

Document de Référence 2011

incluant le rapport financier annuel

1	PRÉSENTATION DU GROUPE	3
1.1	Profil, organisation et stratégie du Groupe	4
1.2	Chiffres clés	11
1.3	Présentation des branches en 2011	16
1.4	Propriétés immobilières, usines et équipements	83
1.5	Politique de l'innovation, recherche et développement	88
2	FACTEURS DE RISQUE	93
2.1	Processus de gestion des risques	95
2.2	Risques liés à l'environnement externe	98
2.3	Risques opérationnels	103
2.4	Risques industriels	108
2.5	Risques financiers	112
3	INFORMATIONS SOCIALES, ENVIRONNEMENTALES ET SOCIÉTALES	117
3.1	Éthique et <i>compliance</i>	118
3.2	Le pilotage global du développement durable	119
3.3	Informations sociales	123
3.4	Informations environnementales	143
3.5	Informations sociétales	153
3.6	Rapport d'examen des Commissaires aux comptes sur certains indicateurs environnementaux et sociaux	156
4	GOVERNEMENT D'ENTREPRISE	159
4.1	Rapport du Président du Conseil d'Administration sur le gouvernement d'entreprise et sur les procédures de contrôle interne et de gestion des risques	160
4.2	Rapport des Commissaires aux comptes, établi en application de l'article L. 225-235 du Code de commerce, sur le rapport du Président du Conseil d'Administration de la Société GDF SUEZ	195
4.3	Direction Générale	196
4.4	Rapport spécial des Commissaires aux comptes sur les conventions et engagements réglementés, transactions entre parties liées, contrats de services	198
4.5	Rémunérations et avantages des membres des organes d'administration et de direction	206
5	INFORMATIONS SUR LE CAPITAL ET L'ACTIONNARIAT	225
5.1	Informations sur le capital social	226
5.2	Actionnariat	236
6	INFORMATIONS FINANCIÈRES	241
6.1	Examen de la situation financière	242
6.2	Comptes consolidés	261
6.3	Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes consolidés	393
6.4	Comptes sociaux	395
6.5	Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes annuels	445
7	INFORMATIONS COMPLÉMENTAIRES	447
7.1	Dispositions légales et statutaires particulières	448
7.2	Litiges et arbitrages – concurrence et concentrations (actualisation)	454
7.3	Documents accessibles au public	455
7.4	Responsables du Document de Référence	456
7.5	Mandats des Commissaires aux comptes	457
A	ANNEXE A - LEXIQUE	459
B	ANNEXE B - TABLES DE CONCORDANCE	469

Document de référence 2011

Rapport financier annuel et rapport de gestion

Le présent Document de Référence intègre (i) tous les éléments du rapport financier annuel mentionné au I de l'article L. 451-1-2 du Code monétaire et financier ainsi qu'à l'article 222-3 du Règlement général de l'Autorité des marchés financiers (AMF) (figure en Annexe B au présent Document de Référence une table de concordance entre les documents mentionnés par ces textes et les rubriques correspondantes du présent Document de Référence), et (ii) toutes les mentions obligatoires du rapport de gestion du Conseil d'Administration à l'Assemblée Générale Annuelle du 23 avril 2012 prévu aux articles L. 225-100 et L. 225-100-2 du Code de commerce (les éléments correspondant à ces mentions obligatoires sont référencés dans la table de concordance figurant en Annexe B au présent Document de Référence).

Incorporation par référence

Conformément à l'article 28 du règlement européen n° 809/2004 du 29 avril 2004, le présent Document de Référence incorpore par référence les informations suivantes auxquelles le lecteur est invité à se reporter :

- relativement à l'exercice clos le 31 décembre 2010 de GDF SUEZ : rapport d'activité, comptes consolidés établis selon les normes IFRS et rapport des Commissaires aux comptes y afférent, figurant aux pages 156 à 171, et 287 à 415 du Document de Référence déposé auprès de l'Autorité des marchés financiers le 28 mars 2011 sous le numéro D.11-0186 ;
- relativement à l'exercice clos le 31 décembre 2009 de GDF SUEZ : rapport d'activité, comptes consolidés établis selon les normes IFRS et rapport des Commissaires aux comptes y afférent, figurant aux pages 162 à 177, et 287 à 410 du Document de Référence déposé auprès de l'Autorité des marchés financiers le 6 avril 2010 sous le numéro D.10-218.

Ces informations sont à lire conjointement avec l'information comparative présentée au 31 décembre 2011.

Les informations incluses dans ces Documents de Référence, autres que celles visées ci-dessus, sont, le cas échéant, remplacées ou mises à jour par les informations incluses dans le présent Document de Référence. Ces Documents de Référence sont accessibles dans les conditions décrites à la section 7.3 « Documents accessibles au public » du présent Document de Référence.

Indications prospectives et données de marché

Le présent Document de Référence contient des indications prospectives, notamment à la section 1.1.4 « Priorités stratégiques », à la section 1.1.5 « Amélioration de la performance », à la section 1.3 « Présentation des branches en 2011 » et à la section 6.1.1.7 « Perspectives ». Ces indications ne sont pas des données historiques et ne doivent pas être interprétées comme une garantie que les faits et données énoncés se produiront ou que les objectifs seront atteints, ceux-ci étant par nature soumis à des facteurs externes, tels que ceux présentés dans le chapitre 2 « Facteurs de risque ».

Sauf indication contraire, les données de marché figurant dans le présent Document de Référence sont issues des estimations internes de GDF SUEZ sur la base des données publiquement disponibles.



Le présent Document de Référence a été déposé auprès de l'Autorité des marchés financiers sous le n° D.12-0197 le 23 mars 2012 conformément aux dispositions de l'article 212-13 du Règlement général de l'AMF.

Il pourra être utilisé à l'appui d'une opération financière s'il est complété par une note d'opération visée par l'Autorité des marchés financiers.

Ce document a été établi par l'émetteur et engage la responsabilité de ses signataires.

NOTE

Dans le présent Document de Référence, les termes « GDF SUEZ » ou la « Société » ou « l'Émetteur » ou « l'Entreprise » désignent la Société GDF SUEZ SA (anciennement dénommée Gaz de France), telle qu'elle résulte de la fusion-absorption de SUEZ par Gaz de France le 22 juillet 2008. Le terme « Groupe » désigne GDF SUEZ et ses filiales.

Une liste des unités de mesure, des acronymes et sigles et un glossaire des termes techniques les plus utilisés figurent en Annexe A au présent Document de Référence.

Des exemplaires du présent Document de Référence sont disponibles sans frais auprès de GDF SUEZ, 1, place Samuel de Champlain – 92400 Courbevoie (France), sur le site internet de la Société (gdfsuez.com), ainsi que sur le site internet de l'Autorité des marchés financiers (amf-france.org).

Présentation du Groupe

	Pages		Pages
1.1		PROFIL, ORGANISATION ET STRATÉGIE DU GROUPE	4
1.1.1	4	Présentation générale	
1.1.2	5	Histoire et évolution de la Société	
1.1.3	6	Organisation	
1.1.4	7	Priorités stratégiques	
1.1.5	9	Amélioration de la performance	
1.1.6	10	Positions concurrentielles	
1.2		CHIFFRES CLÉS	11
1.2.1	11	Indicateurs financiers	
1.2.2	12	Indicateurs non financiers	
1.3		PRÉSENTATION DES BRANCHES EN 2011	16
1.3.1	16	Branche Énergie France	
1.3.2	23	Branche Énergie Europe & International	
1.3.3	46	Branche Global Gaz & GNL	
1.3.4	59	Branche Infrastructures	
1.3.5	70	Branche Énergie Services	
1.3.6	75	Branche Environnement	
1.3.7	79	GDF SUEZ Trading	
1.4		PROPRIÉTÉS IMMOBILIÈRES, USINES ET ÉQUIPEMENTS	83
1.5		POLITIQUE DE L'INNOVATION, RECHERCHE ET DÉVELOPPEMENT	88
1.5.1	88	L'innovation au cœur de la stratégie de GDF SUEZ	
1.5.2	89	Un réseau mondial de centres de recherche	
1.5.3	91	Propriété intellectuelle	

1.1 PROFIL, ORGANISATION ET STRATÉGIE DU GROUPE

1.1.1 PRÉSENTATION GÉNÉRALE

Le groupe GDF SUEZ est un industriel de référence dans les métiers du gaz, de l'électricité ainsi que des services à l'énergie et à l'environnement.

Il est présent sur l'ensemble de la chaîne de valeur de l'énergie, en électricité et en gaz naturel, de l'amont à l'aval :

- achat, production et commercialisation de gaz naturel et d'électricité ;
- transport, stockage, distribution, développement et exploitation de grandes infrastructures de gaz naturel ;
- fourniture de services énergétiques et de services liés à la gestion de l'environnement (eau, déchets).

GDF SUEZ développe un *business model* équilibré :

- par sa présence dans des métiers complémentaires sur toute la chaîne de valeur (répartition du chiffre d'affaires équilibrée entre gaz, électricité et services) ;
- par sa présence dans des régions soumises à des cycles économiques et conjoncturels différents, avec une position forte dans les pays émergents aux meilleures perspectives de croissance, position renforcée en 2011 avec l'intégration d'International Power ;
- par sa présence répartie entre des activités exposées aux incertitudes des marchés et d'autres au profil de revenu récurrent (infrastructures, contrats de type PPA, activités régulées dans l'eau...);
- par un *mix* énergétique équilibré avec une priorité donnée aux énergies peu ou pas carbonées.

Ce *business model* répond aux exigences de l'environnement économique dans lequel le Groupe évolue. Cet environnement est caractérisé par la confirmation des tendances de fond que sont le renforcement de la concurrence en Europe, la convergence des marchés du gaz, de l'électricité et des services énergétiques et les enjeux de croissance durable.

Il est également marqué par de récentes transformations appelant une évolution du modèle traditionnel de la *utility* européenne géocentrée, que GDF SUEZ avait anticipée :

- dégradation conjoncturelle des prix sur les marchés de l'énergie dans les pays matures consécutivement à la crise économique ;
- écart de croissance entre pays matures et émergents, accru avec la crise économique ;
- adoption du paquet énergie-climat dans l'Union européenne (objectifs dits des « 3 x 20 ») ;
- hausse des incertitudes pesant sur les marchés de l'énergie, accentuée avec les événements politiques dans les pays arabes, l'accident nucléaire de la centrale de Fukushima et les incertitudes réglementaires.

Le développement de GDF SUEZ s'articule donc autour des axes suivants :

- accélération du développement dans les pays émergents en forte croissance, dans la production d'électricité et la filière GNL/exploration-production ;
- intégration, recentrage et optimisation des activités en Europe ;
- renforcement des activités à revenu récurrent.

En 2011, GDF SUEZ a été classé 1^{er} *utility* cotée au monde dans le classement annuel publié par le magazine Forbes des 2 000 plus grandes entreprises mondiales cotées (29^e place du classement général, 3^e place des entreprises françaises).

Coté à Bruxelles, Luxembourg et Paris, GDF SUEZ est représenté dans les principaux indices : CAC 40, BEL 20, DJ Stoxx 50, DJ Euro Stoxx 50, Euronext 100, FTSE Eurotop 100, MSCI Europe et ASPI Eurozone.

Les valeurs fondamentales du Groupe, définies en 2009 à travers un forum participatif déployé à l'échelle du Groupe, sont l'exigence, l'engagement, l'audace et la cohésion.

1.1.2 HISTOIRE ET ÉVOLUTION DE LA SOCIÉTÉ

La Société GDF SUEZ résulte de la fusion-absorption de SUEZ par Gaz de France par décisions des Assemblées Générales Mixtes des actionnaires de Gaz de France et de SUEZ en date du 16 juillet 2008, laquelle fusion a pris effet le 22 juillet 2008.

Créée initialement en 1946 sous la forme d'un EPIC, la Société a été transformée en société anonyme pour une durée de 99 ans par la loi n° 2004-803 du 9 août 2004 relative au service public de l'électricité, du gaz et aux entreprises électriques et gazières, portant modification de la loi n° 46-628 du 8 avril 1946, et dont les dispositions visaient à organiser l'évolution du statut de la Société. Sauf dissolution anticipée ou prorogation, l'existence de la Société prendra fin le 19 novembre 2103.

Le 7 juillet 2005, la Société a ouvert son capital par voie d'introduction en bourse. La première cotation de l'action de la Société, sous son ancienne dénomination Gaz de France, a eu lieu le 7 juillet 2005.

La loi n° 2004-803 du 9 août 2004, telle que modifiée par loi n° 2006-1537 du 7 décembre 2006 relative au secteur de l'énergie, prévoyant que l'État détient désormais plus du tiers du capital de la Société, et le décret n° 2007-1784 du 19 décembre 2007 ont autorisé le transfert de la Société du secteur public au secteur privé. Le 22 juillet 2008, la Société a absorbé SUEZ par voie de fusion-absorption, ce qui a entraîné le transfert au secteur privé de la majorité du capital de la Société, laquelle a adopté la raison sociale « GDF SUEZ ».

SUEZ résultait de la fusion de la Compagnie de Suez et de Lyonnaise des Eaux intervenue en 1997. À cette époque, la Compagnie de Suez, qui avait construit et exploité le canal de Suez jusqu'à sa nationalisation par le gouvernement égyptien en 1956, était une société holding possédant des participations diversifiées en Belgique et en France, en particulier dans les secteurs financier et de l'énergie. Lyonnaise des Eaux était, pour sa part, une société diversifiée dans la gestion et le traitement de l'eau, les déchets, la construction, la communication et la gestion d'installations techniques. SUEZ était devenu un groupe industriel et de services international et avait pour mission de répondre aux besoins essentiels dans l'électricité, le gaz, les services à l'énergie et à l'industrie, l'eau et la propreté.

Le contexte de dérégulation des marchés européens de l'énergie au début des années 1990 a favorisé le développement à l'international des deux sociétés Gaz de France et SUEZ, qui ont progressivement étendu leurs activités hors de leurs marchés historiques respectifs, tant en Europe qu'au grand international.

L'autorisation de la fusion délivrée le 14 novembre 2006 par la Commission européenne était conditionnée par la mise en œuvre de remèdes. Les principaux remèdes conditionnant l'autorisation de la Commission européenne ont été réalisés.

La Société a conclu le 3 février 2011 une opération de rapprochement avec International Power (voir section 6.2 « Comptes consolidés » - Note 2.1.1 et chapitre 1.3.2.8 « International Power plc »).

Cette opération permet à GDF SUEZ d'accélérer son développement industriel et de renforcer la présence internationale du Groupe aux États-Unis, au Royaume-Uni et sur les marchés en croissance rapide du Moyen-Orient et de l'Asie-Pacifique.

La Société GDF SUEZ a désormais son siège social au 1, place Samuel de Champlain – 92400 Courbevoie, France. Son numéro de téléphone est le + 33 (0) 1 44 22 00 00. Elle est immatriculée au Registre du Commerce et des Sociétés de Nanterre sous le numéro 542 107 651. Son code NAF est 3523Z.

GDF SUEZ est une société anonyme à Conseil d'Administration soumise aux dispositions législatives et réglementaires applicables aux sociétés commerciales de forme anonyme, sous réserve des lois spécifiques régissant la Société, et à ses statuts.

Les lois spécifiques régissant GDF SUEZ sont notamment la loi n° 46-628 du 8 avril 1946 sur la nationalisation de l'électricité et du gaz, la loi n° 2003-8 du 3 janvier 2003 relative aux marchés du gaz et de l'électricité et au service public de l'énergie, la loi n° 2004-803 du 9 août 2004 relative au service public de l'électricité, du gaz et aux entreprises électriques et gazières, ainsi que la loi n° 2006-1537 du 7 décembre 2006 relative au secteur de l'énergie.

La Société a un exercice social d'une durée de 12 mois qui débute le 1^{er} janvier et s'achève le 31 décembre de chaque année.

1.1.3 ORGANISATION

Jusqu'au 31 décembre 2011, GDF SUEZ était organisé sur le plan opérationnel, autour de six branches (cinq branches énergie et une branche Environnement), dont une présentation détaillée figure au chapitre 1.3 « Présentation des branches en 2011 ».

À compter du 1^{er} janvier 2012, GDF SUEZ s'est réorganisé en :

- regroupant dans une même branche Énergie Europe (BEE) l'ensemble des actifs physiques et commerciaux d'Europe continentale ⁽¹⁾ en gaz (hors infrastructures rattachées à la branche Infrastructures) et en électricité. Ces activités relevaient jusqu'à fin 2011 de la branche Énergie Europe et International (*business areas* GDF SUEZ Energy Benelux & Allemagne et GDF SUEZ Énergie Europe), de la branche Énergie France et de la branche Global Gaz GNL (*Business Units* approvisionnements gaz et vente grands comptes) ;
- créant une branche Énergie International dont le périmètre correspond au périmètre nouveau d'International Power, inscrivant dans l'organisation du Groupe cette opération structurante.

La création de la branche Énergie Europe vise à mettre en œuvre une organisation adaptée à la dimension européenne des marchés du Groupe, dans un contexte :

- d'intégration croissante à l'échelle européenne des marchés de l'électricité et du gaz : intégration physique avec l'augmentation des interconnexions entre pays, intégration économique avec l'ouverture des marchés de l'énergie mais aussi intégration réglementaire ;

- de poursuite de la convergence entre gaz et électricité, le gaz jouant un rôle croissant dans la production d'électricité, qui appelle à un rapprochement entre les activités d'approvisionnements et de ventes de gaz et les autres activités dérégulées dans l'énergie en Europe.

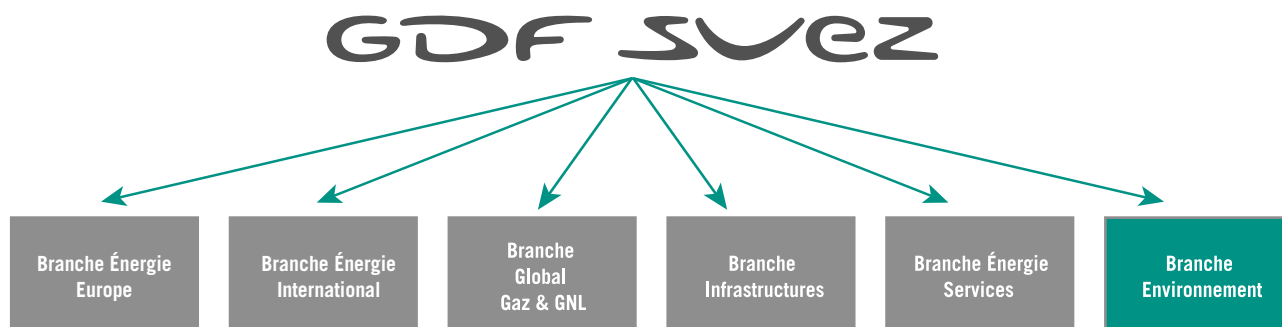
La branche Énergie Europe est organisée selon une structure matricielle, pour combiner l'expérience et la connaissance des marchés des différents pays européens avec les leviers de synergie que représentent les trois métiers de la branche, à savoir :

- la production d'électricité ;
- la gestion d'énergie, qui recouvre les approvisionnements, le *trading* et le *portfolio management* ;
- le marketing et les ventes de gaz et d'électricité.

Les treize pays où intervient la branche sont regroupés en quatre zones ; pour chaque zone a été désigné un pays *lead* :

- France ;
- Belgique-Luxembourg, Allemagne, Pays-Bas (pays *lead* : Belgique-Luxembourg) ;
- Pologne, Hongrie, Roumanie, Slovaquie (pays *lead* : Pologne) ;
- Italie, Grèce, Espagne et Portugal (pays *lead* : Italie).

GDF SUEZ est donc désormais organisé autour des six branches suivantes :



- la **branche Énergie Europe** est en charge des activités de gestion d'énergie, de distribution et stockage de gaz naturel ⁽²⁾, de production d'électricité et de vente d'énergie tous segments confondus en Europe continentale ;

- la **branche Énergie International** est organisée en six zones géographiques (Amérique Latine ; Amérique du Nord ; Royaume-Uni et Europe ; Moyen-Orient, Turquie et Afrique ; Asie ; Australie). Elle assure la production d'électricité, ainsi que la régazification de GNL, la distribution de gaz, le désalement de l'eau de mer et la vente au détail à l'international hors d'Europe continentale ⁽³⁾. La branche est représentée par International Power.

(1) Hors actifs d'International Power en Europe continentale.

(2) La BEE est en charge de la distribution de gaz au Portugal, en Hongrie, Roumanie et Slovaquie, ainsi que du stockage de gaz pour ces deux derniers pays.

(3) Ainsi que les activités associées aux actifs d'International Power en Europe continentale.

- la **branche Global Gaz & GNL** est en charge de l'exploration-production de gaz et de pétrole, de la fourniture, du transport et de la commercialisation de Gaz Naturel Liquéfié ;
- la **branche Infrastructures** rassemble les activités de réseaux et d'infrastructures, en Europe et principalement en France : transport de gaz naturel, regazéification du GNL, stockage de gaz naturel, distribution de gaz naturel ;
- la **branche Énergie Services** propose à ses clients de l'industrie, du tertiaire et des infrastructures, des solutions énergétiques et environnementales efficaces et durables, au travers de prestations multitechniques, dans les domaines de l'ingénierie, de l'installation ou des services énergétiques ;
- la **branche Environnement** assure les services d'eau, d'assainissement et de gestion des déchets auprès des collectivités et des industriels.

Le **Centre de GDF SUEZ**, bi-localisé à Paris et Bruxelles, est responsable notamment du cadrage de la stratégie et de la performance financière. À ce titre, il a en charge :

- la définition et l'adaptation des organisations ;
- l'élaboration des politiques dans les grands domaines fonctionnels (finance, stratégie, audit, contrôle interne, *management* des risques, ressources humaines, secrétariat général, juridique, communication, recherche-innovation, performance, systèmes d'information, achats, sécurité...);
- le contrôle et la mise en application des politiques et procédures internes ;

- l'animation des filières fonctionnelles ;
- l'animation des processus transverses, en particulier le développement des synergies entre les branches (notamment dans le suivi et l'implémentation d'une stratégie de développement nucléaire globale qui tienne compte des impératifs du Groupe, des réalités locales et des enjeux globaux) ;
- et la gestion au sein de centres de services partagés et de centres d'expertises de missions pouvant être mutualisées entre plusieurs branches.

Voir aussi chapitre 4.1 « Rapport du Président du Conseil d'Administration sur le gouvernement d'entreprise et sur les procédures de contrôle interne et de gestion des risques ».

La Société exerce une activité économique propre ; elle ne joue pas vis-à-vis de ses filiales le rôle d'une simple holding. Le nombre de filiales directes ou indirectes de la Société (contrôle majoritaire) était d'environ 2 400 à fin 2011. La liste des principales sociétés consolidées du Groupe figure au chapitre 6.2 « Comptes consolidés – Note n° 28 (Liste des principales sociétés consolidées au 31 décembre 2011) ». La liste des principales filiales et participations détenues directement par la Société figure au chapitre 6.4 « Comptes Sociaux – Note n° 27 (Filiales et participations) ».

La présentation de l'activité et des actifs économiques stratégiques des principales filiales de la Société, ainsi que de leur implantation géographique, figure au chapitre 1.3 « Présentation des branches en 2011 », qui est structuré en fonction de l'organisation du Groupe à fin 2011.

1.1.4 PRIORITÉS STRATÉGIQUES

Les marchés de l'énergie et de l'environnement sur lesquels évolue le Groupe sont des marchés porteurs à long terme.

Ainsi, la demande mondiale en énergie primaire devrait croître de 40% entre 2009-2035 selon les projections du scénario central de l'Agence Internationale de l'Énergie (AIE) ⁽¹⁾. Près de 90% de cette croissance se produirait hors de l'OCDE.

La demande en gaz naturel augmente d'ici 2035 dans les trois scénarii examinés par l'AIE ; par ailleurs, la part du gaz naturel dans la demande mondiale primaire en énergie en 2035 apparaît peu sensible aux hypothèses retenues et reste comprise entre 22 et 23% quel que soit le scénario.

Dans les projections de l'AIE, les économies d'énergie apparaissent également au cœur des politiques énergétiques. Ainsi, la réduction d'émissions de CO₂ nécessaire pour limiter à 2°C l'élévation de température par rapport à l'ère préindustrielle reposerait à 44% sur l'efficacité énergétique (écart entre le scénario « New policies » et le scénario « 450 »).

La production mondiale d'électricité croîtrait, selon la même source, de 81% entre 2009-2035, les 4/5 de la croissance se produisant hors de l'OCDE. En Europe, selon la société IHS CERA (scénario Global Redesign, 2010), le besoin de nouvelles capacités électriques à 2030 serait de 615 GW, à comparer à 900 GW en service en 2011, notamment pour compenser les déclassements.

(1) International Energy Agency, World Energy Outlook 2011. Le scénario central de cette publication est le scénario appelé « New Policies », qui fait l'hypothèse que tous les engagements des États en faveur de la sécurité énergétique et de la lutte contre le changement climatique sont mis en œuvre, y compris lorsque les mesures pratiques déclinant ces engagements restent à mettre en place. Le World Energy Outlook examine également un scénario de prolongation du cadre actuel de mesures et politiques en matière d'énergie (« Current policies scenario ») ainsi qu'un scénario compatible avec une limitation à 2°C de l'élévation de température par rapport à l'ère préindustrielle, ce qui suppose une concentration de gaz à effets de serre dans l'atmosphère inférieure à 450 ppm d'équivalent CO₂ (« 450 scenario »).

1.1 PROFIL, ORGANISATION ET STRATÉGIE DU GROUPE

Toujours en Europe, le besoin d'investissements dans les infrastructures gazières s'élèverait à 70 milliards d'euros entre 2011 et 2020 selon la Commission européenne ⁽¹⁾.

Enfin, pour ce qui est du marché de l'environnement, la gestion de la rareté de la ressource en eau et en matières premières apparaît comme une préoccupation croissante au niveau mondial. À titre d'exemple, selon le *Global Water Market 2011*, les capacités mondiales de dessalement pourraient entre 2009 et 2016 croître de 9% par an.

Les chiffres clés de l'énergie en 2010, Source Enerdata, *Global Energy & CO₂ Data*, octobre 2011 :

- demande primaire en énergie : Monde : 12 844 Mtep, Europe (UE 27) : 1 713 Mtep ;
- demande primaire en gaz naturel : Monde : 3 327 milliards de m³, Europe (UE 27) : 537 milliards de m³ ;
- production totale d'électricité : Monde : 21 279 TWh, Europe (UE 27) : 3 835 TWh.

Le Groupe bénéficie ainsi de perspectives industrielles prometteuses sur des marchés porteurs à long terme, que la crise économique et financière de 2008-2009 n'a pas remises en cause, compte tenu de son *business model* équilibré entre ses activités gaz, électricité et services, de son *mix* énergétique flexible et diversifié, d'un portefeuille d'activités présentant des profils de rentabilité/risques complémentaires et de sa forte présence dans les pays émergents encore renforcée avec l'intégration d'International Power. Il poursuivra ainsi sa croissance, qui devrait être modérée en 2012-2013 en raison de la crise économique européenne, plus soutenue au-delà.

Le positionnement compétitif de GDF SUEZ sur ses métiers, son expérience et son leadership technologique et son engagement pour le développement durable constituent de forts relais de croissance dans un environnement concurrentiel en mutation.

Dans ce contexte, GDF SUEZ va poursuivre les efforts engagés pour l'amélioration de la rentabilité opérationnelle et la génération de liquidités dans tous ses métiers ainsi que son développement industriel par un programme d'investissement soutenu (9 à 11 milliards d'euros par an à moyen terme). Ces investissements seront réalisés dans le respect d'une stricte discipline financière (maintien du *rating* de catégorie « A » et maintien des critères d'investissement), tout en donnant la priorité à la rentabilité sur la croissance et en conservant la marge de manœuvre requise pour saisir d'éventuelles opportunités d'acquisition externe. GDF SUEZ a des critères d'investissement stricts selon quatre axes (stratégie, finance, juridique et environnement, social et gouvernance) destinés à créer de la valeur. L'objectif financier de GDF SUEZ est d'offrir une rémunération attractive pour ses actionnaires en maintenant une structure financière solide et une génération soutenue de *cash flows*.

Les priorités stratégiques du Groupe sont :

- l'accélération de son développement dans le monde émergent, dans la production d'électricité comme dans l'amont gazier (exploration-production et GNL) ;
- le renforcement de l'intégration de ses activités électriques et gazières, le recentrage et l'optimisation de son portefeuille d'actifs en Europe ;

- le renforcement d'activités générant des rendements sécurisés et un *cash flow* récurrent (infrastructures, services à l'énergie, environnement).

Dans l'électricité et le gaz à l'international, l'objectif est d'être un acteur global :

- dans les pays émergents, en investissant plus fortement tout en maîtrisant les risques, en confortant ses positions en Amérique du Sud, en Asie du Sud-Est et au Moyen-Orient et en trouvant de nouveaux relais de croissance ;
- dans les pays d'économie mature, en construisant des positions intégrées là où c'est possible.

Dans l'électricité et le gaz en Europe, l'objectif est d'intégrer et d'optimiser les positions du Groupe :

- en consolidant les positions de leader et en trouvant de nouveaux relais de croissance par l'innovation technologique et commerciale sur les marchés domestiques ;
- en renforçant et en optimisant ses positions sur des zones ciblées ;
- en poursuivant l'amélioration de l'efficacité opérationnelle, notamment par une intégration accrue entre les différentes activités déréglées.

L'évolution de l'organisation du Groupe avec la création d'une branche Énergie Europe (cf. section 1.1.3) permettra d'accompagner ces priorités.

Dans les activités de Global Gaz & GNL, l'objectif est de développer les avantages concurrentiels dans l'approvisionnement et le GNL en s'appuyant notamment sur des développements dans l'exploration-production :

- en développant un portefeuille d'approvisionnement gazier du Groupe compétitif, diversifié et sûr ;
- en développant la position mondiale du Groupe sur le marché du GNL, notamment par le renforcement de sa présence sur le Pacifique, appelé à une plus forte croissance ;

(1) *Communication de la Commission « energy infrastructure priorities for 2020 and beyond – A blueprint for an integrated European energy network » (COM (2010) 677).*

1.1 PROFIL, ORGANISATION ET STRATÉGIE DU GROUPE

- en s'appuyant sur le savoir-faire dans le domaine de l'exploration-production gazière, également destinée à servir la stratégie GNL et les besoins d'approvisionnement du Groupe.

Dans le nucléaire, l'objectif est de maintenir à long terme la place de cette énergie dans le *mix* de production avec une cible de 10% à l'horizon 2030 :

- en privilégiant l'option technologique des réacteurs à eau pressurisée du plus haut niveau de sécurité ;
- en privilégiant les partenariats pour réduire et partager les risques ;
- en privilégiant les environnements économiques les plus sécurisés (contrats de type PPA, environnements régulés, rémunération de capacité...) ;
- en ciblant prioritairement les pays suivants : France, Royaume-Uni, Pologne, Brésil et États-Unis.

Cet objectif sera réévalué mi-2012 pour prendre en compte l'impact post-Fukushima dans plusieurs pays d'Europe.

Dans les infrastructures, l'objectif est de développer les positions :

- en maintenant et développant des positions fortes en France, par l'exploitation sûre des installations et la promotion du gaz naturel comme élément essentiel du *mix* énergétique français ;
- en développant de manière sélective des activités hors de France : en Europe à partir des marchés où le Groupe compte déjà des actifs et hors d'Europe en cohérence avec la stratégie globale du Groupe.

Dans les services à l'énergie, l'objectif est de faire de cette activité un relais de croissance, au cœur des enjeux énergétiques et environnementaux :

- en développant l'offre d'efficacité énergétique notamment à travers les métiers de l'ingénierie ainsi que ceux des services et d'installation-maintenance ;

- en confortant le leadership du Groupe en Europe et en développant les activités dans des pays ciblés hors d'Europe (Chine, Moyen-Orient...).

Dans l'environnement, l'objectif est de développer des relais de croissance, en priorité par le renforcement des positions existantes, avec des synergies renforcées avec les autres activités du Groupe :

- en développant des *business models* rénovés et enrichis dans les pays matures, autour du grand cycle de l'eau, du recyclage et de la valorisation énergétique des déchets, du comptage intelligent et de la protection de la ressource ;
- en ciblant le développement international sur l'Amérique du Nord et le Moyen-Orient pour l'eau, sur l'Australie, l'Europe Centrale et la Chine pour l'eau et les déchets.

La mise en œuvre de cette stratégie est particulièrement représentée par des opérations majeures menées par le Groupe en 2011 :

- rapprochement avec International Power en février (voir chapitre 6.2 « Comptes consolidés - Note 2.1.1 » et chapitre 1.3.2.8 « International Power plc ») ;
- mise en place en août d'un partenariat stratégique avec le fonds chinois China Investment Corporation (CIC) et, au titre de ce partenariat, prise de participation de ce fonds dans les activités d'exploration-production de GDF SUEZ (voir chapitre 1.3.3.5 « Faits marquants 2011 ») ;
- ouverture du capital de GRTgaz en juillet : la Société d'Infrastructures Gazières (SIG), un consortium public réunissant CNP Assurance, CDC Infrastructure et la Caisse des Dépôts, en a acquis 25% (voir chapitre 1.3.4.3 « Organisation ») ;
- programme de cession d'actifs non stratégiques et de participations minoritaires du Groupe.

1.1.5 AMÉLIORATION DE LA PERFORMANCE

Le Groupe s'est engagé, depuis plusieurs années, dans une démarche d'amélioration continue de la performance. Au travers de son plan de performance Efficio, il vise l'excellence opérationnelle, une satisfaction toujours plus grande de ses clients, le renforcement de sa compétitivité et de sa capacité d'investissement.

En 2011, la démarche a été amplifiée, à la fois en structurant la démarche auprès de chacune des *Business Units* et en mettant l'accent sur les économies de coûts, les réductions de frais généraux et l'amélioration de la performance opérationnelle. Le plan porte également sur les économies d'achats réalisées sur les dépenses d'investissement.

La filière Achats contribue fortement à la démarche performance, aussi bien pour les dépenses opérationnelles que pour les dépenses d'investissement. L'objectif est d'atteindre un taux de couverture de 80 % des achats réalisés par la filière Achats.

Enfin l'accent est mis sur les démarches transverses (coût du travail, immobilier...) avec l'appui des fonctions support.

En 2011, le programme Efficio a contribué à l'amélioration de l'EBITDA à hauteur d'environ 580 millions d'euros par rapport à 2010.

En 2012, la démarche est renforcée avec le lancement d'un plan d'actions Groupe, avec les priorités suivantes :

- l'accroissement de la flexibilité financière ;
- l'optimisation de la base d'actifs (renforcement d'Efficio) ;
- la focalisation sur le résultat net récurrent ;
- l'anticipation de l'évolution des nouveaux marchés.

1.1.6 POSITIONS CONCURRENTIELLES

La production et la commercialisation de l'électricité, ainsi que la commercialisation du gaz, sont des secteurs d'activités largement ouverts à la concurrence en Europe, tout en restant régulés de manière différenciée selon les pays, notamment s'agissant des prix de vente aux particuliers. Les activités constituant des monopoles naturels – comme le transport et la distribution de l'électricité et dans une large mesure du gaz – sont plus étroitement encadrées par les régulateurs nationaux et les règles européennes.

Ailleurs dans le monde, à quelques exceptions près, les marchés sont moins ouverts à la concurrence et les acteurs privés y opèrent souvent dans le cadre de contrats à long terme établis à l'issue d'appels d'offres.

Les métiers de l'environnement sont beaucoup moins ouverts au secteur privé, y compris en Europe. Peu de pays ont une part du secteur privé prépondérante (France et Espagne en environnement, États-Unis pour les déchets) ou exclusive (Royaume-Uni). Les pays émergents tendent à libéraliser de plus en plus le marché des déchets.

1.1.6.1 GDF SUEZ est un leader européen et mondial pour l'électricité et le gaz

En Europe, GDF SUEZ est le **2^e acheteur de gaz naturel**, disposant d'une capacité unique à approvisionner des clients dans 13 pays. Dans le GNL, GDF SUEZ est un acteur mondial : **1^{er} importateur en Europe et 3^e importateur** ⁽¹⁾ dans le monde. Il est aussi un acteur de taille significative en exploration-production (10^e producteur de gaz ⁽²⁾, et 3^e « *utility* »).

Le Groupe est le **1^{er} opérateur d'infrastructures gazières en Europe** : il détient le **1^{er} réseau** de transport, est le **1^{er} opérateur de distribution, 1^{er} stockeur européen** en termes de ventes de capacités et **2^e opérateur/propriétaire** de terminaux GNL.

Le rapprochement de GDF SUEZ Énergie International et d'International Power a donné naissance au **leader mondial des IPP** (*Independent Power Producers*). Cette opération renforce également, à l'international, ses positions de **1^{er} producteur développeur** dans les pays du Golfe, **1^{er} producteur indépendant d'électricité au Brésil, 2^e au Pérou et au Panama et 3^e en Thaïlande**. En électricité, le Groupe est le **5^e producteur** ⁽³⁾ et **5^e commercialisateur** ⁽³⁾ en Europe.

Ce leadership mondial et européen est conforté par un ancrage domestique franco-belge fort :

- en France, GDF SUEZ est le **leader historique de la commercialisation de gaz** avec 9,4 millions de clients résidentiels. Le Groupe atteint notamment des parts de marché de 65% sur le marché des industriels, collectivités locales et professionnels et de 88% sur le marché des particuliers. Dans l'électricité, avec une capacité de 8,1 GW, le Groupe est le **2^e producteur et commercialisateur** ⁽³⁾. Il gère un *mix* énergétique diversifié et faiblement émetteur de CO₂ : GDF SUEZ est ainsi le **2^e opérateur hydraulique en France** ⁽⁴⁾, avec près du quart de la production hydraulique française. GDF SUEZ est aussi **leader dans l'éolien en France** ⁽³⁾ avec 1 020 MW installés à fin 2011 (909 MW part du Groupe), représentant 16% du marché français estimé ;
- en Belgique, GDF SUEZ est, par le biais de sa filiale Electrabel, le **1^{er} producteur d'électricité** avec un parc qui représente environ deux tiers de la capacité totale du pays ; Electrabel y est par ailleurs le **principal fournisseur d'électricité** ⁽⁵⁾ avec 3,3 millions de clients et un fournisseur majeur de gaz naturel avec 1,8 million de clients.

1.1.6.2 Leadership de GDF SUEZ dans les métiers des services à l'énergie et à l'environnement

Le Groupe est le **leader européen des services à l'énergie** : la branche Énergie Services a la position de **numéro un en France, en Belgique, aux Pays-Bas et en Italie**. GDF SUEZ bénéficie également d'une position forte dans les pays limitrophes et de premières bases de développement dans les pays plus éloignés tels que ceux de l'Europe centrale. Avec un bon équilibre des métiers, la branche dispose sur le marché européen d'un portefeuille unique d'activités complémentaires qui la différencie de ses concurrents. Son activité mondiale d'ingénierie donne par ailleurs à GDF SUEZ un avantage comparatif sur la plupart de ses concurrents européens.

Sur le marché de l'environnement, SUEZ Environnement est un acteur de référence à l'échelle mondiale, implanté sur tous les continents. Le Groupe est **2^e opérateur de l'eau et 3^e opérateur dans les déchets** ⁽¹⁾.

(1) Sources : Analyses internes GDF SUEZ, données 2010.

(2) Source : Cap Gemini, données 2009.

(3) Sources : Cap Gemini, Eurostat, données 2010.

(4) Source : RTE, 2011.

(5) Source : CREG, données 2010.

1.2 CHIFFRES CLÉS

1.2.1 INDICATEURS FINANCIERS

<i>En millions d'euros</i>	Gaz de France 2007	GDF SUEZ 2007	GDF SUEZ pro forma 2007	GDF SUEZ pro forma 2008	GDF SUEZ publié 2008	GDF SUEZ 2009	GDF SUEZ 2010	GDF SUEZ 2011
1. Chiffre d'affaires	27 427	47 475	71 228	83 053	67 924	79 908	84 478	90 673
dont réalisé hors de France	11 361	35 543	43 998	52 708	47 156	49 184	52 976	59 517
2. Résultat								
• EBITDA ^(a)	5 696	7 433	12 539	13 886	10 054	14 012	15 086	16 525
• Excédent brut opérationnel (EBO)	5 666							
• Résultat brut d'exploitation (RBE)		7 965						
• Résultat opérationnel	3 874							
• Résultat opérationnel courant		5 175	7 824	8 561	6 224	8 347	8 795	8 978
• Résultat net part du Groupe	2 472	3 924	5 755	6 504	4 857	4 477	4 616	4 003
3. Flux de trésorerie								
Flux issus des activités opérationnelles	4 778	6 017	10 429	7 726	4 393	13 628	12 332	13 838
dont Marge brute d'autofinancement avant résultat financier et impôt		7 267	12 451	13 287	9 686	13 016	14 736	16 117
dont Cash Flow opérationnel	5 904							
Flux issus de l'investissement	(2 623)	(4 681)	(6 937)	(11 845)	(7 348)	(8 178)	(7 783)	(7 905)
Flux issus du financement	(1 403)	(2 518)	(4 231)	3 084	5 528	(4 282)	(3 683)	(2 496)
4. Bilan								
Capitaux propres part du Groupe ^(b)	17 953	22 193	NA	57 748	57 748	60 194	62 114	62 930
Capitaux propres totaux ^(b)	18 501	24 861	NA	62 818	62 818	65 436	70 627	80 270
Total bilan ^(b)	46 178	79 127	NA	167 208	167 208	171 198	184 430	213 410
5. Données par action (en euros)								
• Nombre moyen d'actions en circulation ^(c)	983 115 173	1 269 572 284	2 177 496 287	2 160 674 796	1 630 148 305	2 188 876 878	2 187 521 489	2 221 040 910
• Nombre d'actions à la clôture	983 871 988	1 307 043 522	NA	2 193 643 820	2 193 643 820	2 260 976 267	2 250 295 757	2 252 636 208
• Résultat net par action	2,51	3,09	2,64	3,01	2,98	2,05	2,11	1,80
• Dividende distribué	1,26	1,36	NA	1,40	1,40	1,47	1,50	1,50
6. Effectifs totaux	47 560							
Effectifs moyens totaux	192 821	NA	234 653	234 653	242 714	236 116	240 303	
• Sociétés en intégration globale	146 350	NA	194 920	194 920	201 971	213 987	218 905	
• Sociétés en intégration proportionnelle	37 592	NA	31 174	31 174	35 294	16 943	17 610	
• Sociétés mises en équivalence	8 879	NA	8 559	8 559	5 449	5 186	3 788	

(a) Voir Note 3.4 du chapitre 6.2.

(b) Données au 31 décembre 2010 et au 31 décembre 2009 retraitées ; voir Note 1.2. du chapitre 6.2.

(c) Le résultat par action est calculé sur la base du nombre moyen d'actions en circulation, net d'autocontrôle.

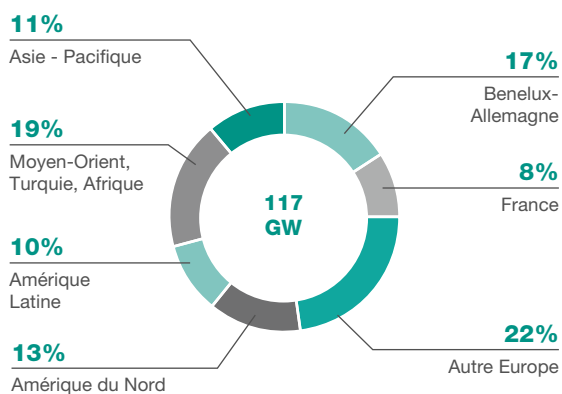
Dividende 2011 : proposé y compris l'acompte de 0,83 euro payé en novembre 2011.

1.2.2 INDICATEURS NON FINANCIERS

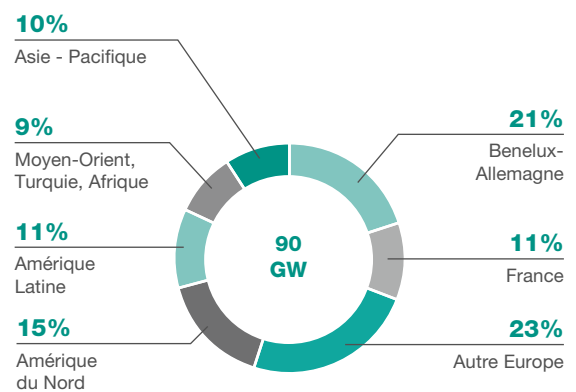
1.2.2.1 Production d'électricité

GDF SUEZ détient et développe un parc de production flexible et performant dans ses marchés clés : l'Europe, l'Amérique Latine, le Moyen-Orient, l'Asie-Pacifique ainsi que l'Amérique du Nord. La capacité installée du Groupe au 31 décembre 2011, calculée à 100%, atteint 117 GW ⁽¹⁾ et calculée en quote-part 90 GW ⁽²⁾.

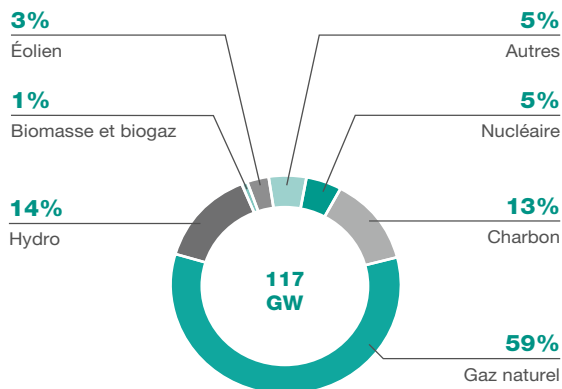
RÉPARTITION DES CAPACITÉS ÉLECTRIQUES PAR ZONE (À 100%)



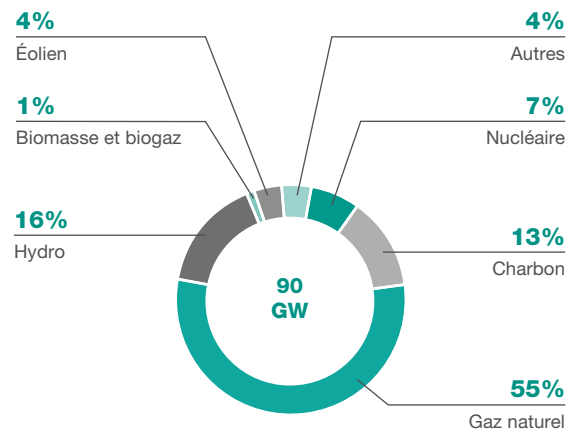
RÉPARTITION DES CAPACITÉS ÉLECTRIQUES PAR ZONE (QUOTE-PART)



RÉPARTITION DES CAPACITÉS ÉLECTRIQUES PAR FILIÈRE (À 100%)



RÉPARTITION DES CAPACITÉS ÉLECTRIQUES PAR FILIÈRE (QUOTE-PART)



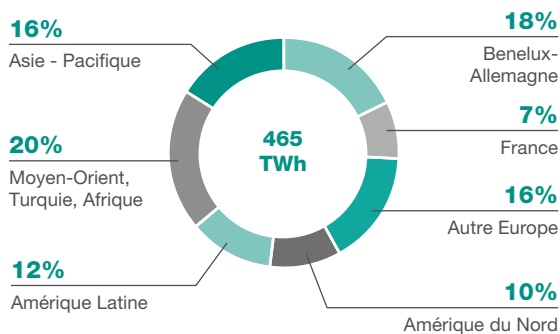
Le parc (à 100%) est constitué pour 59% de centrales à gaz, pour 14% de centrales hydrauliques, pour 13% de centrales à charbon, pour 5% de centrales nucléaires et pour 4% de capacités renouvelables hors hydraulique.

En 2011, le Groupe a produit, calculé à 100%, 465 TWh, et, calculé en quote-part, 359 TWh.

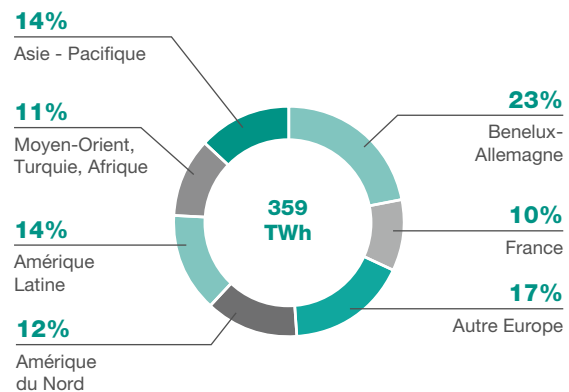
(1) Le calcul à 100% prend en compte l'intégralité des capacités des actifs détenus par GDF SUEZ, quel que soit le taux réel de détention, sauf cas particulier des droits de tirage, ajoutés lorsque le Groupe en est détenteur et déduits lorsqu'ils sont octroyés par le Groupe à des tiers.

(2) Le calcul par quote-part prend en compte les capacités des sociétés consolidées par intégration globale à 100% et les capacités des sociétés consolidées par intégration proportionnelle ou mises en équivalence au prorata de la part détenue.

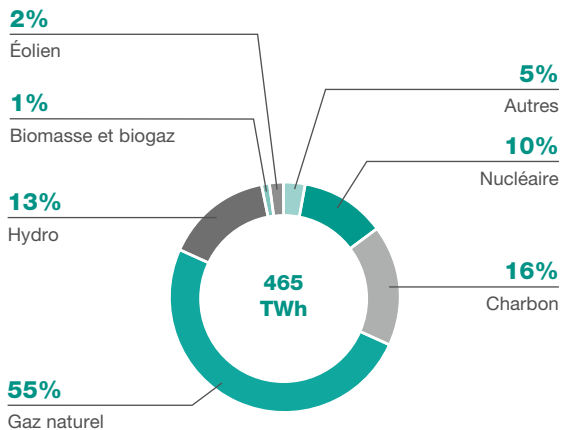
PRODUCTION ÉLECTRIQUE PAR ZONE (À 100%)



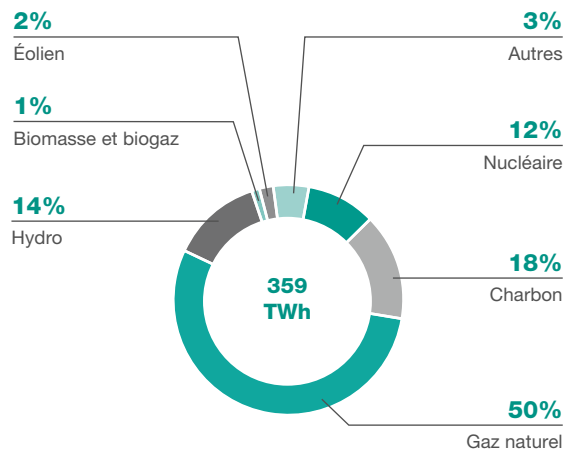
PRODUCTION ÉLECTRIQUE PAR ZONE (QUOTE-PART)



PRODUCTION ÉLECTRIQUE PAR FILIÈRE (À 100%)



PRODUCTION ÉLECTRIQUE PAR FILIÈRE (QUOTE-PART)



La production (calculée à 100%) provient pour 55% de centrales à gaz, 13% d'hydraulique, 10% de nucléaire, 16% de charbon et pour 3% d'énergies renouvelables hors hydraulique.

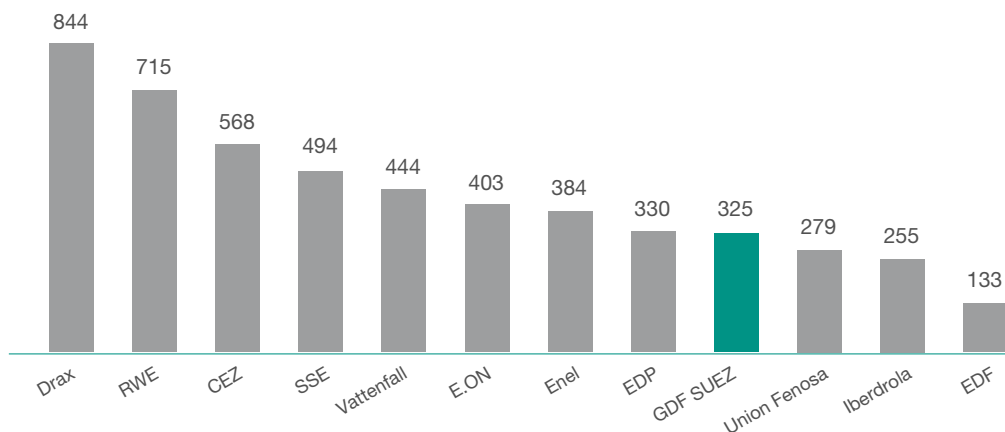
La puissance cumulée des projets du Groupe en cours de construction (calculée à 100%) atteint 14,8 GW au 31 décembre 2011, dont près de 40% à partir de gaz naturel.

GDF SUEZ estime que cette structure de parc lui assure une solide compétitivité tant en termes de rendement énergétique des centrales, de flexibilité que d'impact environnemental. En effet, le parc de production comprend des technologies efficaces

et des combustibles peu polluants. Le Groupe poursuit son effort de développement dans cette voie, et participe également à des recherches visant à accroître le rendement des centrales et à en diminuer l'impact environnemental local et global.

Le parc de production électrique centralisée du Groupe est faiblement émetteur de CO₂ avec un taux moyen d'émission de 325 kg/MWh en 2010 en Europe et se situe ainsi en dessous de la moyenne européenne évaluée par PricewaterhouseCoopers (PwC) à 337 kg/MWh. Au niveau mondial, le taux d'émission du parc de production du Groupe évalué en 2010 est de 351 kg/MWh.

ÉMISSIONS UNITAIRES DE CO₂ DES PRINCIPAUX PRODUCTEURS D'ÉLECTRICITÉ EN EUROPE EN 2010 (EN KG/MWH)



Source : Changement climatique et électricité - Facteur carbone européen - PwC - novembre 2011 (émissions européennes imputable à la production d'électricité).

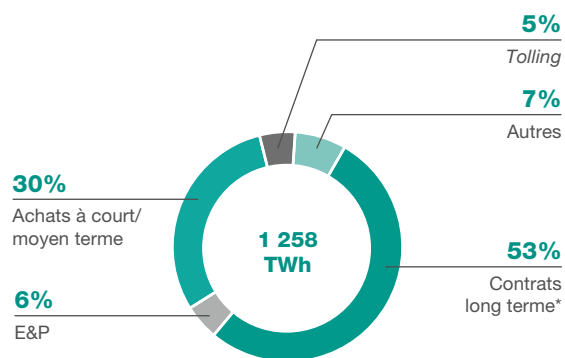
1.2.2.2 Bilan emplois-ressources gaz

L'approvisionnement en gaz naturel du Groupe est réalisé principalement au travers d'un portefeuille de contrats long terme parmi les plus diversifiés d'Europe, en provenance de plus d'une dizaine de pays. Ces contrats offrent à GDF SUEZ la visibilité nécessaire pour assurer son développement et la sécurité de ses

approvisionnements. GDF SUEZ est également l'un des acteurs les plus importants sur les marchés de court terme en Europe. Il ajuste ainsi ses approvisionnements à ses besoins en optimisant ses coûts d'achat.

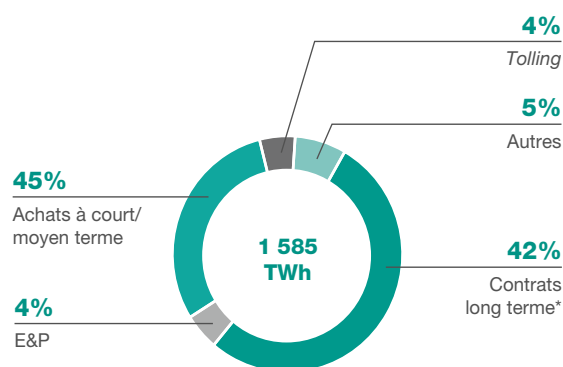
Le portefeuille de GDF SUEZ, de l'ordre de 1 260 TWh (calculé conformément aux règles de consolidation financière) soit environ 115 milliards de m³, est l'un des plus diversifiés d'Europe.

RÉPARTITION DU PORTEFEUILLE PAR TYPE DE CONTRAT (CALCULÉ SELON LES RÈGLES DE CONSOLIDATION FINANCIÈRE)

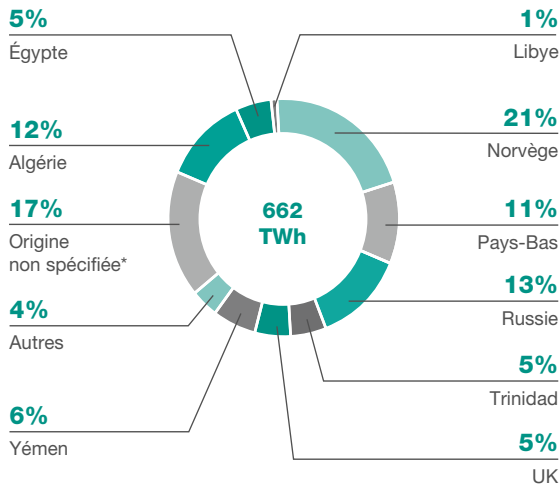


* > 3 ans

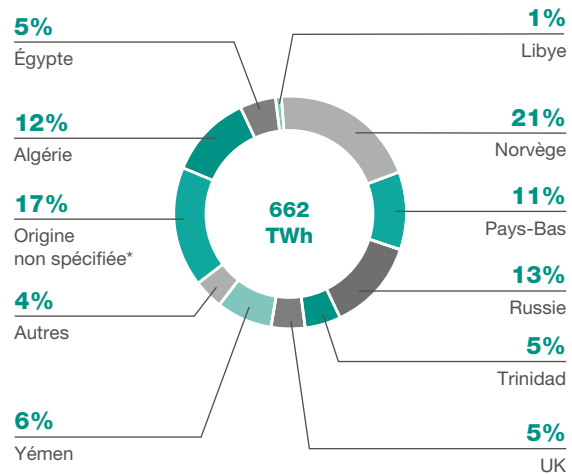
RÉPARTITION DU PORTEFEUILLE PAR TYPE DE CONTRAT (CALCULÉ À 100%)



* > 3 ans

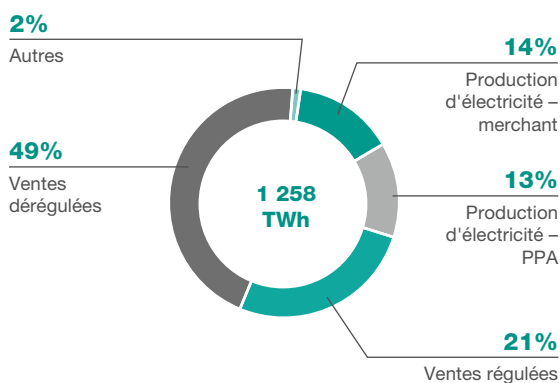
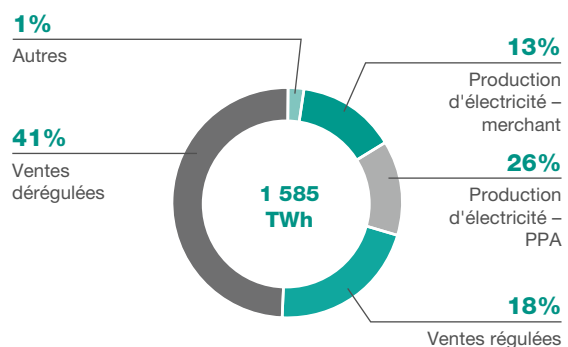
**RÉPARTITION GÉOGRAPHIQUE DES CONTRATS LONG TERME
(CALCULÉ SELON LES RÈGLES DE CONSOLIDATION FINANCIÈRE)**


* Achats de long-terme à des opérateurs disposant d'un portefeuille diversifié.

**RÉPARTITION GÉOGRAPHIQUE DES CONTRATS LONG TERME
(CALCULÉ À 100%)**


* Achats de long-terme à des opérateurs disposant d'un portefeuille diversifié.

Les trois premiers fournisseurs de long terme sont la Norvège, la Russie et l'Algérie ; ils ont représenté en 2011, comptabilisés selon les règles de consolidation financière, respectivement 21%, 13% et 12% des contrats à long terme du Groupe. Environ 16% du portefeuille est constitué de GNL.

**RÉPARTITION DU PORTEFEUILLE PAR TYPE D'EMPLOIS
(CALCULÉ SELON LES RÈGLES DE CONSOLIDATION FINANCIÈRE)**

**RÉPARTITION DU PORTEFEUILLE PAR TYPE D'EMPLOIS
(CALCULÉ À 100%)**


Le portefeuille gaz du Groupe sert pour 28% à alimenter les centrales électriques et pour 70% pour vendre à des clients finaux, à des opérateurs ou sur les marchés (calcul selon les règles de consolidation financière).

1.3 PRÉSENTATION DES BRANCHES EN 2011

La présentation de l'activité et des actifs économiques stratégiques des principales filiales de la Société dans le chapitre suivant (1.3) est structurée en fonction de l'organisation du Groupe à fin 2011. Les sous-chapitres correspondent ainsi aux six branches telles qu'elles existaient jusqu'à fin 2011 (branche Énergie France, branche Énergie Europe et International, branche Global Gas et GNL, branche Infrastructures, branche Services et branche Environnement). Un

sous-chapitre est également consacré à GDF SUEZ Trading, entité créée en 2011 par unification des activités de *trading* d'énergie en Europe.

Les évolutions organisationnelles à compter du 1^{er} janvier 2012 sont décrites en 1.1.3.

1.3.1 BRANCHE ÉNERGIE FRANCE

1.3.1.1 Mission

La branche Énergie France de GDF SUEZ est un acteur majeur du domaine de l'énergie en France. Elle réalise un ensemble d'activités de la production d'électricité à la commercialisation de gaz naturel, d'électricité et de services associés. Son intégration au sein du Groupe et ses actifs de production diversifiés et performants lui permettent d'offrir à ses clients une offre compétitive d'énergies et de services.

1.3.1.2 Stratégie

En intégrant les métiers de l'énergie de l'amont (électricité) à l'aval, la branche Énergie France a l'ambition d'inventer une nouvelle relation à l'énergie, une relation fondée sur :

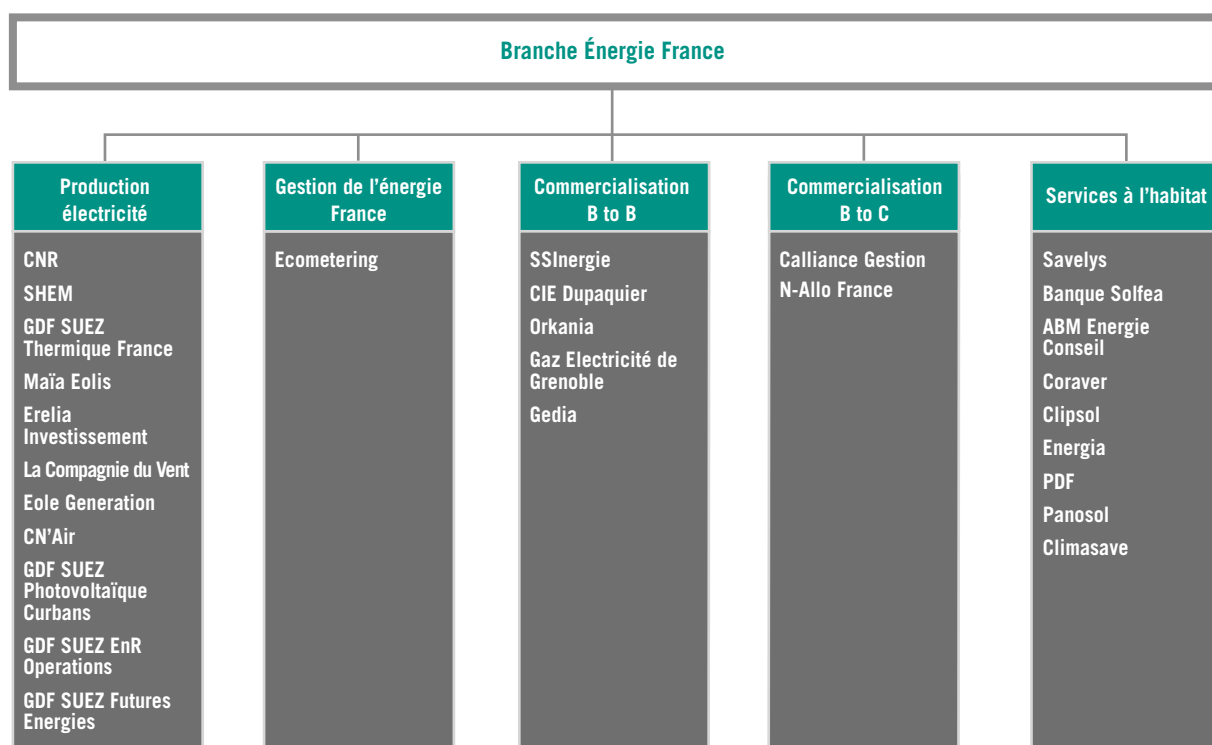
- la garantie d'une production diversifiée, flexible et à faible teneur en CO₂ ;
- l'accompagnement de chaque client à partir d'offres et de services pensés au cas par cas ;

- l'utilisation efficace, performante et maîtrisée de l'énergie susceptible de préserver l'environnement et les ressources ;
- le développement responsable, avec la promotion des énergies renouvelables et les conseils pour mieux maîtriser les consommations.

La branche Énergie France s'est ainsi fixé trois orientations industrielles et commerciales :

- poursuivre un développement fort dans les EnR et exploiter de façon performante et responsable le parc de production ;
- défendre une position de leader en gaz et s'affirmer en leader des alternatifs sur la fourniture d'électricité, en faisant de l'excellence de la relation clientèle et de l'innovation dans les offres commerciales des atouts différenciants ;
- apporter aux clients des solutions pour répondre à leurs besoins d'efficacité énergétique, en utilisant en particulier les technologies relevant du *smart energy*.

1.3.1.3 Organisation



1.3.1.4 Chiffres clés

En millions d'euros	2011	2010	Variation brute (en %)
Chiffre d'affaires branche	13 566	14 982	- 9,5%
EBITDA	505	1 023	- 50,6%

Capacités de production d'électricité (en MW) – données à 100%	2011	2010
Pôle Thermique	2 148	2 147
Pôle Hydraulique	3 794	3 728
Pôle Autres ENR	1 057	926
Nucléaire (droits de tirage) *	1 208	1 208
TOTAL	8 207	8 009

* Incluant 100 MW de swap avec SPE et n'incluant pas 555 MW de contrat de Nuclear Release avec EDF.

Ventes d'énergie (en TWh)	2011	2010
Ventes de gaz naturel	219,2	292,4
Ventes d'électricité	41,2	36,5

Production d'électricité (en TWh) – méthode de consolidation comptable	2011	2010
Pôle Thermique	8,8	7,7
Pôle Hydraulique	12,0	16,3
Pôle Autres ENR	1,6	1,1
Nucléaire (droits de tirage)	7,8	7,6
TOTAL	30,2	32,7

Nombre de clients (en milliers)	2011	2010
Nombre de sites énergie	11 267	11 322
<i>Dont nombre de sites gaz</i>	9 898	10 183
<i>Dont nombre de sites électricité</i>	1 368	1 139
Nombre de contrats d'entretien de chaudières	1 504	1 540

1.3.1.5 Faits marquants 2011

- Mise en service commercial en janvier et inauguration en avril du cycle combiné à gaz de Montoir-de-Bretagne (435 MW).
- Inauguration en avril à Châlons-en-Champagne du centre de conduite des énergies renouvelables.
- Inauguration en avril du parc éolien de Germinon (75 MW dans la Marne), développé par Eole Generation, 2^e plus gros parc installé par GDF SUEZ en France.
- Mise en service progressive d'équipements de télérelève destinés à suivre les consommations de fluide (eau, gaz et électricité) sur près de 200 collèges du Conseil Général du Nord. La réalisation du déploiement s'est achevée mi-2011.
- GDF SUEZ annonce en juillet sa candidature à l'appel d'offres pour l'implantation d'éoliennes en mer.
- Mise en service en août des trois parcs solaires photovoltaïques de Curbans (26 MW).
- Atteinte en octobre du millionième client particulier en électricité.

1.3.1.6 BU Production d'Électricité

GDF SUEZ a poursuivi le développement de ses capacités de production d'électricité, avec la mise en service de 198 MW portant sa capacité installée à 8,2 GW à fin 2011 ⁽¹⁾

GDF SUEZ est ainsi le 1^{er} opérateur français de cycles combinés à gaz, le 2^e producteur d'énergie hydraulique et le 1^{er} opérateur d'énergie éolienne terrestre en France.

Le parc de production en France est faiblement émetteur de CO₂ (74% du parc non émetteur) et comporte près de 60% d'énergies renouvelables.

Activité thermique

Mise en service commercial au 1^{er} janvier 2011, la centrale à cycle combiné de Montoir-de-Bretagne (435 MW) a connu une très bonne disponibilité pour sa première année d'exploitation.

Les quatre cycles combinés à gaz, regroupés sous GDF SUEZ Thermique France, ont connu en 2011 une année complète de service. La production thermique 2011 s'est élevée à 8,8 TWh.

Activité hydraulique

La production hydraulique de 2011 (CNR et SDEM) a été de 12 TWh, nettement en retrait par rapport au productible moyen en raison de la très faible hydraulité. La CNR a enregistré sa plus mauvaise année historique et la SDEM la plus mauvaise hydraulité sur les trente dernières années.

Activité autres énergies renouvelables

Éolien terrestre

GDF SUEZ (au travers de ses filiales CN'AIR, Eole Generation, Erelia, La Compagnie du Vent et Maïa Eolis) a mis en service 98 MW de capacités de production éolienne sur l'année 2011. GDF SUEZ détient à fin 2011 une capacité installée de 1 020 MW dans l'éolien terrestre (909 MW part du Groupe), ce qui lui permet d'être le leader de l'éolien en France avec près de 16% du marché.

GDF SUEZ poursuit son développement en éolien avec 178 MW en construction au 31 décembre 2011.

(1) Incluant 100 MW de swap avec SPE et n'incluant pas 555 MW de contrat de nuclear release avec EDF.

Sur le plan de la production, l'année 2011 a été marquée par un déficit significatif de vent analysé par rapport à la moyenne sur les vingt dernières années. La production d'électricité d'origine éolienne s'est élevée à 1 584 GWh en 2011.

Éolien en mer

Le Gouvernement français a lancé le 11 juillet 2011 un appel d'offres portant sur l'implantation de 3 000 MW d'éoliennes en mer à partir de 2015. Dès juillet, GDF SUEZ a annoncé sa candidature à cet appel d'offres. Le 11 janvier 2012, GDF SUEZ, associé à VINCI et CDC Infrastructure, a remis à l'État les dossiers de candidature dans le cadre de cet appel d'offres. Le consortium s'appuiera par ailleurs sur les partenaires industriels reconnus dans la conception et la fabrication d'éoliennes en mer que sont AREVA et SIEMENS.

Solaire photovoltaïque

En 2011, GDF SUEZ a mis en service 33 MW de capacités solaires photovoltaïques : les parcs de Bollène (4 MW - Vaucluse) et Beaucaire-Tarascon (3 MW - Gard) développés par CN'AIR, ainsi que les trois parcs de Curbans (26 MW - Alpes de Haute-Provence) mis en service en août 2011.

Activité nucléaire

GDF SUEZ détient en France 1 108 MW de droits de tirage dans les centrales de Chooz B et Tricastin ⁽¹⁾ pour une production de 7,8 TWh en 2011.

1.3.1.7 BU Gestion de l'Énergie

La BU Gestion de l'Énergie a pour missions :

- d'optimiser et de valoriser le portefeuille d'actifs électricité de la branche Énergie France ;
- d'approvisionner (énergie et acheminement) les BUs de commercialisation au meilleur prix, dans les conditions de flexibilité requises et jusqu'aux points de consommation des clients finaux pour l'électricité, le gaz et les produits environnementaux (certificats verts, crédits CO₂, etc.) ;
- de gérer les risques de marché portés par la branche et de réaliser les synergies de gestion de portefeuille entre les différentes activités (intégration amont-aval, complémentarité entre les actifs de production, etc.) et avec les autres entités du Groupe (CNR, branches Énergie Europe & International, et Global Gaz & GNL).

À fin 2011, la BU Gestion de l'Énergie dispose d'un portefeuille électricité très diversifié constitué de technologies complémentaires : droits de tirage nucléaires, quatre centrales à cycle combiné gaz, de l'hydraulique au fil de l'eau et de pointe.

La BU gère avec la branche Global Gaz & GNL l'approvisionnement en gaz des centrales à cycle combiné et des BUs de commercialisation de la branche Énergie France. Elle est également en charge de la gestion de l'acheminement au périmètre de la branche sur le réseau de distribution de gaz.

La BU a intensifié en 2011 les échanges d'intérêt pour l'achat et la vente d'énergie (gaz et électricité France) avec les différentes entités de gestion de portefeuille du Groupe afin de limiter le recours

au marché de gros. Elle est ainsi partie prenante du dispositif de gestion de portefeuille désormais mutualisée à l'échelle européenne au sein du *Central Portfolio Management Europe*.

La BU Gestion de l'Énergie a pour ambition d'accompagner, dans un cadre de risque formalisé et adéquat, le développement :

- d'une base d'actifs de production importante et diversifiée ;
- et des commercialisateurs :
 - en leur procurant un sourcing compétitif dans un marché réformé par la loi NOME ; et
 - en leur apportant des solutions innovantes de *Smart Energy Services*.

Suite à l'entrée en vigueur de la loi NOME, et pour accompagner le développement commercial de la branche Énergie France, la BU Gestion de l'Énergie a réservé 5,26 TWh d'électricité issue du nucléaire historique (ARENH) pour le second semestre 2011.

1.3.1.8 BU Provalys Performance Énergétique

La BU Provalys Performance Énergétique vend en France du gaz naturel, de l'électricité et les services associés aux clients de l'industrie, du secteur tertiaire privé et public, des logements collectifs et des collectivités territoriales.

Elle gère au 31 décembre 2011 un portefeuille de 252 000 sites gaz et de 116 000 sites électricité. Ses ventes de gaz naturel s'élèvent en 2011 à 107 TWh à comparer à 140 TWh en 2010.

La BU a pour objectifs de :

- fidéliser ses clients et préserver ses volumes de vente en gaz naturel ;
- poursuivre le développement de son portefeuille de clients en électricité ;
- accompagner ses clients dans leurs projets de maîtrise de l'énergie, en s'appuyant sur des offres innovantes, et maintenir ainsi ses parts de marché par la fidélisation de ses clients.

Son ambition est d'accompagner ses clients vers une approche globale de l'énergie, assurant la performance de leur activité et le respect de l'environnement.

Elle s'appuie sur un portefeuille de marques reconnues dont Gaz de France Provalys et fonde son action sur deux piliers : la reconnaissance du client (pertinence, performance, proximité) et la responsabilité (relation durable et accompagnement vers une meilleure maîtrise de l'énergie). Elle propose un panel d'offres innovantes, par exemple les offres d'électricité AlpÉnergie, permettant d'accéder à une fourniture d'électricité renouvelable issue du parc hydraulique de GDF SUEZ et des offres d'ingénierie d'éco-pilotage de l'énergie.

Elle a par ailleurs développé des solutions solaires (photovoltaïques et thermiques) pour l'ensemble de son portefeuille de clients, démontrant ainsi son engagement en matière de développement durable.

(1) Hors swap de 100 MW avec SPE.

1.3.1.9 BU Clients Habitat & Professionnels

La BU Clients Habitat & Professionnels assure la commercialisation de gaz naturel, auprès de 9 393 200 clients particuliers et de 252 800 clients professionnels, ainsi que la commercialisation d'électricité à 1 166 800 clients particuliers et 85 300 clients professionnels, et des services associés sur ces deux marchés, en s'appuyant sur :

- une gamme d'offres d'énergies et de services complétée par une gamme de conseils et de solutions éco-efficaces sous deux marques :
 - Gaz de France DolceVita sur le marché résidentiel,
 - Gaz de France Provalys sur le marché des professionnels ;
- un *mix* diversifié de canaux commerciaux pour assurer la relation avec les clients : les centres téléphoniques internes ou confiés à des prestataires, le site internet www.dolcevita.gazdefrance.fr et des partenariats avec la filière professionnelle, grands acteurs du secteur bancaire ou de la distribution ;
- des compétences avérées et certifiées assorties d'un engagement de mise sous assurance qualité de ses processus et la certification ISO 9001 pour l'ensemble de ses activités (renouvellement obtenu en 2011) ;
- et un engagement fort d'entreprise citoyenne, grâce à sa politique de solidarité et de lutte contre la précarité énergétique à travers son réseau de correspondants solidarité, ou encore le développement de partenariats avec plus de 200 acteurs de la médiation sociale, ainsi que sa démarche Responsabilité Sociale de l'Entreprise (RSE) et ses engagements « développement durable ».

La BU s'est fixée comme ambition de devenir l'énergéticien choisi par ses clients pour la qualité de son service et la performance de ses offres, et d'être le référent auprès du grand public sur le conseil et l'accompagnement en matière d'efficacité énergétique.

Les points clés de l'activité de la BU en 2011

Intensification de la concurrence sur le marché du gaz naturel et cap symbolique du million de clients franchi sur le marché électricité

En 2011, la fidélisation et la résistance du portefeuille clients restent solides même si l'année est marquée par une intensification de la concurrence à l'occasion des opérations d'emménagement/déménagement. Plus de 90% des nouveaux raccordements au réseau gaz restent signés avec la marque Gaz de France DolceVita. La perte de clients gaz s'élève à 277 000 en 2011 et la vente de gaz naturel à 112 TWh.

L'un des principaux enjeux de la BU est de répondre aux attentes d'offres duales (gaz + électricité) de ses clients, et, ainsi, de mieux les fidéliser. En 2011, GDF SUEZ a confirmé sa position de principal challenger en électricité en passant la barre du million de clients particuliers (+ 228 000 particuliers en 2011).

Une nette amélioration de la satisfaction clientèle dans une période de forte transformation

La satisfaction client a nettement progressé en 2011 et positionne la BU parmi les meilleurs de ses comparants. La BU est attentive à conjuguer une nécessaire industrialisation de ses processus,

au regard des volumes d'affaires, avec une relation individualisée. C'est pourquoi le traitement différencié des clients a été mis en œuvre autour de la facturation et des contrats, permettant ainsi un meilleur accompagnement de l'ensemble de nos clients, des plus démunis (grâce à des actions de lutte contre la précarité énergétique et un travail au quotidien avec les parties prenantes), aux clients dits « premium » (par la proposition de parcours travaux, la mise en relation avec un réseau de plus de 3 000 partenaires, et des offres spécifiques dans le domaine de l'efficacité énergétique ; alors même que de nouveaux concurrents, telles que les grandes surfaces, apparaissent dans ce domaine).

L'innovation au service du client

La BU fait également le choix de favoriser l'innovation auprès de ses collaborateurs en développant leur esprit d'initiative, mais aussi auprès de ses clients par la mise à leur disposition d'offres et de services novateurs tels que les applications mobiles, ou encore l'offre DolceVita Zenbox (système de suivi des consommations couplé à un système de sécurité pour la maison).

1.3.1.10 BU Services à l'Habitat

La BU Services à l'Habitat a pour mission de développer pour les clients particuliers des solutions d'efficacité énergétique dans l'habitat individuel, intégrant les énergies renouvelables.

La branche Énergie France a l'ambition d'être un leader en France sur la performance énergétique multisolution pour le client particulier avec un positionnement différencié fondé sur la qualité de l'installation dans la durée, la prise en charge complète de la demande client (conseil-travaux-financement-maintenance) et le développement d'une offre globale alliant système énergétique et rénovation du bâti (isolation).

La BU se positionne sur l'ensemble de la chaîne de valeur de la performance énergétique de l'habitat allant du diagnostic énergétique, de la conception/installation de solutions performantes, du financement des travaux de rénovation énergétique et de la maintenance des appareils.

Savelys

Savelys œuvre en France dans le domaine de la maintenance de systèmes énergétiques auprès d'une clientèle de particuliers (chauffage individuel et collectif). Ses activités couvrent à la fois la maintenance contractuelle de chaudières (gaz, fioul, bois), de pompes à chaleur, climatiseurs, de panneaux solaires ainsi que tout type de prestations de dépannage et de modernisation d'installations de chauffage.

Savelys et ses 19 filiales, soit plus de 250 implantations en France, est leader sur son marché (plus de 1 500 000 appareils sous contrat) avec près de 30% de part de marché.

Son portefeuille se répartit de la façon suivante :

- 47% de clients individuels ;
- 46% de clients collectifs ;
- 7% de chaufferies.

En 2011, Savelys a un chiffre d'affaires de 414,4 millions d'euros, en hausse de 4% par rapport à 2010. Savelys a sous contrat

d'entretien environ 17 500 pompes à chaleur, soit 27% de plus qu'en 2010.

Conception et installation en performance énergétique

La demande des clients et le renforcement des contraintes réglementaires ont conduit la branche Énergie France à s'engager de façon volontariste sur le marché de l'efficacité énergétique et des EnR dans l'habitat. La crise du marché du photovoltaïque induite par les modifications réglementaires a conduit les sociétés de la BU à redéployer leurs activités vers le confort thermique, alors même que le photovoltaïque représentait pour certains près de 90% de leur activité. Ce changement a entraîné des restructurations fortes, notamment pour Energia qui est en règlement judiciaire depuis début octobre 2011.

Pour 2011, le chiffre d'affaires est de 40 millions d'euros, résultat fortement impacté par l'évolution réglementaire défavorable au photovoltaïque en France. L'ensemble de ses filiales – PDF/Agenda (diagnostic réglementaire et audit énergétique), ABM Énergie Conseil (bureau d'études thermiques), Clipsol (fabricant de systèmes solaires thermiques et de kits d'intégration photovoltaïques), Energia conseil, Panosol, Coraver et Géothermie du Rhône (installateurs de solutions EnR) – propose une large gamme de solutions d'efficacité énergétique pour l'habitat.

Banque Solfea

La Banque Solfea, spécialisée dans le financement des travaux d'éco-efficacité de l'habitat, ambitionne de devenir un acteur incontournable du marché de l'éco-efficacité pour répondre aux enjeux du Grenelle de l'environnement. Pour cela, elle poursuit son développement sur le marché du thermique, les ENR (dont le photovoltaïque et l'éolien), l'isolation et en complément les travaux d'amélioration de l'habitat.

Pour 2011, la Banque Solfea enregistre, malgré un contexte de crise, une production de 293 millions d'euros. Son encours s'élève à 647 millions d'euros en 2011 pour 572 millions d'euros en 2010.

Le financement des installations photovoltaïques s'établit à 102 millions d'euros, grâce au réseau de professionnels compétents et qualifiés avec lesquels la Banque Solfea entretient de solides relations depuis 2009.

Les financements des solutions de chauffage ENR progressent de 57% en 2011, ce qui marque l'intérêt des particuliers pour ces équipements et la valeur ajoutée des prêts sur-bonifiés grâce aux partenariats fabricants de la Banque.

L'isolation reste un secteur à développer.

L'Éco-prêt à taux zéro contribue à 12,5% de la production (bouquets travaux, majoritairement ENR et isolation).

L'activité thermique est en recul à comparer à 2010, elle représente près d'un tiers de la production par prescription de la Banque Solfea.

L'agence de notation financière Standard & Poor's a confirmé en décembre 2011 sa note « A Long Terme » et « A1 Court Terme ».

1.3.1.11 Environnement réglementaire

Risques liés à la régulation des tarifs réglementés

Une partie des ventes d'énergie et de services de GDF SUEZ en France est réalisée dans le cadre de tarifs qui font l'objet d'une réglementation spécifique. Les lois et règlements français, la réglementation européenne, ainsi que les décisions des instances de régulation (en particulier la Commission de Régulation de l'Énergie pour les tarifs d'accès à certaines infrastructures), sont susceptibles d'affecter le chiffre d'affaires, les bénéfices ou la rentabilité de l'activité de commercialisateur en France de GDF SUEZ selon le niveau de répercussion des coûts d'approvisionnement ou hors approvisionnement dans les tarifs de vente de gaz naturel.

Prix de vente du gaz naturel

GDF SUEZ vend du gaz naturel sur la base de deux systèmes de prix :

- des tarifs réglementés ;
- des prix négociés pour les clients qui ont exercé leur faculté de choisir leur fournisseur de gaz et qui sont ainsi sortis du système des tarifs réglementés.

Tarifs réglementés

Il existe deux types de tarifs réglementés :

- les tarifs de distribution publique, pour les clients consommant moins de 5 GWh par an et raccordés au réseau de distribution ;
- les tarifs à souscription, pour les clients consommant plus de 5 GWh par an et raccordés au réseau de distribution ou directement au réseau de transport.

La structure globale des tarifs est fixée conformément aux dispositions de la loi du 3 janvier 2003 et du décret du 18 décembre 2009 réglementant les prix du gaz combustible vendu à partir des réseaux de transport ou de distribution français. Ces dispositions prévoient que les tarifs doivent couvrir les coûts correspondants. Ce décret éclaircit les rôles du gouvernement et de la CRE. Le gouvernement, après avoir pris l'avis de la CRE, publie une fois par an, par arrêté, le mode d'évolution des coûts hors matière et la formule représentative des évolutions des coûts d'approvisionnement.

Entre deux arrêtés gouvernementaux, GDF SUEZ peut, après contrôle et avis de la CRE, répercuter les changements dans les coûts d'approvisionnement résultant de l'application de la formule tarifaire.

Le Contrat de service public 2010-2013 a défini le cadre d'évolution tarifaire sur la période considérée en prenant en compte les principes suivants :

- la variation des coûts d'approvisionnement est prise en compte chaque trimestre, sur la base des prix des produits pétroliers (fioul domestique et fioul lourd à Rotterdam, Brent) et du taux de change euro-dollar sur la période de six mois se terminant un mois avant la date de la révision tarifaire ;
- les charges hors coûts d'approvisionnement (y compris une marge commerciale raisonnable pour ce type d'activité) sont calculées à partir des coûts nécessaires à la fourniture du gaz aux clients de distribution publique.

Formule représentative des coûts d'approvisionnement

Dans son avis du 31 août 2010, la CRE a confirmé que la formule mise en œuvre de 2008 à 2010 dans le cadre du contrat de Service public reflète correctement les coûts d'approvisionnement de GDF SUEZ. Cette formule intègre le résultat des accords conclus à cette date avec les fournisseurs sur les contrats long terme alimentant le marché français et introduit une indexation marché à hauteur d'environ 10% en cohérence avec les indexations de ses contrats. Une nouvelle adaptation de la formulation tarifaire a été intégrée aux mouvements tarifaires du 1^{er} janvier 2012. En conformité avec la renégociation des contrats long terme, cette formule intègre une part d'indexation marché au 1^{er} janvier 2012 de l'ordre de 26%.

Tarifs de distribution publique

Les tarifs de distribution publique s'appliquent à environ 9,2 millions de clients. Il existe actuellement six principales catégories de tarifs de distribution publique, dont quatre pour les usages résidentiels ou des petites chaufferies collectives, et deux tarifs saisonnalisés (le prix du gaz en hiver est supérieur au prix du gaz en été) pour des chaufferies collectives moyennes et grosses. Le tarif B1 (et assimilés), applicable au chauffage individuel, cuisine et eau chaude sanitaire, concerne le plus grand nombre de clients, soit environ 6,1 millions au 31 décembre 2011.

Évolution des tarifs de distribution publique

En application de la nouvelle procédure définie par le décret du 18 décembre 2009 et l'arrêté du 9 décembre 2010, les tarifs réglementés de vente de gaz naturel en distribution publique ont augmenté, en avril 2011, de 5,2% en moyenne. Les tarifs de distribution publique des locaux tertiaires et industriels ont évolué de 3,2% en juillet et de 4,9% en octobre. Le gouvernement

français a décidé, par arrêté, de geler les tarifs réglementés du gaz naturel pour les particuliers en juillet et octobre 2011. Deux recours sur l'arrêté relatif au mouvement d'octobre 2011 ont été déposés devant le Conseil d'État : l'un par GDF SUEZ, le second en référé par l'Association nationale des opérateurs détaillants en énergie (Anode). Suite au recours en référé introduit par l'Anode, le Conseil d'État a en partie suspendu l'arrêté relatif au mouvement d'octobre 2011 et a demandé au gouvernement de se prononcer à nouveau sur la fixation des tarifs réglementés de vente du gaz naturel fourni à partir des réseaux publics de distribution de GDF SUEZ. Suite à cette décision, le gouvernement a décidé une hausse de 4,4% au 1^{er} janvier 2012 pour tous les clients au tarif de distribution publique.

Tarifs à souscription

Au 31 décembre 2011, les tarifs à souscription s'appliquent à 740 clients. Ils évoluent trimestriellement sur proposition de GDF SUEZ après avis de la CRE en prenant en compte l'évolution du taux de change euro-dollar et d'indices de prix représentatifs des contrats d'approvisionnement. Le tarif payé par un client donné dépend de la quantité consommée, du débit maximal journalier et de la distance entre le réseau de transport principal et le point de livraison (pour les clients raccordés au réseau de transport) ou entre le réseau de transport et le réseau de distribution auquel le client est raccordé.

Au 1^{er} janvier 2011, la structure et le niveau des tarifs ont été mis à jour pour refléter le niveau des coûts d'infrastructures et des coûts de commercialisation. Les tarifs à souscription ont évolué à la hausse au cours de l'année 2011 compte tenu des variations des coûts d'approvisionnement (+6,1 euros/MWh).

1.3.2 BRANCHE ÉNERGIE EUROPE & INTERNATIONAL

1.3.2.1 Mission

La branche Énergie Europe & International (BEEI) est en charge des activités du Groupe dans la fourniture d'énergie et de services associés dans le monde entier, à l'exception de la France. L'électricité et le gaz naturel constituent le cœur de métier de la branche avec des activités dans la production, le trading, la commercialisation et la vente d'électricité, ainsi que le transport, le stockage, la distribution, la commercialisation et la vente de gaz, auxquelles il faut rajouter des activités de regazéification du gaz naturel liquéfié (GNL). GDF SUEZ Énergie Europe & International gère une capacité totale en service de 105 GW ⁽¹⁾, à laquelle s'ajoute une capacité de 16 GW en cours de construction ⁽²⁾. Avec des activités dans 36 pays, les clients de la branche BEEI incluent des États, des acteurs de l'industrie ou du secteur tertiaire (entreprises commerciales et publiques) de même que des clients résidentiels.

1.3.2.2 Stratégie et priorités de croissance

La branche Énergie Europe & International a défini un modèle d'entreprise reposant sur deux approches complémentaires : une approche en tant qu'opérateur de système et une autre en tant que développeur d'actifs.

En tant qu'opérateur de système, la branche Énergie Europe & International crée de la valeur en intégrant ses activités dans le gaz, l'électricité et/ou la prestation de services associés dans un nombre restreint de pays où le Groupe est bien implanté et où la réglementation ainsi que la structure du marché rendent cette intégration possible (par exemple, Benelux et Allemagne, Italie, Roumanie, Hongrie, États-Unis et Mexique, Brésil, Chili, Pérou, Thaïlande, Singapour). Le modèle économique d'opérateur de système consiste en une démarche à long terme reposant sur la mise en œuvre de synergies industrielles, d'économies d'échelle et de savoir-faire en termes de gestion de portefeuille, de trading, de commercialisation et de ventes, ainsi que sur la crédibilité et la réputation.

En tant que développeur d'actifs, la branche Énergie Europe & International crée de la valeur en développant des projets d'énergie propre et en réalisant des acquisitions dans des marchés ciblés qui répondent à ses critères d'investissement. Si elle a pu mener à bien cette stratégie d'investissement, c'est grâce à ses solides capacités d'analyse des marchés et de développement de projets, ainsi qu'à sa souplesse et sa réactivité lui permettant de saisir les opportunités qu'offre le marché au fur et à mesure

qu'elles se présentent. Cette approche permet de s'implanter sur un marché (par exemple, Portugal, Colombie, Panama/Amérique centrale, pays du Conseil de Coopération du Golfe, Turquie, Vietnam, Indonésie, Australie, Afrique du Sud), de développer une position d'opérateur de système ou d'optimiser un système existant (gestion de portefeuille).

Les principales lignes directrices de la stratégie de BEEI peuvent se résumer ainsi :

- optimisation de la performance des activités existantes ;
- poursuite de la croissance avec un accent spécifique mis sur les marchés à croissance rapide, afin de tirer parti de situations économiques favorables et de l'évolution de la demande en énergie tout en gardant le contrôle des risques ;
- maintien d'un portefeuille équilibré afin de réduire la volatilité et d'améliorer la prévisibilité des bénéfices ;
- maintien d'un mix énergétique diversifié avec l'augmentation de la capacité installée en énergie renouvelables ;
- identification de sources de croissance future et développement de nouvelles options.

1.3.2.3 Organisation de la branche

À la suite du rapprochement avec International Power plc (IPR) du 3 février 2011, la branche a été organisée en 2011 autour de trois divisions :

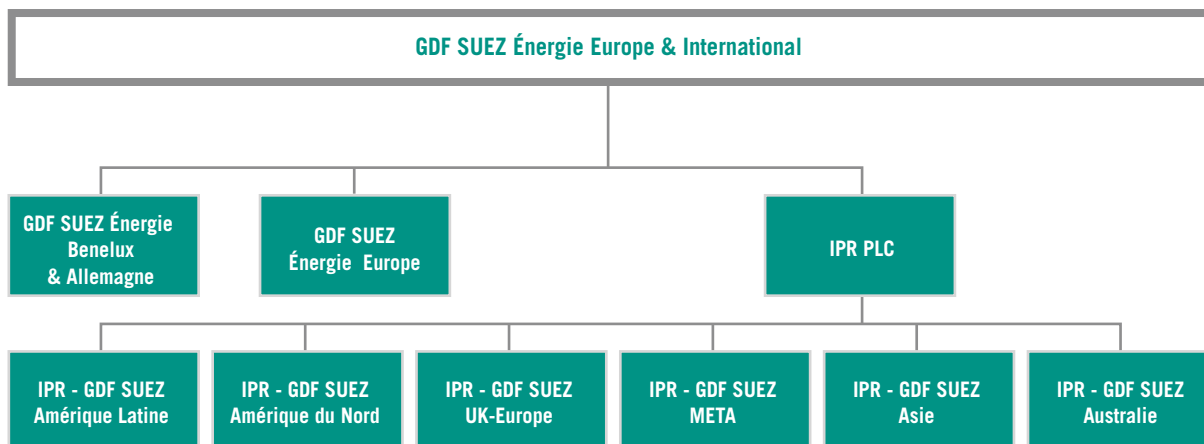
- GDF SUEZ Énergie Benelux & Allemagne (basée à Bruxelles) ;
- GDF SUEZ Énergie Europe (basée à Paris) ;
- IPR (basée à Londres).

Au sein d'IPR l'organisation s'articule autour de six régions : IPR - GDF SUEZ Amérique Latine, IPR - GDF SUEZ Amérique du Nord, IPR - GDF SUEZ Royaume-Uni/Europe, IPR - GDF SUEZ Moyen-Orient, Turquie & Afrique, IPR - GDF SUEZ Asie et IPR - GDF SUEZ Australie avec des sièges sociaux respectifs à Florianopolis (Brésil), Houston (États-Unis), Londres (Royaume-Uni), Dubaï (Émirats arabes unis), Bangkok (Thaïlande) et Melbourne (Australie).

Chaque division est dirigée par un manager, qui est responsable des résultats financiers et opérationnels de l'activité qui y est développée et qui propose les orientations stratégiques ainsi que les nouveaux projets de développement.

(1) La capacité en GW et MW correspond toujours à la capacité technique maximale nette des centrales, c'est-à-dire la puissance brute moins l'autoconsommation. La capacité installée correspond à 100% de la puissance des centrales entrant dans le périmètre de consolidation (sociétés intégrées totalement ou proportionnellement ou sociétés mises en équivalence).

(2) Les « projets en construction » incluent les projets qui ne sont pas encore en construction, mais pour lesquels la société est contractuellement liée de construire ou d'acquérir.



Les divisions et régions interagissent avec une structure allégée qui combine les équipes de GDF SUEZ Énergie Europe & International basées à Bruxelles et les équipes d'International Power, basées à Londres. Son organisation s'articule autour des trois départements support opérationnels (*Operations, Markets & Sales* et *Business Development Oversight*) et des trois départements support fonctionnels (*Strategy & Sustainable Development, Finance and HR, Communications & Legal*). Les Directeurs de ces fonctions et leurs équipes définissent des orientations, ainsi que des méthodologies et des procédures communes. Ils suggèrent des améliorations, veillent au transfert effectif des connaissances et de l'expérience acquises au sein de l'organisation aux équipes régionales, et exercent également un rôle de supervision.

L'organisation matricielle permet aux équipes locales de disposer de la souplesse et de l'autonomie requises pour développer leurs activités alors que les équipes de support assurent le maintien du cap et de la cohérence, tout en contribuant à optimiser les synergies entre les différentes divisions, régions et au niveau de l'ensemble du Groupe.

Gestion de l'énergie

Au cours des douze dernières années, TPM Europe (*Trading and Portfolio Management Europe*) a joué un rôle de leader dans le développement des marchés de l'énergie en Europe et occupe aujourd'hui une place essentielle sur ses principaux marchés en Europe du Centre-Ouest, que ce soit dans le domaine de l'électricité, du gaz, du charbon ou des droits d'émission, tout en jouant un rôle moteur dans le développement des marchés du gaz et de l'électricité moins liquides en Europe de l'Est, du Sud et du Sud-Est.

Au cours de l'exercice 2011, les activités de trading de TPM Europe, basées à Bruxelles, ont fusionné avec celles de Gaselys, la plate-forme de *trading* de GDF SUEZ basée à Paris. GDF SUEZ Trading a été établie comme la filiale de trading unifié réglementé du Groupe en Europe continentale. Cette intégration au niveau de l'organisation a élargi le champ et la force des activités de trading, qui continuent de se développer sur les places boursières de Bruxelles et Paris, menant à bien deux des missions principales du Groupe : contribuer à l'optimisation des actifs de GDF SUEZ sur les marchés de gros et concevoir des solutions de gestion de risque pour les clients du Groupe.

En outre, les activités de *Central Portfolio Management Europe* (CPM Europe), qui est en charge du développement des stratégies de couverture pour la base européenne de BEEI, ont été réorganisées pour créer plus de valeur sur les marchés européens en mutation. En ayant une vision et une stratégie intégrées des activités de génération d'électricité, de fourniture de gaz et de vente sur un horizon à trois ans, CPM Europe est en mesure d'optimiser le profil risque/rendement du portefeuille. Cela inclut certaines activités réalisées au nom des branches Énergie France et Global Gaz & GNL, afin d'optimiser l'approche intégrée au sein du Groupe. Compte tenu de l'expérience acquise et de l'étendue de son activité, TPM Europe est en mesure de proposer des produits et services associant la fourniture physique d'électricité et de gaz naturel à des instruments financiers, avec GDF SUEZ Trading.

Les équipes de gestion de portefeuille gèrent les risques de prix des marchandises liés à la production d'électricité ainsi qu'aux achats et ventes de gaz et de charbon. Compte tenu de la liquidité et de la convergence croissantes des marchés européens de l'énergie et des positions importantes prises par la branche Énergie Europe & International en Europe continentale, cette activité joue un rôle clé pour sécuriser et maximiser la rentabilité des activités principales de la branche, tout en respectant un cadre des plus exigeants en matière de gestion des risques.

En outre, CPME est en charge de l'approvisionnement physique de charbon et de biomasse négociés dans le monde pour les centrales de la branche Énergie Europe & International en Europe, avec des opérations en Belgique, aux Pays-Bas, en Allemagne et en Pologne. Les livraisons de biomasse à Rodenhuize, l'une des plus larges centrales alimentées à 100% par de la biomasse dans le monde, ont été lancées avec succès au printemps 2011.

Sur l'année 2011, BEEI a optimisé des flux nets représentant 151 TWh d'électricité, 241 TWh de gaz, 6 millions de tonnes de charbon et 1,4 million de tonnes de biomasse en Europe.

Un pourcentage significatif des actifs d'IPR au Royaume-Uni, en Amérique du Nord, Amérique Latine, Asie et Australie opèrent sur une base marchande. Les coûts associés à l'électricité générée sont influencés principalement par les prix du gaz naturel et du charbon, qui sont sujets à de la volatilité. Les équipes TPM sont chargées d'optimiser le portefeuille et limiteront l'exposition d'IPR aux mouvements du marché en vendant de gré à gré une partie de la production anticipée des actifs et en achetant les marchandises

associées, y compris le combustible, les droits de transmission, la capacité et les certificats d'émission. Les équipes TPM mènent également des opérations de trading directionnel (proprietary trading). Cette activité de trading non adossé sur des actifs est soumise à des contrôles et limites de risque stricts. En outre, les équipes TPM fournissent du combustible dans le cadre de contrats variés, allant de contrats de fourniture de combustible à long terme à des achats de gaz ponctuels. Le déterminant principal de l'activité de fourniture de combustible est le besoin de faire correspondre les achats aux ventes, à la fois en termes de volume, de calendrier et de prix.

Gestion des risques et gouvernance

Les activités de TPM Europe sont régies par plusieurs politiques de risques. Les équipes en charge du contrôle des risques sont placées sous la responsabilité du Directeur Financier de la zone géographique Benelux et Allemagne et agissent donc en totale indépendance vis-à-vis de la Direction de TPM Europe. Elles suivent quotidiennement les performances et les risques de marché liés au portefeuille.

Afin de réduire le risque de mauvais résultats commerciaux, IPR consacre des ressources considérables à la maintenance, la

supervision et le développement de politiques et procédures de gestion de risque, comme en témoignent la politique de gestion de risque mondial, les capacités de gestion de risque et les systèmes de technologies de l'information. Les stratégies de trading et de contrats de gré à gré sont sans cesse revues par les équipes régionales et par celles du siège de TPM ainsi que par des professionnels de la gestion du risque, pour s'assurer qu'elles sont bien adaptées aux conditions de marché locales et aux directives institutionnelles sur le risque. La supervision des opérations de TPM est effectuée par le Comité GCRC d'IPR (*Global Commodities Risk Committee*). Le GCRC, qui agit sous l'autorité du Conseil d'Administration, délègue les limites et les autorités aux Comités des Risques locaux, qui ont été établis dans chacune de nos régions pour superviser la gestion des risques de marché, opérationnels et de crédit, découlant de nos activités de trading et de commercialisation.

1.3.2.4 Chiffres clés

Globalement, les activités de la branche Énergie Europe & International ont généré un chiffre d'affaires de près de 36 656 millions d'euros en 2011 pour un effectif total de 35 684⁽¹⁾ employés au mois de décembre 2011.

En millions d'euros	2011	2010	Organique %
Chiffre d'affaires	36 656	31 770	2,9%
EBITDA	7 453	5 831	6,2%

Remarque *	Benelux & Allemagne	Europe	IPR
Capacité en service (en GW)	18,6	12,6	75,6
Capacité en construction (en GW)	1,5	0,3	12,8
Production d'électricité (en TWh)	82,9	39,2	304,9
Ventes d'électricité (en TWh)	120,4	40,1	229,0
Ventes de gaz (en TWh)	82,3	87,4	112,5

* Toutes les informations reflètent la situation au 31 décembre 2011. Les capacités installées sont consolidées à 100% ; les chiffres relatifs aux ventes sont consolidés conformément aux règles comptables.

1.3.2.5 Faits marquants en 2011 pour GDF SUEZ Énergie Europe & International

Février

- International Power plc et GDF SUEZ s'unissent pour créer un leader mondial de la génération d'électricité indépendante.

Mars

- GDF SUEZ Énergie Europe - En Italie, un accord est signé entre GDF SUEZ et Acea pour résilier l'entente de coentreprise. Suite à cet accord, les activités de GDF SUEZ en Italie sont gérées via GDF SUEZ Energia Italia tel qu'établi ci-après : GDF SUEZ Produzione est en charge de la production d'électricité ; GDF SUEZ Gestion de l'énergie est en charge du sourcing et de la gestion du gaz et de l'électricité, tandis que GDF SUEZ Énergie est en charge du marketing et des ventes. En octobre, GDF SUEZ a finalisé la vente de ses actifs de distribution de gaz naturel en Italie.

(1) Nombre total des employés des sociétés intégralement ou proportionnellement consolidées ou mises en équivalence.

Mai

- *IPR - GDF SUEZ Moyen-Orient, Turquie et Afrique* - Ras Laffan C, la plus large installation de dessalement au Qatar (2 730 MW et 286 000 m³ d'eau/jour), est inaugurée.
- *IPR - GDF SUEZ UK Europe* - International Power annonce un accord pour la cession de sa participation de 33,3% dans la centrale belge T-Power CCGT de 420 MW à Itochu, un conglomérat japonais de premier plan, pour un montant de 48 millions d'euros.

Juin

- *IPR - GDF SUEZ Asie* et PT Supreme Energy concluent trois accords de coentreprise avec Sumitomo Corporation (deux projets) et Marubeni Corporation (un projet) pour le développement de trois projets géothermiques situés dans la province du sud du Sumatra (Indonésie).

Juillet

- *IPR - GDF SUEZ Amérique du Nord* - L'exploitation commerciale de la centrale Astoria Energy II de 575 MW à New York (États-Unis) débute.
- *GDF SUEZ Énergie Europe* - En Hongrie, une unité de production électrique de 397 MW net CCGT (turbine à gaz à cycle combiné), équipée des meilleures technologies existantes, est inaugurée sur le site de la centrale Dunamenti, propriété de GDF SUEZ. L'investissement de 200 millions d'euros dans des friches industrielles, initié en 2009 et comprenant la réhabilitation d'une turbine à vapeur existante, a augmenté significativement la performance, qui est passée de 36% à 57%, tout en réduisant les émissions de CO₂ de la centrale.
- *IPR - GDF SUEZ Amérique Latine* - Au Chili, l'exploitation de la centrale CTA de 150 MW commence, suivie un mois plus tard par la centrale CTH de 151 MW.

Août

- *GDF SUEZ Énergie Benelux & Allemagne* - Electrabel et six sociétés industrielles de premier plan opérant en Belgique et regroupées au sein du consortium Blue Sky (Aperam, ArcelorMittal, Aurubis Belgium, Sol Feluy, Solvay et Umicore) finalisent un accord d'investissement commun portant sur des capacités de production thermique et nucléaire.

- *IPR - GDF SUEZ Amérique du Nord* annonce des progrès dans le développement de l'énergie éolienne au Canada avec la conclusion de nouveaux contrats d'achat pour deux parcs éoliens de 99 MW dans l'Ontario, ainsi que la préparation de la construction de Cape Scott 1, une unité de 99 MW en Colombie britannique.

Septembre

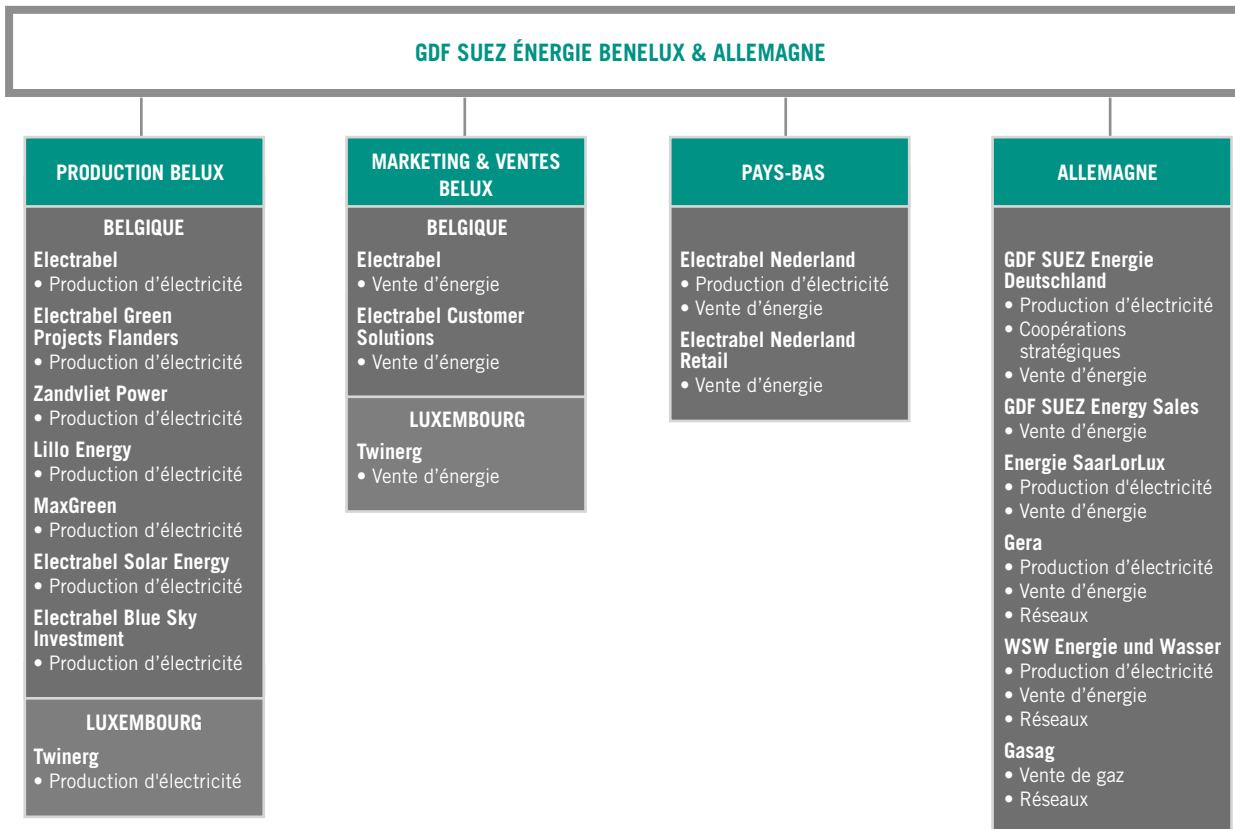
- *GDF SUEZ Énergie Benelux & Allemagne* - Electrabel inaugure la centrale 100% biomasse de Rodenhuize (Max Green) en Belgique.
- *GDF SUEZ Énergie Europe* - Tandis que les travaux de construction de la plus large unité de biomasse (190 MW) progressent en Pologne, GDF SUEZ Energy Romania a initié la mise en place de la première centrale d'énergie renouvelable (parc éolien) avec une capacité avoisinant 50 MW.
- *IPR - GDF SUEZ Amérique Latine* - Les quatre premières unités de production, sur huit unités au total, de la centrale hydraulique Estreito sont en service à fin 2011. Tractebel Energia détient une participation de 40,1% dans Estreito, ce qui représente 256 MW d'énergie assurée qui a déjà été vendue dans le cadre de contrats à 30 ans entrant en vigueur au début de 2012.

Novembre

- *IPR - GDF SUEZ Australie* - La disposition législative intitulée « Clean Energy Future », qui inclut la proposition d'une taxe sur le carbone, a été entérinée par les deux chambres du Parlement australien.

1.3.2.6 GDF SUEZ Énergie Benelux & Allemagne

La branche GDF SUEZ Énergie Benelux & Allemagne est active dans le domaine de la production d'électricité et de chaleur, ainsi que dans le trading et la fourniture d'électricité, de gaz naturel et de services énergétiques. Elle est organisée autour de quatre entités : deux pays (Pays-Bas et Allemagne) et deux segments d'activité en Belgique et au Luxembourg (production d'électricité et marketing & ventes).



Au Benelux et en Allemagne, via ses filiales Electrabel et GDF SUEZ Energie Deutschland, détenues à 100%, GDF SUEZ développe une stratégie équilibrée visant à créer de la valeur en tant qu'opérateur de système par le développement d'avantages concurrentiels découlant des actions suivantes :

- le développement d'un portefeuille d'actifs dans le domaine de la production d'électricité, qui est à la fois diversifié, flexible, compétitif en termes de coûts et durable, de façon à consolider sa position sur la plaque de cuivre de l'Europe du Centre-Ouest ;
- le développement d'un portefeuille de ventes équilibré centré sur la création de valeur en proposant des solutions énergétiques intégrées (associant la fourniture d'électricité, de gaz, de chaleur et de services énergétiques) à ses clients ;
- la gestion dynamique de son portefeuille de production/ventes, en tirant pleinement profit du développement du marché régional que représente l'Europe du Centre-Ouest.

Belgique

En Belgique, Electrabel, filiale à 100% de GDF SUEZ, est le principal producteur d'électricité. Sa capacité installée s'élève à environ 10 857 MW et comprend des unités nucléaires à Doel et Tihange, des centrales thermiques (principalement au gaz naturel), un large éventail d'installations à base d'énergie renouvelable et la centrale de pompage-turbinage de Coe. En 2011, Electrabel a mis en service plusieurs parcs éoliens et une installation 100% biomasse (Max Green) à Rodenhuize.

Electrabel dispose d'un vaste portefeuille de gros clients industriels, qui lui achètent de l'électricité, mais aussi du gaz naturel, de la chaleur et des services énergétiques. Electrabel est également active dans le segment de la vente au détail de gaz et d'électricité, avec environ 3,2 millions de clients en électricité et 1,8 million de clients en gaz.

En 2011, la société a signé un contrat majeur, effectif dès 2012, avec six sociétés industrielles de premier plan qui disposent d'activités nécessitant des quantités importantes d'électricité en Belgique (regroupées au sein de Blue Sky Consortium). Ce contrat inclut des engagements mutuels concernant des co-investissements dans de nouvelles centrales à gaz et centrales nucléaires et accorde à Blue Sky Consortium des droits de tirage dans les centrales nucléaires existantes.

Dans le cadre de son engagement en faveur du développement durable, Electrabel a lancé en 2008 son programme baptisé « ensemble pour moins de CO₂ » qui comprend dix engagements concrets visant à réduire son empreinte carbone et à aider ses clients à réduire leur consommation d'énergie et leurs émissions de CO₂. L'entreprise a poursuivi cette politique en 2011, notamment en augmentant l'efficacité de ses installations de production et en développant plusieurs projets d'énergie renouvelable. Electrabel reste le premier fournisseur d'électricité verte en Belgique ainsi que le plus grand producteur dans ce domaine, avec une capacité installée de 516 MW et 600 000 clients qui souscrivent un contrat de fourniture d'énergie verte. Avec huit autres partenaires industriels, la société a initié en 2011 un accord de concession destiné à construire le septième parc éolien *offshore* des côtes de Belgique.

Le consortium Mermaid a été créé à cette occasion, Electrabel détenant 35% de l'ensemble et les autres partenaires (Otary) se partageant les 65% restants.

Electrabel a poursuivi sa campagne introduite fin 2010 centrée sur le service clientèle dont la qualité s'est significativement améliorée depuis la complète libéralisation du secteur mais qui n'en demeure pas moins un défi permanent et un objectif majeur. La campagne est basée sur cinq engagements concrets de l'entreprise vis-à-vis de sa clientèle de particuliers et de professionnels. L'entreprise s'est également focalisée sur la qualité du service offert à sa clientèle d'entreprises.

Après l'accident qui s'est produit en mars 2011 à Fukushima (Japon), les autorités européennes et belges ont imposé des tests de résistance afin d'évaluer les risques des centrales nucléaires. Electrabel a coopéré pleinement à la conception et la mise en place de ces tests en Belgique. Fin octobre 2011, la société a présenté ses rapports à l'Agence Fédérale de Contrôle Nucléaire (AFCN). Les résultats du rapport de l'AFCN publiés en décembre 2011 sont positifs pour Electrabel.

Au cours des négociations pour la formation d'un nouveau gouvernement, fin 2011, les partis politiques impliqués ont décidé de ne pas revoir la législation en vigueur afin de permettre une extension de 10 ans de la durée de vie opérationnelle des centrales nucléaires Doel 1, Doel 2 et Tihange 1 (passant de 40 à 50 ans), dans l'attente des résultats d'un rapport sur la sécurité de l'approvisionnement en électricité du pays qui devrait être finalisé d'ici la fin du premier semestre 2012.

Depuis 2008, les autorités belges perçoivent environ 250 millions d'euros par an au titre d'une contribution sur les activités nucléaires, la plus large contribution provenant d'Electrabel (212,3 millions d'euros en 2010 et 212,2 millions d'euros en 2011). En 2011, Electrabel a interjeté un appel contre les contributions de 2008, 2009 et 2010 auprès du tribunal de première instance de Bruxelles. Au cours des négociations susmentionnées pour la formation d'un nouveau gouvernement, il a également été décidé d'augmenter cette contribution à 550 millions d'euros au total pour les producteurs d'énergie nucléaire pour l'année 2012.

En refusant de prolonger la durée d'exploitation de Doel 1-2 et Tihange 1 et en augmentant la contribution nucléaire, le gouvernement belge manquerait à ses engagements envers le Groupe, qui ont été définis dans le protocole d'accord signé par le Premier ministre et le ministre de l'Énergie le 22 octobre 2009, au nom de l'État belge. Cet accord définit une volonté partagée de voir le Groupe continuer à opérer en Belgique dans un cadre légal stable et à long terme. GDF SUEZ a confirmé en différentes occasions sa volonté de respecter les engagements qui ont été pris dans le cadre de l'accord passé avec les autorités belges et considère que celles-ci sont également tenues par cet accord.

Le marché de la vente d'électricité en gros est très ouvert en Belgique et l'utilisation des capacités d'interconnexion avec les pays voisins est optimisée de façon à accroître la liquidité du marché

et la concurrence. Les capacités d'interconnexion disponibles représentent près de 40% de la demande domestique belge, ce qui fait de la Belgique l'un des pays les plus interconnectés de l'Union européenne. Le couplage trilatéral des marchés spot en Belgique, en France et aux Pays-Bas a démontré son efficacité, aboutissant à une convergence des prix sur ces trois marchés. Le couplage des marchés *day-ahead* de l'électricité a été étendu à l'Allemagne à compter du 9 novembre 2010, ce qui représente un progrès important dans le cadre du développement du marché de l'Europe du Centre-Ouest et de son intégration avec les marchés des pays nordiques. En 2011, d'autres initiatives ont été prises pour notamment intégrer davantage les marchés nationaux de l'électricité, en mettant en place des marchés intrajournaliers et transfrontaliers, ce qui devrait permettre au Groupe d'optimiser ses exploitations dans ce marché régional et de permettre aux opérateurs de systèmes de transmission de couvrir plus efficacement leurs besoins en réserves de capacités et en équilibrage.

En raison de la libéralisation des marchés de l'électricité et du gaz, l'implication d'Electrabel et du Groupe dans les activités de distribution en Belgique s'est considérablement réduite au cours des dernières années. En 2010, le Groupe a achevé son retrait total du capital des gestionnaires du réseau national de transport de gaz (Fluxys) et d'électricité (Elia), et Electrabel a également réduit considérablement son engagement et sa participation financière dans ces opérateurs. En 2011, la société a décidé de renoncer complètement à sa participation au Conseil d'Administration de la société de distribution flamande Eandis, et de maintenir uniquement un intérêt minoritaire avec des droits de vote limités dans les sociétés intercommunales qui agissent comme des opérateurs de systèmes de distribution en région flamande.

Pays-Bas

Aux Pays-Bas, GDF SUEZ, *via* sa filiale Electrabel Nederland, est un producteur majeur d'électricité qui représente environ 20% de la production nationale. Sa production est vendue principalement *via* le marché de gros à des fournisseurs et clients industriels. Electrabel Nederland fournit également de l'électricité et du gaz sur le marché de détail.

Le parc de production d'Electrabel Nederland, d'une capacité de production totale de 4 854 MW, comprend cinq centrales à gaz, une centrale à charbon ayant une capacité de co-combustion de 30% avec de la biomasse et neuf éoliennes. À la fin de l'année 2011, la capacité d'énergie renouvelable d'Electrabel a atteint 207 MW. La société cible une croissance de son énergie renouvelable en développant des projets centrés sur des éoliennes, de la biomasse et du gaz vert. Electrabel construit une nouvelle centrale charbon-biomasse à Rotterdam avec une capacité de 736 MW, qui devrait être mise en service en 2013.

Dans le cadre de sa présentation budgétaire annuelle, le gouvernement hollandais a proposé un « Green Deal » avec le secteur de l'électricité, qui devrait encourager les investissements

nécessaires pour atteindre l'objectif 2020 des Pays-Bas en matière d'énergie renouvelable et stimuler l'économie nationale. Les points clés de cet engagement incluent l'introduction d'une obligation de co-combustion à hauteur de 10% de biomasse pour les centrales à charbon existantes sur la période 2012-2014, dans le but de remplacer le schéma SDE (*Stimulering Duurzame Energieproductie*) de subvention existant par un système de quotas de fournisseurs basé sur le marché en 2015.

Electrabel est activement impliqué, directement ou indirectement, via la nouvelle association *Vereniging Energie Nederland*, dans les discussions sur la réglementation, et évalue systématiquement l'impact des évolutions législatives ainsi que de la structure du marché sur son activité. Les sujets spécifiques qui ont fait l'objet de discussions en 2011 incluent la mise en place d'un nouveau modèle de marché de détail lié au déploiement à grande échelle des compteurs intelligents et la gestion de la qualité du gaz sur le réseau hollandais, un sujet qui a pris de l'importance avec l'augmentation des importations de gaz naturel.

Afin de renforcer la visibilité du Groupe aux Pays-Bas, il a été décidé de remplacer le nom de la société locale *Electrabel Nederland* par *GDF SUEZ Nederland* à compter du 9 janvier 2012. La marque Electrabel continuera cependant d'être utilisée sur le marché de détail.

Allemagne

En Allemagne, le Groupe intervient dans le secteur de l'énergie par le biais de sa filiale GDF SUEZ Energie Deutschland AG. Ayant réussi à intégrer dans son portefeuille les trois centrales qu'il avait acquises en novembre 2009, le Groupe a initié un programme de maintenance ambitieux destiné à améliorer l'efficacité tout en augmentant la flexibilité technique de ses centrales.

Le programme a donné lieu à des investissements dans des réaménagements majeurs des deux centrales au charbon de Farge et Zolling en 2011. GDF SUEZ Energie Deutschland a par ailleurs terminé la modernisation de la centrale Römerbrücke à Saarbrücken.

Sa capacité de production d'électricité en Allemagne est désormais de 2 508 MW : les centrales au charbon représentent une capacité totale de 1 238 MW, la capacité hydroélectrique est de 132 MW et la capacité de cogénération au gaz atteint 368 MW. GDF SUEZ exploitera une nouvelle centrale au charbon pulvérisé d'une capacité de 731 MW et équipée d'un dispositif de capture de CO₂, en construction à Wilhelmshaven. Une grande partie des travaux est terminée.

Le Groupe détient une part de marché limitée mais en progression sur le segment des grands clients tertiaires et industriels, aussi bien en électricité qu'en gaz. Il est actif dans la distribution d'électricité, de gaz et de chaleur, grâce à ses participations dans des sociétés municipales de services collectifs, notamment dans

Energieversorgung Gera GmbH et Kraftwerke Gera GmbH, Energie SaarLorLux AG, WSW Energie & Wasser AG et GASAG Berliner Gaswerke AG.

Les objectifs généraux qui ont été établis par le gouvernement allemand au mois d'octobre 2010 pour marquer la transition vers une « ère placée sous le signe des énergies renouvelables » ont été confirmés. Cependant, l'attribution de quotas de production supplémentaire aux centrales nucléaires a été soumise à une volte-face complète après l'accident de Fukushima dans lequel huit des 17 centrales nucléaires ont dû être fermées immédiatement dans le cadre d'un moratoire de trois mois. Par la suite, le gouvernement a décidé la fermeture des usines soumises au moratoire ainsi qu'un arrêt complet de la production nucléaire en Allemagne d'ici la fin de l'année 2022.

Le Groupe suit de près l'évolution du cadre réglementaire des énergies renouvelables en Allemagne et explore avec les sociétés de services publics municipaux dans lesquelles il est impliqué les possibilités d'investissement dans les sources d'énergie renouvelables. Un premier investissement a été réalisé avec l'acquisition d'un parc éolien de 12,5 MW à Helmstadt, dans le nord de la Bavière.

Luxembourg

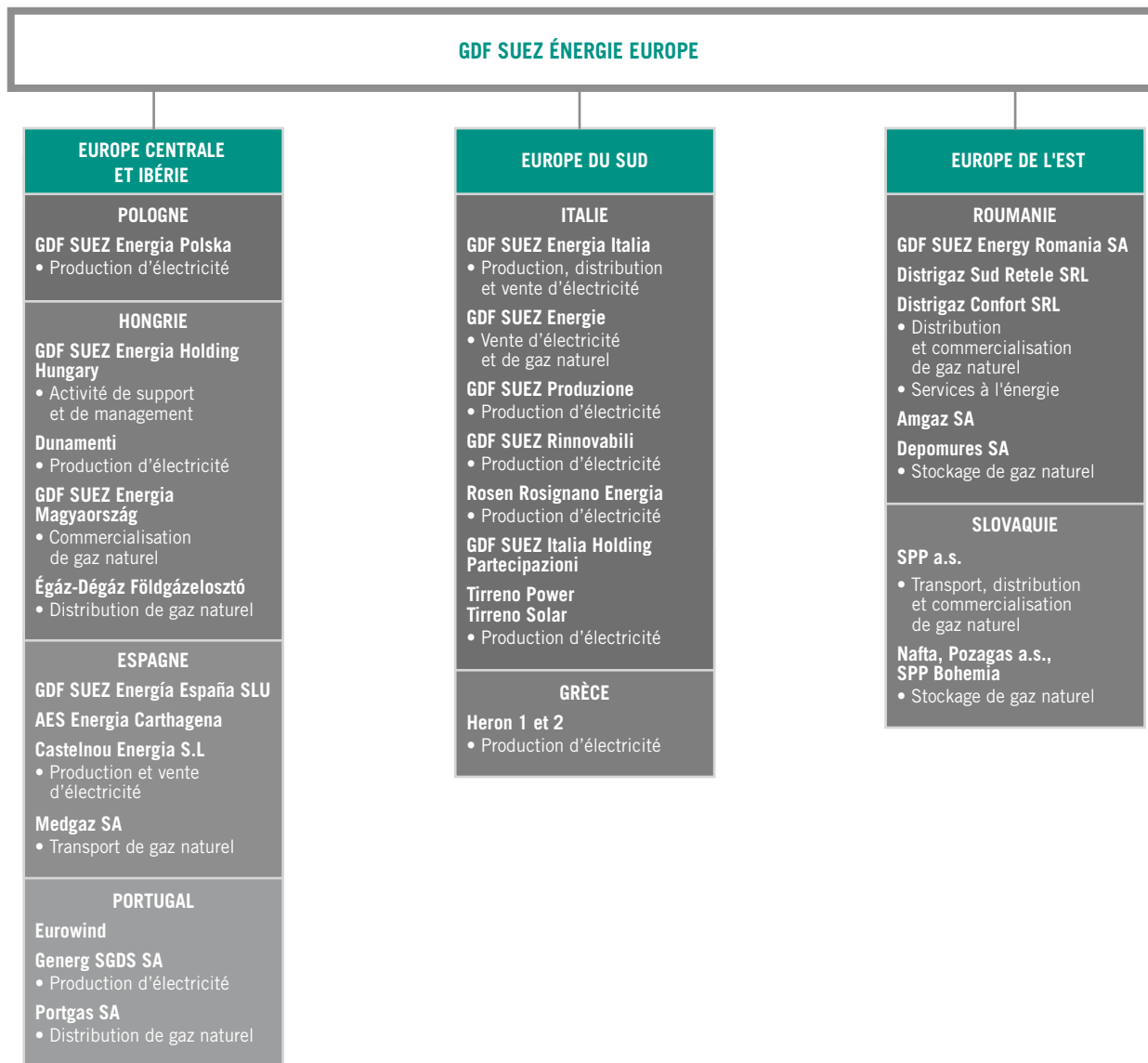
Au Luxembourg, le Groupe est un acteur de premier plan avec la centrale au gaz de sa filiale Twinerg SA d'une capacité de 376 MW. Depuis février 2011, la centrale fournit également des services de chauffage aux nouveaux quartiers résidentiels de Belval, Esch Sud et Esch Nord.

1.3.2.7 GDF SUEZ Énergie Europe

GDF SUEZ Énergie Europe (GSEE) gère un éventail diversifié de production énergétique avec une prédominance du gaz naturel et une présence significative dans les énergies renouvelables. La branche regroupe les activités énergétiques du Groupe en Europe (à l'exclusion de la France, de la Belgique, des Pays-Bas, du Luxembourg et de l'Allemagne).

La production d'électricité, le transport d'énergie, la distribution et le stockage du gaz naturel, la vente, le trading et la gestion de portefeuille sont les principales activités de la division Énergie Europe. GDF SUEZ Énergie Europe est présente dans trois zones géographiques, connues sous le nom de « *Lead Operational Companies* » :

- Europe centrale et Péninsule ibérique : Pologne, Hongrie, Espagne et Portugal ;
- Europe du Sud : Italie et Grèce ;
- Europe de l'Est : Roumanie et Slovaquie.



GSEE poursuit deux objectifs :

- consolider et renforcer ses positions dans les pays où elle détient des sociétés de premier plan en renforçant son intégration et son ancrage local (par exemple, Italie, Roumanie, Pologne). Dans les autres pays, elle poursuit son développement en saisissant les opportunités qui se présentent ;
- saisir les opportunités dans le domaine des énergies vertes.

Europe Centrale et Péninsule Ibérique

Pologne

Le Groupe exploite la centrale à cocombustion de charbon et de biomasse de Polaniec, d'une capacité de 1 452 MW. En 2011, la centrale de Polaniec a produit 8 TWh d'électricité, dont 0,77 TWh classé comme renouvelable car produit à partir de biomasse.

Le Groupe est spécialisé dans la vente d'électricité aux clients industriels et sur le marché de gros. Les nouvelles capacités d'investissement du Groupe se concentrent actuellement sur une diversification des sources d'énergie et notamment sur la production d'énergie grâce à des sources d'énergie renouvelables. Une nouvelle unité d'une capacité de 190 MW, entièrement alimentée par de la biomasse, est actuellement en cours de construction sur le site de la centrale à cocombustion de Polaniec. Après sa mise en service, prévue pour la fin de l'année 2012, cette unité sera l'une des plus importantes au monde à fonctionner avec de la biomasse et bénéficiera d'un dispositif de soutien aux énergies renouvelables. Dans le même temps, la première ferme éolienne du Groupe en Pologne, celle de Jarogniew-Moltowo, d'une capacité de 21 MW, est entrée en service le 1^{er} janvier 2011. En 2010, GDF SUEZ a fait l'acquisition de deux autres projets dans l'éolien, celui de Wartkowo (30 MW), en activité fin 2011, et celui de Pagow (51 MW) qui devrait entrer en service en 2012.

Le Groupe a commencé le développement de la vente de gaz en Pologne avec l'acquisition de capacités d'importation de gaz pour 2012.

Hongrie

En Hongrie, GDF SUEZ détient une participation majoritaire dans la centrale de Dunamenti qui fonctionne principalement au gaz naturel et qui dispose d'une capacité électrique totale de 1 867 MW et d'une capacité de production de chaleur de 1 000 MW. Dunamenti est le premier site de production électrique conventionnelle en Hongrie en termes de capacité installée, représentant près de 20% de la capacité installée totale du pays. En juillet, une unité de production électrique CCGT (turbine à gaz à cycle combiné) d'une capacité de 397 MW, équipée des meilleures technologies existantes, a été inaugurée sur le site de la centrale Dunamenti. L'investissement de 200 millions d'euros dans des friches industrielles, initié en 2009 et comprenant la réhabilitation d'une turbine à vapeur existante, a augmenté significativement la performance, qui est passée de 36% à 57%, tout en réduisant les émissions de CO₂ de la centrale.

GDF SUEZ Energy Hungary exerce aussi des activités de commercialisation et de distribution de gaz naturel. Égáz-Dégáz Földgázelosztó, sa filiale à 100% (à travers EIH, 100% détenue par GDF SUEZ), est active dans la distribution de gaz naturel. Au 31 décembre 2011, l'entreprise alimentait 810 000 clients avec 1,8 milliard de m³ de gaz naturel sur un réseau de 23 000 km, ce qui représente environ 12% de la consommation totale de gaz naturel en Hongrie.

Portugal

Au Portugal, les activités dans l'électricité de GDF SUEZ sont centrées sur les énergies renouvelables. Par l'intermédiaire de sa filiale Eurowind, détenue à 100%, le Groupe y contrôle une capacité éolienne totale installée et en service de 214 MW. Le Groupe possède également une participation de 42,5% dans Generg, un groupe de sociétés qui détient 436 MW de capacité éolienne, 33 MW de capacité hydroélectrique et 19 MW de capacité en énergie solaire.

GSEE est également présent dans la distribution de gaz naturel grâce à une participation de 25,4% au capital de la société Portgás, qui détient une concession de commercialisation et de distribution de gaz naturel et de propane dans le nord du Portugal.

Espagne

Le Groupe est propriétaire à 100% de la centrale de Castelnou Energia, une centrale à cycle combiné de 794 MW. Par l'intermédiaire d'AES Energia Cartagena, que le Groupe détient à hauteur de 26%, il possède également une centrale à cycle combiné de 1 199 MW. Dans le cadre d'un contrat de gestion énergétique, le Groupe fournit à cette dernière du gaz naturel et reçoit en contrepartie la totalité de sa production électrique. La production d'électricité des deux centrales est vendue sur le marché de gros.

GDF SUEZ et AES Corp ont conclu un accord à travers lequel GDF SUEZ augmentera sa participation dans AES Energia Cartagena de 26% à 83% avec l'option, dès 13 mois après la clôture, d'augmenter sa participation à 97%. Le closing a eu lieu en février 2012 après l'accord des autorités compétentes.

Avec une participation de 12,5% dans le consortium Medgaz, le Groupe est également partie prenante dans le gazoduc entre

l'Algérie et l'Espagne d'une capacité de 8 milliards de m³ et d'une longueur de 210 km.

Europe du Sud

Italie

Les principales activités de GDF SUEZ en Italie sont la production et la vente d'électricité, ainsi que la distribution et la vente de gaz naturel. Sur la base des informations publiques diffusées par l'AEEG, l'autorité de régulation nationale italienne, en 2010, GDF SUEZ se classait :

- 3^e opérateur dans la vente du gaz aux clients finaux avec 4,5 milliards de m³ vendus (à l'exclusion des sociétés de production d'électricité) ;
- 4^e producteur d'électricité en termes de capacités avec 6 GW.

Au premier trimestre 2011, GDF SUEZ et Acea ont résilié l'entente de coentreprise établie selon le contrat signé le 16 septembre 2010. Suite à cette résiliation, les activités de GDF SUEZ en Italie sont gérées à travers GDF SUEZ Energia Italia de la manière suivante :

- GDF SUEZ Produzione est chargé de l'exploitation et de la maintenance de la capacité de production électrique détenue par GDF SUEZ Energia Italia (à la fois thermoélectrique et renouvelable) ;
- GDF SUEZ Énergie contrôle le marketing et les ventes et servira plus de 1,4 million de clients pour des services de gaz et d'électricité ;
- GDF SUEZ Gestion de l'Énergie est en charge du sourcing et de la gestion du gaz et de l'électricité (40 TWh pour le gaz et 15 TWh pour l'électricité) pour ses activités de production et sa base de clients en Italie.

La fin de la coentreprise entre GDF SUEZ et Acea crée une société de service au public pour le gaz et l'électricité complètement contrôlée avec les chiffres clés suivants :

- 6 GW de capacité installée (y compris GDF SUEZ Energia Italia, Cofely, Tirreno Power (50%))
- 300 000 clients dans un nouveau portefeuille de clients pour l'électricité,
- 206 MW d'énergie renouvelable (éoliennes).

Le 3 octobre 2011, GDF SUEZ a conclu la vente de G6 Rete Gas au consortium composé du fonds d'infrastructure F2i, d'AXA Private Equity et d'Enel Distribution. La transaction a apprécié les actifs de distribution à hauteur de 772 millions d'euros, ce qui représente 103% de la base d'actifs régulés en 2010, 9,3 fois l'EBITDA et 17,5 fois le bénéfice net.

En mai 2011, la marque GDF SUEZ pour le gaz et l'électricité a été lancée officiellement en Italie avec une vaste campagne médiatique.

Grèce

En Grèce, le Groupe est présent dans la production d'électricité dans le cadre d'un partenariat avec GEK TERNA, un groupe grec privé actif dans la production d'électricité, la construction et l'immobilier, avec les centrales Heron I et Heron II situées à Viotia. Heron I est une centrale au gaz naturel à cycle ouvert de 148 MW, en service depuis 2004. Heron II, une centrale au gaz à cycle combiné de 422 MW, est entrée en service en août 2010.

Europe de l'Est

Roumanie

En Roumanie, GDF SUEZ Energy Romania SA est en charge de la commercialisation et de la distribution de gaz naturel. En 2011, l'entreprise a fourni du gaz naturel à environ 1,4 million de clients, principalement situés dans la partie sud du pays et elle exploite, via sa filiale Distrigaz Sud Retele, un réseau de distribution long de 16 800 kilomètres. Elle est également présente dans le secteur des services énergétiques à travers sa société affiliée Distrigaz Confort, qui a servi 610 000 clients depuis le début de ses activités en 2009.

GDF SUEZ intervient également dans le secteur du stockage de gaz naturel par le biais de ses filiales Amgaz et Depomures qui disposent d'une capacité totale de 320 millions de mètres cubes.

En novembre 2012, le projet Baragan, un parc éolien de 48 MW, devrait être mis en service.

Slovaquie

En Slovaquie, SPP est un groupe intégré dans le transit international, l'achat, le transport, le stockage, la distribution et la vente de gaz naturel. Par le biais de leur filiale commune à 50/50, Slovak Gas Holding BV (SGH), GDF SUEZ et E.ON détiennent une participation de 49% dans SPP. L'État slovaque détient le solde du capital. GDF SUEZ et E.ON exercent le contrôle conjoint de la société. La filiale de transit Eustream a transporté 77 milliards de m³ en 2011. SPP Distribucia, une filiale de SPP, détient et exploite le réseau de distribution de gaz de Slovaquie. SPP assure également les activités de vente de gaz naturel et comptait environ 1,5 million de clients résidentiels en 2011 au travers d'un réseau de 32 960 km.

SPP détient plusieurs participations dans des installations de stockage de gaz naturel en Slovaquie et en République Tchèque par le biais de Nafta, SPP Bohemia et Pozagas, avec une capacité de stockage totale de 3,4 milliards de m³.

Royaume-Uni - NUGEN

En octobre 2009, un consortium regroupant GDF SUEZ, Iberdrola SA et Scottish and Southern Energy Plc s'est assuré une option d'achat auprès de la Nuclear Decommissioning Authority en vue de l'acquisition d'un terrain situé à Sellafield, sur la côte du comté de Cumbrie, pour y construire une nouvelle centrale nucléaire. Le projet est actuellement au stade du pré-développement. En novembre 2010, le consortium a annoncé être parvenu à la finalisation complète de cette coentreprise, baptisée NuGeneration Ltd (« NuGen »). En septembre 2011, GDF SUEZ et IBERDROLA ont déclaré avoir été informé par Scottish and Southern Energy que ces derniers avaient décidé de mettre un terme à sa participation dans la coentreprise NuGen. IBERDROLA et GDF SUEZ ont confirmé leur engagement envers NuGen et déclaré qu'ils porteraient leurs participations respectives dans le projet à 50%.

Cadre réglementaire

La législation de l'Union européenne s'applique dans tous les pays où GDF SUEZ Énergie Europe est présente. GSEE fera particulièrement attention à la réglementation EU-ETS de phase III, avec des dérogations possibles de la vente aux enchères d'EUA pour la Pologne, la Hongrie et la Roumanie. GSEE suit également de près la transposition de la Directive des émissions industrielles.

Localement, GSEE suit de près les développements réglementaires ayant un impact possible sur ses activités : réglementation du soutien des énergies renouvelables (Pologne, Portugal, Espagne, Italie), schémas de rémunération des capacités (Espagne, Italie) et réglementation des prix du gaz (Hongrie, Roumanie).

1.3.2.8 International Power plc (IPR)

International Power plc exerce une activité de producteur indépendant d'électricité (*Independent Power Producer*) de premier plan au niveau mondial, à travers 30 pays, avec 75 579 MW en exploitation et un vaste programme de 12 820 MW projets en construction au 31 décembre 2011.

Suite au rapprochement d'International Power et de GDF SUEZ Énergie International (hors de l'Europe), l'entité International Power élargie est active dans six régions (Amérique Latine, Amérique du Nord, Royaume-Uni/Europe, Moyen-Orient, Turquie et Afrique (META), Asie et Australie).

Générer de la valeur pour le long terme est au cœur du modèle d'entreprise. Pour ce faire, l'entreprise utilise une approche de gestion de portefeuille qui implique le maintien d'un équilibre en termes de répartition géographique, de diversité des combustibles, de technologie et de types de contrats. Ceci crée de multiples opportunités, tout en atténuant les risques par la diversification.

En plus de la production électrique, International Power cherche à créer des synergies industrielles en investissant dans des métiers étroitement liés tels que le GNL en aval, la distribution de gaz, le dessalement et le détail.

International Power maintient un portefeuille équilibré en termes de types de contrats (marchands et contractés), offrant à l'activité une plate-forme stable de revenus et de flux de trésorerie à travers des contrats de long terme, auxquels s'ajoutent des capacités vendues sur les marchés de gros qui offrent un potentiel de rendements supérieurs lorsque les conditions de marché sont favorables.

International Power se concentre sur un fonctionnement efficace et responsable afin de maximiser la valeur de son portefeuille actuel et à assurer une croissance de la valeur actionnariale. Afin de réaliser cette croissance, la stratégie est basée sur les points suivants :

- construction de nouvelles capacités de production dans les marchés émergents à croissance rapide ;
- saisie des opportunités de la reprise sur les marchés marchands ;
- synergies et amélioration des performances grâce au rapprochement avec GDF SUEZ ;
- recyclage du capital ;
- acquisitions sélectives.

International Power est coté à la bourse de Londres avec le symbole IPR. GDF SUEZ détient une participation de 70% dans International Power plc.

Globalement, les activités de IPR élargi ont généré un chiffre d'affaires de près de 15 754 millions d'euros en 2011 pour un effectif total de 4 761⁽¹⁾ employés au mois de décembre 2011.

(1) Nombre total des employés des sociétés intégralement ou proportionnellement consolidées ou mises en équivalence.

En millions d'euros	2011	2010	Organique %
Chiffre d'affaires	15 754	11 022	8,3%
EBITDA	4 225	2 533	17,3%

Remarque *	Amérique Latine	Amérique du Nord	Royaume-Uni/ Europe	Moyen-Orient, Turquie & Afrique	Asie	Australie
Capacité en service (en GW)	11,5	14,9	13,9	22,1	9,6	3,5
Capacité en construction (en GW)	5,5	0,4	0	4,0	2,9	0
Production d'électricité (en TWh)	57,3	48,1	32,3	93,6	51,3	22,3
Ventes d'électricité (en TWh)	49,2	79,2	34,9	19,6	21,8	24,2
Ventes de gaz (en TWh)	17	63,4	23,5	3,9	2,4	2,3

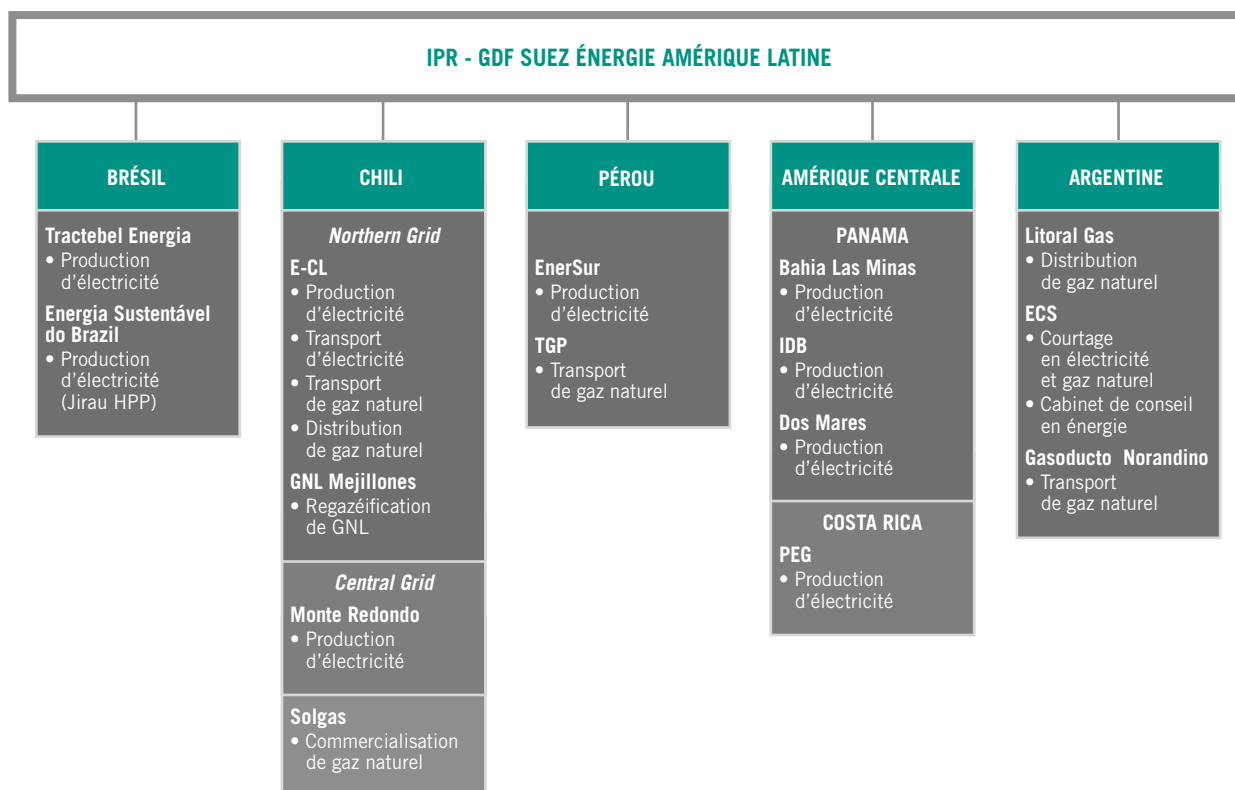
* Toutes les informations reflètent la situation au 31 décembre 2011. Les capacités installées sont consolidées à 100% ; les chiffres relatifs aux ventes sont consolidés conformément aux règles comptables.

1.3.2.8.1 IPR - GDF SUEZ Amérique Latine

IPR - GDF SUEZ Énergie Amérique Latine (IPR-GSELA) gère toutes les activités du Groupe dans l'électricité et le gaz en Amérique

Latine, lesquelles sont principalement localisées au Brésil, au Chili et au Pérou, mais aussi au Panama, au Costa Rica et en Argentine.

IPR-GSELA est organisée autour de cinq pays/régions : le Brésil, le Chili, le Pérou, l'Amérique Centrale et l'Argentine.



IPR-GSELA gère une capacité de production d'électricité supérieure à 11,5 GW, actuellement en service, à laquelle vient s'ajouter une capacité de 5,5 GW en cours de construction.

La stratégie d'IPR-GSELA consiste à soutenir sa croissance en Amérique Latine en renforçant les positions solides qu'elle détient sur ses trois marchés clés (Brésil, Chili et Pérou) et en les utilisant comme base de développements futurs. Elle est actuellement en quête de nouvelles opportunités de développement au Panama et en Colombie. Ses activités dans le gaz naturel sont liées à son cœur de métier, qui est la production d'électricité, et sont actuellement complétées par des activités dans le GNL. IPR-GSELA examine également des opportunités de développement des activités dans le GNL en Uruguay.

La société est actuellement à la recherche d'opportunités de développement dans les énergies décarbonées, principalement dans l'hydroélectricité, l'éolien et la biomasse, dans toute la région.

Brésil

Au Brésil, les actifs de production existants d'IPR-GSELA et le développement d'une sélection de centrales de petite ou moyenne taille sont placés sous la responsabilité de Tractebel Energia (TBLE). Le développement des gros projets est pris en charge par International Power Energy Latin America Participações Ltda. TBLE, le plus important producteur indépendant d'électricité du pays, est détenu à 68,7% par International Power (qui est détenu à 70% par GDF SUEZ). Les actions TBLE s'échangent à la bourse de *Novo Mercado*. TBLE commercialise son électricité principalement dans le cadre de contrats bilatéraux conclus avec des distributeurs et des clients industriels. L'entreprise exploite une capacité installée de 8 522 MW, générée principalement *via* des centrales hydroélectriques (ce chiffre prend en compte la mise en service de la centrale hydroélectrique de 1 087 MW d'Estreito, prévue pour 2012). Cette capacité représente environ 7% de la capacité totale installée du pays.

Les quatre premières unités de production, sur huit unités au total, de la centrale hydroélectrique Estreito sont en depuis fin 2011. TBLE détient une participation de 40,1% dans Estreito, ce qui représente 256 MW d'énergie assurée qui a déjà été vendue dans le cadre de contrats à 30 ans entrant en vigueur au début de 2012.

En 2008, IPR-GSELA a obtenu la concession pour construire, détenir et exploiter la future centrale hydroélectrique d'énergie propre de Jirau, d'une capacité de 3 300 MW. En 2011, la capacité du projet a été portée à 3 750 MW grâce à l'ajout de turbines. IPR GSELA, qui détient une participation de 50,1% dans le projet, a conclu avec des distributeurs des PPA d'une durée de 30 ans qui couvrent 73% de l'énergie garantie, évaluée à 2 184 MW. Les montants de ces contrats ont été fixés par un processus d'enchères et sont ajustés en fonction de l'inflation. Ces PPA entreront en vigueur en 2013 et 2014 (nouvelles unités). Le volume restant de la capacité de production garantie sera vendu sur le marché libre industriel. En septembre 2011, le cours de la rivière Madeira a été dévié pour le faire passer à travers les vannes d'évacuation des crues du projet. Le niveau d'énergie assuré maximum devrait être atteint en 2013.

Pérou

Au Pérou, IPR-GSELA détient une participation de 61,73% dans EnerSur, qui dispose d'une capacité de production installée de 1 042 MW. En 2011, EnerSur est le deuxième plus important

producteur d'électricité indépendant du pays et le troisième tous producteurs confondus. EnerSur détient environ 16% du marché. EnerSur est coté à la bourse de Lima.

Les projets en cours de construction de l'entreprise incluent entre autres : la transformation de la centrale thermique de 541 MW de ChilcaUno, près de Lima, en une centrale à cycle combiné dont la capacité totale devrait être d'environ 807 MW ; la construction d'une nouvelle centrale hydroélectrique de 112 MW à Quitaraca, à 500 km au nord-est de Lima ; et la construction et l'exploitation d'une centrale thermoélectrique de 564 MW située à Ilo (dans le sud du Pérou) de façon à garantir l'approvisionnement en énergie et la fiabilité du Système Électrique Interconnecté National (SEIN). Ces trois projets devraient être mis en service entre la fin 2012 et 2014. En décembre, EnerSur a conclu un accord d'approvisionnement avec Hidrandina SA portant sur 120 MW d'électricité pour le marché réglementé en 2012 et 2013.

IPR-GSELA possède également des activités de distribution de gaz naturel avec une participation de 8,1% dans TGP, qui transporte du gaz naturel et du gaz naturel liquide au Pérou.

Chili

E-CL est le quatrième plus important producteur d'électricité du Chili et le principal producteur d'électricité dans le nord du pays, avec une capacité installée de 2 309 MW. IPR-GSELA détient 52,76% des actions d'E.CL. Sa filiale Electroandina exploite un réseau de 2 080 km et sa filiale Distrinor alimente les clients industriels *via* son réseau de distribution.

En juillet-août 2011, les centrales au charbon Andina et Hornitos d'E.CL (utilisant la technologie de lit fluidisé) ont été mises en service, contribuant pour 300 MW de capacité de production au SING (*Sistema Interconectado del Norte Grande*).

IPR-GSELA détient une participation de 63% dans le capital de GNLM (terminal GNL de Mejillones), qui a été mis en service en avril 2010. En novembre 2010, GNLM a lancé la construction d'un réservoir côtier de stockage de GNL. Ce réservoir de stockage, dont la construction sera achevée en 2013, aura une capacité de 175 000 m³.

En janvier 2011, Solgas a été créée en tant que société affiliée à IPR-GSELA à 100%, consacrée à l'achat, la vente et la distribution de gaz aux clients industriels. Depuis avril 2011, Solgas vent du gaz naturel de GNLM aux clients industriels raccordés au pipeline de NorAndino.

Dans le réseau électrique central du Chili, les deux principaux actifs du Groupe sont :

- le parc éolien de Monte Redondo, dont la capacité a été étendue à 48 MW le 2 février 2011 ;
- la centrale hydroélectrique de Laja 1, une centrale au fil de l'eau de 34 MW en cours de construction, dont la mise en exploitation commerciale est prévue au deuxième trimestre 2012.

Panama

PR-GSELA dispose actuellement d'une capacité installée de 391 MW et est le deuxième plus important producteur d'électricité indépendant sur le marché de l'électricité du pays.

IPR-GSELA détient une participation de contrôle de 51% dans le complexe thermique de Bahias Las Minas (249 MW). Par ailleurs, IPR-GSELA contrôle et exploite la centrale thermique I.D.B Cativa,

d'une capacité de 83 MW. IPGSCA IPR-GSELA a également obtenu des concessions (Gualaca, Lorena et Prudencia) en vue de la construction de trois centrales hydroélectriques dont la capacité totale devrait atteindre 118 MW. Les deux premières centrales sont déjà opérationnelles. La troisième, Prudencia, devrait entrer en exploitation en 2013.

Costa Rica

En 2008, IPR-GSELA s'est implanté au Costa Rica où il contrôle et exploite le parc éolien de 50 MW de Guanacaste, qui est entré en service en 2009.

Argentine

En Argentine, IPR-GSELA détient une participation indirecte de 64% dans Litoral Gas SA. Il s'agit d'une société de distribution de gaz qui compte environ 635 000 clients et qui, selon l'autorité de régulation ENARGAS, détient une part de marché de 12% en termes de volumes délivrés. IPR-GSELA possède également 46,7% du capital d'ECS (Energy Consulting Services), une société de conseil et de vente au détail de gaz et d'électricité. Par ailleurs, IPR-GSELA détient une participation de 84,7% dans Gasoducto Norandino, une société de distribution de gaz reliant l'Argentine au nord du Chili.

Bolivie

Le 1^{er} mai 2010, l'État bolivien a nationalisé un certain nombre d'entreprises d'électricité. Parmi ces entreprises figurait *Empresa Electrica Corani SA*, une centrale électrique d'une puissance de 147 MW qui est devenue un actif de GDF SUEZ Énergie Europe & International en octobre 2008 lors de l'acquisition d'Econergy. *Empresa Electrica Corani SA* était détenue à 50% par GDF SUEZ et constituait le seul actif du Groupe en Bolivie.

Des négociations étaient en cours depuis juillet 2010. Le 21 octobre 2011, un accord a été signé avec le gouvernement bolivien concernant la nationalisation de Corani. Cet accord reconnaît le droit de GDF SUEZ à un paiement pour sa participation passée dans Corani ; ce paiement a été reçu début octobre 2011. Le différend international a été annulé par l'accord des deux parties.

Cadre réglementaire

Brésil

En 1997 a débuté une période de privatisation du secteur de l'électricité qui a donné lieu au transfert vers le secteur privé de la majorité des activités de distribution et de 20% des actifs relevant du secteur de la production d'électricité. Entre 2003 et 2005, le gouvernement brésilien a introduit le cadre réglementaire actuellement en vigueur pour le marché de l'électricité. D'une manière générale, ce cadre confère au gouvernement fédéral un contrôle plus important à tous les niveaux du marché de l'électricité de par son implication dans l'autorité de régulation, de la gestion du réseau et du marché de gros. Un système de pool d'électricité (mise en commun des capacités) a été créé afin de disposer d'un cadre transparent pour la signature de contrats à long terme avec des sociétés de distribution. Ce pool, qui fonctionne à la manière d'un instrument de partage des risques entre producteurs, représente un circuit d'approvisionnement à caractère obligatoire pour les sociétés de distribution. Le modèle ainsi mis en place s'appuie sur des ventes aux enchères (*leiloes*) qui sont régulièrement organisées par le gouvernement et au moyen desquelles des concessions en vue de la construction de nouvelles capacités de production

(surtout hydroélectriques) sont accordées aux soumissionnaires qui sont prêts à offrir les tarifs les plus bas. Une distinction est faite entre les capacités de production dites « anciennes » (capacités existantes) et les « nouvelles » (nouveaux projets de développement et extensions de sites de production existants), ces dernières se voyant attribuer les contrats les plus longs. L'électricité qui n'est pas vendue aux sociétés de distribution peut être librement vendue dans le cadre de contrats bilatéraux avec des clients industriels libres. Les producteurs publics et privés ont pris une part active aux enchères de l'énergie et ce nouveau système s'est avéré efficace pour attirer les investissements nécessaires afin d'assurer la croissance de la production énergétique du pays.

Pérou

Le cadre réglementaire est basé sur la séparation des activités de production, transport et distribution. Ces activités ont été privatisées en partie. En conséquence, tous les nouveaux investissements dans les capacités de production ont été et sont effectués par le secteur privé. Au Pérou, environ un tiers de la production électrique est toujours contrôlé par le gouvernement péruvien qui est propriétaire d'ElectroPeru, le plus grand producteur d'électricité du pays.

Chili

Au Chili, le système de régulation est relativement stable depuis la réforme de 1982, année de la privatisation complète du secteur de l'électricité.

Cependant, en 2004 (en raison principalement d'une grave sécheresse) un certain nombre de modifications ont été introduites, l'une d'entre elles étant destinée à garantir la sécurité de l'approvisionnement aux clients résidentiels : des contrats de fourniture à long terme ont été établis pour les sociétés de distribution, par le biais d'enchères ouvertes. En 2008, la publication de la Loi 20 257 a lancé la promotion des Énergies renouvelables non conventionnelles.

Il est important de souligner que, étant donné le haut degré de libéralisation du marché de l'électricité au Chili, le rôle de l'État est limité à la réglementation et la supervision (principalement par le biais de l'autorité de réglementation concernée, *Superintendencia de Electricidad y Combustibles*), tandis que le secteur privé est en charge des initiatives d'investissement.

Panama

Au Panama, l'État est propriétaire de 12% de la capacité totale de production et détient respectivement 49% et 50% de tous les actifs privatisés dans le secteur de la production thermique et hydroélectrique. Il contrôle également 100% des actifs dans le domaine du transport de l'électricité.

Le marché de l'électricité au Panama est entièrement libéralisé. L'acheminement et la distribution de l'électricité sont centralisés par le CND (*Centro Nacional de Despacho*) qui fait partie de l'ETESA, l'entreprise d'État en charge du réseau de transport de l'électricité.

Costa Rica

Le marché de l'électricité est intégré verticalement. Il est détenu par l'État et contrôlé par le gouvernement du Costa Rica. Il n'existe qu'un seul acheteur : l'ICE (*Instituto Costarricense de Electricidad*). Le cadre réglementaire actuel autorise les investissements privés dans des projets de production électrique à base d'énergies renouvelables mais pour une capacité maximale autorisée de 50 MW par projet et obligatoirement dans le cadre de contrats de construction-exploitation-transfert (*Build-Operate-Transfer*). La part

que peuvent représenter les producteurs privés dans la capacité de production nationale est limitée à 15%. Toutefois, le cadre réglementaire autorise des projets IPP d'une durée de 20 ans et d'une capacité inférieure à 20 MW dans le cadre de contrats de construction-détention-exploitation (*Build-Own-Operate*).

Argentine

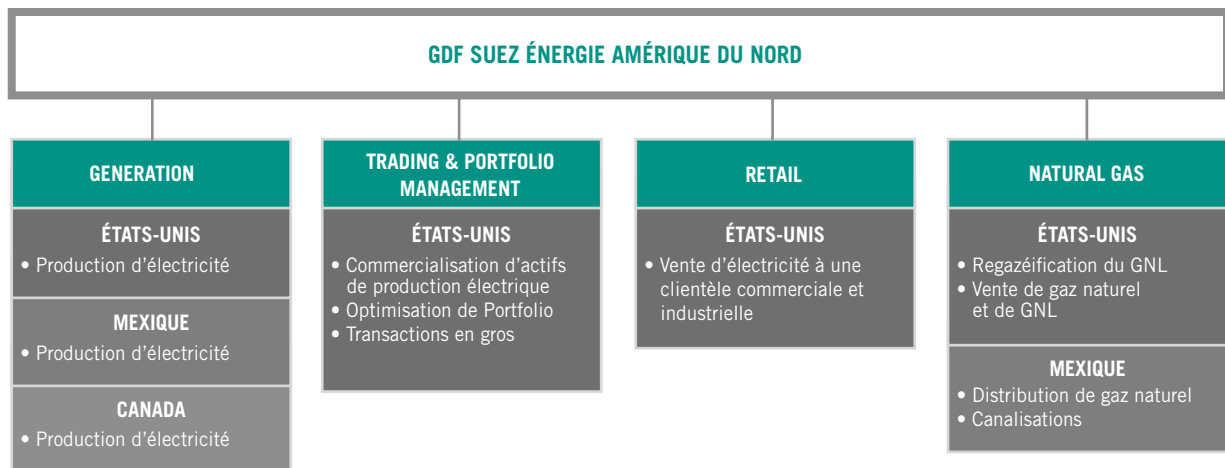
En Argentine, depuis l'état d'urgence décrété en 2002, le gouvernement a suspendu de facto l'application du cadre réglementaire préexistant. Aucune nouvelle réglementation n'a encore été établie et seul un nombre très restreint d'ajustements tarifaires a été effectué dans le secteur de l'énergie.

1.3.2.8.2 IPR - GDF SUEZ Amérique du Nord

IPR - GDF SUEZ Amérique du Nord (IPR-GSENA) gère toutes les activités du Groupe dans l'électricité et le gaz aux États-Unis, au Canada et au Mexique.

Les différentes activités dans lesquelles IPR-GSENA est engagé couvrent une chaîne de valeur intégrée qui va de l'importation et de la regazéification de GNL à la vente d'électricité en gros et au détail à une clientèle commerciale et industrielle.

IPR-GSENA est organisé en trois entités commerciales (production, vente au détail aux clients commerciaux et industriels et gaz naturel/ GNL) avec une gestion de portefeuille centralisée qui permet d'optimiser l'interface entre chaque unité.



IPR-GSENA possède un ensemble d'actifs en service et en construction représentant 15,3 GW de capacité électrique via un portefeuille de centrales électriques ou de cogénération, des capacités de production de 3 200 tonnes de vapeur par heure et de 39 000 tonnes d'eau réfrigérée par heure. Sur l'ensemble de ces capacités, 1,8 GW provient de l'exploitation de l'énergie éolienne, solaire, hydroélectrique et de biomasse. Les actifs d'IPR-GSENA dans le domaine du gaz naturel incluent un terminal de réception de GNL à Everett, dans l'État du Massachusetts, qui est entré en service en 1971, et le terminal *offshore* GNL Neptune, situé près de Gloucester, également dans le Massachusetts. Ces terminaux desservent actuellement la plupart des distributions gazières de Nouvelle-Angleterre, ainsi que les principaux producteurs d'électricité, couvrant environ 20% de la demande annuelle en gaz de cet État des États-Unis.

De plus, à travers son entité de vente au détail, GDF SUEZ Energy Resources NA, Inc., IPR-GSENA répond aux besoins de clients commerciaux et industriels répartis dans les onze États suivants : Delaware, Texas, Massachusetts, Maine, Maryland, New York, New Jersey, Pennsylvanie, Illinois, Connecticut et Washington, D.C.

En tant qu'importateur majeur de GNL aux États-Unis, IPR-GSENA s'efforce de consolider sa position dans le secteur du gaz dans le nord-est du pays en intégrant des sources d'approvisionnement en gaz naturel situées sur le territoire américain et en développant ses ventes en direction d'une clientèle commerciale et industrielle. IPR-GSENA a aussi l'intention de poursuivre ses efforts visant à

faire progresser son activité de vente d'électricité au détail, en essayant de devenir le fournisseur de référence et en établissant des passerelles entre ses activités dans l'électricité, le gaz et les énergies renouvelables.

Le développement de l'activité en Amérique du Nord est pour l'instant centré sur des projets d'énergie renouvelable propre, en essayant de bénéficier de différentes mesures gouvernementales dans ce domaine. Au Canada, IPR-GSENA développe différents projets en cours de construction qui représentent une capacité solaire et éolienne d'environ 400 MW.

États-Unis

IPR-GSENA a son siège à Houston, Texas, et emploie plus de 1 600 personnes à travers les États-Unis. L'entreprise possède et exploite le terminal GNL d'Everett, situé juste au nord de Boston, Massachusetts, qui peut livrer quelque 700 millions de pieds cubes de gaz naturel par jour sur le marché de la Nouvelle-Angleterre. IPR-GSENA possède également le terminal flottant GNL Neptune installé à 16 km des côtes de Gloucester, dans le Massachusetts. Lorsqu'il sera pleinement opérationnel, ce terminal pourra émettre en moyenne 400 millions de pieds cubes de gaz naturel par jour et complètera les livraisons effectuées au terminal d'Everett. IPR-GSENA dispose également sur l'ensemble des États-Unis de capacités de stockage pour 10 milliards de pieds cubes de gaz naturel. IPR-GSENA possède, exploite ou a en construction un portefeuille d'actifs constitué de centrales électriques et centrales de

cogénération représentant une capacité avoisinant 14,3 GW, ainsi qu'une production de 2 900 tonnes de vapeur et d'eau réfrigérée par heure. L'énergie produite par ces installations est vendue sur le marché libre ou à des sociétés de distribution et à des entreprises industrielles dans le cadre de contrats de vente d'électricité (PPA) à long terme. Selon le Département américain de l'énergie, entre 2008 et 2010, IPR-GSENA a occupé la place de premier importateur de GNL aux États-Unis et ses territoires associés, une position qu'il conservait à la date de septembre 2011.

Avec une capacité de 127 MW, IPR-GSENA exploite l'un des plus vastes portefeuilles de biomasse en Amérique du Nord. Sa filiale de vente au détail dessert 80 000 comptes clients avec une charge de pointe estimée à plus de 10 000 MW au total.

En juillet 2011, IPR-GSENA a mis en service Astoria Energy II. Astoria II est une centrale au gaz naturel avec une capacité de production installée de 575 MW. Le projet fournit de l'électricité à New York Power Authority dans le cadre d'un contrat PPA à 20 ans.

Mexique

Au Mexique, les activités gazières du Groupe comprennent six sociétés de distribution de gaz naturel (Guadalajara, Querétaro, Tampico, Tamaulipas, Puebla ainsi que le District Fédéral de Mexico) desservant en gaz naturel près de 370 000 clients sur un réseau de 8 460 km, et deux sociétés de transport par gazoduc (Energia de Mayacan, Gasoducto del Bajío) exploitant 900 km de pipelines. Le Groupe gère également trois projets de cogénération vapeur/électricité qui représentent une capacité totale installée de 279 MW. La production de ces trois centrales est vendue dans le cadre de contrats à long terme à des grands industriels et à des sociétés publiques mexicaines.

Canada

Au Canada, les activités d'IPR-GSENA sont organisées autour de la production d'énergie propre, notamment à partir d'un parc de production d'électricité d'origine éolienne de 331 MW situé dans l'est du pays, complété par une centrale au gaz naturel de 112 MW située à Windsor. IPR-GSENA développe différents projets en cours de construction qui représentent une production d'énergie solaire et éolienne d'environ 400 MW.

En juillet 2011, GDF SUEZ a conclu la vente de sa participation dans *Gaz Metro*, une société de distribution régulée de gaz naturel au Québec disposant aussi d'intérêts dans des pipelines régionaux, des actifs de stockage et des installations de production d'énergie conventionnelle et renouvelable.

Cadre réglementaire

Les activités d'IPR-GSENA sont soumises au respect d'un certain nombre de réglementations. Les plus significatives d'entre elles portent sur les émissions de CO₂, le trading physique et financier d'énergie, l'organisation du marché de l'électricité ainsi que l'importation, le transport et la distribution du gaz naturel.

États-Unis

Aux États-Unis, les marchés de la vente en gros de gaz et d'électricité entre États sont soumis à la réglementation de la *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC ou Commission fédérale américaine de réglementation de l'énergie). Depuis le vote historique de 1992, par le Congrès américain, de textes législatifs régissant le secteur de l'énergie au niveau fédéral, la FERC a publié, dans les années 1990 et 2000, une série d'ordonnances visant à lever les obstacles à la libre concurrence sur les marchés de la vente en gros

d'électricité. Aujourd'hui, plus de 60% de l'électricité consommée aux États-Unis est fournie par l'un des dix Opérateurs de Système Indépendants (ISO) ou Opérateurs de transport régional (RTO) qui ont été créés afin de faciliter la libre concurrence dans le secteur de l'électricité. La FERC influe activement sur un certain nombre d'évolutions dans le domaine de la maîtrise de la demande, des réseaux et compteurs électriques intelligents et des technologies énergétiques propres.

Le 21 juillet 2010, le *Wall Street Transparency and Accountability Act* de 2010 est devenu officiellement une loi. Par ailleurs, deux réglementations ayant un impact sur l'activité d'IPR-GSENA sont entrées en vigueur en 2011 — la règle d'*Anti-Manipulation*, le 15 août 2011, et la règle de *Whistleblower*, le 24 octobre 2011. La *Commodity Futures Trading Commission* (CFTC) devrait définir les conditions dans lesquelles une entité commerciale est désignée un *Swap Dealer*, ainsi que les transactions qui sont considérées des *swaps* courant 2012. L'impact précis que ces mesures auront sur les activités d'IPR-GSENA aux États-Unis ne sera pas connu tant que les textes définitifs n'auront pas été publiés.

Aux États-Unis, la vente au détail d'électricité et de gaz naturel est régie au niveau de chaque État (ainsi que dans le District de Columbia) par une commission en charge des services aux collectivités.

Mexique

Au Mexique, la réglementation des marchés de l'électricité et du gaz naturel relève de la *Comisión Reguladora de Energía* (Commission de réglementation de l'énergie). Celle-ci a pour mission d'encourager les investissements dans les infrastructures en favorisant la concurrence sur les marchés de l'électricité, du gaz naturel et du pétrole. La CFE, la compagnie d'électricité d'État, estime qu'entre 2011 et 2025 elle aura besoin de plus de 32 GW de capacité de production d'électricité supplémentaire et a l'intention de lancer un appel d'offres pour la fourniture de 13 GW par un programme IPP.

Canada

Le Canada produit environ 20% de son électricité à partir de centrales au charbon, celles-ci arrivant en deuxième position après les centrales hydroélectriques. La province de l'Ontario a montré la voie à suivre en s'imposant une date limite pour la fermeture de toutes ses centrales au charbon d'ici 2014. En 2009, le *Green Energy and Green Economy Act* a été voté pour favoriser cet abandon progressif du charbon en mettant en place des tarifs de rachat spécifiques pour l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables.

1.3.2.8.3 IPR - GDF SUEZ UK-Europe

IPR - GDF SUEZ UK-Europe exerce une activité de production et de vente d'électricité à l'aide de plus de 1 200 employés répartis au Royaume-Uni et en Europe occidentale. IPR - GDF SUEZ UK-Europe gère un portefeuille de production diversifié. Il inclut les activités énergétiques du Groupe au Royaume-Uni et les activités qui sont celles d'International Power plc en Europe occidentale.

Son portefeuille diversifié d'actifs de production offre une capacité de 13 889 MW pour les marchés du Royaume-Uni et de sept autres pays européens. Les centrales utilisent des technologies variées, y compris le charbon traditionnel, le pétrole et le gaz, le pompage-turbinage et les énergies renouvelables comme les éoliennes, l'hydroélectricité et le solaire.

IPR-GDF SUEZ UK-EUROPE

ROYAUME-UNI

Actifs de production en exploitation

Gaz naturel

Deeside Power
Derwent Cogeneration
Saltend Cogeneration Company
GDF SUEZ Shotton
GDF SUEZ Teesside

Charbon

Eggborough Power
Rugeley Power

Fioul

Indian Queens power

Pompage

First Hydro Company

Éolien

Scotia Wind (Craigengelt)
Crimp Wind Power

Commercialisation au détail

B2B ¹ Électricité et Gaz naturel	GDF SUEZ Energy UK
B2B ¹ Électricité	IPM Energy Retail
B2B ¹ Électricité et Gaz naturel	OPUS Energy

EUROPE

Actifs de production en exploitation

Gaz naturel

Belgique	T-Power ²
Portugal	ElecGas
Portugal	Turbogas

IGCC (Gazéification intégrée à cycle combiné)

Italie	ISAB energy
--------	-------------

Charbon

Portugal	Tejo Energia (Pego)
----------	---------------------

Éolien

France	Levanto GSEF
Allemagne	P Maestrale
Allemagne	Levanto 2
Allemagne	Levanto GSEF
Allemagne	Levanto SEL
Allemagne	Schkortleben
Italie	P Maestrale
Italie	Parco Eolico Giritalco
Pays-Bas	Levanto I
Pays-Bas	Levanto II

Solaire

Italie	ISAB Solar
Espagne	Desarrollos España, sol

Hydroélectricité

Espagne	Electrometalurgica del Ebro
Espagne	Iberica de energias

NOTES

¹ B2B – Business to Business

² En cours de cession en conformité avec la décision de la CE sur le rapprochement entre GDF SUEZ et IPR

Le portefeuille varié inclut une capacité de production de 9 233 MW, dont l'énergie est vendue sur le marché, et une activité de détail fournissant environ 23 TWh de gaz et 13 TWh d'électricité aux clients britanniques (Angleterre, Écosse et Pays de Galles).

Par ailleurs, la société possède une capacité de 3 358 MW à travers des centrales thermiques au Portugal, en Italie et en Belgique, dont l'énergie est vendue à travers des contrats de long terme.

Elle gère également une activité d'énergie renouvelable importante avec une capacité de 1 236 MW d'énergie éolienne située principalement en Italie et en Allemagne, mais aussi au Royaume-Uni, en France et aux Pays-Bas. L'Espagne offre en outre des capacités de production hydroélectrique et solaire.

La stratégie mise en place par IPR - GDF SUEZ UK-Europe vise à améliorer la performance des activités existantes tout en développant les activités de détail et la production d'énergie renouvelable britannique et en explorant des opportunités de développement pour la flotte de production actuelle.

Royaume-Uni

Pleinement libéralisé, le marché de l'énergie britannique laisse jouer la concurrence pour la production et la fourniture d'électricité sous la supervision de l'Ofgem (*Office of Gas and Electricity Market*), un organisme de réglementation indépendant. La politique publique en matière d'énergie privilégie les incitations à la faible production de carbone. Le gouvernement délibère actuellement sur un ensemble une série de réformes du marché de l'énergie. Les éléments clés qui sont à l'étude incluent : un nouveau mécanisme d'incitation à la production d'énergie renouvelable basé sur la technologie, des *Contracts for Differences* spécifiques, un mécanisme de gestion des capacités et une norme de performance environnementale.

Le gouvernement a décidé d'introduire une taxe sur le carbone en avril 2013.

Au Royaume-Uni, IPR - GDF SUEZ UK-Europe est un producteur d'électricité de premier plan avec une flotte de 11 centrales, vendues sur les marchés de gros, qui comprennent un ensemble varié d'installations, y compris le charbon traditionnel, le mazout léger,

le gaz, l'accumulation par pompage et l'éolien. La société fournit également de l'électricité et du gaz à ses clients en entreprises.

Le portefeuille IPR - GDF SUEZ UK-Europe exploite plusieurs centrales au gaz au Royaume-Uni. La société possède les centrales de Teesside (1 875 MW) et de Shotton (210 MW). Par ailleurs, elle possède une participation de 23% dans la centrale Derwent (210 MW), une participation de 75% dans la centrale Deeside (515 MW) et une participation de 75% dans la centrale Saltend (1 197 MW). Saltend exploite une usine CHP et bénéficie d'un contrat d'exploitation de centrale à vapeur à long terme.

IPR - GDF SUEZ UK-Europe possède 75% de First Hydro Company (2 088 MW), un des producteurs d'électricité les plus dynamiques au Royaume-Uni, responsable de la gestion et de l'exploitation des usines de pompage-turbinage à Dinorwig (1 728 MW) et Festiniog (360 MW) dans la région galloise de Snowdonia.

En outre, IPR - GDF SUEZ UK-Europe possède des participations dans deux centrales au charbon, à hauteur de 75% pour la centrale de Rugeley (1 026 MW) et de 10% pour la centrale d'Eggborough (1 960 MW). En plus de ces actifs, la société détient 75% de la centrale au mazout léger d'Indian Queens (129 MW).

Par ailleurs, IPR - GDF SUEZ UK-Europe développe activement un portefeuille de production éolienne au Royaume-Uni. La société possède actuellement deux parcs éoliens : Scotia Wind (Craigengelt), une unité de 20 MW située près de Stirling dans le centre de l'Écosse, et une installation de 2,4 MW à Crimp dans le nord des Cornouailles. La société développe d'autres projets représentant une capacité de 47 MW sur divers sites et a convenu d'acquiescer un site pour développer un parc éolien d'envergure sur l'île de Lewis dans l'ouest de l'Écosse.

IPR - GDF SUEZ UK-Europe détient une participation de 45% dans Meygen, un projet de développement d'énergie marémotrice dans le détroit de Pentland Firth, au nord de l'Écosse. Le projet devrait générer une capacité installée de 20 MW d'ici 2014, avec un plan de développement visant à installer des capacités supplémentaires d'ici 2020, après que la technologie aura fait ses preuves.

IPR - GDF SUEZ UK-Europe exerce également une activité de trading qui négocie de l'électricité et du gaz britanniques, du carbone européen et du charbon pour gérer les expositions des prix de marchandises associés à ses actifs de production et à sa position sur le marché de détail.

GDF SUEZ Energy UK et IPM Energy Retail ⁽¹⁾ sont des marques de l'activité de détail d'IPR - GDF SUEZ UK-Europe, qui fournissent de l'électricité et du gaz à ses clients commerciaux et industriels. L'activité de détail combinée, basée à Leeds, se classe parmi les six premiers fournisseurs d'électricité et de gaz aux clients entreprises, fournissant près de 13 TWh d'électricité à 5 000 bureaux et 23 TWh de gaz à 9 000 bureaux. IPR - GDF SUEZ UK-Europe détient également 30% du capital d'OPUS, un fournisseur d'électricité et de gaz desservant près de 100 000 PME.

Europe

IPR - GDF SUEZ UK-Europe exploite le portefeuille d'actifs européens d'IPR. Les actifs thermiques sont gérés dans le cadre de contrats à long terme, tandis que les actifs d'énergie renouvelable interviennent sur des marchés qui bénéficient d'incitations dans ce domaine.

(1) GDF SUEZ Energy UK et OPUS fournissent à la fois de l'électricité et du gaz, tandis qu'IPM se limite à l'électricité.

Italie

IPR - GDF SUEZ UK-Europe possède 100% du portefeuille éolien Maestrone (capacité de 550 MW) dans le sud de l'Italie et 75% du projet de développement Parco Eolico Girifalco (capacité de 27,5 MW).

En plus de ses participations dans l'éolien, IPR - GDF SUEZ UK-Europe détient 34% d'ISAB, une centrale électrique en cycle combiné à gazéification intégrée (CCGI) de 532 MW située à Priolo en Sicile, à côté de l'une des plus grandes raffineries italiennes possédée et exploitée par ERG, partenaire dans le projet ISAB.

Allemagne

Les activités d'IPR - GDF SUEZ UK-Europe en Allemagne sont centrées exclusivement sur la production d'énergie éolienne.

IPR - GDF SUEZ UK-Europe possède un portefeuille de production éolienne de 583 MW au total. Cela inclut les parcs éoliens suivants : Maestrone (86 MW), Levanto SEL (98 MW), Levanto GSEF (311 MW), Levanto 2 (58 MW) et Schkortleben (28 MW).

Portugal

Au Portugal, IPR - GDF SUEZ UK-Europe détient une participation dans trois centrales thermiques qui bénéficient de contrats d'achats long terme d'électricité.

IPR - GDF SUEZ UK-Europe détient 50% de la centrale CCGT Elecgas (840 MW) nouvellement terminée et 50% de la centrale au charbon Pego (576 MW), qui a été réhabilitée avec des technologies réduisant les émissions. Les deux centrales se trouvent près de la rivière Tejo à Abrantes, au nord-est de Lisbonne, et sont exploitées par Pegop, tirant parti des synergies disponibles sur le site. Pegop est une coentreprise avec Endesa.

IPR - GDF SUEZ UK-Europe possède également Turbogas, une unité CCGT de 990 MW située à Medas, Gondomar, à l'est d'Oporto, au nord du Portugal.

France

En France, IPR - GDF SUEZ UK-Europe possède les projets de parcs éoliens GSEF de Levanto (27 MW).

Pays-Bas

Aux Pays-Bas, IPR - GDF SUEZ UK-Europe possède deux projets éoliens ayant une capacité totale de 29 MW : Levanto Netherlands I (14 MW) et Levanto Netherlands II (15 MW).

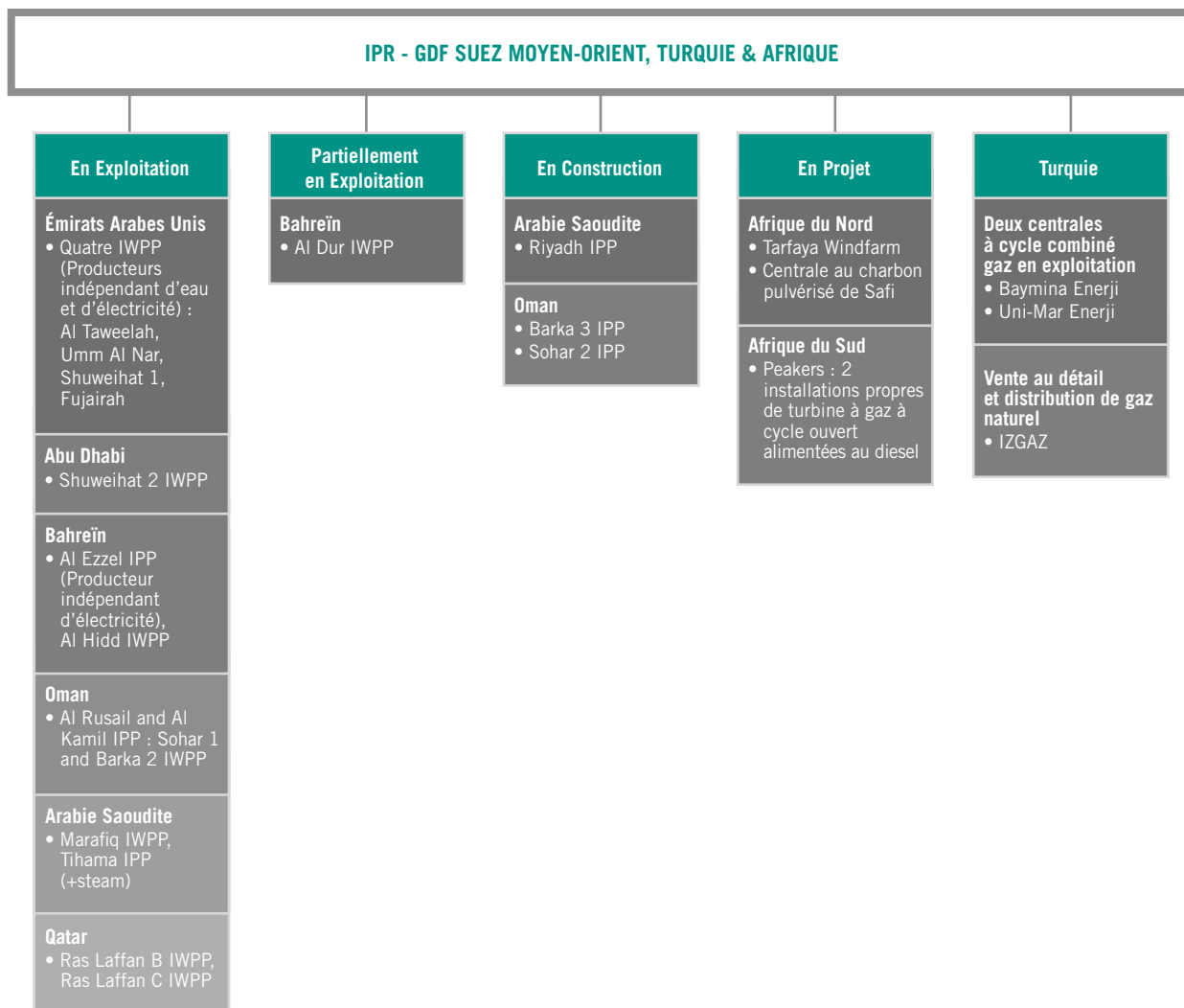
Espagne

En Espagne, IPR - GDF SUEZ UK-Europe possède une participation de 67% dans deux sociétés d'exploitation, Iberica (48 MW) et EMESL (36 MW), qui gèrent à elles deux 18 centrales hydroélectriques. Ces stations sont regroupées dans quatre pôles géographiques car elles dépendent des rivières Ebro et Duero, dans la partie espagnole des Pyrénées.

En outre un petit projet solaire (1 MW) est exploité via S.L. IPM Eagle Desarrollos España, sol.

1.3.2.8.4 IPR - GDF SUEZ Moyen-Orient, Turquie & Afrique

Suite au regroupement des actifs hors Europe de GDF SUEZ Énergie Europe & International avec ceux d'International Power plc en février 2011, International Power plc (IPR) est devenu une filiale à 70% de GDF SUEZ. Au moment du rapprochement, IPR a créé une nouvelle zone commerciale élargie au Moyen-Orient, qui couvre le Moyen-Orient, la Turquie et la région africaine (IPR-GS META), comme indiqué ci-dessous.



Après le rapprochement, IPR-GS META est devenu le premier producteur indépendant d'eau et d'électricité dans la région, avec une capacité en service de plus de 20,6 GW et 4,1 millions de m³ d'eau par jour, ainsi qu'une capacité en cours de construction de 5,6 GW et 0,7 million de m³ d'eau par jour, dans ses deux fiefs régionaux des pays du Conseil de Coopération du Golfe (CCG) et en Turquie. Dans la région CCG, ses activités restent axées sur la construction et l'exploitation d'installations de dessalement d'eau et électricité combinées à grande échelle, tandis qu'en Turquie, le portefeuille est constitué de deux centrales au gaz et d'une activité de distribution de gaz naturel et de détail. IPR-GS META est basé à Dubai, avec trois bureaux régionaux en Turquie (Istanbul), au Maroc (Casablanca) et en Afrique du Sud (Johannesburg).

L'objectif principal d'IPR-GS META est de réaliser une croissance substantielle, robuste et profitable, en s'établissant comme un développeur et un exploitant de premier plan dans un ensemble de marchés à forte croissance dans la région. Pour ce faire, la stratégie de PR-GS META vise à maintenir ses positions fortes dans certains marchés tels que les Émirats Arabes Unis (EAU), le sultanat d'Oman, l'Arabie Saoudite, le Bahreïn et le Qatar, tout en développant d'autres marchés qui sont caractérisés par un potentiel de croissance élevé combiné à un cadre réglementaire stable et un climat favorable aux investissements étrangers, comme la Turquie, le Maroc et l'Afrique du Sud.

Moyen-Orient

Dans les pays du Conseil de Coopération du Golfe (CCG), IPR-GS META gère toutes ses activités par l'entremise de son siège à Dubai, qui supervise et gère les activités de développement, de construction et d'exploitation des activités énergétiques du Groupe dans la région. La société fonctionne comme un développeur d'actifs et vend l'énergie qu'elle produit aux entreprises de distribution publiques directement dans le cadre d'accords P(W)PA à long terme. Il s'agit du premier développeur privé dans le secteur de l'énergie dans la région, avec une capacité de production d'électricité totale de 24 939 MW et une capacité de dessalement de plus de 4,7 millions de m³ d'eau par jour, à travers 18 installations (en service et en construction). Dans le cadre du modèle commercial IPP au Moyen-Orient, les projets sont généralement la propriété du gouvernement/de l'exploitant local, ce qui se traduit par une participation moyenne de 34% pour IPR-GS META pour l'ensemble de son portefeuille. IPR-GS META dirige les opérations de toutes les usines qu'il possède, souvent à travers un contrat d'exploitation et de maintenance indépendant.

En 2011, IPR-GS META a augmenté son portefeuille d'exploitation de 4 730 MW en réalisant l'exploitation commerciale de deux centrales IPWP (*independent water and power production*), Fujairah II aux EAU et Ras Laffan C au Qatar, avec une capacité supplémentaire de 2 744 MW prévue en 2012 avec Shuweihat 2 à Abu Dhabi et Al Dur au Bahreïn.

Turquie

En Turquie, IPR-GS META est présent dans le secteur de la production d'électricité à travers sa participation de 95% dans la centrale Baymina Enerji (763 MW) et sa participation de 33% dans la centrale Uni-Mar (480 MW). Ces centrales au gaz à cycle combiné sont situées à une quarantaine de kilomètres d'Ankara et une centaine de kilomètres à l'ouest d'Istanbul, respectivement. L'électricité qu'elles produisent est vendue à la société de distribution nationale dans le cadre d'un PPA à long terme. IPR-GS META possède aussi des actifs dans la distribution de gaz naturel à travers IZGAZ, le troisième distributeur turc dans ce domaine. La société distribue et commercialise du gaz naturel pour ses clients résidentiels, commerciaux et industriels dans la région de Kocaeli, à 80 km à l'est d'Istanbul.

Afrique

Conjointement avec ses partenaires du consortium, IPR-GS META développe des projets pour construire, acquérir et exploiter trois nouvelles installations IPP en Afrique, qui ont le potentiel d'ajouter une capacité brute d'environ 2 600 MW à son portefeuille. Le premier de ces projets, l'installation Tarfaya IPP (300 MW) au Maroc, a été gagné en milieu d'année 2010. Le second projet concerne deux centrales de pointe en Afrique du Sud, avec une capacité totale brute de 1 000 MW. Le troisième projet est la centrale au charbon surcritique Safi (1 320 MW) au Maroc, gagné en décembre 2010.

Cadre réglementaire

Le CCG et l'Afrique

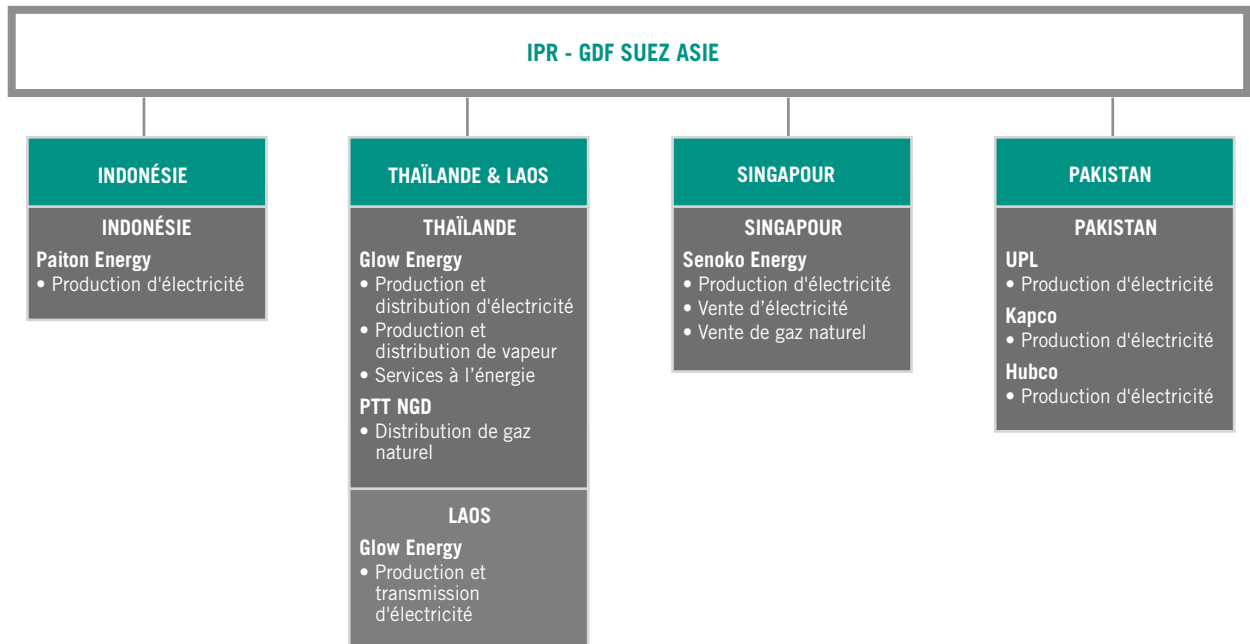
Les cadres réglementaires sont très similaires d'un pays à l'autre. Le fonctionnement s'appuie sur des procédures d'appels d'offres lancés par les autorités en charge de l'électricité aux producteurs d'électricité privés pour qu'ils fassent des offres en vue d'obtenir des concessions pour la construction d'actifs de production électrique ou de dessalement d'eau de mer. La production est ensuite vendue par ces producteurs privés à des entreprises de service public dans le cadre de contrats à long terme dont les modalités sont stipulées au moment de l'émission de l'appel d'offres. Un modèle d'acheteur unique similaire a également été adopté par les marchés marocains et sud-africains.

Turquie

Historiquement, la Turquie est un marché PPA à acheteur unique, comme au Moyen-Orient. À la lumière de ses aspirations d'adhésion à l'UE, le marché de l'électricité turc devait être libéralisé en mars 2001 pour s'aligner avec la législation européenne, avec l'introduction de la Loi des marchés de l'électricité. Cette législation avait pour ambition de donner naissance à un marché plus concurrentiel et plus transparent en favorisant les investissements privés dont le pays avait grand besoin. La nouvelle loi a remplacé les anciens dispositifs basés sur des contrats de construction, exploitation et transfert (*Build-Operate-Transfer*) ainsi que ceux basés sur le transfert de droits d'exploitation (*Transfer of Operating Rights*). En janvier 2004, le marché s'est ouvert aux clients dont la consommation dépassait 7,8 GWh par an. Ce chiffre a été légèrement abaissé à 7,7 GWh en 2005, rendant ainsi éligibles 29% des consommateurs en Turquie, avec l'objectif d'atteindre 100% d'éligibilité d'ici 2015. Les échanges sur le marché de gros ont été graduellement introduits avec un marché spot actif depuis fin 2010. Cette réforme du secteur de l'énergie a entraîné la privatisation progressive de 21 réseaux de distribution, finalisée en 2010, ainsi que la privatisation des actifs de production d'une capacité de 16 GW, avec un premier appel d'offres portant sur 1 000 MW en avril 2011.

1.3.2.8.5 IPR - GDF SUEZ Asie

IPR - GDF SUEZ Asie est implantée dans quatre pays : Indonésie, Pakistan, Singapour et Thaïlande (y compris le Laos). Ses activités en Asie incluent la construction et l'exploitation de centrales et de systèmes de distribution de gaz naturel.



L'objectif principal d'IPR - GDF SUEZ Asie est de réaliser une croissance substantielle, robuste et profitable, en s'établissant comme un développeur et un exploitant de premier plan dans un ensemble de marchés à forte croissance dans la région. Pour ce faire, la stratégie de la zone vise à maintenir ses positions fortes sur certains marchés et à cibler la croissance de ses actifs basés en Indonésie et en Thaïlande, tout en pénétrant dans de nouveaux pays en Asie (notamment le Vietnam, les Philippines et l'Inde).

Indonésie

IPR - GDF SUEZ Asie détient une participation de 40,5% dans Paiton 7/8, une centrale au charbon de 1 280 MW située sur l'île de Java. Les autres membres du consortium sont Mitsui (40,5%), TEPCO (14%) et PT Batu (5%). Paiton 3, une extension de 815 MW, est en cours de construction, avec une date de mise en service prévue en 2012. Un accord PPA lie Paiton 7/8 et Paiton 3 jusqu'en 2042.

Pakistan

Au Pakistan, IPR - GDF SUEZ Asie possède des participations dans trois entités :

- 75% dans UPL - une installation au gaz avec une capacité de 551 MW ;
- 36% dans KAPCO - une installation au gaz/pétrole avec une capacité de 1 345 MW ;
- 17% dans HUBCO - une installation au gaz/pétrole avec une capacité de 1 414 MW.

IPR - GDF SUEZ poursuit également la construction d'une nouvelle unité au gaz (UCH 2, possédée à 100%), dont la mise en service est prévue en 2013.

Thaïlande

Le groupe Glow, dans lequel GDF SUEZ détient une participation majoritaire (69,1%), est un acteur de premier plan sur le marché de l'énergie en Thaïlande, avec une capacité électrique totale de 2 454 MW en Thaïlande et au Laos. Le groupe Glow produit et fournit de l'électricité à Electricity Generating Authority of Thailand (EGAT), dans le cadre des programmes gouvernementaux de développement des capacités de production électrique Small Power Producer (SPP) et Independent Power Producer (IPP). Il fournit également de l'électricité, de la vapeur, de l'eau industrielle et des services associés aux grands clients industriels principalement implantés dans la zone industrielle de Map Ta Phut et ses environs. En 2011, Glow a repris les activités de TNP (qui étaient détenues à 100% par International Power avant le rapprochement avec GDF SUEZ). Le Groupe Glow a 772 MW de capacité électrique en construction (mise en service prévue en 2012).

GDF SUEZ détient également une participation de 40% dans PTTNGD Co Ltd., qui distribue du gaz naturel à des clients industriels installés dans la région de Bangkok. L'entreprise est détenue à 58% par PTT PCL, la première entreprise de produits pétroliers, gaziers et pétrochimiques de Thaïlande.

Singapour

GDF SUEZ, en tant que membre d'un consortium réunissant Marubeni, Kansai, Kyushu et la Banque japonaise de coopération internationale (JBIC), détient 30% du capital de Senoko Energy, l'un des trois plus grands producteurs d'électricité de Singapour avec une part de marché de près de 25%. Senoko Energy possède et exploite un portefeuille unique d'unités de production offrant une capacité combinée déclarée de 2 550 MW.

Senoko Power Station a actuellement en cours un projet de renouvellement de capacités consistant à remplacer trois centrales au fioul de 250 MW par deux centrales au gaz de 430 MW chacune, qui devraient entrer en exploitation commerciale au cours de l'été 2012.

De plus, Senoko Energy Supply, une filiale de Senoko Power, est en charge de la vente d'électricité aux clients éligibles.

Cadre réglementaire

Indonésie

Propriété de l'État, PLN détient le monopole des systèmes de transport et de distribution. PLN possède et exploite près de 50% des capacités de production existantes. Depuis le milieu des années 1990, les IPP sont autorisés à exploiter des installations en Indonésie. Aujourd'hui, ils exploitent les 50% restant des capacités de production. Le marché des utilisateurs finaux n'a pas été libéralisé.

En décembre 2009, le programme « Crash 2 » a été lancé pour ajouter 10 000 MW de capacité supplémentaire. Ce programme est très différent de sa version initiale, notamment sous deux aspects :

- 50% de ces nouvelles capacités proviendront des IPP et 50% de PLN ;
- 5 340 MW de ces nouvelles capacités proviendront de ressources renouvelables.

Pakistan

L'ensemble de l'électricité produite par des IPP au Pakistan est vendu aux sociétés de distribution dans le cadre de contrats PPA à long terme. Le marché des consommateurs finaux n'est pas libéralisé. Environ 50% de la capacité de production appartient à des IPP privés et le reste est la propriété d'entités contrôlées par l'État.

Thaïlande

L'Electricity Generating Authority of Thailand (EGAT), une entreprise d'État, est le principal acteur du secteur de l'électricité. Jusqu'à la libéralisation du secteur, l'EGAT produisait environ 95% de l'électricité générée en Thaïlande, les 5% restants étant issus d'une production captive. L'EGAT assure désormais environ 50% de la production totale, le reste étant fourni par le secteur privé : producteurs d'électricité indépendants (IPP), petits producteurs et importations en provenance du Laos et de Malaisie.

Le programme IPP a démarré en 1994 par le lancement du premier appel d'offres du gouvernement en vue de l'achat d'électricité. En Thaïlande, les producteurs indépendants vendent l'énergie qu'ils produisent à l'EGAT dans le cadre de contrats à long terme dont les modalités sont stipulées au moment de l'émission de l'appel d'offres. Le complexe industriel de Map Ta Phut fait exception à cette règle dans la mesure où la société Glow Energy possède une licence l'autorisant à produire, distribuer et vendre de l'électricité et de la vapeur à des clients industriels.

Singapour

Historiquement, à Singapour, le marché de l'électricité était intégré verticalement et constituait une propriété de l'État dont le gouvernement avait le contrôle. La libéralisation du secteur de l'électricité a commencé en 1995 dans l'optique de gagner en efficacité.

En 2001, les marchés de la production et de la vente au détail de l'électricité ont été séparés du monopole naturel existant sur le marché du transport de l'électricité. Le Marché National de l'Électricité de Singapour (« NEMS ») a été créé le 1^{er} janvier 2003.

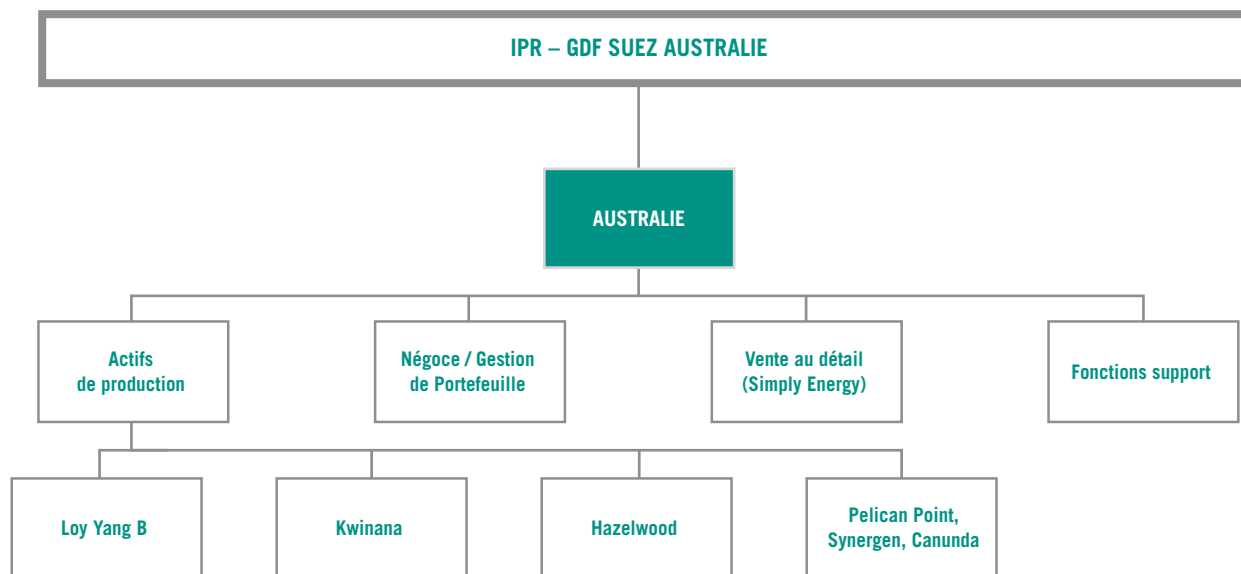
Sur ce marché, qui est similaire à un pool de *trading* d'électricité en temps réel, les sociétés de production sont en concurrence et vendent leur électricité à pas semi-horaire, tandis que les revendeurs au détail achètent cette électricité auprès du NEMS pour ensuite la revendre sous forme d'offres packagées aux consommateurs éligibles.

Depuis 2001, le gouvernement a privatisé, par étapes successives, le marché de la vente au détail d'électricité, en assouplissant progressivement les critères à respecter pour être considéré comme un client éligible pouvant avoir accès à ce marché. La troisième et dernière étape de ce processus consistera à ouvrir le marché de la vente au détail à l'ensemble des consommateurs même si, pour le moment, aucun calendrier définitif n'a été arrêté pour ce nouvel élargissement.

Afin de favoriser son bon fonctionnement et le libre jeu de la concurrence sur le marché de l'électricité, des contrats d'acquisition ont été introduits le 1^{er} janvier 2004 en vertu desquels les sociétés productrices s'engagent à vendre une quantité donnée d'électricité à un prix donné (basé sur le coût marginal à long terme d'un nouvel entrant).

1.3.2.8.6 IPR - GDF SUEZ Australie

IPR - GDF SUEZ Australie intervient avec une position d'opérateur de système sur les marchés libéralisés en Australie. L'activité australienne est axée sur un portefeuille d'actifs de production opérant sur le Marché National de l'Électricité (« NEM ») qui dessert 90% de la population et de la demande dans les États de l'Est de l'Australie. Le portefeuille inclut également une installation de coproduction dans le marché SWIS (*South Western Integrated System*) séparé, qui dessert l'ouest du pays et une activité de détail importante dans le NEM qui fournit de l'électricité et du gaz à près de 300 000 comptes dans les segments de clientèle domestique, PME et grandes entreprises commerciales et industrielles.



Stratégie et position concurrentielle

IPR - GDF SUEZ Australie se consacre à la fourniture de valeur aux actionnaires par le biais de la participation optimale de son portefeuille d'actifs sur les marchés adaptés de l'électricité, du

gaz et des énergies renouvelables, l'exploration de synergies potentielles avec d'autres activités de GDF SUEZ en Australie et la croissance de ses parcs de production, y compris les énergies renouvelables, et de son portefeuille de vente au détail.

La position concurrentielle d'IPR - GDF SUEZ Australie sur les marchés de la production est illustrée dans le tableau suivant :

	Part de marché électricité (capacité)	Place *	Part de marché électricité (énergie)	Place
NEM	7%	5	11%	3
Victoria	25%	1	37%	1
Sud de l'Australie	18%	2	23%	3
Ouest de l'Australie	Environ 2%	NA	Environ 5%	NA

* Sur la base de la capacité installée par propriété.

Simply Energy détient une part de marché comprise entre 5% et 6% pour le gaz et l'électricité sur les marchés de détails de Victoria et du Sud de l'Australie.

Activités commerciales

IPR - GDF SUEZ Australie intervient sur les marchés de gros et de détail de l'électricité et du gaz en Australie à travers le portefeuille d'actifs suivant :

- Canunda (Éolien, sud de l'Australie, 46 MW) ;
- Pelican Point (Gaz, sud de l'Australie, 479 MW) ;
- Synergen (Gaz/Distillat, sud de l'Australie, 396 MW) ;
- Hazelwood (Lignite, Victoria, 1 542 MW) ;
- Loy Yang B (Lignite, Victoria, 955 MW) ;
- Kwinana (Gaz, ouest de l'Australie, 122 MW) ;
- Simply Energy (Gaz et électricité de détail, Victoria/sud de l'Australie).

Cadre réglementaire

Les marchés australiens de l'énergie ont été progressivement déréglementés et libéralisés depuis le milieu des années 1990, lorsque le premier marché de gros de l'électricité a été introduit à Victoria, dans le sillage de la privatisation des actifs électriques de cet État. La répartition des infrastructures privées et publiques varie selon les États.

Dans le cadre d'un accord intitulé le *Competition Principles Agreement* entre les gouvernements fédéraux et le gouvernement national, les activités publiques sur les marchés concurrentiels sont traitées de façon à assurer la neutralité concurrentielle entre les acteurs privés et publics du marché.

Le NEM est un marché de gros déréglementé desservant les États de l'Est de l'Australie, qui est en place depuis 1998. L'électricité est échangée dans le cadre d'un système de transmission interconnecté, incorporant d'anciens réseaux d'État sur 4 000 km de Queensland au Sud de l'Australie.

Le NEM est un marché au comptant de gisement énergétique de gros en quasi-temps réel, sans paiements de capacité. Jusqu'à 48 000 MW de la capacité de production hivernale (planifiée et non planifiée) est distribuée sur une base de cinq minutes dans cinq États, avec des prix marginaux moyens calculés dans des intervalles de 30 minutes à des fins de règlement. Les contrats de gros sont presque exclusivement des produits dérivés financiers référant les prix au comptant du NEM.

Des marchés du gaz existent à Victoria, dans le Sud de l'Australie et à New South Wales, mais ils sont significativement moins développés que le marché de l'électricité.

Trois entités régissent l'exploitation du NEM et des marchés du gaz dans les États de l'Est :

- l'AEMO (*Australian Energy Market Operator*) est l'opérateur indépendant des systèmes et marchés ;
- l'AEMC (*Australian Energy Market Commission*) est chargé de réglementer et développer les marchés ;
- l'AER (*Australian Energy Regulator*) est chargé d'assurer la conformité aux règles du marché et réglemente les prix de transport et de distribution dans le pays. Le 1^{er} juillet 2012, lorsque l'uniformisation des réglementations de détail devrait être mise en place au niveau national, il supervisera également les marchés de détail.

Le marché SWIS, isolé du NEM géographiquement, est un marché déréglementé séparé avec des paiements d'électricité et de capacité, ainsi qu'un opérateur indépendant pour les systèmes et les marchés.

Clean Energy Future - Programme d'échange de droits d'émission

Le gouvernement fédéral australien, qui se prépare à introduire un programme de réduction des émissions de gaz à effet de serre, a établi des objectifs nationaux à moyen terme d'ici 2020 : un objectif minimum de 5% de réduction des émissions (comparé aux niveaux de 2000), et un objectif plus agressif de réduction de 15% à 25% des émissions, selon l'étendue des mesures prises par les autres nations.

Le 10 juillet 2011, le gouvernement australien a annoncé un nouveau programme contre le réchauffement climatique intitulé *Clean Energy Future* pour traduire cet engagement. Le programme, qui devrait être lancé le 1^{er} juillet 2012, établira une période de trois ans pendant laquelle les émissions de carbone coûteront le prix fixe de 23 AUD par tonne (indexés). Par la suite, à partir du 1^{er} juillet 2015, ces prix seront basés sur le marché (et sujets aux fluctuations internationales) à travers un programme d'échange de droits d'émission (système de *cap and trade*). Cela établira un prix plancher du CO₂ de 15 AUD/tonne (indexé) et un taux plafond de 20 AUD/tonne supérieur au prix international prévu pour les trois premières années du programme d'échange de droits d'émission. Les 18 articles du programme du *Clean Energy Future* ont été votés par les deux Chambres du Parlement le 8 novembre 2011.

1.3.3 BRANCHE GLOBAL GAZ & GNL

1.3.3.1 Missions

La branche Global Gaz & GNL a pour principale mission de fournir au Groupe et ses clients du gaz naturel dans les meilleures conditions possibles de compétitivité et de sécurité grâce à des contrats d'approvisionnement de court, moyen et long termes en gaz naturel et en gaz naturel liquéfié (GNL) conclus avec des producteurs tiers, par sa production en propre et par l'accès aux marchés organisés. Elle optimise l'équilibre entre les ressources et les besoins de GDF SUEZ en gaz naturel par une activité de gestion de portefeuille. Elle développe, directement ou en liaison avec d'autres entités du Groupe, les activités de GDF SUEZ dans le GNL. Elle met également en œuvre une activité de négoce de gaz naturel et de GNL pour compte propre. Enfin, elle commercialise du gaz et des services associés auprès des grandes entreprises européennes.

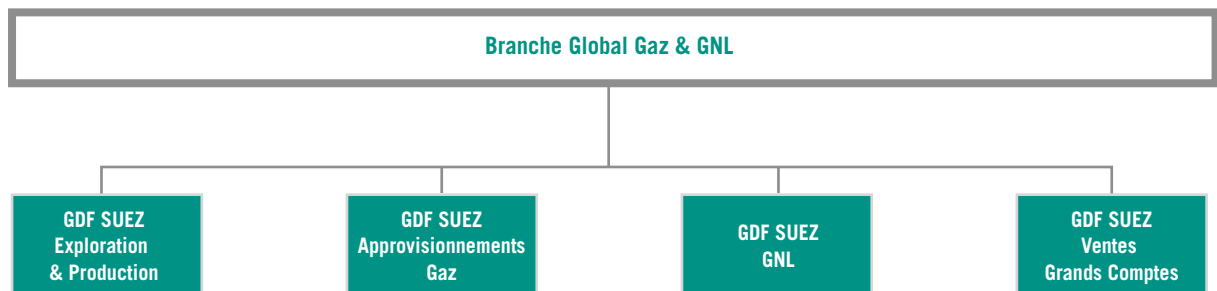
1.3.3.2 Stratégie

Ainsi, les principaux objectifs de la branche Global Gaz & GNL sont les suivants :

- nouer des relations durables avec les producteurs de gaz naturel, accroître ses réserves, développer, sécuriser, diversifier et adapter son portefeuille d'approvisionnement afin de satisfaire les besoins des clients ;
- consolider le *leadership* international de GDF SUEZ dans le domaine du GNL, en s'appuyant sur l'expertise acquise par le Groupe tout au long de la chaîne de valeur GNL ;
- poursuivre le développement des ventes aux grandes entreprises européennes ;
- optimiser la valeur de ses actifs dans un cadre de gestion des risques rigoureux.

Composée de quatre ⁽¹⁾ *Business Units* (BUs) et de fonctions de pilotage et d'appui, la branche Global Gaz & GNL regroupait au 31 décembre 2011 environ 2 400 collaborateurs ⁽²⁾.

1.3.3.3 Organisation



1.3.3.4 Chiffres clés

En millions d'euros	2011	2010	Variation brute (en %)
Chiffre d'affaires branche	21 731	20 793	+ 4,5
Chiffre d'affaires contributif Groupe	9 936	9 173	+ 8,3
EBITDA	2 386	2 080	+ 14,7

(1) La Business Unit Gaselys a quitté la branche Global Gaz & GNL courant 2011 dans le cadre du projet d'unification des entités de trading du Groupe lancé fin 2010.

(2) Y compris effectifs de GAZOCEAN.

Chiffres clés 2011 :

- achats de gaz : 675,2 TWh ;
- production d'hydrocarbures : 57,8 Mbep ;
- réserves au 31 décembre 2011 : 789 Mbep ;
- ventes de gaz aux Grands Comptes européens : 147 TWh ⁽¹⁾ (dont 144 TWh hors intra-groupe).

1.3.3.5 Faits marquants 2011

En Norvège, attribution à GDF SUEZ de 5 licences dans l'*offshore* norvégien dans le cadre des Awards in Predefined Areas 2010 (APA 2010).

Signature le 4 mars des accords avec les prêteurs pour le financement de la phase II du projet Nord Stream pour un montant de 2,5 milliards d'euros.

En Algérie, signature fin mars du contrat de fourniture par Sonatrach de 1 milliard de m³/an de gaz sur 20 ans, *via* le gazoduc sous-marin Medgaz.

Le Groupe a foré avec succès un puits d'appréciation du champ de pétrole *offshore* d'Amstel (Pays-Bas) dont il est opérateur. La mise en production est programmée pour 2013.

En Norvège, GDF SUEZ a remporté trois nouvelles licences en tant qu'opérateur en mer de Barents lors du 21^e round d'attribution de licences annoncé le 15 avril.

En Malaisie, signature en mai d'un accord de fourniture de 2,5 millions de tonnes de GNL à Petronas LNG, à partir d'août 2012 pour une période de 3,5 ans.

En juin, signature auprès de NYK du contrat d'affrètement du Grace Acacia pour une période de 4 ans à compter de l'été 2012.

Au Cameroun, signature des pré-accords commerciaux avec Euroil, Vittol et Perenco déterminant les principes généraux qui régiront l'achat de gaz à ces opérateurs pour alimenter le projet Cameroun LNG.

Fin juillet, acquisition auprès d'ExxonMobil d'une nouvelle participation dans le champ de Njord et de la découverte de Noatun situés en mer de Norvège. Suite à cette transaction, le Groupe détient 40% (non-opérés) de l'actif.

En Indonésie, découverte de gaz en juillet sur le puits (*offshore*) de Jangkrik North-East situé près du champ de Jangkrik.

Début août, signature d'un protocole d'accord entre GDF SUEZ et le fonds chinois China Investment Corporation (CIC) pour la mise en place d'un partenariat couvrant l'ensemble des métiers et positions géographiques de GDF SUEZ, en particulier en Asie-Pacifique. Comme première étape de cette coopération, les deux groupes ont finalisé le 20 décembre l'accord, portant sur un investissement minoritaire de 2,4 milliards d'euros de CIC dans les activités d'exploration-production de GDF SUEZ, à hauteur de 30%, afin d'accélérer leur développement et sur la cession à CIC d'une participation de 10% dans l'usine de liquéfaction Atlantic LNG, à Trinité-et-Tobago, pour 0,7 milliard d'euros.

(1) Y compris ventes aux régies et intra-groupe.

(2) L'accord de sous affrètement du méthanier regazéifieur qui sera utilisé comme unité flottante de stockage et regazéification est sujet à l'approbation finale du gouvernement chinois.

En Azerbaïdjan, découverte de quantités importantes d'hydrocarbures suite au forage d'un puits d'exploration sur le bloc d'Absheron. Deux tests de production sont prévus au premier semestre 2012.

Au Pays-Bas, GDF SUEZ E&P Nederland B.V. a démarré fin octobre la production de gaz naturel de la plate-forme G16a-B en tant qu'opérateur.

Signature fin octobre d'un accord avec CNOOC, au titre duquel GDF SUEZ fournira à CNOOC un méthanier regazéifieur qui sera utilisé comme unité flottante de stockage et regazéification en Chine ⁽²⁾.

Inauguration du gazoduc Nord Stream le 8 novembre.

En novembre, signature d'un accord avec Petronet LNG Limited selon lequel GDF SUEZ va vendre à Petronet environ 0,6 million de tonnes de gaz naturel liquéfié (GNL) au cours de l'année 2012, soit 9 cargaisons.

Le 31 décembre, GDF SUEZ a finalisé avec Total un accord pour la cession de sa participation indirecte minoritaire de 10,4% dans les champs de condensats et de gaz d'Elgin-Franklin et de West Franklin en mer du Nord britannique (détenue *via* la société EFOG, une joint-venture entre GDF SUEZ (22,5%) et Total E&P UK Ltd (77,5%, opérateur)).

Fin décembre, le Groupe s'est vu attribuer cinq nouvelles licences en mer du Nord britannique (quadrants 44 et 47), dont quatre en tant qu'opérateur, dans le cadre du 26^e round d'exploration.

1.3.3.6 GDF SUEZ Exploration & Production

Principaux indicateurs clés

L'activité d'exploration-production du Groupe est concentrée essentiellement en Europe et en Afrique du Nord. Depuis plusieurs années, cette activité s'est développée dans d'autres régions du monde telles que la mer Caspienne, l'Asie ou encore l'Océanie. À ce jour, le Groupe est implanté dans 16 pays : le Royaume-Uni, la Norvège, les Pays-Bas, l'Allemagne, la France, le Groenland, l'Égypte, la Libye, l'Algérie, la Mauritanie, la Côte d'Ivoire, l'Azerbaïdjan, le Qatar, l'Australie, l'Indonésie et les États-Unis (Golfe du Mexique). En outre, les travaux se poursuivent en vue d'une entrée en Russie et au Kazakhstan.

Au 31 décembre 2011, le Groupe affichait les résultats suivants :

- 344 licences d'exploration et/ou de production détenues (dont 56% opérées) ;
- des réserves prouvées et probables (2P) de l'ordre de 789 millions de barils équivalents pétrole (Mbep), dont 74% de gaz naturel et 26% d'hydrocarbures liquides ;
- une production de 57,8 Mbep, dont 67% en gaz naturel et 33% d'hydrocarbures liquides.

Mission et stratégie

L'exploration-production constitue une activité clé dans l'intégration du Groupe le long de la chaîne gazière. Sa stratégie est fondée sur trois grands axes :

- atteindre la taille d'une grande « société E&P indépendante » grâce à une croissance créatrice de valeur à moyen terme et une optimisation de son portefeuille d'actifs ;
- favoriser les synergies avec d'autres entités du Groupe notamment par le biais de projets intégrés, dans le GNL ou la production d'électricité.
- inscrire l'activité dans une perspective de développement durable en consolidant ses performances en matière d'hygiène, sécurité et environnement, en s'attachant au respect de l'éthique et en contribuant à la réduction des émissions de CO₂.

Pour augmenter son portefeuille de réserves 2P et sa production (par croissance interne et externe), le Groupe projette de maintenir le niveau de son portefeuille d'actifs dans les zones de production actuelles en Europe du Nord, d'accélérer le développement en Afrique du Nord, de s'implanter dans de nouvelles zones telles que la mer Caspienne (Azerbaïdjan et Kazakhstan), l'Asie (Indonésie), l'Arctique (mer de Barents et Groenland) et le Moyen-Orient et de consolider sa position en Australie.

Le nouvel accord de partenariat signé avec CIC permettra également de soutenir le programme d'investissement de GDF SUEZ E&P afin de poursuivre le développement de son portefeuille à court et moyen terme.

Activités de la *Business Unit*

Cadre juridique des activités d'exploration-production

Le Groupe conduit ses activités d'exploration-production dans le cadre de licences, de concessions ou d'accords de partage de production, conclus avec les autorités publiques ou les entreprises nationales des pays concernés. Selon les licences, les contrats ou encore la législation en vigueur, GDF SUEZ s'engage à conduire un programme d'exploration et, en cas de succès, peut développer et exploiter les champs concernés pendant une certaine durée, sous réserve de l'approbation des autorités nationales. Selon les cas, pendant la période de production, GDF SUEZ doit payer des redevances à ces autorités, fournir une part de la production, verser une part de ses bénéfices et/ou payer certaines taxes spécifiques au secteur pétrolier et gazier.

GDF SUEZ intervient régulièrement en partenariat avec une ou plusieurs autres compagnies pétrolières et gazières. Dans le cadre des contrats d'association mis en place, l'une des parties est généralement désignée opérateur, c'est-à-dire responsable de la conduite des opérations quotidiennes (l'approbation des autres parties étant requise pour les sujets importants tels que l'adoption d'un plan de développement, les investissements majeurs, les budgets ou les contrats de vente pour le compte de l'association). Seules les sociétés qualifiées par les autorités publiques locales peuvent être désignées comme opérateurs.

GDF SUEZ a été reconnu comme opérateur dans la plupart des pays où il intervient.

Réserves 2P

En 2011, onze puits d'exploration ont été forés, dont six sont des succès. Les ressources ainsi mises en évidence contribueront aux réserves dans les années à venir.

Les tableaux ci-après présentent l'ensemble des réserves prouvées et probables (2P) du Groupe (comprenant les réserves développées ou non ⁽¹⁾) ainsi que leur répartition géographique.

ÉVOLUTION DES RÉSERVES DU GROUPE ⁽²⁾

Mbep	2011			2010			2009		
	Gaz naturel	Hydrocarbures et liquides	Total	Gaz naturel	Hydrocarbures et liquides	Total	Gaz naturel	Hydrocarbures et liquides	Total
Réserves au 31 décembre N – 1	616,1	198,9	815,0	580,8	182,1	762,9	494,4	209,3	703,7
Révision + découvertes	17,8	34,5	52,3	76,9	29,1	106,0	124,1	(8,0)	116,2
Achats et ventes d'actifs	(11,0)	(9,6)	(20,6)	(4,0)	1,1	(2,9)	0,8	(4,9)	(4,1)
Ventes de production	(39,0)	(18,9)	(57,8)	(37,7)	(13,5)	(51,2)	(38,5)	(14,4)	(52,9)
Réserves au 31 décembre	583,9	204,8	788,8	616,1	198,9	815,0	580,8	182,1	762,9

ÉVOLUTION DES RÉSERVES DU GROUPE PAR PAYS

Mbep	2011			2010			2009		
	Gaz naturel	Hydrocarbures et liquides	Total	Gaz naturel	Hydrocarbures et liquides	Total	Gaz naturel	Hydrocarbures et liquides	Total
Allemagne	54,3	64,8	119,0	63,2	68,3	131,6	74,0	68,5	142,5
Norvège	214,2	120,3	334,5	221,4	96,2	317,7	215,9	76,4	292,3
Royaume-Uni	63,1	2,4	65,5	82,2	21,1	103,3	74,8	24,0	98,9
Pays-Bas	93,8	7,6	101,4	89,5	2,7	92,2	98,2	3,2	101,4
Autres *	158,6	9,8	168,4	159,7	10,5	170,2	117,9	10,1	127,9
TOTAL	583,9	204,8	788,8	616,1	198,9	815,0	580,8	182,1	762,9
Évolution	- 5%	3%	- 3%						

* « Autres » couvrent l'Algérie, la Côte d'Ivoire, le Golfe du Mexique et l'Égypte.

Au 31 décembre 2011, les réserves 2P d'hydrocarbures liquides et de gaz naturel de GDF SUEZ s'élèvent à 789 Mbep contre 815 Mbep en 2010. Le gaz représente 74% de ces réserves, ce qui représente un volume de 584 Mbep soit 94 milliards de mètres cubes.

Pour certains des champs exploités dans le cadre d'un contrat de partage de production, les réserves *tax barrels* ont été comptabilisées, conformément aux règles de la SPE (*Society of Petroleum Engineers*) pour la comptabilisation des réserves 2P. Ces réserves *tax barrels* correspondent aux taxes payées au nom et pour le compte de GDF SUEZ par les compagnies pétrolières nationales partenaires, aux autorités des pays respectifs.

La part du Groupe dans les réserves 2P des champs dont il est partenaire (*working interest reserves* ⁽³⁾) est de 948 Mbep à fin 2011, contre 971 Mbep à fin 2010.

Chaque année, une proportion d'environ un tiers des réserves fait l'objet d'une évaluation indépendante par le cabinet DeGolyer and MacNaughton. La quasi-totalité des réserves est ainsi évaluée sur un cycle de trois ans. Au 31 décembre 2011, 33% des réserves 2P ont été couvertes par cette évaluation.

Pour estimer ses réserves 2P, le Groupe utilise la classification « SPE PRMS » basée sur les définitions communes de la SPE et du WPC (*World Petroleum Congress*).

(1) Les réserves développées sont celles qui peuvent être produites à partir d'installations existantes. Les réserves non développées sont celles qui nécessitent de nouveaux puits, de nouvelles installations ou des investissements significatifs supplémentaires à partir d'installations existantes, comme une unité de compression.

(2) Les montants sont arrondis au plus près à partir de la base de données – de petits écarts peuvent donc apparaître entre les lignes détaillées et le total.

(3) Dans le cadre d'un contrat de partage de production, une part des hydrocarbures produits sont rétrocédés directement en nature à l'État. Ces volumes ne sont pas comptabilisés en réserves 2P, qui sont donc inférieures aux réserves calculées sur la base du pourcentage d'intérêts détenus (*working interest reserves*).

Ces estimations sont soumises à des révisions annuelles pour prendre en compte les informations nouvelles – notamment les niveaux de production de l'année écoulée, la réévaluation des gisements, les réserves provenant d'acquisitions et de mise en développement de découvertes, les réserves cédées – et des facteurs économiques.

Sauf indication contraire, les références aux réserves 2P et à la production doivent être comprises comme la part que le Groupe détient dans ces réserves et cette production, nette de toutes redevances prélevées en nature par les tiers sous forme de pétrole brut ou de gaz naturel. Est inclus dans ces références le montant des réserves nettes 2P de pétrole, de gaz et autres hydrocarbures estimées comme pouvant être extraites pendant la durée restant à courir des licences, concessions et contrats de partage de production.

Le taux de renouvellement des réserves 2P d'une période donnée est défini comme le rapport des additions de réserves 2P de la période (découvertes, acquisitions nettes et révisions de réserves) sur la production de la période. Le taux de renouvellement des réserves 2P du Groupe a été de 153% en moyenne sur la période 2007-2009, 195% sur la période 2008-2010 et 153% sur la période 2009-2011.

Production

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2011, la production de gaz et d'hydrocarbures liquides de GDF SUEZ s'est élevée à 57,8 Mbep.

Le tableau ci-dessous présentent la production de GDF SUEZ, y compris la quote-part des sociétés mises en équivalence par pays :

ÉVOLUTION DE LA PRODUCTION DU GROUPE PAR PAYS – GAZ NATUREL ET HYDROCARBURES LIQUIDES

Mbep	2011			2010			2009		
	Gaz naturel	Hydrocarbures et liquides	Total	Gaz naturel	Hydrocarbures et liquides	Total	Gaz naturel	Hydrocarbures et liquides	Total
Allemagne	5,6	3,3	8,9	6,4	3,1	9,5	7,2	3,3	10,5
Norvège	10,9	11,6	22,5	7,3	6,5	13,8	6,2	6,5	12,8
Royaume-Uni	4,8	2,6	7,3	5,8	3,0	8,7	6,6	3,8	10,5
Pays-Bas	15,6	0,5	16,1	16,9	0,5	17,3	17,7	0,5	18,1
Autres *	2,1	0,9	2,9	1,3	0,5	1,8	0,7	0,3	1,0
TOTAL	39,0	18,9	57,8	37,7	13,5	51,2	38,5	14,4	52,9

* « Autres » couvrent l'Algérie, la Côte d'Ivoire, le Golfe du Mexique et l'Égypte.

L'activité exploration-production par pays

France

Le siège de l'activité exploration-production anime et pilote les activités opérationnelles des filiales et des Nouveaux Actifs à Développer (NAD). Le siège regroupe les départements stratégie et croissance, finance, géosciences et exploration, projets, et opérations. L'activité est gérée au travers de cinq filiales et cinq bureaux de représentation.

Activité en filiales

Allemagne

Au 31 décembre 2011, le Groupe détenait en Allemagne une participation dans 54 champs de pétrole et de gaz naturel, dont 50 en production, disposant pour sa part de 119 Mbep de réserves prouvées et probables au 31 décembre 2011 dont environ 46% sous forme de gaz naturel.

En 2011, GDF SUEZ a remporté dix nouvelles licences dont neuf dans la haute vallée du Rhin.

Le Groupe a découvert de nouvelles ressources de pétrole sur les puits Römerberg-3 près de la ville de Speyer. Plus de 4 000 barils de pétrole par jour ont été produits en 2011 par les trois puits du champ de Römerberg.

Le Groupe a fait également une découverte de pétrole sur le puits Bart 11.

GDF SUEZ E&P Deutschland GmbH a vendu Storengy Erdgasspeicher GmbH & Co KG à Storengy Deutschland GmbH.

Norvège

Le Groupe détient une participation dans 20 champs de pétrole et de gaz naturel au large de la Norvège, dont 5 en production, disposant pour sa part de réserves prouvées et probables de 334 Mbep au 31 décembre 2011 (dont environ 64% sous forme de gaz naturel).

En novembre 2010, GDF SUEZ est devenu opérateur du champ de Gjøa pour la phase de production. Gjøa a été inauguré officiellement en janvier 2011 et a mené avec succès le remplacement en 2011 d'un gazoduc flexible (*riser*) qui connaissait des problèmes de vibration.

La décision finale d'investissement a été prise sur la licence d'Hyme, champ découvert en 2009 sous le nom de Gygrid. Ce champ sera raccordé à la plate-forme de Njord, avec une mise en production prévue en 2013.

Le Groupe a foré, en tant qu'opérateur, un puits d'exploration sur le prospect Heilo en mer de Barents. Nonobstant une très bonne performance opérationnelle, le résultat de ce forage n'a pas été concluant et le puits a été déclaré sec.

Royaume-Uni

À fin 2011, le Groupe détenait des participations dans 23 champs situés en mer du Nord britannique, dont 12 en production. La part de réserves prouvées et probables détenue par le Groupe dans ces champs représentait au 31 décembre 2011, 66 Mbep, dont environ 96% sous forme de gaz naturel.

Au cours de l'année écoulée, le Groupe a rendu la licence de Millburn et revendu ses parts dans le champ de Schooner.

Le projet Cygnus est entré dans la phase de *Front-End Engineering and Design* (FEED)⁽¹⁾ et permettra la mise en production de gaz en 2015. La décision finale d'investissement sera prise en 2012.

La décision finale d'investissement a été prise sur la licence d'Harrison en mer du Nord méridionale, permettant de lancer la phase d'ingénierie de détail et de construction. La production de gaz est attendue à la toute fin de l'année 2012.

Les champs de Jacqui et Jackdaw sont en cours d'appréciation, grâce au forage d'un puits sur chacun de ces champs.

Dans le block 44/19b, GDF SUEZ a fait la découverte du champ de Cameron, dont l'évaluation est en cours.

Le Groupe a démarré une campagne d'exploration par un puits haute pression/haute température (HP/HT) sur le prospect Faraday en tant qu'opérateur (30%).

Pays-Bas

Le Groupe détient des participations dans 55 champs dans les eaux territoriales néerlandaises, dont 44 sont en production. La part de réserves 2P détenue par le Groupe dans ces champs représentait, au 31 décembre 2011, 101 Mbep, dont 93% sous forme de gaz naturel.

Plusieurs décisions finales d'investissement ont été prises, permettant le lancement de l'ingénierie de détail et les principaux contrats de construction :

- le développement de L5-Sierra, qui est le 1^{er} champ de gaz HP/HT que GDF SUEZ développera en tant qu'opérateur, et qui fait suite à une découverte réalisée en 2010 ; le début de la production de gaz aura lieu fin 2013 ;
- le développement du champ d'Amstel, qui sera le 1^{er} champ de production d'huile pour GDF SUEZ au Pays-Bas ; le démarrage de la production est attendu fin 2013 ;
- le développement d'Orca, qui est un champ transfrontalier, qui sera opéré par la filiale du Groupe au Pays-Bas pour le compte de ses partenaires néerlandais, et pour le compte de la filiale de GDF SUEZ au Royaume-Uni et de ses partenaires ; le premier gaz est prévu en 2014.

Le Groupe a fait une découverte de gaz sur le puits K12-L qui a été mis en production en septembre 2011.

En fin d'année, GDF SUEZ a obtenu une nouvelle licence d'exploration, K1c, dont il est l'opérateur.

Égypte

GDF SUEZ détient des participations dans 4 concessions en Égypte, deux de ces concessions sont en production.

La phase d'ingénierie et de construction a été lancée pour la mise en production du gaz des champs d'Assil & Karam sur la licence d'Alam El Shawish West (AESW).

Le Groupe a fait une découverte de pétrole sur le puits AESW C1-A.

Autres pays

Algérie

La phase de FEED pour le projet Touat s'achèvera au premier semestre 2012. L'appel d'offres pour le contrat d'*Engineering, Procurement, Construction* (EPC) sera lancé fin 2012 alors que le premier forage démarrera en mars 2012.

Autres

En Mauritanie, GDF SUEZ détient des parts dans deux blocs *offshore* : 24% dans le bloc 1 et 27,85% dans le bloc 7. Sur le bloc 7, un puits d'exploration a été foré en septembre 2010. Le forage s'est achevé en janvier 2011 et a permis la découverte de ressources supplémentaires de gaz. En fin d'année 2011, le Groupe a décidé de fermer son bureau de représentation.

En Côte d'Ivoire, GDF SUEZ détient 100% de la société Enerci, elle-même à la tête de 12% des parts du champ de Foxtrot et des découvertes voisines. La production *offshore* de gaz alimente deux centrales électriques qui fournissent 60% des besoins du pays. La campagne de forage de quatre puits initialement programmée début 2011 a démarré fin décembre par le forage du prospect Homard.

En Libye, GDF SUEZ détient 20% dans une licence constituée de trois blocs *onshore*. Le Groupe a conclu des négociations pour acquérir la participation de Repsol de 35% dans cette licence.

Aux États-Unis (Golfe du Mexique), le Groupe a rendu ses licences d'exploration, faute de prospectivité, et conserve deux actifs en production.

Au Qatar, GDF SUEZ est opérateur du bloc 4 avec 100% de participation et procédera à deux forages d'exploration sur la période 2012-2013. Le 31 décembre, un protocole d'accord a ouvert la voie à l'entrée de CNPC comme partenaire à 40% sur ce bloc.

En Australie, GDF SUEZ et Santos ont signé deux contrats en janvier 2011 pour la phase d'étude de la partie aval (FLNG)⁽²⁾ et amont (mise en production du gaz) du projet Bonaparte LNG. Un forage d'appréciation a été réalisé sur le champ de Petrel. En 2012, les deux partenaires entreront dans la phase de *concept definition* afin d'identifier la solution technique optimale, pour entrer dans la phase de FEED.

(1) Étape de développement et de chiffrage de la solution retenue pour le projet.

(2) Floating Liquefied Natural Gas.

En Indonésie, des découvertes significatives de gaz ont été réalisées dans la licence de Muara Bakau opérée par Eni et dont le Groupe détient 45%. Un plan de développement est en cours d'évaluation. Le gaz produit sera acheminé dans l'usine de liquéfaction de Bontang. Le puits de Capung, sur la même licence s'est révélé sec. En fin d'année le Groupe a également acquis une participation dans la licence d'exploration *offshore* de North Ganai situé à proximité de Muara Bakau dans le bassin de Kutei.

Au global, hors Europe, le Groupe détient des participations dans 22 licences (dont 5 en production) en Algérie, en Australie, en Azerbaïdjan, en Côte d'Ivoire, en Égypte, aux États-Unis (Golfe du Mexique), en Indonésie, en Libye, en Mauritanie et au Qatar. La part de réserves 2P détenue par le Groupe dans ces 22 licences représentait 168 Mbep, dont environ 97% sous forme de gaz au 31 décembre 2011.

Commercialisation du gaz

GDF SUEZ E&P a produit au total 66 TWh de gaz naturel sur 2011. Environ la moitié du gaz naturel produit par les filiales de GDF SUEZ E&P est commercialisée *via* d'autres entités du Groupe (GDF SUEZ Approvisionnements Gaz, GDF SUEZ GNL, GDF SUEZ Trading).

La vente en interne se fait sous forme de contrats long terme de type *arm's length* comparables aux contrats d'approvisionnement conclus avec des tiers.

Le solde de la production est vendu directement à des tiers, principalement dans le cadre de contrats à long terme qui avaient été conclus antérieurement aux acquisitions de ces sociétés. GasTerra aux Pays-Bas, E.ON et EGM en Allemagne comptent parmi les clients les plus importants des filiales.

Les risques de marché auxquels sont exposés les contrats de vente de gaz donnent lieu à des contrats de couverture souscrits auprès de GDF SUEZ Trading.

Les contrats long terme dans le cadre desquels GDF SUEZ vend sa production de gaz diffèrent suivant les filiales et les marchés locaux. Ils sont indexés sur les prix *spot* du gaz et/ou sur les prix des produits pétroliers. Des révisions de prix sont prévues à intervalles réguliers afin de les adapter aux évolutions des marchés de référence.

1.3.3.7 GDF SUEZ Approvisionnements Gaz

Principaux indicateurs clés

Le tableau ci-dessous présente les sources du portefeuille d'approvisionnement de la branche pour chacun des trois exercices clos les 31 décembre 2009, 2010 et 2011 (hors autoconsommation et déperditions) :

RÉPARTITION DU PORTEFEUILLE D'APPROVISIONNEMENT (HORS AUTOCONSOMMATION ET DÉPERDITIONS)

TWh	Exercices clos le 31 décembre		
	2011	2010	2009
Contrats long terme avec les tiers	492,1	519,9	495,4
Achats auprès de la BU Exploration & Production	34,5	28,1	29,7
Achats de court terme	148,7	147,2	139,8
TOTAL	675,2	695,2	664,9

Missions et stratégie

GDF SUEZ Approvisionnements Gaz acquiert auprès des grands fournisseurs de gaz (Norvège, la Russie, l'Algérie, Pays-Bas, etc.) les volumes de gaz naturel et les capacités de transport requis par ses clients internes en Europe, producteurs d'électricité et commercialisateurs. Elle gère l'équilibrage sur tous les horizons temporels entre les besoins et les ressources de ses clients.

Ces activités, menées en interaction avec GDF SUEZ GNL et GDF SUEZ Trading, donnent au Groupe une vision globale qui lui permet de sécuriser et d'optimiser son portefeuille gaz.

GDF SUEZ Approvisionnements Gaz a pour finalité (i) d'assurer l'approvisionnement en gaz des entités du Groupe à des conditions

compétitives, (ii) avec un niveau de sécurité d'approvisionnement suffisant notamment par la diversification géographique des ressources et la détention de capacités de transport et de stockage, et (iii) de permettre la gestion des aléas de demande et répondre aux besoins spécifiques de certains clients en faisant notamment appel aux marchés ou à des ressources de court terme.

En liaison avec les autres BUs de la branche ou du Groupe, GDF SUEZ Approvisionnements Gaz participe activement à l'élargissement de partenariats stratégiques avec les grands fournisseurs. En outre, avec les entités de commercialisation, elle œuvre à la valorisation des opportunités locales et à la réalisation des synergies potentielles gaz/électricité. Elle commercialise aussi pour partie, la production de la BU Exploration & Production.

Description de l'activité

Un portefeuille diversifié

La diversification des fournisseurs protège le Groupe, présent sur tous les segments de clientèle des marchés gaziers, contre des interruptions ponctuelles de fourniture et permet d'adapter au mieux les achats aux besoins.

RÉPARTITION GÉOGRAPHIQUE DES SOURCES D'APPROVISIONNEMENT DE LA BRANCHE ⁽¹⁾ (Y COMPRIS RESSOURCES PROPRES)

Exercice clos le 31 décembre	2011		2010		2009	
	TWh	(%)	TWh	(%)	TWh	(%)
Norvège	125,6	18,6%	117,2	16,9%	145,1	21,8%
Russie	87,1	12,9%	92,6	13,3%	86,4	13,0%
Algérie	80,6	11,9%	89,9	12,9%	96,8	14,6%
Pays-Bas	84,1	12,5%	83,7	12,0%	92,2	13,9%
Égypte	31,0	4,6%	42,9	6,2%	54,1	8,1%
Yémen	39,2	5,8%	22,5	3,2%	-	-
Libye	8,3	1,2%	19,8	2,9%	19,8	3,0%
Royaume-Uni	18,4	2,7%	19,1	2,7%	21,2	3,2%
Allemagne	3,6	0,5%	3,2	0,5%	3,9	0,6%
Nigeria	-	-	-	-	2,6	0,4%
Origine non spécifiée	48,6	7,2%	57,2	8,2%	2,9	0,4%
Autres sources ⁽²⁾	148,7	22,0%	147,2	21,2%	139,8	21,0%
TOTAL	675,2	100%	695,2	100%	664,9	100%

(1) Hors contrats d'échange et swaps

(2) Principalement achats sur les marchés court terme.

NB : Les montants sont arrondis au plus près à partir de la base de données : de petits écarts peuvent donc apparaître entre les lignes détaillées et le total.

Achats de gaz

GDF SUEZ Approvisionnements Gaz met au service du Groupe l'un des portefeuilles de contrats les plus importants, diversifiés et flexibles d'Europe qui constitue un atout majeur sur le marché du gaz naturel en Europe.

Il est composé en grande partie de contrats de long terme dont la durée est d'environ 20 ans. Au 31 décembre 2011, la durée moyenne résiduelle de ces contrats long terme (pondérée par les volumes) était de 13,9 ans. L'équilibre de ce portefeuille est assuré par des achats sur les marchés de court terme *via* GDF SUEZ Trading. GDF SUEZ Approvisionnements Gaz ajuste ainsi ses approvisionnements aux besoins du Groupe en optimisant ses coûts d'achat.

Suivant la pratique de marché, les contrats d'achat de long terme contiennent des clauses de *take-or-pay* par lesquelles l'acheteur s'engage à payer annuellement des volumes minimaux de gaz, qu'il en prenne livraison ou non (sauf en cas de défaut du vendeur ou de force majeure). La plupart des contrats prévoient également des clauses de flexibilité : il s'agit de mécanismes de compensation qui permettent de reporter sur une période ultérieure les éventuelles livraisons des volumes payés mais non enlevés (*make-up*) ou de déduire dans une certaine limite de l'obligation de *take-or-pay* des volumes enlevés au cours des années précédentes au-delà des volumes minimaux applicables à ces années (*carry forward*).

Historiquement, les prix des contrats sont indexés sur des produits énergétiques par lesquels le gaz est directement ou indirectement substituable (principalement des produits pétroliers). De plus, ces contrats prévoient la révision périodique du prix et de la formule d'indexation pour prendre en compte les évolutions survenues sur le marché. La plupart des contrats prévoient enfin la possibilité de réviser exceptionnellement les prix en dehors des révisions périodiques.

Il est aussi possible de modifier d'autres dispositions des contrats en raison d'événements exceptionnels affectant leur équilibre économique (clause de *hardship*).

Dans tous ces cas, les parties sont alors tenues de négocier de bonne foi et peuvent, en cas de désaccord, recourir à l'arbitrage.

Les contrats d'approvisionnement indiquent un ou plusieurs points de livraison. Les points de livraison du gaz livré par gazoduc sont répartis sur l'ensemble du système de transport européen et, dans le cas du GNL, majoritairement positionnés aux points de chargement des navires dans les usines de liquéfaction des fournisseurs.

GDF SUEZ cherche à adapter en permanence son portefeuille à la situation du marché. Cela passe par la conclusion de nouveaux contrats et des révisions de prix. Dans un contexte marqué par la déconnexion des prix du pétrole, sur lesquels sont indexés les contrats de long terme, avec ceux du gaz vendu sur les places

de marché, GDF SUEZ a engagé depuis 2009 des négociations avec l'ensemble de ses principaux fournisseurs visant notamment à obtenir une meilleure prise en compte des nouvelles conditions de marché.

Au 31 décembre 2011, les références aux prix du gaz vendu sur les places de marché concernent plus du quart des volumes du portefeuille de contrats long terme du Groupe en Europe.

Réservation de capacités de court et long termes

Grâce à des contrats de réservation de capacité de court et long termes, GDF SUEZ Approvisionnements Gaz dispose, en aval des points de livraison, de moyens d'acheminement terrestre et maritime et de réception de gaz. Elle détient les droits d'utilisation nécessaires à l'exécution de ses contrats d'approvisionnement. En réponse aux questions de la Direction de la Concurrence de la Commission européenne, posées en juillet 2009, le Groupe s'est engagé à mettre à disposition du marché des capacités dans les terminaux de Montoir-de-Bretagne et Fos Cavaou, ainsi qu'aux points d'entrée de Taisnières et Obergailbach. En outre, à partir d'octobre 2014 au plus tard GDF SUEZ devra détenir moins de 50% des capacités d'entrée fermes de long terme de gaz naturel (y compris GNL) en France, durant dix ans. Il revient à GDF SUEZ de traduire dans les faits ces engagements, tout en permettant l'exécution de ses contrats d'approvisionnement.

Relations avec les grands fournisseurs de gaz

GDF SUEZ a établi des relations de long terme avec les grands fournisseurs de gaz. Ces relations peuvent s'enrichir de partenariats divers impliquant d'autres entités du Groupe. Un protocole

stratégique a été signé avec Sonatrach donnant naissance en 2001 à une société de commercialisation commune (MedLNG&Gas). Une coopération avec Gazprom dans le domaine du GNL initiée en 2005 a notamment permis la vente en 2010 de 15 cargaisons de GNL à Gazprom sur une durée de deux ans et demi. Par ailleurs, l'année 2011 est marquée par la mise en service de la première tranche du gazoduc Nord Stream. GDF SUEZ est entré au capital de Nord Stream AG en 2010.

Gestion optimisée des approvisionnements du Groupe

GDF SUEZ Approvisionnements Gaz gère son portefeuille de gaz naturel, sur les différents marchés européens du Groupe, aux différents pas de temps, de façon à optimiser le coût global de son approvisionnement.

Les approvisionnements sont fondés en premier lieu sur des contrats à long terme. Ces contrats prévoient, au bénéfice de l'acheteur, une certaine flexibilité dans les volumes de livraison. GDF SUEZ Approvisionnements Gaz optimise la gestion de son portefeuille grâce à une diversification importante de ses sources d'approvisionnement. Des achats de court ou moyen terme auprès des fournisseurs de long terme ou d'autres négociants permettent d'affiner l'équilibre entre les besoins des clients internes et les ressources du Groupe.

GDF SUEZ Approvisionnements Gaz réalise des opérations d'arbitrage en intervenant à l'achat et à la vente sur les marchés de court terme, et effectue des opérations d'achat et vente de produits dérivés liés à l'énergie dans le cadre de sa politique de gestion des risques.

Elle réalise des ventes à court et long termes auprès des opérateurs gaziers européens. Le tableau ci-dessous présente l'évolution des ventes aux opérateurs et sur les marchés de court terme pour chacun des trois derniers exercices :

VENTES DE GAZ * (COMPTABILITÉ SOCIALE)

TWh	Exercices clos le 31 décembre		
	2011	2010	2009
Ventes opérateurs	20	23	20
Ventes marchés de court terme	90	63	86
Non spécifié	2	5	Non disponible
TOTAL	111	90	106

* Hors contrats d'échange et swaps.

N.B. Les montants sont arrondis au plus près à partir de la base de données : de petits écarts peuvent donc apparaître entre les lignes détaillées et le total.

En complément des optimisations entre contrats et du recours aux opérations de court et moyen termes, GDF SUEZ utilise les capacités réservées dans les stockages souterrains comme outil de gestion. Le gaz stocké pendant l'été contribue, avec la mobilisation des volumes de flexibilité des contrats d'approvisionnement, à répondre à la demande supplémentaire de la clientèle en hiver en assurant la continuité de fourniture à ses clients dans le respect des obligations légales qui s'imposent à tous les fournisseurs de gaz

naturel : en France, GDF SUEZ doit être en mesure de livrer tous ses clients ne disposant pas de clause d'interruptibilité dans le cas de rigueurs climatiques ne se rencontrant statistiquement pas plus de deux fois par siècle – risque dit « 2% ».

GDF SUEZ Approvisionnements Gaz assure par ailleurs, pour des opérateurs tiers, des prestations de re-livraison et d'échange de gaz naturel, au bénéfice, notamment, de Statoil, Shell, Total, ConocoPhillips, Eni et Enel.

1.3.3.8 GDF SUEZ GNL

Positions du Groupe dans le GNL

- 1^{er} importateur européen de GNL⁽¹⁾ ;
- leader sur le bassin atlantique ;
- 3^e importateur mondial de GNL⁽²⁾ ;
- gestion d'un portefeuille de contrats d'approvisionnement de long terme en provenance de six pays ;
- capacités de regazéification dans quatre pays européens (France, Belgique, Espagne, Royaume-Uni), aux États-Unis (Nouvelle-Angleterre, Golfe du Mexique), à Porto Rico et au Chili, afin d'alimenter les clients du Groupe ;
- à fin décembre 2011, flotte de 18 navires (en propriété ou affrétés) dont deux méthaniers regazéifieurs (ou SRV, *Shuttle and Regasification Vessel*) ;
- en développement : un projet d'usine de liquéfaction au Cameroun et un projet intégré E&P/GNL en Australie (projet Bonaparte GNL).

Description des activités GNL dans le Groupe

L'expertise reconnue de GDF SUEZ sur l'ensemble de la chaîne de valeur du GNL, depuis la production jusqu'à l'importation et la commercialisation, en passant par l'exploitation de terminaux méthaniers et le transport maritime, lui permet de tirer parti du fort développement que connaît ce secteur d'activité.

Approvisionnement en GNL et positions occupées dans le domaine de la liquéfaction

GDF SUEZ achète ses volumes de GNL dans le cadre de contrats de long terme (quinze à vingt ans) et de moyen terme (un à cinq ans). Le Groupe procède également à des achats de cargaisons spot. Les engagements annuels du Groupe sur le long terme (à la date du 31 décembre 2011) sont indiqués dans le tableau ci-dessous :

	Engagement annuel de long terme	Participation de GDF SUEZ dans des usines de liquéfaction
Algérie	102 TWh	-
Égypte	55 TWh	5% dans le train 1 de l'usine d'Ildku
Nigeria (contrat DES ⁽¹⁾)	6 TWh	-
Norvège (participation de 12% liée au gisement de Snøhvit)	7,5 TWh	12% dans l'usine de Melkøya
Trinité-et-Tobago ⁽²⁾	29,5 TWh	-
Yémen	39 TWh	-
Shell (contrat de long terme courant à partir de 2014 - contrat DES ⁽¹⁾)	5,7 TWh	-

(1) *Delivered ex-ship*.

(2) Le contrat avec Trinité-et-Tobago est porté contractuellement par GDF SUEZ Énergie Amérique du Nord.

(1) Source : base de donnée Waterborne 2011.

(2) Source : PFC, classement effectué sur la taille des portefeuilles d'approvisionnement long terme 2011.

Le GNL permet au Groupe d'accéder à de nouvelles ressources en gaz naturel et de diversifier, et sécuriser ainsi, ses approvisionnements. De plus, il lui permet de développer de nouveaux marchés et d'optimiser la gestion de son portefeuille d'approvisionnement en gaz. Le développement de l'activité GNL s'effectue en coordination avec les activités amont du Groupe (exploration-production) et les activités aval (fourniture de gaz naturel, production d'énergie).

Missions et stratégie

- développer et diversifier le portefeuille d'approvisionnement en investissant dans des projets intégrés (associant les activités d'exploration-production, de liquéfaction et d'approvisionnement des marchés) et en développant des contrats d'achat à long terme avec de grands producteurs (compagnies pétrolières internationales, compagnies pétrolières nationales) ;
- assurer l'approvisionnement des différentes entités de GDF SUEZ en GNL – part intégrante du portefeuille mondial d'approvisionnement du Groupe – d'une manière sûre, fiable et économique, *via* la gestion des contrats d'approvisionnement en GNL du Groupe et des contrats d'affrètement de navires.
- générer de la valeur supplémentaire (i) en développant l'activité (nouveaux marchés internes et externes, nouvelles sources d'approvisionnement, nouveaux investissements dans des usines de liquéfaction et des terminaux de regazéification) et (ii) en optimisant physiquement et financièrement le portefeuille, avec le soutien de GDF SUEZ Trading.

Afin de renforcer la diversification et la sécurité de ses approvisionnements, GDF SUEZ GNL est également impliqué dans le développement d'usines de liquéfaction :

- un projet intégré E&P/GNL, en Australie : en août 2009 GDF SUEZ et Santos ont noué un partenariat en vue du développement d'une usine de liquéfaction de GNL flottante, d'une capacité de 2 millions de tonnes par an, dans le bassin Bonaparte, au large des côtes australiennes. Dans ce cadre, GDF SUEZ a pris en février 2010 une participation de 60% dans les gisements de gaz *offshore* de Petrel, Tern et Frigate qui alimenteront le projet. GDF SUEZ est l'opérateur de la totalité du projet (E&P et GNL), dont il détient également 60% (voir en 2.1.3.6 GDF SUEZ Exploration & Production). Le Groupe assurera également la commercialisation et le transport du GNL. En décembre 2010, GDF SUEZ Bonaparte a attribué à Granherne (upstream) and DORIS Engineering (midstream) le contrat de pré-*FEED* en vue de la réalisation des études d'ingénierie préalables ;
- une usine de liquéfaction terrestre au Cameroun : le projet consistera en la construction d'une usine de liquéfaction terrestre d'une capacité annuelle de 3,5 millions de tonnes au maximum, alimentée par un réseau national de transport la reliant aux gisements de gaz naturel *offshore* camerounais. Le site de l'usine, alloué au projet GNL par l'État en mai 2010, est situé à proximité du projet de port en eaux profondes de Kribi. En juin 2010, dans le cadre de leur partenariat pour le développement de ce projet d'exportation de GNL, GDF SUEZ et la SNH (Société Nationale d'Hydrocarbures, compagnie nationale en charge des hydrocarbures au Cameroun) ont conjointement attribué à Foster Wheeler le contrat de pré-*FEED* en vue de la réalisation des études d'ingénierie préalables. En décembre 2010, GDF SUEZ et SNH ont par ailleurs signé un accord cadre établissant les termes clés du projet. En 2011, SNH et GDF SUEZ ont signé des pré-accords commerciaux avec EUROIL et PERENCO. Ces pré-accords contiennent les principes qui régiront la vente à Cameroun LNG de gaz naturel produit par ces opérateurs de l'amont pétrolier et gazier au Cameroun. À ce jour la décision finale d'investissement n'a pas encore été prise.

Destination du GNL et positions occupées dans le secteur des terminaux de regazéification

En 2011, les déchargements ont principalement été effectués en Europe, en Amérique du Nord et en Amérique du Sud, et se sont développés à l'est du canal de Suez.

POSITIONS LONG TERME DU GROUPE EN 2011 DANS LES ACTIVITÉS DE REGAZÉIFICATION

	Terminal de regazéification	Accès aux capacités de regazéification	Participation de GDF SUEZ dans les terminaux de regazéification	Commentaires
France	Montoir-de-Bretagne	Oui	100%	<i>Terminaux détenus et exploités par Elengy (filiale à 100% de GDF SUEZ), soumis aux règles d'accès des tiers aux terminaux méthaniers.</i>
	Fos Tonkin	Oui	100%	
	Fos Cavaou	Oui	72,15%	<i>Terminal détenu par la Société du Terminal Méthanier de Fos Cavaou (filiale à 72,15% de GDF SUEZ), exploité par Elengy, soumis aux règles d'accès des tiers aux terminaux méthaniers.</i>
Espagne	Huelva, Carthagène	Oui	-	
Royaume-Uni	Isle-of-Grain	Oui	-	
Belgique	Zeebrugge	Oui	-	
	Everett	Oui	100%	<i>Terminaux détenus et exploités par Distrigas of Massachusetts (filiale à 100% de GDF SUEZ).</i>
	Neptune	Oui	100%	
	Sabine Pass	Oui	-	
Freeport	Oui	-		
Chili	GNL Mejillones	Oui	63%	<i>GNL Mejillones S.A. est détenu à 63% par la branche Énergie Europe & International et à 37% par Codelco. Le GNL alimentant le terminal est en particulier fourni par GDF SUEZ GNL.</i>
Porto Rico	Penuelas	Oui	35%	<i>Accès via un contrat de vente de long terme.</i>
	Dahej	Non	10%	<i>Terminaux détenus et exploités par Petronet LNG Ltd (société dans laquelle GDF SUEZ détient une participation de 10%).</i>
Inde	Kochi	Non	10%	
	(en construction)	Non	10%	

GDF SUEZ a déposé une demande d'autorisation d'un projet de terminal *offshore* en Italie (Triton). Le projet a reçu un décret VIA (Environnement) en janvier 2011, procédure d'impact environnemental qui certifie des qualités techniques et environnementales du projet.

GDF SUEZ GNL se positionne également sur les marchés GNL asiatiques qui connaissent une forte croissance. S'appuyant sur son portefeuille d'approvisionnement GNL, important et diversifié, GDF SUEZ a signé plusieurs contrats de vente de moyen terme avec des compagnies gazières en 2010 et 2011 :

- un contrat pour la vente de 0,9 million de tonnes de GNL à la société russe Gazprom à partir de début 2011 sur une période de 2 ans et demi ;
- un contrat de vente pour la livraison de 2,5 millions de tonnes de GNL à la société sud-coréenne Kogas à partir du 4^e trimestre 2010 et jusqu'en 2013 ;
- un contrat de vente de 2,6 millions de tonnes de GNL à la société chinoise CNOOC à partir de 2013 sur une période de 4 ans ;
- un contrat de vente de 2,5 millions de tonnes de GNL à la société malaysienne Petronas à partir de 2012 sur une période de 3 ans et demi ;
- un contrat de vente de 0,6 million de tonnes de GNL à la société indienne Petronet pendant l'année 2012.

Transport maritime

Afin de faire face à ses besoins de transport maritime, GDF SUEZ utilise une flotte de navires méthaniers dont il adapte le dimensionnement en fonction de ses engagements sur le long terme et des opportunités ponctuelles qui peuvent se présenter. Les contrats d'affrètement ont une durée variable qui peut aller de quelques jours jusqu'à vingt ans et plus en fonction des extensions possibles. À fin 2011, la flotte de GDF SUEZ comprenait 18 navires méthaniers :

- 3 navires dont le Groupe est propriétaire : Matthew (126 540 m³), Provalys (154 500 m³), GDF SUEZ Global Energy (anciennement Gaz de France energy, 74 130 m³),

- 1 navire dont le Groupe est copropriétaire : Gaselys (154 500 m³, détenu à 60% par le Groupe NYK et à 40% par GDF SUEZ) ;
- ainsi que quatorze autres navires affrétés auprès d'autres armateurs.

Dans le domaine du transport maritime, GDF SUEZ détient également les participations suivantes :

- une participation de 80% dans GAZOCEAN (les 20% restants étant détenus par l'armateur japonais NYK), société de gestion de navires assurant la gestion des navires méthaniers Tellier ⁽¹⁾, Gaselys, Provalys, GDF SUEZ Global Energy et Grace Cosmos (propriété du Groupe NYK) ;
- une participation de 40% dans la société Gaztransport & Technigaz (GTT) qui conçoit des systèmes de confinement des cargaisons de GNL à bord des navires méthaniers et développe des techniques d'isolation des cuves de type « membrane ». En 2010, ces techniques d'isolation équipaient 68% des méthaniers en service dans le monde (source : GILGNL).

1.3.3.10 GDF SUEZ Ventes Grands Comptes

Principaux indicateurs-clés

- 147 TWh de gaz naturel ont été vendus par GDF SUEZ Ventes Grands Comptes à ses clients finals en 2011 (143,6 TWh hors intra-groupe) ;
- environ 250 clients répartis sur environ 1 000 sites en Europe continentale constituent le segment gaz des Grands Comptes ;
- les ventes ont été réalisées en Allemagne, Autriche, Belgique, Espagne, France, Italie, au Luxembourg, aux Pays-Bas et en République Tchèque. Les ventes en France, Belgique et au Luxembourg représentent 53,3% des volumes vendus contre près de 57% en 2010 et 60% en 2009.

ÉVOLUTION DES VOLUMES VENDUS PAR PAYS (Y COMPRIS INTRA-GROUPE)

TWh	2011	2010	2009
France	61,0	72,8	94,0
Belgique et Luxembourg	17,3	23,6	25,7
Pays-Bas	20,8	20,7	27,7
Italie	17,4	25,4	24,9
Espagne	5,8	3,9	4,1
Allemagne	18,8	20,4	22,3
Autriche	4,2	1,9	1,3
République Tchèque	1,6	2,0	-
TOTAL	146,9	170,7	200,0

(1) Le navire est sorti de la flotte GDF SUEZ le 27 juin 2011 après 37 ans de service.

Les volumes vendus en 2011 sont en nette diminution par rapport à 2010. Cette baisse des volumes est principalement constatée sur nos marchés historiques (France et Belgique). Sur ces deux pays, les volumes livrés passent de 96,4 TWh en 2010 à 78,3 TWh, soit une baisse de l'ordre de 18,8%. Les ventes sur les autres pays européens diminuent de 5,7 TWh (principalement en Italie). Le principal phénomène permettant d'expliquer cette baisse des volumes entre 2011 et 2010 est la concurrence accrue, en particulier, sur les marchés historiques du Groupe sur lesquels les prix de marché ont fortement baissé en raison du contexte de déséquilibre offre/demande.

À noter que, malgré la crise économique, GDF SUEZ Ventes Grands Comptes n'a pas constaté en 2011, tout comme en 2010, de défaut de paiement majeur de ses clients.

Missions et stratégie

GDF SUEZ Ventes Grands Comptes a en charge la commercialisation d'offres d'énergie (gaz et électricité) et de services énergétiques associés auprès des Grands Comptes européens du Groupe.

Elle assure la veille concurrentielle sur ses marchés, définit le positionnement commercial par segment de clients et élabore des offres adaptées aux besoins des clients en anticipant les évolutions du marché.

Elle assure le montage d'offres complexes et personnalisées, en particulier en matière d'optimisation énergétique, contribuant ainsi à la performance économique des clients.

Elle coordonne l'action commerciale auprès des Grands Comptes paneuropéens en étroite collaboration avec les équipes commerciales des branches Énergie Europe & International et Énergie France.

Description de l'activité

Les clients du Groupe appartenant à la catégorie des Grands Comptes sont segmentés ainsi :

- cibles prioritaires : les comptes paneuropéens (il s'agit de grands groupes européens, essentiellement industriels, présents dans au moins deux des pays desservis) et les grands clients nationaux. Ces clients ont un comportement spécifique : ils disposent d'une structure d'achat d'énergie européenne et/ou ont besoin d'offres « sur mesure » complexes ;
- cibles complémentaires : les distributeurs et les producteurs d'électricité.

Globalement, les Grands Comptes sont au nombre de 600 (250 clients et 350 prospects).

GDF SUEZ propose à ces clients des offres « sur mesure » qui incluent la vente de gaz et d'électricité, ainsi que :

- des offres de gestion de risques et d'ingénierie de prix, en s'appuyant notamment sur les compétences de la filiale de *trading* GDF SUEZ Trading. Ainsi, GDF SUEZ Ventes Grands

Comptes est en mesure d'offrir à ses clients des prix fixes ou des prix indexés pour une période déterminée, ainsi que des prestations leur permettant de gérer de manière dynamique le prix de leurs achats d'énergie au cours de l'année ;

- des offres combinant énergie et optimisation des performances, grâce à l'appui de la branche Énergie Services, telles que :
 - la gestion ou l'optimisation des installations de chauffage ou de consommation d'énergie pour accompagner la vente de gaz,
 - la vente combinée de gaz et d'électricité, voire de vapeur, en optimisant le fonctionnement des actifs décentralisés de production d'électricité que peuvent posséder les clients ou dont ils souhaitent se doter. Dans ce dernier cas, la prestation inclut, le cas échéant et souvent sous forme partenariale, la construction, le financement et l'exploitation d'unités de production d'électricité (cogénération, trigénération, voire cycles combinés) ;
- depuis début 2009, ces très grands clients disposent de la marque dédiée GDF SUEZ Global Energy, qui leur propose, à la maille européenne, des offres gaz et électricité ainsi que des services énergétiques associés. Ils bénéficient ainsi de la fiabilité et de la diversité des approvisionnements d'un grand importateur européen de gaz et de l'accès à un parc de production d'électricité équilibré et compétitif. Cette marque est portée par la branche Global Gaz & GNL et également par les branches Énergie Europe & International et Énergie France ;
- la comptabilisation des résultats liés à ces ventes continue à se faire dans chacune des branches, et seules les ventes de gaz figurent dans le compte de résultat de GDF SUEZ Ventes Grands Comptes de la branche Global Gaz & GNL ; les résultats des ventes d'électricité figurent, elles, dans les comptes des autres branches (branches Énergie France et Énergie Europe & International).

Position concurrentielle

- les offres auprès des grands clients industriels et commerciaux ont permis à GDF SUEZ de conserver une part de marché importante sur ses marchés historiques et de s'établir comme un nouvel entrant majeur sur les marchés les plus importants d'Europe continentale. Le Groupe GDF SUEZ s'affirme ainsi comme un acteur de taille sur le marché européen ;
- le taux de pénétration dans les différents marchés varie en fonction de nombreux facteurs, dont l'environnement réglementaire ainsi que les possibilités concrètes d'accès aux infrastructures de transport nécessaires à l'acheminement du gaz ;
- GDF SUEZ Ventes Grands Comptes continue, dans un contexte concurrentiel difficile, à alimenter pour une part significative le marché français. Toutefois, les ventes hors de France représentent désormais un vecteur important de la croissance des ventes aux grands clients industriels et commerciaux.

PARTS DE MARCHÉ *

	2011	2010
Allemagne	2,1%	2,5%
Belgique	20,4%	25,6%
Espagne	3%	2,2%
France	31,2%	38%
Italie	9,6%	12,7%
Pays-Bas	12,8%	11,9%
Autriche	11,9%	5,3%
République Tchèque	5,6%	6,9%

* Part de marché : volume des ventes de gaz naturel au segment des Grands Comptes du Groupe/estimation des volumes totaux de gaz vendus sur ce même segment dans le pays considéré (dernière estimation réalisée en 2011 par la BU Ventes Grands Comptes).

Source : GDF SUEZ.

1.3.4 BRANCHE INFRASTRUCTURES

1.3.4.1 Mission

La branche Infrastructures rassemble dans un ensemble cohérent toutes les infrastructures gazières du Groupe en France, à travers quatre filiales spécialisées dans les activités transport, stockage, terminaux méthaniers et distribution, ainsi que des filiales de stockage en Allemagne et au Royaume-Uni. La branche gère également les participations du Groupe dans des sociétés de transport en Allemagne (Megal) et en Autriche (BOG).

Les positions combinées de ses filiales et participations font du Groupe GDF SUEZ le premier acteur européen du secteur des infrastructures gazières.

Le modèle d'activité de la branche lui assure un chiffre d'affaires et un *cash flow* réguliers et récurrents qui participent efficacement à la stabilité financière du Groupe GDF SUEZ.



1.3.4.2 Stratégie

La branche Infrastructures entend :

- développer les infrastructures pour accompagner l'évolution des marchés européens du gaz naturel, en favorisant la flexibilité de l'alimentation par de multiples sources, participant ainsi à la compétitivité du gaz et à sa sécurité d'approvisionnement ;
- développer ses activités dans le monde pour accompagner l'essor du gaz naturel ;
- faciliter le partage dans chacun des métiers et entre métiers de la branche, des meilleures pratiques, des meilleurs systèmes d'information, des meilleures technologies ;
- atteindre l'excellence en termes de sécurité et de fiabilité.

La branche estime qu'elle investira entre 1,5 et 2 milliards d'euros par an sur les 6 prochaines années pour servir ces ambitions.

1.3.4.3 Organisation

L'organisation des activités au sein de la branche Infrastructures s'articule autour de quatre filiales indépendantes, sociétés anonymes :

- Storengy, détenue à 100% par GDF SUEZ, gère les sites de stockage en France et supervise les filiales de stockage de GDF SUEZ en Europe ;
- Elengy, détenue à 100% par GDF SUEZ, construit, entretient et développe les terminaux méthaniers de Montoir-de-Bretagne et Fos Tonkin et commercialise les capacités associées. Elengy porte aussi la participation du Groupe dans la Société du Terminal Méthanier de Fos Cavaou (STMFC) et exploite le terminal de Fos Cavaou ;
- GrDF, détenue à 100% par GDF SUEZ, construit, entretient et développe le réseau de distribution en France ;
- GRTgaz gère le réseau de transport (gazoducs et stations de compression en ligne) en France, et supervise les autres filiales et participations de GDF SUEZ dans les infrastructures de transport en Europe : GRTgaz Deutschland et Megal en Allemagne, BOG en Autriche. GRTgaz, détenue jusqu'alors à 100% par GDF SUEZ, a ouvert son capital le 12 juillet 2011 au travers d'un accord de partenariat de long terme avec la Société d'Infrastructures Gazières (SIG), consortium public réunissant CNP Assurances, CDC Infrastructure et la Caisse des Dépôts. Le consortium public a acquis 25% du capital de GRTgaz.

Storengy, Elengy et GrDF sont dotées de leurs propres moyens en termes de maîtrise d'ouvrage de toutes leurs activités.

Outre les fonctions d'appui et de pilotage (finance, stratégie, audit...), les fonctions support tertiaires (la gestion du contrat de travail, la comptabilité, la formation aux métiers du gaz, l'informatique et les achats) sont assurées par cinq centres de services partagés au service du seul périmètre Infrastructures. Chaque centre est doté d'un Directoire qui regroupe ses clients (GrDF, Storengy, Elengy, et, pour ce qui concerne spécifiquement les prestations d'Énergie formation, GRTgaz). Ces centres sont regroupés dans une unité opérationnelle de branche.

GRTgaz, en application des dispositions du Code de l'énergie (cf. section 1.3.4.5 ci-dessous), dispose de toutes les ressources nécessaires pour l'accomplissement de ses missions.

Gouvernance

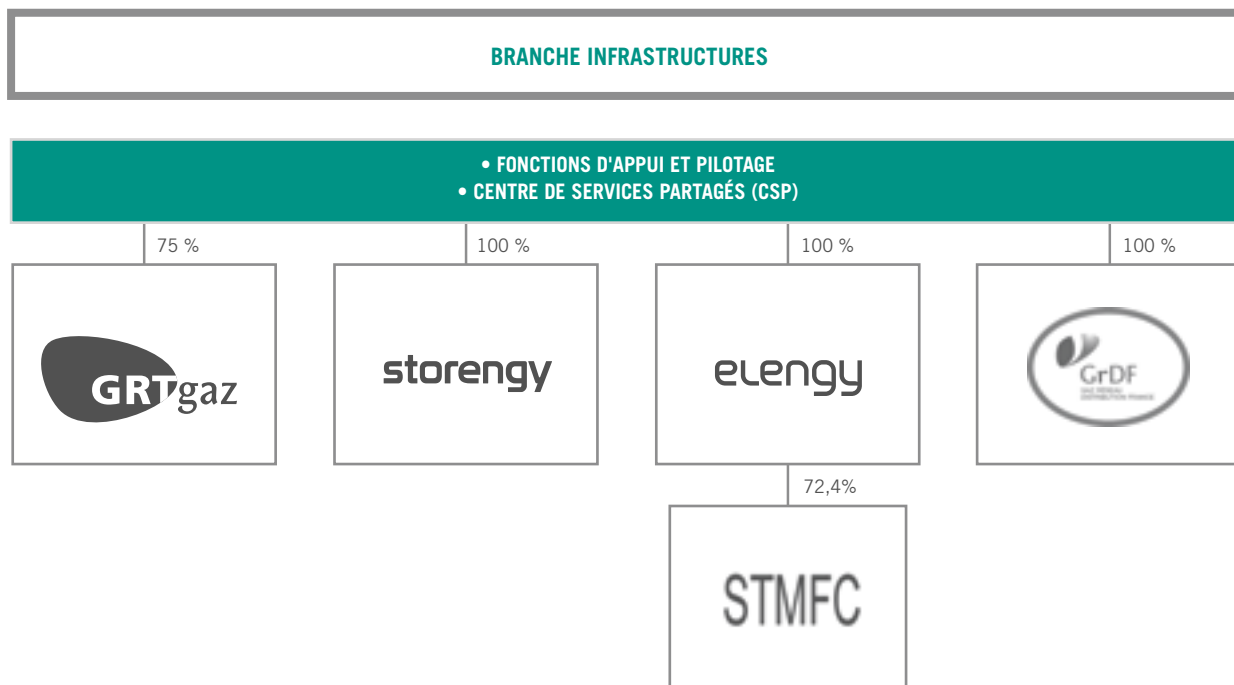
Storengy, Elengy et GrDF sont chacune dotées d'un Conseil d'Administration et d'une Direction Générale. Chaque Conseil d'Administration est composé de 12 membres. Neuf sont nommés par l'Assemblée Générale de la Société, dont deux Administrateurs indépendants. De plus, trois Administrateurs représentent les salariés. Le Directeur Général, mandataire social, est le seul responsable opérationnel de la filiale.

GRTgaz est dotée d'un Conseil d'Administration et d'une Direction Générale. Le Conseil d'Administration est composé de 17 membres. Quatorze Administrateurs sont nommés par l'Assemblée Générale de la Société : neuf représentants de GDF SUEZ, trois représentants de SIG et deux indépendants. Trois Administrateurs sont élus par les salariés. Le Directeur Général, mandataire social, est le seul responsable opérationnel de la filiale.

Les prestations entre les filiales Infrastructures ou avec la maison mère font l'objet de contrats.

En tant qu'entité managériale, la branche porte les participations du Groupe dans :

- des filiales de transport de gaz en Allemagne et en Autriche ;
- des filiales de stockage de gaz en Allemagne, au Royaume-Uni et au Canada ;
- des entreprises locales de distribution de gaz en France.



1.3.4.4 Chiffres clés

En millions d'euros	2011	2010	Variation brute (en %)
Chiffre d'affaires branche	5 703	5 891	- 3,2%
Chiffre d'affaires contributif Groupe	1 491	1 203	+ 23,9%
EBITDA	2 991	3 223	- 7,2%

En 2011, GDF SUEZ Infrastructures a contribué à l'EBITDA du Groupe, à hauteur de 18%.

La branche Infrastructures assure la gestion, au travers de ses filiales indépendantes :

- du 1^{er} réseau européen de transport de gaz naturel (32 027 km en France et 1 436 km ⁽¹⁾ en Allemagne et en Autriche) ;
- du 1^{er} réseau européen de distribution de gaz naturel (193 300 km en France) ;
- du 1^{er} stockeur européen en termes de ventes de capacités (12,5 milliards de m³) ;
- des 2^{es} capacités européennes de réception et de regazéification de GNL.

La branche Infrastructures emploie 17 803 collaborateurs au 31 décembre 2011.

1.3.4.5 Environnement législatif et réglementaire

La mise en œuvre des Directives européennes amène le Groupe à réaliser ses activités dans un contexte d'ouverture des marchés de l'électricité et du gaz à la concurrence :

- instauration, en France, en 2003 d'un droit d'accès régulé des tiers aux réseaux de transport, de distribution et aux installations de regazéification du GNL. L'accès à ces infrastructures s'effectue sur la base de tarifs régulés, fixés par l'application d'un taux de rémunération à une base d'actifs reconnue par la CRE, dite base d'actifs régulés (BAR), la prise en compte des amortissements annuels et des dépenses d'exploitation ;
- instauration en France en 2004, d'un droit d'accès négocié des tiers aux installations de stockage. L'accès au stockage

(1) Longueur cumulée des réseaux de transport en Allemagne (Megal, 1 115 km) et en Autriche (BOG, 321 km).

s'effectue sur la base de tarifs négociés, élaborés par l'opérateur, publiés et appliqués à tout client dans les mêmes conditions.

Le Code de l'énergie, publié le 10 mai 2011 (ordonnance n° 2011-504 du 9 mai 2011), reprend l'ensemble des dispositions législatives existantes relatives au gaz naturel, ainsi que la transposition de la 3^e Directive 2009/73/CE relative aux règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel et précisant notamment les règles d'indépendance du transporteur de gaz.

En application de ces dispositions, la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) est compétente depuis 2003 pour la régulation tarifaire du transport, de la distribution et de la regazéification du gaz naturel, à travers un cadre réglementaire stable et incitatif :

- périodes de régulation pluriannuelles ;
- montant des taux de rémunération des actifs variant notamment en fonction de la nature de l'infrastructure exploitée ;
- mécanisme d'indexation des tarifs de type « RPI ⁽¹⁾ – X % », inflation diminuée d'un facteur de productivité ;
- mesures incitatives pour les investissements dans le transport et dans les terminaux méthaniers, sous certaines conditions ;
- compte de régularisation pour les éléments non maîtrisables (climat, coût des combustibles...).

L'accès des tiers aux infrastructures en France

Les opérateurs gestionnaires des réseaux de transport et de distribution et d'installations de GNL et de stockage publient sur leurs sites internet les conditions générales d'utilisation de leurs ouvrages et installations.

Les opérateurs d'infrastructures doivent s'abstenir de toute discrimination entre les utilisateurs ou les catégories d'utilisateurs des ouvrages ou des installations qu'ils exploitent.

Le refus d'un opérateur de conclure un contrat d'accès à son infrastructure gazière doit être motivé et notifié au demandeur ainsi qu'à la CRE.

Tout opérateur exploitant des infrastructures gazières et tout fournisseur les utilisant est tenu de fournir aux autres opérateurs les informations nécessaires pour assurer le bon fonctionnement du réseau interconnecté et des stockages.

De plus, pour faciliter les conditions d'accès des tiers aux infrastructures et accroître la concurrence sur le marché du gaz naturel, GDF SUEZ, GRTgaz et Elengy ont adopté des engagements de remises de capacités sur le marché, rendus obligatoires par la Commission européenne dans le cadre de la procédure Accès France. Cette procédure est décrite au chapitre 6.2 « Comptes consolidés - note n° 26 ».

Non-discrimination, confidentialité des informations et Codes de bonne conduite

Chaque opérateur exploitant des infrastructures gazières préserve la confidentialité de toutes les informations dont la communication serait de nature à porter atteinte à une concurrence loyale. La violation de ces obligations est pénalement sanctionnée par une

amende. Les opérateurs concernés doivent communiquer à la CRE les mesures prises à cet effet.

Selon les dispositions du Code de l'énergie, les activités de gestionnaire de réseau de transport et de distribution :

- s'exercent par référence à un « Code de bonne conduite » pour garantir des pratiques professionnelles objectives, transparentes, non discriminatoires et respectant la confidentialité des informations commercialement sensibles (ICS) ;
- mettent en place un responsable de la conformité indépendant, chargé de vérifier l'application des engagements pris dans leurs Codes de bonne conduite.

Les gestionnaires de réseau remettent chaque année à la CRE un rapport sur le respect de ces dispositions, qui sera désormais établi par le responsable de la conformité et remis directement par lui à la CRE. La CRE publie un rapport annuel sur le respect du Code de bonne conduite et l'indépendance des gestionnaires de réseaux de transport et de distribution.

Par ailleurs, les responsables de la conformité des gestionnaires de réseau de transport doivent vérifier la bonne exécution du plan décennal de développement des réseaux de transport.

Gestion séparée puis filialisation des activités transport, distribution, terminaux méthaniers et stockage

En vertu des dispositions de la Directive 2003/55, lorsque le gestionnaire d'un réseau de transport ou de distribution fait partie d'une entreprise verticalement intégrée, telle que GDF SUEZ, il doit être rendu juridiquement indépendant de l'organisation et des processus de prise de décision des entités gérant d'autres activités, en particulier la production et la fourniture. La Directive prévoit également différentes dispositions concernant les dirigeants du gestionnaire du réseau de transport ou de distribution, de manière à garantir leur indépendance. La Directive 2009/73, entrée en vigueur le 3 septembre 2009 et abrogeant la Directive 2003/55 au 3 mars 2011, renforce les dispositions relatives aux gestionnaires de réseaux de transport en donnant le choix aux États membres entre trois possibilités : la séparation de propriété ou régime de l'OU (*Ownership Unbundling*), le régime de l'ISO (*Independent System Operator*) et le régime de l'ITO (*Independent Transmission Operator*). La France a opté pour le régime de l'ITO. Les textes reconnaissent un droit de supervision économique et de gestion au profit de l'entreprise intégrée. Ces dispositions figurent dans le Code de l'énergie. L'activité transport a été filialisée au 1^{er} janvier 2005 et l'activité distribution au 31 décembre 2007. Les activités terminaux méthaniers et stockage ont pour leur part été filialisées au 31 décembre 2008.

Régulation et contrôle de l'application de la réglementation spécifique au secteur du gaz naturel

En France, la régulation se répartit parmi plusieurs autorités. La CRE est l'autorité de régulation compétente dans le secteur du gaz depuis 2003. Les ministres chargés de l'Économie et de l'Énergie disposent aussi de certaines prérogatives en termes de contrôle et de sanctions.

(1) RPI : Retail Price Index (indice de prix au détail).

La Commission de Régulation de l'Énergie (CRE)

La CRE est une autorité administrative indépendante créée en 2000 pour la régulation du secteur de l'électricité en France dont les compétences ont été étendues à la régulation du secteur du gaz, par la loi du 3 janvier 2003. Elle comprend en son sein un Comité de Règlement des Différends et des Sanctions.

Les pouvoirs de la CRE visent principalement à assurer la régulation du réseau notamment par le contrôle de son accès, et la régulation du marché du gaz naturel. Elle délibère en particulier sur les évolutions tarifaires des gestionnaires de réseau et d'infrastructures de regazéification (cf. *supra*). Le Code de l'énergie lui confère des pouvoirs réglementaires supplémentifs pour préciser les règles concernant :

- les missions des gestionnaires transport, distribution, terminaux méthaniers et stockage ;
- les conditions de raccordement aux réseaux et d'utilisation des réseaux et des installations de GNL y compris la méthodologie d'établissement des tarifs d'utilisation de ces infrastructures ;
- les contrats d'achat de gaz par les gestionnaires de réseaux pour leur propre consommation ;
- les périmètres de séparation comptable de chaque activité et les règles d'imputation comptable appliquées.

Elle approuve les programmes annuels d'investissements des gestionnaires de réseau de transport de gaz naturel. Elle examine leur plan décennal de développement du réseau.

La CRE approuve, après avis de l'Autorité de la Concurrence, les principes de séparation comptable proposés par les entreprises intégrées.

Elle a un pouvoir de surveillance des transactions effectuées sur les marchés organisés du gaz naturel ainsi que les échanges aux frontières. En outre, la CRE est chargée de surveiller les transactions entre fournisseurs, négociants et producteurs.

La CRE peut prononcer une interdiction temporaire d'accès aux infrastructures ou prononcer une sanction pécuniaire si les décisions relevant de ses compétences ne sont pas respectées.

Le ministre chargé de l'Économie et le ministre chargé de l'Énergie

Le ministre chargé de l'Énergie arrête et rend public un plan indicatif pluriannuel décrivant d'une part l'évolution prévisible de la demande nationale d'approvisionnement en gaz naturel et sa répartition géographique et d'autre part les investissements programmés pour compléter les infrastructures du réseau d'approvisionnement en gaz naturel. Ce plan présente l'évolution prévisible à 10 ans de la contribution des contrats de long terme à l'approvisionnement du marché français.

Les ministres chargés de l'Économie et de l'Énergie disposent d'un pouvoir d'enquête notamment pour recueillir toute information sur l'activité des entreprises gazières nécessaire à l'application du Code de l'énergie. Le ministre chargé de l'Énergie peut infliger une sanction pécuniaire ou prononcer le retrait ou la suspension, pour une durée n'excédant pas un an, de l'autorisation de fourniture ou de transport de gaz naturel ou de la concession de stockage souterrain de gaz naturel, à l'encontre des auteurs de manquements aux dispositions du Code ou en cas de non-respect du cahier des charges de la concession.

Autre réglementation ayant un impact sur l'activité en France : les obligations de service public

Le Code de l'énergie impose des obligations de service public aux opérateurs des réseaux de transport et de distribution de gaz naturel, aux exploitants d'installations de GNL, aux fournisseurs de gaz naturel et aux titulaires de concessions de stockage souterrain de gaz naturel.

De telles obligations ont trait à la sécurité des personnes et des installations, à la continuité de la fourniture de gaz, à la sécurité d'approvisionnement, à la qualité et au prix des produits et des services fournis, à la protection de l'environnement, à l'efficacité énergétique, au développement équilibré du territoire, à la fourniture de gaz en dernier recours aux clients non domestiques assurant des missions d'intérêt général, au maintien d'une fourniture aux personnes en situation de précarité et à la fourniture de gaz au tarif spécial de solidarité.

1.3.4.6 Faits marquants

En avril 2011, l'investissement dans le projet ERIDAN qui sera réalisé par GRTgaz a été approuvé par la CRE. Cette infrastructure majeure consiste en la construction d'une nouvelle canalisation de transport de gaz naturel de 220 km entre Saint-Martin-de-Crau (Bouches-du-Rhône) et Saint-Avit (Drôme) pour un montant proche de 490 millions d'euros. Ce projet permettra d'améliorer le fonctionnement de la zone Sud de GRTgaz et augmentera les capacités d'interconnexion avec les terminaux méthaniers de Fos-sur-Mer et les stockages du Sud-Est de la France.

Fin avril 2011, Elengy a lancé un appel à souscription (*Open Season*) afin d'étudier avec toutes les parties intéressées diverses possibilités d'étendre la capacité du terminal de Montoir-de-Bretagne. Cette opération se poursuivra sur l'année 2012.

Le 6 juin 2011, GRTgaz a déposé son dossier de demande de certification en tant que « gestionnaire de réseau de transport indépendant » (« ITO » - cf. sections 1.3.4.5 et 1.3.4.10) auprès de la CRE. Par délibération en date du 26 janvier 2012, la CRE a certifié que GRTgaz respecte les règles d'indépendance.

En juin 2011, GrDF a réalisé la première injection de biométhane en France dans le réseau de distribution à Sequedin, (Nord). Cette première injection ouvre de nouvelles perspectives d'approvisionnement en énergie renouvelable et conforte GrDF dans son rôle d'accompagnement et de conseil auprès des collectivités locales pour l'aménagement durable des territoires.

En juin 2011, les conclusions de l'expérimentation menée par GrDF ont conduit la CRE à approuver une nouvelle phase du projet « compteurs communicants », qui consistera à construire et valider l'ensemble de la solution technique.

Le 12 juillet 2011, GRTgaz a ouvert son capital à la SIG (cf. section 1.3.4.3). Cet accord concrétise la volonté de GDF SUEZ et du consortium de développer un partenariat de long terme dans le domaine du transport de gaz naturel en France et en Europe.

Le 31 août 2011, Storengy a clôturé l'achat de cinq sites de stockage en Allemagne et d'une participation de 19,7% dans un sixième site détenu par BEB Speicher GmbH et par ExxonMobil Gasspeicher Deutschland GmbH, lui permettant ainsi de se classer désormais parmi les quatre premiers opérateurs de stockage de gaz en

Allemagne (10% de part de marché) et premier commercialisateur européen de capacités de stockage.

Le 18 novembre 2011, la phase engageante de l'*Open Season* Fos Tonkin 2011, lancée en avril dans le cadre du projet de prolongation de son exploitation, s'est achevée. Les résultats ont permis d'allouer des capacités pour un projet horizon 2035 adapté permettant de pérenniser les besoins des clients du terminal méthanier jusqu'en 2035.

En décembre 2011, les investissements proposés par GRTgaz pour le raccordement du terminal méthanier de Dunkerque, construit par EDF, Fluxys et Total, ont été approuvés par la CRE (décision finale d'investissement de la société Dunkerque LNG prise le 27 juin 2011).

Le 14 février 2012, l'arrêté préfectoral autorisant l'exploitation du terminal méthanier de Fos Cavaou a été signé.

1.3.4.7 Les activités des stockages souterrains

France

Le Groupe GDF SUEZ est un des leaders du stockage souterrain en Europe, en termes de capacités de stockage détenues, exploitées et commercialisées.

Au 31 décembre 2011, Storengy exploite en France :

- 13 installations de stockage souterrain ⁽¹⁾ (dont 12 sont en pleine propriété). Neuf de ces stockages sont sous forme de nappe aquifère (pour un volume utile total de 9 milliards de m³), un sous forme de gisement déplété (pour un volume utile de 50 millions de m³) et trois sous forme de cavités salines (pour un volume utile total de 1 milliard de m³) ;
- 50 compresseurs totalisant une puissance de 229,5 MW, nécessaires au soutirage et à l'injection du gaz naturel ;
- des installations pour le traitement du gaz et l'interconnexion avec les réseaux de transport.

Allemagne

Les sociétés Storengy Deutschland GmbH et Storengy Deutschland Infrastructures GmbH, détenues à 100% par le Groupe détiennent et exploitent désormais sept stockages pour une capacité utile de près de 2 milliards de m³ (trois sites salins : Harsefeld, Lesum et Peckensen ; quatre sites déplétés : Fronhofen, Reitbrook, Schmidhausen et Uelsen). Elle a également une participation à hauteur de 19,7% dans le site de Breitbrunn.

Quatrième stockeur allemand avec 10% de parts de marché, Storengy a réalisé, en 2011, l'acquisition des sites de stockages de Shell et d'ExxonMobil en Allemagne. 80% de ces capacités de stockage ont déjà été commercialisés à l'horizon 2020.

Sur le site de Peckensen, les travaux se poursuivent pour mettre en service en 2013 et 2014 deux cavités supplémentaires qui avaient été commercialisées en 2008.

(1) Hors sites en développement en France.

(2) Amodiation : dans le droit des mines, nom donné à la convention par laquelle le titulaire du droit d'exploitation (État ou concessionnaire) procède à la location de la mine à un tiers, moyennant une redevance.

Royaume-Uni

La société Storengy UK Ltd, détenue à 100% par le Groupe, a été créée en 2007 pour construire et commercialiser le stockage en cavités salines de Stublach, dans le Cheshire. La capacité totale initialement prévue était de 400 millions de m³ de volume utile, répartis en 28 cavités. Le projet a été optimisé à 20 cavités, ce qui en fera l'un des plus importants stockages au Royaume-Uni. Les premières capacités devraient être commercialisées en 2013. Une exemption à l'accès des tiers a été accordée par l'*Office of the Gas and Electricity Market* (Ofgem) pour la phase 1 du projet.

Irlande

Le projet de stockage en cavités salines de Larne (Irlande du Nord), qui fait l'objet d'un partenariat avec la société Bord Gais, s'est poursuivi en 2011. Un forage sera réalisé en 2012 afin de poursuivre l'évaluation technique du site identifié par la campagne sismique de 2010.

Canada

À travers la gestion d'une participation indirecte à 40% dans Intragaz, Storengy intervient également en expertise au Québec. Au 31 décembre 2011, Intragaz exploite deux stockages souterrains développés dans d'anciens gisements de gaz :

- Pointe du Lac, d'une capacité de 20 millions de m³ ;
- Saint Flavien, d'une capacité de 100 millions de m³.

Environnement législatif et réglementaire propre aux activités de stockage de gaz en France

Les stockages souterrains relèvent du droit minier et ne peuvent être exploités qu'en vertu d'une concession qui détermine le périmètre et les formations géologiques auxquelles elle s'applique. Les concessions sont accordées par décret en Conseil d'État après enquête publique et mise en concurrence. Les titulaires de concessions de stockage souterrain de gaz doivent assurer leur exploitation de manière compatible avec un fonctionnement sûr et efficace des réseaux de gaz naturel interconnectés.

GDF SUEZ est titulaire des titres miniers amodiés ⁽²⁾ à sa filiale Storengy, qui assure l'exploitation des sites et est donc titulaire des autorisations correspondantes.

Accès aux stockages en France : principes et prix

Les prix d'accès « négociés » au stockage sont établis de façon non discriminatoire. Les tiers souhaitant disposer de capacités de stockage souterrain pour couvrir leurs besoins liés à l'alimentation de leur clientèle finale peuvent souscrire sur les sept groupements de stockage de Storengy, constitués de manière à tenir compte des caractéristiques de chacun des stockages suivant la nature du gaz stocké (gaz H ou gaz B), de leur performance (rapidité au soutirage), ainsi que de leur situation géographique.

Le Code et le décret n° 2006-1034 du 21 août 2006 fixent les conditions de priorité pour l'accès aux stockages. Ce décret précise

les conditions d'attribution et d'allocation des droits d'accès aux capacités de stockage et de répartition de celles-ci, sachant qu'il est également imposé au fournisseur autorisé ou à son mandataire la constitution de stocks, de manière à détenir au 31 octobre de chaque année une quantité de gaz participant à la fourniture de ses clients sur la période du 1^{er} novembre au 31 mars. Un arrêté annuel détermine les droits de stockage afférents.

Storengy propose aussi régulièrement au marché les capacités disponibles au-delà de celles nécessaires à la couverture des droits de stockage des fournisseurs. En 2011, ces capacités ont été vendues lors d'une vente aux enchères et de ventes par guichet à un prix fixe selon le principe du premier arrivé, premier servi. Elles ont été l'occasion de commercialiser de nouveaux produits tels que des capacités pluriannuelles (2 à 7 ans) ou des capacités « unbundlées » (possibilité d'acquérir de façon indépendante du volume, de la capacité d'injection ou de la capacité de soutirage).

Les conditions de prix varient en fonction des capacités techniques des réservoirs, du service de stockage de base et de la nature des services optionnels complémentaires choisis. L'ensemble des prix, pour les capacités destinées à l'alimentation de la clientèle finale ainsi que pour les capacités disponibles au-delà, fait l'objet d'une publication sur le site internet de Storengy.

Aspects concurrentiels

Le stockage représente une solution parmi d'autres permettant aux clients de couvrir les fluctuations de leur consommation ou de répondre à un besoin du marché en matière de modulation. L'offre de stockage de Storengy est à ce titre en concurrence avec diverses possibilités telles que la mise en œuvre d'éventuelles souplesses d'approvisionnement ou la gestion de la demande (via le recours à un portefeuille de clients interruptibles, par exemple). Des évolutions en cours au plan européen, telles que le développement de hubs gaziers et l'augmentation des capacités des réseaux de transport par gazoduc, vont dans le sens d'un renforcement de la concurrence sur le marché de la modulation.

En 2011, Storengy SA a commercialisé ses capacités auprès de 24 clients en France pour un volume total de 94,1 TWh, soit plus de 80% des capacités offertes.

Stratégie des activités de stockage

Storengy a l'ambition de renforcer sa place parmi les leaders mondiaux du stockage souterrain.

Storengy entend répondre aux nouveaux besoins de flexibilité dont les marchés du gaz et de l'électricité sont en demande croissante.

Pour cela, sa stratégie s'articule autour des axes suivants :

- consolider sa position de leader européen ;
- affirmer sa présence sur d'autres zones de marchés, ayant différents degrés de maturité : Amérique du Nord, Asie, etc. ;
- en s'appuyant sur son savoir-faire, prendre pied dans le stockage d'air comprimé pour la production d'électricité.

1.3.4.8 Les activités des terminaux méthaniers

Les terminaux méthaniers sont des installations portuaires permettant la réception de GNL ainsi que la regazéification du gaz naturel de l'état liquide à l'état gazeux.

Elengy est le deuxième opérateur européen de terminaux méthaniers (*source GII/GNL*). Il a également été un des premiers à recevoir du GNL, dès 1965. Il développe et exploite ses installations et commercialise les capacités associées.

Les deux terminaux méthaniers de Fos Tonkin et Montoir-de-Bretagne ont une capacité de regazéification⁽¹⁾ totale de 15,5 milliards de m³ de gaz par an au 31 décembre 2011. Après en avoir piloté la construction, Elengy assure l'exploitation du terminal méthanier de Fos Cavaou, détenu à hauteur de 72,4% et représentant une capacité de regazéification annuelle de 8,25 milliards de m³.

Terminal de Fos Tonkin

Fos Tonkin, mis en service en 1972, est situé à Fos-sur-Mer sur la côte méditerranéenne et reçoit du GNL provenant principalement d'Algérie et d'Égypte. Sa capacité de regazéification avait été portée temporairement à 7 milliards de m³ fin 2005, dans l'attente de la mise en service commerciale de Fos Cavaou, et il a retrouvé fin 2010 sa capacité initiale de 5,5 milliards de m³ par an. Il dispose d'un appontement pouvant accueillir des navires transportant jusqu'à 75 000 m³ de GNL environ et de trois réservoirs d'une capacité totale de 150 000 m³.

Terminal de Montoir-de-Bretagne

Montoir-de-Bretagne, mis en service en 1980, est situé sur la côte atlantique et reçoit du GNL provenant de sources variées : Algérie, Nigeria, Égypte, Trinité-et-Tobago, Qatar, Norvège... Il dispose d'une capacité de regazéification de 10 milliards de m³ par an, de deux appontements pouvant accueillir des navires transportant jusqu'à 260 000 m³ de GNL environ et de trois réservoirs d'une capacité totale de 360 000 m³. À la suite d'une *Open Season* pour l'extension des capacités du terminal, il a été décidé de lancer un projet de rénovation des capacités du terminal, en vue de son exploitation jusqu'en 2035 à sa capacité actuelle. Dans le cadre de ces travaux, l'appontement aval du terminal a été adapté de façon à pouvoir recevoir les navires de taille Qmax (260 000 m³), plus gros méthaniers existant à ce jour, levant ainsi la limitation à la taille Qflex (220 000 m³) qui s'imposait auparavant.

Suite à l'acceptation en décembre 2009 par la Commission européenne des engagements proposés par GDF SUEZ pour faciliter l'ouverture du marché français, Elengy a procédé à la remise à disposition de 2 milliards de m³ par an de capacité sur le terminal de Montoir-de-Bretagne, sous forme de deux lots de 1 milliard de m³ par an à compter d'octobre 2010 et d'octobre 2011. Le lot débutant en octobre 2011 a trouvé preneur pour une durée de 10 ans. Compte tenu des résultats de l'appel à commercialisation, les capacités correspondant à l'autre lot ont été reversées dans le processus de commercialisation traditionnel. Au 31 décembre 2010, ces capacités avaient été réservées en totalité par divers acteurs jusqu'à fin 2014.

(1) La capacité de regazéification d'un terminal est la quantité de gaz naturel, exprimée en volume gazeux, que le terminal est capable, sur une période donnée, de réceptionner sous forme de GNL et d'émettre sur le réseau de transport adjacent sous forme gazeuse.

Terminal de Fos Cavaou

Fos Cavaou, situé à Fos-sur-Mer, est le troisième terminal méthanier du Groupe en France, construit pour faire face à la croissance du marché du GNL. Depuis son démarrage le 26 octobre 2009 jusqu'à fin 2011, le terminal méthanier de Fos Cavaou aura déchargé de l'ordre de 90 navires (8 milliards de m³). Il opère à pleine capacité depuis le 1^{er} novembre 2010. Le terminal a une capacité de regazéification de 8,25 milliards de m³ par an, un appointement pouvant accueillir les navires de taille Qmax et trois réservoirs d'une capacité unitaire de 110 000 m³, soit une capacité totale de 330 000 m³. Ce terminal est détenu par une filiale dédiée, la Société du Terminal Méthanier de Fos Cavaou (STMFC) détenue à la hauteur de 72,4% par Elengy et de 27,6% par Total Gaz Électricité Holding France SAS. GDF SUEZ a souscrit des capacités de regazéification portant sur 5,175 milliards de m³ par an et Total sur 2,25 milliards de m³ par an. Le solde (10% de la capacité totale, soit 0,825 milliard de m³ par an) est réservé à des opérations de court terme.

Dans le cadre des engagements pris auprès de la Commission européenne, GDF SUEZ a mis en vente sur le marché secondaire 2 milliards de m³ par an sur une durée de 20 ans ; 1 milliard de m³ par an a trouvé un acquéreur pour une période de 5 ans à compter du 1^{er} janvier 2011.

Environnement législatif et réglementaire propre aux activités de regazéification en France

Aucune autorisation n'est nécessaire concernant l'activité de regazéification du GNL. Toutefois, un terminal méthanier constitue une installation classée pour la protection de l'environnement (installation Seveso) et, à ce titre, son exploitation est soumise à une autorisation préfectorale spécifique. Ces autorisations ont été transférées à Elengy, par arrêté préfectoral, le 19 décembre 2008 pour Montoir-de-Bretagne et le 22 décembre 2008 pour Fos-sur-Mer.

Une décision du tribunal administratif a annulé l'autorisation d'exploiter le terminal de Fos Cavaou en juin 2009. Si Elengy a formé un appel contre la décision, cette procédure n'était pas suspensive. L'administration a dans un premier temps accordé au terminal une autorisation provisoire de fonctionner à 20% de sa capacité. Elle a ensuite étendu cette mesure à 100% de la capacité par arrêté préfectoral du 25 août 2010. La nouvelle procédure d'autorisation d'exploiter a abouti : l'enquête publique a été menée en juin-juillet 2011 sans difficulté notable et la nouvelle autorisation d'exploiter a été obtenue le 14 février 2012.

Accès aux terminaux méthaniers : principes et tarifs

Les tarifs régulés d'accès aux terminaux méthaniers applicables en 2011 ont été adoptés par l'arrêté du 20 octobre 2009, approuvant formellement la proposition tarifaire de la CRE du 16 juillet 2009. Ces tarifs, individualisés par terminal, ont été fixés pour une période de trois ans à compter du 1^{er} janvier 2010 respectivement pour Montoir-de-Bretagne et Fos Tonkin et à compter de la mise en service commerciale de Fos Cavaou.

Le taux de rémunération est différencié suivant l'ancienneté des investissements. Les taux de rémunération applicables sont de 9,25% en réel ⁽¹⁾ avant impôts pour les actifs mis en service avant le 1^{er} janvier 2004, 10,5% en réel avant impôts pour les actifs mis en service après le 1^{er} janvier 2004 et décidés avant le 31 décembre 2008, et 9,25% en réel avant impôts pour les autres actifs. Une prime de 2% est prévue pour les investissements futurs permettant de développer les capacités et une rémunération a été prévue pour les investissements en cours.

La BAR comprend principalement les dispositifs de déchargement et installations auxiliaires, installations de regazéification, génie civil et constructions, réservoirs. Pour déterminer les coûts fixes annuels, la CRE utilise une méthode d'amortissement économique linéaire des différents composants des terminaux méthaniers. L'essentiel de l'actif est amorti économiquement sur 40 ans. La BAR s'élève à 1 255 millions d'euros au 1^{er} janvier 2011.

La formule tarifaire en vigueur depuis le 1^{er} janvier 2010 est constituée de cinq termes : un terme de nombre de déchargements, un terme de quantités déchargées, un terme d'utilisation des capacités de regazéification et un terme de gaz en nature, complétés d'un terme de modulation saisonnière (dit terme de régularité) incitatif à des livraisons réparties uniformément d'une saison à l'autre.

Stratégie des activités terminaux méthaniers

Le plan stratégique d'Elengy couvre la période 2010-2017 et s'articule autour des axes suivants :

- développer de nouvelles capacités d'action, en particulier en proposant de nouvelles capacités à Fos Tonkin et à Montoir-de-Bretagne ;
- optimiser l'utilisation des actifs existants par la recherche de la maximisation des capacités commercialisables à Montoir-de-Bretagne, Fos Tonkin et Fos Cavaou, toujours dans les meilleures conditions de sécurité et dans le respect des impératifs de développement durable ;
- mobiliser et développer les compétences dans l'organisation autour des ambitions ci-dessus.

Ce plan stratégique a déjà conduit à la mise en œuvre de projets d'importance et Elengy continuera à promouvoir les projets d'extension de ses terminaux, tant à Fos-sur-Mer qu'à Montoir-de-Bretagne.

1.3.4.9 Les activités de distribution

GrDF est chargée du développement, de l'exploitation et de la maintenance des réseaux de gaz naturel, de la politique d'investissements, de la gestion des contrats de concession ainsi que de l'accès transparent et non discriminatoire des tiers aux réseaux de distribution.

Dans la continuité des structures historiques et de la séparation des activités de Gaz de France et d'EDF, leurs filiales respectives, GrDF et ERDF, partagent un service commun conformément aux dispositions de l'article L. 111-71 du Code de l'énergie.

(1) Ce taux s'applique sur des actifs réévalués. L'indice de réévaluation utilisé est l'indice des prix à la consommation hors tabac, calculé par l'INSEE.

Réseau de distribution de GrDF en France

Au 31 décembre 2011, le réseau de distribution français exploité par GrDF, constitue le 1^{er} réseau de distribution de gaz naturel en Europe par sa longueur⁽¹⁾, avec 193 300 km. La quasi-totalité des communes françaises de plus de 10 000 habitants au sein de la zone de desserte y est raccordée. Les réseaux de GrDF comptent près de 11 millions de points de livraison⁽²⁾ dans 9 461 communes desservies en gaz naturel, représentant environ 77% de la population française⁽³⁾. Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2011, 277,5 TWh de gaz naturel ont été distribués⁽⁴⁾ contre près de 348,1 TWh au 31 décembre 2010.

L'activité de distribution en France a pour objet principal l'acheminement du gaz vendu par les expéditeurs (fournisseurs ou mandataires) aux clients finaux. Le nombre de clients résidentiels et industriels raccordés au réseau de GrDF ayant fait appel à un fournisseur alternatif de gaz naturel est passé de 900 209 clients fin 2010 à 1 119 000 fin 2011.

Environnement législatif et réglementaire propre à l'activité de distribution de gaz en France

Monopole de distribution

Conformément aux dispositions du Code de l'énergie, le monopole de la distribution de gaz est aujourd'hui attribué à GrDF. Il est toutefois assorti d'exceptions :

- la zone de desserte des entreprises locales de distribution visées à l'article L. 111-54 du Code de l'énergie. 22 entreprises locales de distribution interviennent sur 5% du marché national de la distribution du gaz en réseau. GDF SUEZ porte des parts dans les deux plus grandes entreprises locales de distribution : Réseau GDS (anciennement Gaz de Strasbourg) avec 24,9% du capital et Régaz (anciennement Gaz de Bordeaux) avec 24% ;
- hors des zones de desserte exclusives de GrDF et des entreprises locales de distribution, l'article L. 432-6 du Code de l'énergie reconnaît à toutes les communes non desservies en gaz naturel la possibilité de confier leur distribution publique de gaz à l'opérateur agréé de leur choix.

Contrats de concession

La distribution de gaz naturel constitue en France un service public local (voir l'article L. 2224-31 du Code général des collectivités territoriales). Chaque collectivité confie au distributeur, par voie de concession, l'exploitation de ce service public sur son territoire. Les concessions liant ainsi les collectivités et GrDF sont conclues ou renouvelées, selon le cas, sur la base d'un modèle de cahier des charges établi conjointement entre la Fédération Nationale des Collectivités Concédantes et Régies (FNCCR) et GrDF.

Sur le périmètre de la concession, les ouvrages de distribution appartiennent aux collectivités dès leur construction, alors même qu'ils sont construits et financés par le concessionnaire, auquel l'exclusivité de leur usage est conférée. Les collectivités locales, en leur qualité d'autorités concédantes, peuvent également exercer des contrôles sur la bonne exécution des obligations résultant des cahiers des charges de la concession de distribution.

Les collectivités et le concessionnaire fixent au cas par cas une durée de concession généralement comprise entre 25 et 30 ans. La résiliation anticipée de la concession est strictement encadrée quant à ses motifs (limitativement énumérés) et quant à sa date (la moitié de la durée devant être écoulée) ; elle est de surcroît soumise à un préavis de deux ans et donne lieu à indemnisation du concessionnaire par l'autorité concédante.

Au 31 décembre 2011, GrDF dispose d'un portefeuille de contrats de concession de distribution de gaz naturel.

Les 9 461 communes desservies par GrDF dans le cadre des 6 038 contrats se répartissent en deux groupes :

- 8 933 communes relèvent des droits exclusifs attribués à Gaz de France ou GrDF dans la zone de desserte visée à l'article L. 111-53 du Code de l'énergie ;
- 528 communes relèvent de contrats de concession attribués à Gaz de France sur la période 2003-2011 à l'issue d'une mise en concurrence initiée par les collectivités locales.

Ces contrats de concession ont tous été transférés à GrDF conformément aux dispositions de l'article L. 111-59 du Code de l'énergie.

Au 31 décembre 2011, la moyenne de la durée résiduelle des contrats de concession de GrDF pondérée par les volumes distribués est de 15,13 ans.

Relations contractuelles entre GrDF et ERDF au sein du service commun

L'article L. 111-71 du Code de l'énergie rend obligatoire la création d'un service commun dans le secteur de la distribution, pour la construction des ouvrages, la maîtrise d'œuvre de travaux, l'exploitation et la maintenance des réseaux, les opérations de comptage ainsi que d'autres missions afférentes à ces activités.

GrDF et ERDF sont liés par une convention définissant leurs relations dans le service commun, les compétences de ce dernier et le partage des coûts résultant de son activité. Cette convention a été conclue pour une durée indéterminée et peut être résiliée à tout moment moyennant un préavis de 18 mois durant lequel les parties s'engagent à négocier une convention.

Le service commun a réalisé en 2011 près de 22 millions de relevés périodiques de compteurs gaz actifs et environ 2,5 millions d'interventions techniques chez les clients pour le gaz.

(1) Source : benchmark interne à partir de données publiques 2010.

(2) Un point de livraison est un point contractuel rattaché au contrat d'acheminement d'un fournisseur de gaz naturel de GrDF et faisant donc l'objet d'une livraison effective de gaz naturel à un client.

(3) L'ensemble des données 2011 mentionnées dans ce paragraphe concerne la seule activité de distribution de gaz naturel. Il exclut en conséquence les données relatives aux dessertes propane, cette activité ne relevant pas du périmètre de la filiale de distribution GrDF.

(4) Quantités de gaz naturel distribuées : enlèvements bruts, en TWh, aux Points d'Interface Transport Distribution (PITD), déduction faite des pertes et différences diverses.

Accès au réseau de distribution : principes et tarifs

GrDF applique, depuis le 1^{er} juillet 2008 et pour une durée de 4 ans, le tarif ATRD3 proposé le 28 février 2008 par la CRE et fixé par l'arrêté ministériel du 2 juin 2008. La grille tarifaire est mise à jour au 1^{er} juillet de chaque année et la délibération de la CRE du 28 avril 2011 a conduit à une baisse du tarif d'acheminement de 1,85% au 1^{er} juillet 2011.

Le taux de rémunération appliqué à la BAR est de 6,75% réel⁽¹⁾ avant impôts sur les sociétés pour tous les actifs, quelle que soit leur date de mise en service.

La BAR comprend tous les actifs de l'activité de distribution tels que les conduites et branchements, les postes de détente, les compteurs et les autres installations techniques ou l'informatique. La CRE applique un amortissement linéaire pour déterminer les charges de capital annuelles. Les conduites et branchements, qui représentent 94% des actifs figurant dans la base d'actifs régulés, sont amortis sur une durée de 45 ans. La BAR s'élève à 14 010 millions d'euros au 1^{er} janvier 2011.

En contrepartie du mécanisme d'incitation à la productivité compris dans le tarif ATRD3, GrDF publie régulièrement une trentaine d'indicateurs représentatifs de la qualité de service.

Le tarif ATRD3 s'applique à l'ensemble des zones exploitées par GrDF, hors les nouvelles concessions attribuées après mise en concurrence. Il comporte des options tarifaires principales dépendant uniquement des caractéristiques de consommation du client final concerné. Le prochain tarif ATRD4 doit être mis en œuvre au 1^{er} juillet 2012, a priori pour une nouvelle période de quatre ans allant jusqu'en 2016.

L'arrêté du 2 juin 2008 fixe par ailleurs les principes tarifaires pour les nouvelles concessions acquises après mise en concurrence, qui ne relèvent pas du tarif ATRD3 péréqué ; le tarif proposé par l'opérateur doit être déterminé par application d'un même coefficient à tous les termes de la grille tarifaire de l'ATRD3 considérée comme grille de référence.

Les prix du catalogue de prestations (aux fournisseurs et aux clients finaux) non couvertes par le tarif d'acheminement ont été mis à jour au 1^{er} janvier 2011 et au 1^{er} juillet 2011 après présentation à la CRE et aux fournisseurs de gaz.

Stratégie de GrDF

La stratégie développée par GrDF s'inscrit dans le cadre du projet d'entreprise « entreprendre pour réussir » autour des quatre orientations principales :

- faire de la sécurité du réseau de gaz naturel un impératif majeur ;
- poursuivre son engagement dans la croissance du nombre de clients raccordés au réseau ;
- faciliter le démarrage de la filière biogaz en favorisant l'injection de biométhane dans ses réseaux ;
- valoriser son expertise d'exploitant de réseau gaz à l'international.

1.3.4.10 Les activités de transport

GRTgaz possède le plus long réseau de transport européen de gaz naturel à haute pression⁽²⁾, pour acheminer le gaz pour le compte de l'ensemble des utilisateurs.

De plus, GDF SUEZ dispose de participations dans des réseaux de transport situés en Allemagne (Megal, 1 115 km), et en Autriche (BOG, 321 km), totalisant une longueur cumulée⁽³⁾ de 1 436 km et une longueur contributive⁽⁴⁾ de 600 km.

Réseau de transport de GRTgaz en France

GRTgaz assure le développement, l'exploitation et la maintenance du réseau de transport, pilote les flux de gaz naturel dans le réseau, fournit les prestations d'accès au réseau des fournisseurs de gaz et en assure la commercialisation.

Au 31 décembre 2011, le réseau français de GRTgaz comprenait 32 027 km de gazoducs dont 7 097 km de réseau principal à très haute pression complété par 24 930 km de réseaux régionaux permettant un maillage étendu du territoire français. Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2011, GRTgaz a transporté 56,0 milliards de m³ de gaz sur le réseau français (640 TWh) contre 60,2 milliards de m³ au 31 décembre 2010 (688 TWh).

La baisse constatée, de l'ordre de 48 TWh, s'explique principalement par :

- la baisse, de l'ordre de 68 TWh, des consommations des distributions publiques, principalement liée au contraste entre les températures 2010 et celles de 2011 où le début et la fin d'année ont été particulièrement cléments voire chauds ;
- compensée par la hausse, de l'ordre 22 TWh, des sorties de gaz vers d'autres réseaux de transport de gaz (dont la reprise de la liaison à Oltingue, interrompue de juillet à décembre 2010) ;
- les injections dans les stockages en 2011 ont permis leur remplissage après leur forte sollicitation fin 2010 lors de la pointe de froid, avec un léger repli par rapport à 2010 de 2 TWh ;
- les consommations industrielles ne progressent pas : alors qu'elles avaient légèrement augmenté début 2011 par rapport à 2010, avec les baisses observées en novembre et décembre elles atteignent le même niveau qu'en 2010.

Le réseau principal de GRTgaz transporte le gaz naturel des points d'entrée du réseau (terminaux méthaniens, points d'interconnexion avec les réseaux internationaux de gazoducs) jusqu'au réseau régional. Le réseau régional transporte le gaz naturel vers environ 4 500 postes de livraison reliés aux clients industriels et aux réseaux locaux de distribution. L'âge moyen des canalisations⁽⁵⁾ est de 31 ans.

GRTgaz exploite également 25 stations de compression destinées à faire circuler le gaz dans les canalisations de transport et à maintenir la pression requise pour des conditions optimales de transport. Ces

(1) Le taux s'applique sur des actifs réévalués. L'indice de réévaluation utilisé est l'indice des prix à la consommation hors tabac, calculé par l'INSEE. À noter que les actifs entrants ou sortant au cours de l'année N sont rémunérés par convention sur une durée de six mois pendant cette année.

(2) Source : benchmark interne à partir de données publiques 2010.

(3) Longueur cumulée du réseau : longueur totale en kilomètres des canalisations du réseau considéré.

(4) Longueur contributive du réseau : longueur en kilomètres des canalisations du réseau considéré multipliée par le pourcentage de participation détenue par le Groupe GDF SUEZ.

(5) Âge moyen des canalisations : moyenne pondérée calculée sur la base de l'année de pose des canalisations et de leur kilométrage.

stations comportaient, au 31 décembre 2011, 88 compresseurs dont 22 électro-compresseurs pour une puissance totale de compression de 562 MW. GRTgaz utilise également les installations de compression situées sur cinq sites de stockage, exploités par la filiale Storengy.

Environnement législatif et réglementaire propre à l'activité de transport de gaz en France

Le Code de l'énergie prévoit que la construction et l'exploitation des canalisations de transport de gaz naturel sont soumises à une autorisation délivrée par l'autorité administrative compétente, dont les conditions sont fixées par décret en Conseil d'État (décret n° 85-1108 du 15 octobre 1985, modifié notamment par le décret n° 2003-944 du 3 octobre 2003). Les autorisations sont nominatives et incessibles. Les bénéficiaires des autorisations de transport de gaz naturel exercent leurs missions dans les conditions fixées par ces autorisations et par les cahiers des charges qui leur sont annexés.

Afin de garantir l'indépendance du gestionnaire de réseau, le Groupe a séparé la gestion de l'exploitation de son réseau de transport des activités de fourniture et de production, conformément aux exigences de la Directive 2003/55/CE du 26 juin 2003 concernant les règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel (2^e Directive).

En matière d'indépendance des gestionnaires de réseaux de transport, la France a choisi l'option « ITO » (cf. section 1.3.4.5 ci-dessus). GRTgaz a déposé le 6 juin 2011 le dossier correspondant de demande de certification du respect des obligations d'indépendance. Ce dossier est conforme à la délibération de la CRE du 12 mai 2011 qui en fixe la composition. Par délibération en date du 26 janvier 2012, la CRE a certifié que GRTgaz respecte ces obligations.

Accès au réseau de transport : principes et tarifs

GRTgaz applique pour quatre ans depuis le 1^{er} janvier 2009 les éléments tarifaires fixés par l'arrêté ministériel du 6 octobre 2008, approuvant la proposition tarifaire de la CRE du 10 juillet 2008. La grille tarifaire est mise à jour au 1^{er} avril de chaque année depuis 2010. Elle est établie de façon à couvrir, pour chaque année, le revenu autorisé par la CRE, en fonction des données d'inflation constatées et des meilleures prévisions disponibles de souscriptions de capacités pour l'année considérée.

Le taux de rémunération de base réel avant impôt sur les sociétés appliqué à la BAR est fixé à 7,25%. Il est majoré de 1,25% pour les actifs mis en service entre 2004 et 2008, ou décidés avant 2008 et mis en service à partir de 2009. Une majoration de 3% est octroyée pour tous les investissements nouveaux créant des capacités supplémentaires sur le réseau principal.

La BAR inclut notamment les canalisations, stations de compression, postes de détente/comptage. Pour déterminer les coûts fixes annuels, la CRE applique une durée d'amortissement de 50 ans pour les canalisations de transport et de 30 ans pour les stations de compression et les postes. La BAR au 1^{er} janvier 2011 du réseau de transport s'élève à 6 587 millions d'euros.

Dans le cadre du mécanisme d'incitation à la productivité compris dans le tarif, GRTgaz publie régulièrement une trentaine d'indicateurs représentatifs de la qualité du service d'accès au réseau de transport.

Les tarifs d'acheminement sur les réseaux de transport en France sont actuellement calculés selon un principe d'entrée/sortie multizone sur la base d'un découpage territorial réduit à deux zones pour GRTgaz depuis le tarif 2009-2012. Ce modèle est en cours de généralisation en Europe à la suite des recommandations du « Forum de Madrid » (instance rassemblant notamment les opérateurs de transport européens) sur le marché intérieur du gaz. Le tarif d'acheminement sur le réseau de transport de GRTgaz comporte principalement des termes de capacité d'entrée et de sortie souscrites sur le réseau.

Transport Europe

Allemagne

Megal GmbH & Co. KG (« Megal »), détenue à 44% par le Groupe GDF SUEZ, 51% par Open Grid Europe (anciennement E.ON Gastransport) et 5% par OMV (société énergétique autrichienne) est une société de droit allemand établie à Essen. Cette société possède un réseau de canalisations d'une longueur cumulée au 31 décembre 2011 de 1 115 km reliant les frontières tchèque et autrichienne à la frontière française. Megal a concédé des droits d'utilisation des actifs au Groupe ainsi qu'à Open Grid Europe, qui tous deux gèrent séparément leur part du réseau. Cette société est consolidée par intégration proportionnelle.

GRTgaz Deutschland GmbH, détenue à 100% par le Groupe, commercialise environ 58% des capacités du réseau Megal et réalise en tant que TSO, la prestation de transport achetée par les expéditeurs. Depuis octobre 2009, GRTgaz Deutschland fait partie de la plus grande zone de marché allemande, NetConnect Germany, dont elle est actionnaire à hauteur de 15%. Afin de remplir l'obligation légale de mise aux enchères à partir du 1^{er} août 2011 des capacités de transport, GRTgaz Deutschland a développé aux côtés des 11 autres TSO allemands la plateforme commune Trac-X, dont elle possède maintenant 8,3% des parts.

Le 31 janvier 2011, un accord transactionnel a réglé le différend avec le régulateur, la Bundesnetzagentur (BNetzA) sur les durées d'amortissement des actifs anciens. En octobre 2011, suite à deux arrêts de la Cour de Cassation allemande, la BNetzA a offert à certains transporteurs dont GRTgaz Deutschland un nouvel accord transactionnel dont la conséquence est une augmentation du revenu maximal autorisé pour les années 2010, 2011 et 2012.

Autriche

Détenue à 34% par le Groupe, à 51% par OMV Gas et à 15% par E.ON-Ruhrigas, BOG dispose du droit exclusif de commercialiser les capacités d'une canalisation partiellement doublée de 321 km détenue par OMV Gas allant de Baumgarten, à la frontière slovaque, à Oberkappel, à la frontière allemande, où elle est interconnectée au réseau Megal. BOG a en cours de réalisation un projet d'expansion de sa capacité de transit par continuation du doublement partiel de son ouvrage. Cette société est consolidée par mise en équivalence.

Stratégie des activités de transport en Europe

Les projets de développement ambitieux projetés par GRTgaz représentent des investissements d'environ 8 milliards d'euros entre 2011 et 2020. Ils consistent à renforcer les capacités d'interconnexion avec la Belgique et l'Espagne, à raccorder de nouveaux clients, à développer le réseau pour répondre aux obligations de service public et à améliorer des installations

existantes, afin de répondre à la demande du marché en renforçant la fluidité du réseau de transport et en améliorant la sécurité d'approvisionnement de l'Europe et de la France en particulier.

Dans le cadre de l'ouverture du capital, GRTgaz a étendu ses activités en Europe par l'acquisition des participations de GDF SUEZ dans les opérateurs de transport en Allemagne (GRTgaz Deutschland et Megal) et en Autriche (BOG).

1.3.5 BRANCHE ÉNERGIE SERVICES

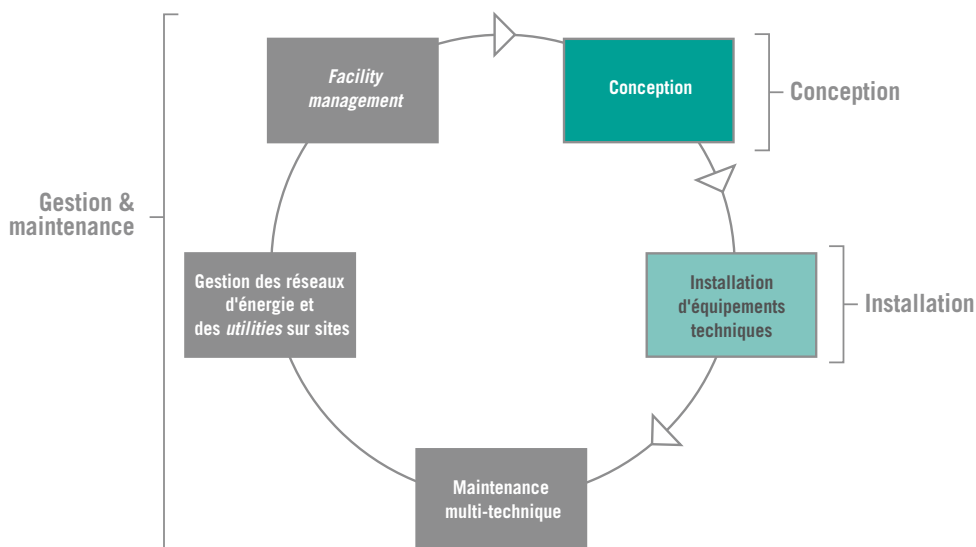
1.3.5.1 Mission

Leader européen des services à l'énergie, GDF SUEZ Énergie Services propose à ses clients de l'industrie, du tertiaire, des collectivités et administrations publiques et des infrastructures, des solutions d'efficacité énergétique et environnementale au travers de prestations :

- multi-techniques (génie électrique, thermique ou climatique, intégration de systèmes...);
- multi-services (*engineering*, installation, maintenance, exploitation, *facility management*);
- multi-énergies (énergies renouvelables, gaz...);
- multi-pays.

Ces prestations couvrent l'ensemble de la chaîne de valeur des services techniques depuis la conception, l'installation et la maintenance d'équipements, jusqu'à la gestion des énergies et des utilités, ou encore la maintenance multi-technique ou le *Facility Management* et ce dans la durée. GDF SUEZ Énergie Services accompagne ses clients tout au long du cycle de vie de leurs installations et de leurs sites. Les prestations fournies par GDF SUEZ Énergie Services permettent à ses clients d'optimiser leurs actifs, de mieux gérer leurs coûts et de se concentrer sur leur cœur de métier.

DES SOLUTIONS GLOBALES TOUT AU LONG DU CYCLE DE VIE DES INSTALLATIONS ET DES SITES DE NOS CLIENTS



L'efficacité énergétique et environnementale est une des priorités de l'Europe en matière de lutte contre le réchauffement climatique et l'un des axes majeurs des politiques de développement durable des entreprises et des collectivités dans le monde. C'est aussi le cœur des métiers de GDF SUEZ Énergie Services. Mieux consommer l'énergie, c'est obtenir un service optimal en réduisant à la fois la facture énergétique et l'impact environnemental.

Présentes sur toute la chaîne des services énergétiques, de la conception des installations à leur gestion dans la durée, les sociétés de GDF SUEZ Énergie Services sont à même d'assurer à leurs clients, en proximité, une garantie de performance dans le temps.

Les enjeux sont importants tant dans l'industrie où la maîtrise de la facture énergétique est source de compétitivité que dans la ville ou le bâtiment qui recèlent parmi les plus importants gisements de réduction des émissions de carbone. Dans ce contexte, un partenaire tel que GDF SUEZ Énergie Services peut prendre en charge la totalité de la problématique et proposer une offre sur mesure adaptée aux besoins spécifiques de chaque client.

L'offre de GDF SUEZ Énergie Services peut inclure des techniques présentant un haut rendement énergétique telles que la cogénération ; elle peut aussi intégrer l'utilisation des énergies renouvelables comme la biomasse, la géothermie ou le solaire.

En outre, les sociétés de GDF SUEZ Énergie Services sont en mesure, tant en termes d'expertise technique, de *management* de projets et de gestion contractuelle que de maillage géographique, de répondre aux défis auxquels nombre de clients industriels et tertiaires doivent faire face :

- recentrage sur le cœur de métier et volonté d'externalisation avec recherche de solutions multi-techniques et multiservices intégrées, tant dans le secteur privé que public ;
- mise en œuvre de solutions d'efficacité énergétique dans l'industrie ou le tertiaire, particulièrement pertinentes dans un contexte de prix élevés des énergies et de contraintes environnementales croissantes ;
- modernisation des établissements publics : établissements de santé, campus universitaires, sites militaires ou pénitentiaires,...

- attention croissante portée à la mobilité et à la sécurité avec, comme corollaire, des besoins importants de modernisation des infrastructures de transport ferroviaire, routier et urbain ;
- nouvelles formes contractuelles permettant une indexation à la performance ou un partage des économies réalisées.

Les entités qui composent GDF SUEZ Énergie Services sont structurées autour d'une organisation géographique, constituée de sept BUs (*Business Units*).

1.3.5.2 Stratégie

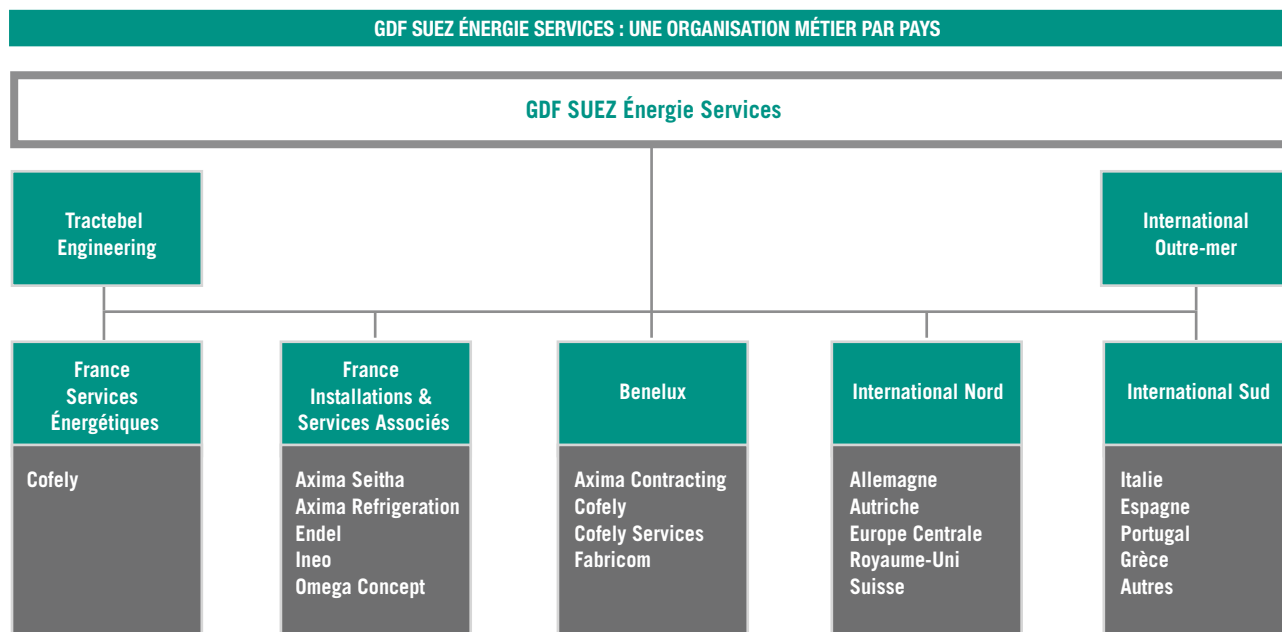
Avec un chiffre d'affaires de 14 milliards d'euros, GDF SUEZ Énergie Services est le 1^{er} acteur présent sur le marché européen des services agissant sous des marques commerciales reconnues : Cofely, Axima Seitha, Omega Concept, Endel, Fabricom, INEO, et Tractebel Engineering.

GDF SUEZ Énergie Services est numéro un en France, en Belgique, aux Pays-Bas et en Italie ; elle occupe une position forte dans les pays tels que le Royaume-Uni, l'Allemagne, l'Espagne, la Suisse et l'Autriche ; et elle a des bases de développement dans d'autres pays tels que le Portugal et la Grèce ainsi qu'en Europe centrale.

Dans ce contexte, les priorités stratégiques de GDF SUEZ Énergie Services sont les suivantes :

- poursuite de l'amélioration de sa rentabilité en rationalisant le portefeuille d'activités actuelles, en mobilisant les synergies internes et en développant des offres transversales ;
- renforcement de la place de leader européen des services multi-techniques par une accentuation de la dynamique commerciale et le développement d'offres innovantes : efficacité énergétique et environnementale, partenariats public-privé, nouveaux services, etc. ;
- renforcement de la composante « services » dans les métiers de gestion et de maintenance, et concentration sur les segments à haute valeur ajoutée des métiers de l'installation, nécessitant une capacité d'intégration de systèmes ou un savoir-faire d'ingénierie de l'installation ;
- croissance externe *via* des acquisitions, le développement dans de nouvelles zones géographiques ou de nouvelles activités.

1.3.5.3 Organisation



La branche est constituée de sept *Business Units* : Ingénierie, France Installations & Services associés, France Services Énergétiques, Benelux, International Nord, International Sud et International Outre-mer. L'organisation retenue est essentiellement géographique. Chaque BU est placée sous l'autorité d'un responsable unique répondant directement de ses résultats à la Direction Générale de la branche ; le mode de gestion de la branche est décentralisé afin que les décisions puissent être prises au plus près du terrain. Les coopérations commerciales et techniques entre les entités de GDF SUEZ Énergie Services et avec les autres entités de GDF SUEZ sont encouragées pour atteindre l'efficacité optimale en termes de partage d'expertise technico-commerciale et de coûts.

L'offre de GDF SUEZ Énergie Services couvre l'ensemble de la chaîne de valeur des services multi-techniques :

- ingénierie-conception ;
- réalisation d'installations en génie électrique, mécanique et climatique ; intégration de systèmes ; grands projets ; maintenance industrielle ;
- gestion multi-technique ;
- gestion des réseaux d'énergie et des utilités sur site mais aussi des réseaux urbains dont la mobilité et l'éclairage public ;
- *facility management*.

1.3.5.4 Chiffres clés

Chiffres 2011 (en millions d'euros)			Variation brute (en %)
	2011	2010	
Chiffre d'affaires branche	14 206	13 486	5,3%
EBITDA	1 005	923	8,9%

Ses 77 000 collaborateurs sont présents dans près de 30 pays, essentiellement en Europe, où les activités de la branche s'exercent sur environ 1 300 sites.

1.3.5.5 Faits marquants

Janvier

ASML est le premier fournisseur mondial de systèmes de lithographie pour l'industrie des semi-conducteurs, fabrication de machines complexes qui sont essentielles à la production de circuits intégrés ou puces. L'industriel a choisi Cofely pour la construction de plus de 50 salles blanches dans sa nouvelle unité de production dans le sud des Pays-Bas.

Tractebel Engineering construit pour l'avenir au Brésil en assurant les études techniques, la gestion et la supervision des travaux destinés à prévenir et contrôler les inondations dans les zones à risque de la ville de Belo Horizonte.

Février

Axima Seitha, Ineo et Cofely se mettent au diapason de la Philharmonie de Paris : ils assureront les installations électriques, la pose de panneaux photovoltaïques et les services multitechniques du nouveau bâtiment au travers d'un contrat de près de 30 millions d'euros.

Axima Seitha remporte auprès de STX, à Saint-Nazaire, la commande du paquebot de croisière Europa et confirme son développement à l'international avec la signature d'un contrat de réfection de deux corvettes détenues par RMN (Royal Malaysian Navy).

Mars

3 000 logements, 15 bâtiments municipaux, une centrale de cogénération au gaz et des chaudières biomasse : Cofely reliera et développera pendant 25 ans, 4 réseaux existants de chauffage urbain de la ville de Leicester au Royaume-Uni.

Cofely poursuit sa stratégie de développement avec l'acquisition de Ne Varietur/Socccram, le 3^e opérateur de réseaux de chaleur urbains en France. Ce sont désormais 24 réseaux qui viennent s'ajouter aux 65 réseaux urbains déjà gérés par Cofely en France qui alimentera dorénavant 920 000 équivalents logements.

Cofely signe l'acquisition pour 30 millions d'euros du groupe Comeron, composé de six sociétés spécialisées dans des activités de chauffage urbain et d'installations HVAC.

Avril

Une première en France, une avancée pour l'environnement à Toulouse : Cofely construira et exploitera un réseau de chaleur pour le futur éco-quartier de Vidailhan à Balma. La centrale de production énergétique combinera des capteurs solaires haute température et une biomasse.

La Pinacothèque de Munich, le plus grand Musée d'art moderne d'Europe, confiée à Cofely le contrat de performance énergétique de l'ensemble de ses installations. Objectif sur 7 ans : réduire par trois sa consommation énergétique et ses émissions de CO₂.

Mai

Cofely se voit confier la modernisation, la maintenance et la gestion centralisée de tous les ponts et écluses de la région sud des Pays-Bas. Un contrat de 55 millions d'euros qui va permettre la sécurisation et une plus grande fluidité du trafic fluvial, ainsi qu'une meilleure information des usagers des voies navigables.

À Spreitenbach près de Zürich, c'est la chaleur environnante - nappe phréatique, chaleur du sol, soleil et biomasse – qui sera utilisée pour refroidir et chauffer le futur centre des écotecnologies, l'Umwelt Arena. Le bâtiment, dont le toit accueillera la plus grande centrale photovoltaïque intégrée de Suisse, sera construit et géré CO₂ free. Et c'est Cofely qui sera le partenaire exclusif pour la gestion et la maintenance des installations HVAC du complexe.

Juin

Cofely, Ineo et leur filiale commune Optilum remportent à Bougival le premier Contrat de Partenariat de Performance Énergétique (CPPE) « mixte » pour l'optimisation du parc d'éclairage public de la ville avec à la clef une économie de 67% en moyenne de la consommation énergétique et l'utilisation à 100% d'électricité d'origine renouvelable. Le contrat de 20 ans prévoit également la rénovation du groupe scolaire Claude Monet pour en faire le premier bâtiment rénové basse consommation de France.

Juillet

Après avoir signé le contrat pour la conception et la gestion de la cogénération d'Arkema à Rho près de Milan en janvier, puis le contrat d'installation et de gestion pour 15 ans d'une centrale de cogénération pour l'industriel textile Alcantara en mars, Cofely remporte un 3^e succès industriel majeur. Il s'agit d'un contrat de 100 millions d'euros sur 12 ans qui prévoit : la conception, la construction et la gestion d'une centrale de cogénération pour répondre à l'intégralité des besoins thermiques et électriques du plus grand site italien de production d'Arkema, à Porto Marghera près de Venise.

Août

La ville de Chaumont a retenu le projet porté par Cofely pour exploiter et moderniser son réseau de chaleur durant les 20 prochaines années. Cofely va construire et exploiter une nouvelle installation qui permettra aux utilisateurs de bénéficier de terme d'une chaleur produite à 80% à partir d'énergies renouvelables (bois-énergie) et de récupération. Le recours à ces énergies locales et renouvelables permettra de réduire de 15% la facture énergétique et de 84% les émissions de CO₂ (140 000 tonnes de CO₂ évitées), soit l'équivalent de plus de six années de circulation automobile des Chaumontais.

Septembre

ASR Vastgoed Ontwikkeling confie à Cofely (Pays-Bas) la conception, la construction et l'exploitation pour 30 ans des installations de production de chaleur et de froid, ainsi que la gestion du réseau qui alimenteront le nouveau quartier IJ at Westerdokseiland à Amsterdam. Dans le cadre de ce contrat, Cofely desservira en chaleur et en climatisation 89 000 m² de surface utile tout en réduisant les émissions de gaz à effet de serre de près de 84% par rapport à une installation classique.

Le ministère de la Défense confie au groupement Alcatel-Lucent et Ineo la rénovation des réseaux de communication de l'Armée de l'Air dans le cadre d'un Partenariat Public Privé. Ineo assurera la conception de l'architecture des infrastructures de service et de la sécurité, l'intégration des équipements, le déploiement sur les bases, la maintenance, ainsi que le copilotage du projet avec Alcatel-Lucent. L'installation portera sur environ 35 zones aériennes de défense métropolitaines.

Octobre

Cofely a été retenue pour assurer la maintenance multi-technique et multi-services dans le cadre du Facility Management de la nouvelle usine de Renault à Tanger dans la zone de Melloussa, au Maroc. L'usine d'une superficie couverte de 250 000 m², destinée à produire plus de 170 000 véhicules par an en phase initiale et près de 400 000 à terme, démarrera son activité début 2012.

Les ministères de l'Écologie et de l'Énergie ont sélectionné 5 projets Cofely dans le cadre de l'appel d'offres CRE 4. Ces projets mobiliseront chaque année 900 000 tonnes de bois-énergie et produiront 99 MW électriques. Cofely investira près de 500 millions d'euros dans ces projets, qu'elle exploitera ensuite pendant 20 ans.

Novembre

Cofely inaugure la chaufferie biomasse destinée à produire une partie de la chaleur du réseau urbain des villes de Saint-Denis et de Stains. Ce réseau de chaleur urbain, le deuxième d'Ile-de-France par sa taille, a constamment évolué vers un mix énergétique diversifié et optimisé : fuel, gaz et cogénération, et bois aujourd'hui. D'une puissance de 16 MW, cette nouvelle installation permettra de porter à 25% la part des énergies renouvelables dans l'alimentation du réseau.

Décembre

Fabricom remporte le contrat de construction de deux parcs éoliens *offshore* : le projet West of Duddon Sands (WDS) de Dong Energy - ScottishPower au Royaume-Uni et le projet Amrumbank de E.ON sur la côte allemande de la mer du Nord. Situé à 14 km au sud-ouest de Barrow-in-Furness au Royaume-Uni, WDS comptera 108 turbines de 3,6 MW, permettant d'atteindre 389 MW. Amrumbank, quant à lui, sera construit à 100 km de la côte au nord de l'île de Helgoland en Allemagne et comptera 80 turbines de 3,6 MW.

Cofely et l'université de Versailles Saint-Quentin-en-Yvelines (UVSQ) lancent le premier Contrat de Partenariat de Performance Énergétique (CPPE) en France dans le monde universitaire. D'une durée de 25 ans, le CPPE met en œuvre un programme de travaux cohérent sur l'ensemble du parc immobilier avec notamment la modernisation et l'optimisation de l'ensemble des chaufferies, la production d'énergies renouvelables (chaufferie biomasse, panneaux photovoltaïques, éolienne), le renforcement de l'isolation du bâti de certaines constructions.

GDF SUEZ acquiert Térmika, l'un des leaders dans la conception, l'installation et la gestion de services énergétiques. La société, qui compte parmi ses principaux clients BHP Billiton et Antofagasta Minerals, deux des plus importants groupes industriels du Chili, développera dorénavant ses activités sous la marque Cofely Térmika.

1.3.5.6 Description des activités

Description des activités

Ingénierie

Tractebel Engineering est l'un des premiers bureaux d'ingénierie européens. Présent dans 20 pays, il offre des solutions en matière d'ingénierie et de conseil à ses clients publics et privés dans les secteurs de l'électricité, du nucléaire, du gaz, de l'industrie et des infrastructures. Tractebel Engineering propose une gamme de solutions innovantes et durables tout au long du cycle de vie des installations de ses clients : études de faisabilité, ingénierie de base, assistance à maîtrise d'ouvrage, assistance aux opérations et à la maintenance, démantèlement.

Installations et services associés

À travers ses filiales spécialisées telles qu'Axima Concept (marques commerciales Axima Seitha et Omega Concept), INEO, Endel et Fabricom, GDF SUEZ Énergie Services propose à ses clients des prestations multitechniques pour améliorer la pérennité, la fiabilité et l'efficacité énergétique de leurs installations. GDF SUEZ Énergie Services intervient dans les secteurs du tertiaire, de l'industrie, de l'énergie, du transport et des collectivités locales et offre des solutions innovantes en matière de :

- génie électrique, systèmes d'information et de communication ;
- génie climatique et réfrigération ;
- maintenance industrielle.

Services énergétiques

Leader en Europe, Cofely développe des offres en efficacité énergétique et environnementale pour des clients du tertiaire et de l'industrie et contribue à l'aménagement urbain durable des collectivités locales. Cofely propose des solutions de :

- amélioration de la performance énergétique et environnementale des bâtiments (gestion-maintenance technique, contrats de performance énergétique...);
- production, exploitation et distribution d'énergies locales et renouvelables (centrales de cogénération, utilités industrielles, réseaux de chaleur et de froid) ;
- intégration de services (*Facility Management*, gestion multi-sites, partenariats public-privé...).

Production et distribution électrique

GDF SUEZ Énergie Services assure avec sa filiale la SMEG la distribution de l'électricité et du gaz à Monaco, et dans le Pacifique la production et la distribution de l'électricité avec ses filiales EEC (Nouvelle-Calédonie), EDT (Polynésie Française), EEWF (Wallis et Futuna) et Unelco (Vanuatu), étant partenaire à ce titre du développement de ces territoires.

Principaux marchés

La zone géographique couverte par GDF SUEZ Énergie Services est essentiellement l'Europe : en termes de chiffre d'affaires, la branche est leader en France, en Belgique, aux Pays-Bas et en Italie, et bénéficie d'une position forte dans les pays limitrophes. Elle dispose également de bases de développement en Europe

centrale, et de relais de croissance au grand international (Inde, Brésil, Émirats Arabes Unis, Asie du sud est, Canada notamment)

La branche est présente sur quatre marchés principaux :

- l'industrie, pour environ 30% de son activité. Les grandes industries clientes de la branche sont l'industrie pétrolière, l'industrie papetière, la chimie, la production électrique, la sidérurgie, etc. ;
- le tertiaire privé, pour environ 30% de son activité, notamment dans les bureaux et centres d'affaires, les centres commerciaux, les *data centers*, le résidentiel privé, etc. ;
- le tertiaire public, pour 30% également. La branche des Services à l'Énergie est notamment présente dans l'habitat collectif, les administrations publiques, les hôpitaux, les campus universitaires, etc. ;
- les infrastructures, pour le reste de son activité. La branche effectue des travaux d'installation et de maintenance pour les réseaux électriques et gaziers, les ports et aéroports, les réseaux d'éclairage public...

Si le marché de l'industrie connaît actuellement une stagnation de ses investissements, ce segment offre des opportunités de croissance pour des activités de services ciblées, profitant de la tendance à l'externalisation, du renforcement des contraintes environnementales et de la recherche de l'efficacité énergétique.

Dans le tertiaire public, le développement des partenariats public-privé est un facteur favorable au développement des activités combinées d'installations et de services.

Enfin, le marché des infrastructures reste attractif en raison des nombreuses initiatives des collectivités publiques. GDF SUEZ Énergie Services y est reconnu comme un acteur majeur, y compris pour des activités de niche dans la mobilité et les technologies de la sécurité intelligente.

Avec un *mix* métiers équilibré entre l'ingénierie, l'installation et les services, GDF SUEZ Énergie Services dispose sur le marché européen d'un portefeuille unique d'activités complémentaires qui le différencie de ses concurrents. Ses principaux concurrents sont Vinci Énergies, ACS et Spie pour les métiers de l'installation, et Dalkia et Johnson Controls pour les métiers des services.

1.3.5.7 Environnement réglementaire

Les principales évolutions réglementaires impactant les métiers de GDF SUEZ Énergie Services sont, tant au niveau européen qu'au niveau national ou régional :

- l'extension et l'approfondissement des normes environnementales, en particulier dans l'objectif de réduction des gaz à effet de serre et du développement des énergies renouvelables ;
- l'introduction de contraintes d'amélioration de l'efficacité énergétique et le développement afférent des contrats de performance énergétique ;
- le développement des partenariats public-privé.

Combinées avec l'augmentation sur le moyen terme des prix de l'énergie, ces évolutions représentent essentiellement une opportunité de développement pour GDF SUEZ Énergie Services. En effet, elles conduisent les clients à rechercher les services de spécialistes de la thermique, de l'électricité et de l'environnement capables de concevoir, de réaliser et de gérer leurs installations dans les meilleures conditions techniques et financières. Par la complémentarité unique de ses activités et de ses expertises, GDF SUEZ Énergie Services est idéalement placé pour répondre à ces besoins croissants.

1.3.6 BRANCHE ENVIRONNEMENT

PRINCIPAUX CHIFFRES CLÉS DU COMPTE DE RÉSULTAT CONSOLIDÉ

En millions d'euros	2011	2010
Chiffre d'affaires	14 829,6	13 869,3
EBITDA	2 512,9	2 339,4
Résultat opérationnel courant	1 039,4	1 024,8
RÉSULTAT NET PART SUEZ ENVIRONNEMENT COMPANY	322,8	564,7

(Données extraites du document de référence SUEZ Environnement Company 2011).

PRINCIPAUX CHIFFRES CLÉS DE L'ÉTAT DE SITUATION FINANCIÈRE CONSOLIDÉ

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2011	31 déc. 2010
Actifs non courants	18 667,3	18 395,0
Actifs courants	8 361,3	7 535,4
TOTAL DE L'ACTIF	27 028,6	25 930,4
Capitaux propres part SUEZ Environnement Company	4 946,1	4 772,6
Participations ne donnant pas le contrôle	1 871,1	1 854,2
Autres éléments de passif	20 211,4	19 303,6
TOTAL DU PASSIF	27 028,6	25 930,4

(Données extraites du document de référence SUEZ Environnement Company 2011).

Avec un chiffre d'affaires de 14,8 milliards d'euros et 80 410 salariés au 31 décembre 2011, SUEZ Environnement est un acteur de référence dans le monde sur le marché de l'environnement (l'eau et les déchets).

SUEZ Environnement est présent sur l'ensemble des cycles de l'eau et des déchets, ce qui lui en assure la maîtrise. Il exerce son activité aussi bien pour le compte de collectivités publiques que pour celui d'acteurs du secteur privé.

Les activités de SUEZ Environnement dans le domaine de l'eau comprennent notamment :

- le captage, le traitement et la distribution de l'eau potable ;
- la maintenance des réseaux et l'exploitation des usines ;
- la gestion clientèle ;
- la collecte et l'épuration des eaux usées municipales et industrielles ;
- la conception, la construction, parfois le financement, et l'exploitation des usines de production d'eau potable et de traitement des eaux usées, ainsi que des usines de dessalement et de traitement des eaux en vue de leur réutilisation ;
- les études, les schémas directeurs, la modélisation des nappes d'eaux souterraines et des écoulements hydrauliques, et la maîtrise d'œuvre de projets d'infrastructures de gestion de l'eau ;
- la valorisation biologique et énergétique des boues issues de l'épuration.

Les activités de SUEZ Environnement dans le domaine des déchets comprennent notamment :

- la collecte des déchets (des ménages, des collectivités locales et des industries ; non dangereux et dangereux, hors déchets susceptibles d'être contaminés par des radionucléides issus d'une activité nucléaire) et la propreté urbaine ;
- le prétraitement de ces déchets ;
- le tri, le recyclage, la valorisation matière, biologique ou énergétique des fractions valorisables ;
- l'élimination par incinération et par enfouissement des fractions résiduelles ;

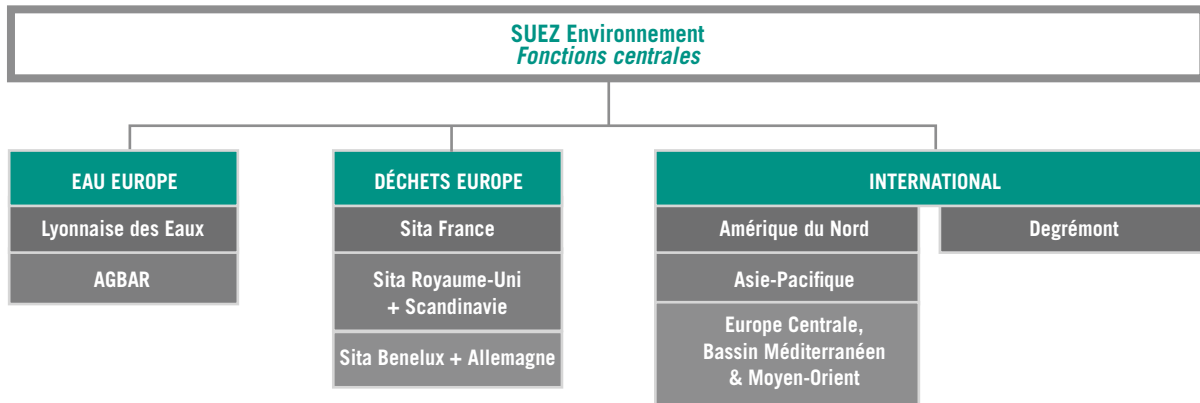
- la gestion intégrée des sites industriels (assainissement, dépollution et réhabilitation des sites ou des sols pollués) ;
- le traitement et la valorisation des boues.

SUEZ Environnement exerce son activité auprès de clients publics et privés, sous différentes formes contractuelles :

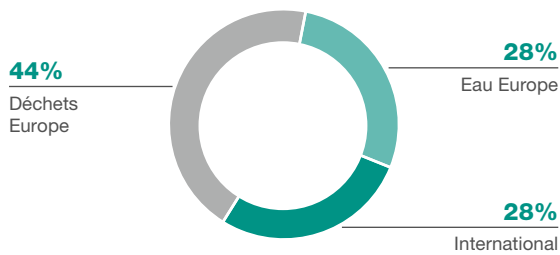
- dans le domaine de l'eau, SUEZ Environnement conclut principalement des contrats de délégation de service public (affermages ou concessions), et des marchés publics, mais aussi des contrats de services, d'exploitation et de maintenance ainsi que des contrats de construction et d'ingénierie ;
- dans le domaine des déchets, SUEZ Environnement conclut des contrats de services ou de gestion (déléguée ou non, intégrée ou non), des contrats d'exploitation et de maintenance et des contrats de type conception, construction et exploitation.

Pour l'année 2011, le chiffre d'affaires consolidé de SUEZ Environnement présente une répartition équilibrée entre ses activités eau et déchets. Dans l'eau, SUEZ Environnement exploitait en 2011 plus de 1 200 unités de production d'eau potable, desservant une population de 91 millions de personnes. SUEZ Environnement opérait également près de 2 300 sites de traitement d'eaux usées, couvrant les besoins de 63 millions de personnes. Dans le domaine des déchets, SUEZ Environnement a traité, en 2011, près de 42 millions de tonnes de déchets, et a desservi par ses activités de collecte environ 57 millions de personnes et plus de 435 000 clients dans les services et l'industrie. SUEZ Environnement possède en outre un avantage compétitif clef qui lui permet de se différencier de ses concurrents grâce à Degrémont, leader mondial (en termes de chiffre d'affaires) de la conception-construction d'installations de traitement de l'eau.

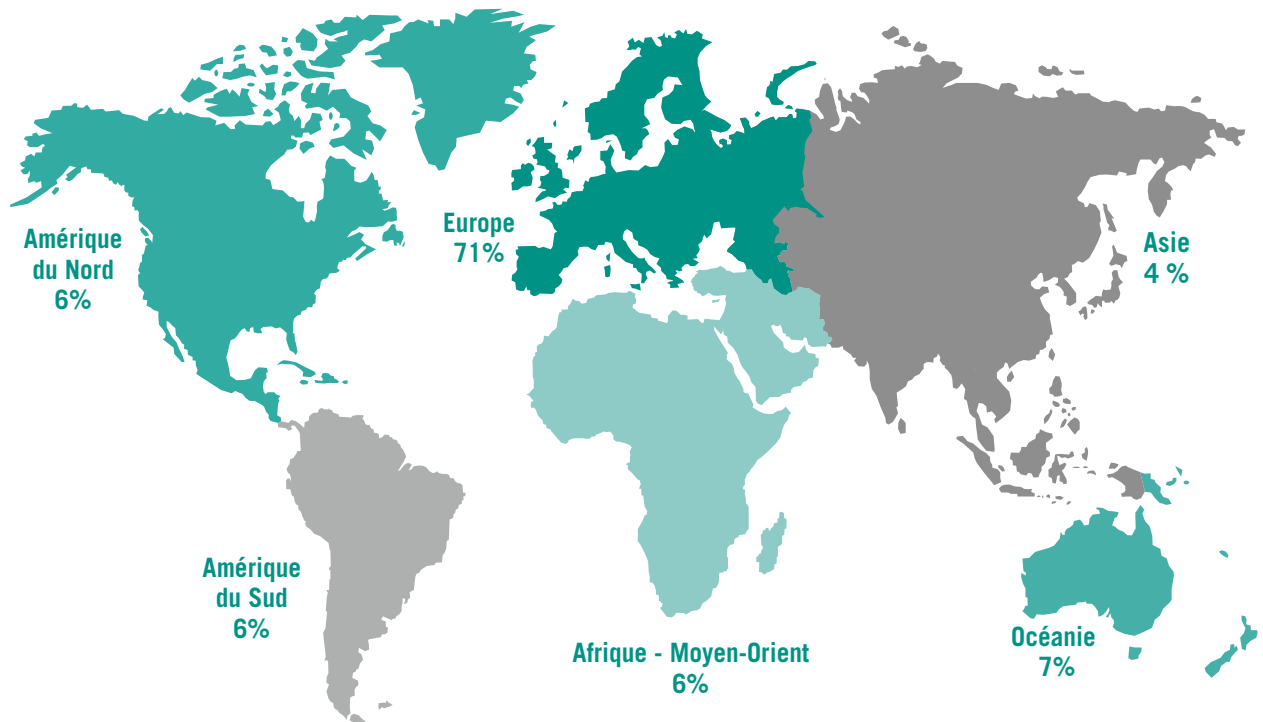
SUEZ Environnement est organisé autour de trois segments principaux : Eau Europe, Déchets Europe, International (Degrémont et activités hors d'Europe de l'Ouest), eux-mêmes divisés en neuf *Business Units*. Un autre segment, appelé Autres, recouvre uniquement les fonctions centrales.



Le graphique ci-dessous présente la répartition du chiffre d'affaires consolidé de SUEZ Environnement au 31 décembre 2011 selon cette organisation (le segment « Autres » n'y est pas représenté dans la mesure où il recouvre uniquement les fonctions centrales regroupées au sein de SUEZ Environnement) :



L'Europe est le foyer de développement historique de SUEZ Environnement et demeure sa zone de référence. Bénéficiant de cet ancrage en Europe et surtout en France, SUEZ Environnement sait mobiliser son savoir-faire et ses compétences pour les adapter sur d'autres continents. La carte suivante montre la répartition du chiffre d'affaires de SUEZ Environnement par zone géographique au 31 décembre 2011 ⁽¹⁾:

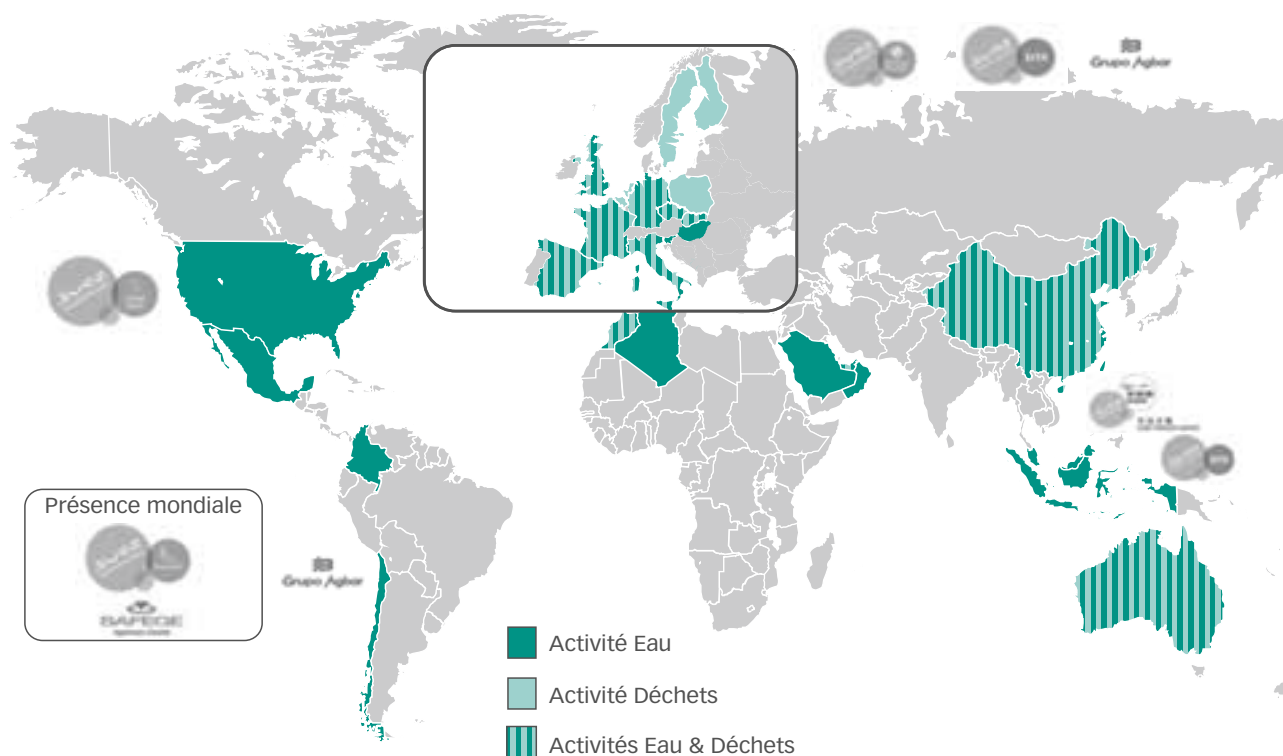


SUEZ Environnement bénéficie d'un réseau étendu de filiales et d'agences ; fin 2011, SUEZ Environnement exerçait ses activités en tant qu'opérateur dans plus de 36 pays. Ainsi hors d'Europe, des grandes villes telles que Hong-Kong, Casablanca, Alger et plus récemment Melbourne ont confié à SUEZ Environnement tout ou partie de la gestion de leur eau, de leur assainissement, de leurs services liés aux déchets ou encore la construction de grandes infrastructures dans ces domaines. SUEZ Environnement exerce le plus souvent ses activités en partenariat avec des acteurs publics ou privés locaux (acteurs industriels, financiers ou associatifs) ayant une connaissance approfondie du contexte local, à l'instar du modèle de partenariat historique avec La Caixa (Agbar en Espagne) ou encore avec New World (Sino-French Holdings en Chine).

SUEZ Environnement intervient à travers le monde sous différentes marques à forte notoriété, notamment SITA pour les déchets, Lyonnaise des Eaux, United Water, Degrémont et Ondeo Industrial Solutions dans le domaine de l'eau.

La carte ci-dessous montre l'implantation des principales filiales ainsi que les principales marques sous lesquelles SUEZ Environnement intervient à travers le monde au 31 décembre 2011 :

(1) Cette carte présente la répartition géographique du chiffre d'affaires de SUEZ Environnement, indépendamment de la segmentation comptable retenue dans les états financiers consolidés de SUEZ Environnement.



Enfin, SUEZ Environnement a toujours placé la recherche et développement au cœur de son activité, notamment au travers de grands partenariats, associant aussi bien des acteurs publics (par exemple le Cemagref, le CNRS, les universités de Tongji et de Tsinghua en Chine, l'université UCLA aux États-Unis) que des

acteurs privés (partenariat R+i Alliance entre Lyonnaise des Eaux, Agbar, United Water, Northumbrian Water et SUEZ Environnement).

Pour de plus amples informations concernant SUEZ Environnement Company, voir son document de référence.

1.3.7 GDF SUEZ TRADING

1.3.7.1 Mise en œuvre en 2011 du projet d'unification des activités de trading du Groupe en Europe

GDF SUEZ a engagé en 2010 un projet d'unification de ses activités de *trading* d'énergie en Europe, conduites par Gaselys et Electrabel. Le Groupe a ainsi mis en œuvre entre mai 2010 et mai 2011 le projet ambitieux de donner naissance à un leader européen du *trading* combinant produits physiques et financiers sur l'ensemble du *mix* énergétique.

La création de GDF SUEZ Trading s'inscrit dans l'intégration des groupes Gaz de France et Suez en réunissant les activités de *trading* issues des deux précédentes organisations. Elle s'inscrit également dans le modèle et la stratégie de développement de GDF SUEZ, dans un contexte énergétique de plus en plus complexe, où les marchés tiennent une place croissante.

Création d'un trading puissant pour le Groupe, dans un environnement plus complexe

Le *trading* est un maillon essentiel de la chaîne de valeur des « utilities », dans un environnement changeant.

- Interdépendance des éléments du *mix* énergétique – gaz, électricité, pétrole et produits raffinés, charbon, émissions de CO₂ - et corrélation des prix des différentes énergies.
- Volatilité des prix : une donnée avérée mais porteuse d'incertitudes pour tous les acteurs.
- Intégration progressive des marchés de l'énergie européens (notamment *via* le *market coupling* entre zones de consommation électriques) et poursuite de la mondialisation des échanges dans le domaine du gaz, le GNL reliant les différents bassins gaziers.
- Concurrence exacerbée entre acteurs, en particulier dans un environnement de surabondance de gaz en Europe.

Un *trading* robuste et performant permet au Groupe de :

- sécuriser ses marges *via* des instruments de couverture ;
- maximiser la valeur de ses actifs en captant une valeur additionnelle induite par la volatilité des marchés ;
- développer des offres de gestion de risques de prix pour les consommateurs d'énergie.

Une nouvelle plateforme bénéficiant de positions de marché complémentaires

GDF SUEZ Trading combine les forces des deux organisations précédentes, Gaselys et le *trading* d'Electrabel, toutes deux présentes sur les marchés depuis plus de 10 ans, couvrant l'ensemble du complexe énergétique et occupant des positions fortes et complémentaires sur les marchés européens du gaz et de l'électricité – Gaselys étant principalement active sur le brut, les produits pétroliers et le gaz, et le *trading* d'Electrabel sur l'électricité, le gaz, le charbon et le CO₂.

Des missions clairement définies pour la structure unifiée de trading de GDF SUEZ

GDF SUEZ Trading développe son activité autour de quatre grandes missions :

- contribuer à l'optimisation du portefeuille (outils de production, contrats de long terme...) de GDF SUEZ en fournissant un accès aux marchés de gros de l'énergie, physiques et financiers, notamment pour lisser l'impact des variations de prix par des couvertures ;
- apporter une aide aux commercialisateurs du Groupe en élaborant des solutions d'ingénierie de prix répondant aux demandes des clients.

Par ailleurs, créer de la valeur par le biais d'activités en propre :

- en développant une franchise commerciale et des offres particulières pour certains clients ou intermédiaires, sur toute la chaîne amont-aval ;
- en mettant en place des stratégies de *trading* propriétaire et de *trading* autour d'actifs (*asset-backed trading*) fondées sur l'expertise des marchés.

1.3.7.2 Lancement de GDF SUEZ Trading en mai 2011

GDF SUEZ Trading a commencé à opérer sur les marchés le 2 mai 2011. Ses principales caractéristiques sont :

Une forte intégration au sein du Groupe

GDF SUEZ Trading apporte des solutions de marché à l'ensemble des activités de GDF SUEZ sur toute la chaîne de valeur de la production à la commercialisation d'énergie. Elle est le bras armé du Groupe sur les marchés de l'énergie, en Europe et au-delà. Son adossement à l'un des premiers énergéticiens mondiaux lui confère une solidité financière vis-à-vis de ses contreparties et clients. La filiale est dotée d'un milliard d'euros de fonds propres.

Une couverture multi-produits et multi-marchés

GDF SUEZ Trading traite l'ensemble des produits énergétiques et est présente sur toutes les grandes places de marché européennes.

Une organisation intégrée

GDF SUEZ Trading, filiale à 100% du Groupe GDF SUEZ, dispose de l'ensemble des ressources nécessaires à la conduite de ses activités. Elle compte environ 320 collaborateurs et dispose d'un système informatique unique et intégré.

Une double implantation à Paris et à Bruxelles et une présence commerciale étendue en Europe et en Asie

Dans une logique de proximité avec ses clients et ses partenaires internes, GDF SUEZ Trading est bi-localisée, avec des équipes Front office et support partagées entre Paris et Bruxelles, et également une présence commerciale étendue en Europe, avec notamment des succursales en Allemagne et en République Tchèque. Cette présence commerciale s'étend à l'Asie, avec une succursale à Singapour, plateforme de développements futurs, notamment dans le domaine du GNL.

Un statut de prestataire de Services d'Investissement

Le choix du statut de « Prestataire de Services d'Investissement » a été confirmé pour GDF SUEZ Trading. La filiale est supervisée par les autorités bancaires et financières françaises (ACP, AMF) et belge (FSMA), qui veillent à l'application du cadre de gouvernance des risques. Ce statut est en ligne avec la réglementation européenne et ses évolutions, impliquant notamment des règles strictes en matière de niveau des fonds propres, de traitement équitable des clients et une conduite de l'activité selon les meilleures pratiques.

Un dispositif de contrôle des risques dédié et spécialisé

Le contrôle des risques est au cœur de la gouvernance et des pratiques de l'entreprise. Son dispositif a été renforcé à l'occasion de la fusion des équipes de *trading*, avec la création d'une Direction des Risques sous la responsabilité d'un CRO (*Chief Risk Officer*) et regroupant les différents départements traitant les risques liés au *trading*. Ces départements étaient historiquement logés en partie au sein des entités de *trading* et en partie dans les directions finance des branches.

Des solutions de marchés au service de GDF SUEZ, de ses clients et d'une clientèle en propre

GDF SUEZ Trading contribue à améliorer la compétitivité de différents segments d'activité du Groupe, de l'amont vers l'aval :

- exploration-production : stratégies de couverture financière de la production gaz et pétrole, accès aux marchés court terme du gaz (valorisation des volumes non contractés, achat de gaz de remplacement) et accompagnement dans le montage financier des opérations d'achat d'actifs en production ;
- approvisionnement en gaz : contribution à l'optimisation du portefeuille *via* des opérations d'achat/vente sur les hubs physiques européens pour l'équilibrage et l'arbitrage, gestion financière des indexations du portefeuille de ressources et valorisation de ses flexibilités résiduelles ;
- GNL : stratégies de couverture des transactions spot GNL, grâce à la capacité d'intervention sur les marchés européen, américain (*Henry Hub, basis*) et asiatique (*Japan Crude Cocktail*) ;
- production d'électricité des centrales européennes du Groupe : couverture des *spark spreads, dark spreads*, contrats de *tolling*, et gestion de la composante émissions de CO₂ ;
- commercialisation d'énergie auprès des grands comptes de GDF SUEZ en Europe : solutions d'ingénierie de prix (*risk management*) construites avec les équipes commerciales GDF SUEZ permettant d'inclure dans les contrats de fourniture d'énergie des formules de prix adaptées aux profils de risque des grands industriels – offres de prix fixes, indexations particulières, structures de prix incluant des options de vente ou d'achat – visant à couvrir l'exposition aux variations défavorables des cours ;
- commercialisation d'énergie sur les autres segments de clientèle : ingénierie de prix permettant de proposer aux clientèles professionnelles différentes structures de prix (fixe ou indexé) et aux particuliers une offre de prix fixe sur une ou plusieurs années.

Par ailleurs, GDF SUEZ Trading développe une activité en propre au travers :

- du développement de sa franchise commerciale, auprès de laquelle elle diversifie et élargit son offre de services (des producteurs et *midstreamers* aux intervenants financiers) ;
- d'activités de *trading* directionnel et de *trading* autour d'actifs (*asset-backed trading*) dans le cadre de limites strictes. Les prises de position visent pour l'essentiel à exploiter les marges d'arbitrage entre les cours des différentes énergies (gaz, électricité, pétrole et charbon) et à valoriser les anticipations de prix.

Une présence renforcée sur les marchés européens

GDF SUEZ Trading est présente sur l'ensemble du mix énergétique, combinant les positions respectives de Gaselys et d'Electrabel sur les marchés

Gaz naturel

GDF SUEZ Trading contribue à la liquidité des hubs européens : NBP au Royaume-Uni, hub de Zeebrugge en Belgique, TTF aux Pays-Bas, NCG et Gaspool en Allemagne, PEGs en France, Baumgarten (Central European Gas Hub), VOB en République Tchèque, PSV en

Italie. Elle intervient comme *market maker* (animateur de marché) sur la bourse Powernext Gas créée en novembre 2008. La filiale couvre également les principaux points gris européens (Emden, Eynatten, Zelzate...). Enfin, elle traite du gaz US pour optimiser financièrement les arbitrages transatlantiques réalisés sur le GNL.

Électricité

GDF SUEZ Trading est un acteur majeur des marchés de l'électricité en Europe de l'Ouest, mais également en Europe Centrale et Europe du Sud : Royaume-Uni, France, Allemagne, Belgique, Pays-Bas, Luxembourg, Scandinavie, République Tchèque, Slovaquie, Hongrie, Pologne (*market maker* sur HUPX, POLPX et PXE), Autriche, Suisse, Espagne et Italie.

Pétrole et produits raffinés

Les contrats gaziers en Europe étant majoritairement indexés sur les produits pétroliers, GDF SUEZ Trading traite ces produits, sur une base financière uniquement, pour gérer l'exposition de GDF SUEZ et des clients aux mouvements de prix de ces sous-jacents (brut, fuel, distillats, *Japan Crude Cocktail*).

Charbon

L'indexation charbon est également une composante de prix sur laquelle GDF SUEZ Trading intervient en financier pour des besoins de couverture (marché nord-ouest européen et autres références).

Émissions de CO₂

Pour gérer la contrainte carbone de ses clients, GDF SUEZ Trading traite les EUA (*European Union Allowances*) et les CER (*Certified Emission Reductions*).

Certificats verts

GDF SUEZ Trading propose des offres d'électricité « verte » sur la base du Système de Certificats d'Énergie Renouvelable (RECS) et des Garanties d'Origine en Europe.

Un dispositif de contrôle des risques dédié et spécialisé

Suite au rachat des parts de Société Générale dans Gaselys et à la fusion avec les activités de trading d'Electrabel, GDF SUEZ Trading a revu la composition de ses instances de gouvernance des risques et a adapté ses politiques de risque crédit et marché en conséquence. Conformément à l'arrêté du 19 janvier 2010 modifiant le règlement n° 97-02 du 21 février 1997 relatif au contrôle interne des établissements de crédit et des entreprises d'investissement, GDF SUEZ Trading a redéployé son organisation des risques.

Une Direction des Risques a été créée, sous la responsabilité d'un CRO (*Chief Risk Officer*). Ses responsabilités, en matière de risques de marché et de crédit couvrent notamment la définition des méthodologies de mesure du risque, la revue de la qualité de crédit, les propositions de limites de crédit et marché, la surveillance des outils de mesure du risque. La Direction des Risques assure aussi la coordination de la revue de la faisabilité opérationnelle d'une nouvelle activité et anime le Comité Nouveaux Produits. Le CRO reporte au Comité d'Audit de GDF SUEZ Trading et au Comité Risques de Marché Énergie, au niveau du Groupe GDF SUEZ.

Ce dispositif s'intègre dans la gouvernance de GDF SUEZ, *via* un Comité de Risques Trading présidé par le CRO et composé de membres du *management* de GDF SUEZ Trading, de représentants du Groupe et des branches. Le Comité de Risques Trading rapporte

au Comité d'Audit et au Conseil d'Administration de GDF SUEZ Trading.

Sur un plan opérationnel, concernant les **risques de marché** (risques de prix sur matières premières, de change et de taux) et les **risques physiques** (risques de défaillance d'actifs physiques), une équipe de contrôleurs des risques en salle des marchés exerce un suivi quotidien. L'estimation du **risque de marché** est réalisée à partir de modèles de type VaR (Value at Risk) et de modèles de scénario catastrophe (stress tests).

En matière de **risques de crédit**, les lignes de crédit sont allouées contrepartie par contrepartie. Les limites sont définies sur la base des modèles de *Credit VaR*. La réduction de ces risques s'opère *via* la mise en place de différents outils : contrats de *netting* et d'appels de marge, obtention de garanties à première demande et de garanties maisons mères, *clearing* des transactions, etc.

Les risques opérationnels sont estimés et gérés par une équipe spécifique. Des revues périodiques et des analyses de défaillance assurent l'amélioration régulière des procédures internes.

Le risque de liquidité est appréhendé au travers de scénarii de *stress tests*. Les excédents sont investis dans des produits très liquides.

La mesure et le *monitoring* des limites définies au regard des expositions de GDF SUEZ Trading aux différents risques liés à son activité sont réalisés sur une base quotidienne, toute limite atteinte étant signalée à la Direction Générale et au Comité des Risques.

Conformément à la réglementation Bâle II, GDF SUEZ Trading suit les besoins en fonds propres sur une base quotidienne et les reporte auprès de l'ACP.

L'efficacité de l'ensemble du cadre de maîtrise des risques est testée régulièrement par le biais d'audits diligentés par les auditeurs internes et les autorités de tutelle bancaire.

1.4 PROPRIÉTÉS IMMOBILIÈRES, USINES ET ÉQUIPEMENTS

Le Groupe détient en propriété ou en location un nombre important de propriétés immobilières, équipements et usines à travers le monde, principalement en Europe. De nombreuses activités du Groupe impliquent l'exploitation de très grandes usines dont le Groupe ne détient toutefois pas toujours l'entière propriété.

Au 31 décembre 2011, le Groupe exploite des centrales électriques, des terminaux méthaniers et des stockages dans plus de 30 pays.

Les tableaux suivants présentent les principales installations en service dont le Groupe est, en tout ou partie, propriétaire. Les propriétés en location sont traitées dans les notes 20 et 21 du chapitre 6.2.

CENTRALES ÉLECTRIQUES (> 400 MW)

Pays	Site/Centrale	Capacité totale ⁽¹⁾ (MW)	Type
Allemagne	Fenne	420	Centrale au charbon
	Zolling	538	Centrale charbon et biomasse
Arabie Saoudite	Marafiq	2 741	Centrale au gaz naturel
Australie	Hazelwood	1 542	Centrale charbon
	Loy Yang	955	Centrale charbon
	Pelican point	479	Centrale au gaz naturel
Bahreïn	Al Dur	406	Centrale au gaz naturel
	Al Ezzel	954	Centrale au gaz naturel
	Al Hidd	929	Centrale au gaz naturel
Belgique	Amercœur	420	Centrale au gaz naturel
	Coo	1 164	Centrale de pompage
	Doel	2 911	Centrale nucléaire
	Drogenbos	538	Centrale au gaz naturel
	Herdersbrug	460	Centrale au gaz naturel
	Ruien	879	Centrale charbon, biomasse, gaz naturel
	Tihange	3 016	Centrale nucléaire
	T-Power	420	Centrale au gaz naturel
Brésil	Cana Brava	450	Centrale hydroélectrique
	Estreito	544	Centrale hydroélectrique
	Ita	1 450	Centrale hydroélectrique
	Jorge Lacerda	773	Centrale charbon
	Machadinho	1 140	Centrale hydroélectrique
	Salto Osório	1 078	Centrale hydroélectrique
	Salto Santiago	1 420	Centrale hydroélectrique
Chili	Mejillones	869	Centrales charbon et gaz naturel
	Tocopilla	963	Centrales au gaz naturel, charbon, fioul
Émirats Arabes Unis	Shuweihat	1 500	Centrale au gaz naturel
	Shuweihat II	1 510	Centrale au gaz naturel
	Taweelah	1 592	Centrale au gaz naturel
	Umm Al Nar	2 240	Centrale au gaz naturel

(1) Capacités des actifs détenus par GDF SUEZ, prises en compte dans leur intégralité quel que soit le taux réel de détention.

1.4 PROPRIÉTÉS IMMOBILIÈRES, USINES ET ÉQUIPEMENTS

Pays	Site/Centrale	Capacité totale ⁽¹⁾ (MW)	Type
Espagne	Cartagena	1 199	Centrale au gaz naturel
	Castelnou	774	Centrale au gaz naturel
États-Unis	Astoria	1 150	Centrale au gaz naturel
	Armstrong	620	Centrale au gaz naturel
	Bellingham	527	Centrale au gaz naturel
	Blackstone	478	Centrale au gaz naturel
	Coleto Creek	635	Centrale charbon
	Hays	893	Centrale au gaz naturel
	Hot Spring	746	Centrale au gaz naturel
	Midlothian	1 394	Centrale au gaz naturel
	Northfield Mountain	1 102	Centrale de pompage
	Red Hills	1 186	Centrales au gaz naturel et charbon
	Troy	609	Centrale au gaz naturel
	Wise County Power	746	Centrale au gaz naturel
France	CombiGolfe	435	Centrale au gaz naturel
	CyCoFos	489	Centrale au gaz naturel et gaz sidérurgiques
	DK6 (Dunkerque)	788	Centrale au gaz naturel et gaz sidérurgiques
	Génissiat	423	Centrale hydroélectrique
	Montoir-de-Bretagne	435	Centrale au gaz naturel
Grèce	Viotia	570	Centrale au gaz naturel
Hongrie	Dunamenti	1 867	Centrales au gaz naturel et au fioul
Indonésie	Paiton	1 208	Centrale charbon
Italie	Isab	532	Centrales au gaz naturel et au fioul
	Maestrale	550	Éoliennes
	Torre Valdaliga ⁽²⁾	1 445	Centrale au gaz naturel
	Vado Ligure	1 372	Centrale au gaz naturel et charbon
Oman	Al-Rusail	665	Centrale au gaz naturel
	Barka II	678	Centrale au gaz naturel
	Sohar	585	Cogénération
Pakistan	Hubco	1 414	Centrale au fioul
	Kapco	1 345	Centrales au gaz naturel et au fioul
	Uch	551	Centrale au gaz naturel

(1) Capacités des actifs détenus par GDF SUEZ, prises en compte dans leur intégralité quel que soit le taux réel de détention.

(2) Dont 308 MW mis en sommeil.

1.4 PROPRIÉTÉS IMMOBILIÈRES, USINES ET ÉQUIPEMENTS

Pays	Site/Centrale	Capacité totale ⁽¹⁾ (MW)	Type
Pays-Bas	Bergum	664	Centrale au gaz naturel
	Eems	2 455	Centrale au gaz naturel
	Flevo	989	Centrale au gaz naturel
	Gelderland	590	Centrales charbon et biomasse
Pérou	Chilca	538	Centrale au gaz naturel
Pologne	Polaniec	1 452	Centrales charbon et biomasse
Porto Rico	Ecoelectrica	507	Centrale au gaz naturel
Portugal	Elecgas	840	Centrale au gaz naturel
	Pego	576	Centrale charbon
	Turbogas	990	Centrale au gaz naturel
Qatar	Ras Laffan B	1 025	Centrale au gaz naturel
	Ras Laffan C	2 730	Centrale au gaz naturel
Royaume-Uni	Deeside	515	Centrale au gaz naturel
	Eggborough	1 960	Centrale charbon
	First hydro	2 088	Centrale de pompage
	Rugeley	1 026	Centrale charbon
	Saltend	1 197	Centrale au gaz naturel
	Teesside	1 875	Centrale au gaz naturel
Singapour	Senoko	2 445	Centrales au gaz naturel et au fioul
Thaïlande	Glow IPP	713	Centrale au gaz naturel
Turquie	Ankara	763	Centrale au gaz naturel
	Marmara	480	Centrale au gaz naturel

(1) Capacités des actifs détenus par GDF SUEZ, prises en compte dans leur intégralité quel que soit le taux réel de détention.

STOCKAGES SOUTERRAINS DE GAZ NATUREL

Pays	Localisation	Volume utile (Mm ³) net *
France	Gournay-sur-Aronde (Oise)	1 280
France	Saint-Clair-sur-Epte (Val-d'Oise)	530

* Au prorata de la participation détenue.

Pays	Localisation	Volume utile (Mm ³) net *
France	Germigny-sous-Coulombs (Seine-et-Marne)	880
France	Beynes (Yvelines)	497
France	Saint-Illiers-la-Ville (Yvelines)	690
France	Soing-en-Sologne (Loir-et-Cher)	220
France	Chémery (Loir-et-Cher)	3 710
France	Céré-la-Ronde (Indre-et-Loire)	570
France	Cerville (Meurthe-et-Moselle)	650
France	Étrez (Ain)	579
France	Tersanne (Drôme)	173
France	Manosque (Alpes de Haute-Provence)	140
France	Trois-Fontaines	80
Allemagne	Reitbrook	350
Allemagne	Fronhofen	35
Allemagne	Peckensen	220
Allemagne	Schmidhausen	150
Allemagne	Uelsen	750
Allemagne	Harsefeld	119
Allemagne	Lesum	159
Allemagne	Breitbrunn	213
Allemagne	Grunewald	43
Canada	Pointe du Lac	10
Canada	Saint-Flavien	50
Slovaquie	Nafta	300
Slovaquie	Pozagas	270
Roumanie	Amgaz	33
Roumanie	Depomures	177

* Au prorata de la participation détenue.

TERMINAUX MÉTHANIERES

Pays	Localisation	Capacité totale ⁽²⁾
France	Montoir-de-Bretagne	10 Gm ³ (n)/an
France	Tonkin (Fos-sur-Mer)	5,5 Gm ³ (n)/an ⁽¹⁾
France	Cavaou (Fos-sur-Mer)	8,25 Gm ³ (n)/an
États-Unis	Everett	6,3 Gm ³ (n)/an
États-Unis	Neptune	3,5 Gm ³ (n)/an
Chili	Mejillones	1,7 Gm ³ (n)/an
Porto Rico	Penuelas	0,8 Gm ³ (n)/an

(1) La capacité, portée temporairement à 7 Gm³/an fin 2005, a été ramenée à 5,5 Gm³/an fin 2010.

(2) Capacités des actifs détenus par GDF SUEZ, prises en compte dans leur intégralité quel que soit le taux réel de détention.

1.5 POLITIQUE DE L'INNOVATION, RECHERCHE ET DÉVELOPPEMENT

1.5.1 L'INNOVATION AU CŒUR DE LA STRATÉGIE DE GDF SUEZ

Les savoir-faire du Groupe sont enrichis par une politique de recherche et d'innovation dynamique qui s'appuie sur un réseau international de centres et de laboratoires de recherche ainsi que sur des partenariats avec des organismes mondialement reconnus. Plus de 1 100 chercheurs animés par la passion de l'innovation et le développement de nouvelles solutions contribuent à l'excellence technologique dans tous les métiers du Groupe. En 2011, les dépenses pour la recherche et le développement technologique se sont élevées à 231 millions d'euros et le portefeuille de brevets ressort à environ 3 200 (y compris SUEZ Environnement).

GDF SUEZ répond aux demandes des branches sur des travaux de recherche d'excellence opérationnelle et inscrit les programmes de recherche prospectifs *corporate* dans le cadre de trois priorités stratégiques : la production d'énergie décarbonée, la gestion intelligente de l'énergie et de l'environnement et les chaînes gazières du futur. Les programmes, portant sur les technologies du futur et fortement novateurs, sont : ville et bâtiment de demain, *smart energy and environment*, énergies renouvelables, captage et stockage du CO₂ (CSC), GNL *offshore* et chaînes gazières du futur.

Quelques réalisations marquantes des programmes en 2011 :

- ville et bâtiment de demain : établissement de scénarii prospectifs de la ville à horizon 2030 et identification des impacts sur les activités du Groupe ; développement de projets de partenariats R&D pour l'élaboration d'îlots de bâtiments à haute performance énergétique et environnementale dans le cadre de l'appel à manifestation d'intérêt sur les bâtiments et îlots à énergie positive de l'ADEME et de l'appel à projets EcoCité du programme d'investissements d'avenir de l'État français ;
- *smart energy* (*smart metering*, *smart grids* et stockage d'énergie) : création de l'association européenne du stockage d'énergie (EASE) permettant un dialogue entre les pouvoirs publics européens et les principaux énergéticiens et centres de recherches européens ; lancement du premier démonstrateur *smart grid* à échelle réelle en France portant notamment sur l'agrégation de la flexibilité de la demande électrique (projet GreenLys portant sur 1 000 clients résidentiels), démarrage d'un cycle de tests réels auprès d'un premier cercle de 30 clients dans le cadre du projet de démonstration *smart grid* LINEAR, supporté par la Région Flamande en Belgique et auquel contribue GDF SUEZ ;
- énergies renouvelables : poursuite du développement, en partenariat, de projets pilotes et démonstrateurs sur la gazéification de la biomasse (projet GAYA) et sur la production d'électricité avec une installation pilote de solaire thermique concentré (CSP)

sur la base de la technologie Fresnel au Chili ; lancement du développement d'un projet pilote d'hydrolienne (énergie marine) en France et mise en service d'un pilote d'énergie houlomotrice au Brésil ; poursuite des études sur l'utilisation des micro-algues dans les domaines de l'énergie et de l'environnement ;

- captage, transport et stockage du CO₂ (CSC) : réalisation et « test à froid » avec Hitachi Power Europe et E.ON du projet pilote Nijmegen (Pays-Bas) pour tester la capture postcombustion. Le pilote, dont la mise en service est prévue début 2012, est conçu pour traiter jusqu'à 5 000 Nm³/h de fumées issues de la combustion, soit 1 t/h de CO₂ capté ; finalisation du développement avec E.ON d'un grand projet CSC intégré à Rotterdam et poursuite du projet « France Nord » (étude sur les capacités de stockage en aquifères salins) ; GDF SUEZ est partenaire d'un nouveau projet, SarCO₂, dont l'ambition est de développer de nouvelles méthodologies pour le choix de matériaux et design de canalisations de CO₂ prenant en compte les spécificités du CO₂ ;
- GNL *offshore* et chaînes gazières du futur : en matière de carburant GNL, simulation du comportement du carburant dans la chaîne complète d'avitaillement et contribution aux plans type d'une barge d'avitaillement ; étude des impacts du *shale gas* aux États-Unis sur les marchés du GNL, en particulier en zone Atlantique.

En 2011, l'innovation et la performance se sont encore inscrites au cœur de la culture d'entreprise de GDF SUEZ avec un événement *corporate* d'envergure : les Trophées Innovation. Devenus désormais un rendez-vous annuel qui concerne l'ensemble des collaborateurs de GDF SUEZ, ils sont le reflet des quatre valeurs essentielles du Groupe : l'exigence, l'engagement, l'audace et la cohésion. En 2011, pour la 3^e édition des Trophées Innovation, 604 dossiers ont été déposés (soit 165 de plus qu'en 2010), 20 Grands Prix et 8 labels Création de Valeur ont été décernés. Un Prix exceptionnel « Stratégie, Industrie et Finance » a récompensé les acteurs de la fusion entre GDF SUEZ Energy International et International Power.

Enfin, en 2011 s'est tenue la 13^e conférence mondiale de la recherche gazière à Séoul. Leader dans cet événement, GDF SUEZ a été fortement impliqué dans l'organisation de la conférence en définissant le programme alliant les sessions autour des questions traditionnelles de la recherche gazière – transport, distribution et utilisations du gaz naturel – et des sujets émergents, notamment les nouvelles technologies de production d'électricité basées sur le couplage entre le gaz naturel et les énergies renouvelables (biomasse, solaire, éolien), les *smart grids*, etc.

1.5.2 UN RÉSEAU MONDIAL DE CENTRES DE RECHERCHE

L'activité de Recherche et Innovation est pilotée par la Direction Recherche et Innovation et est principalement effectuée dans les centres de recherche spécialisés :

- Le **CRIGEN** (Centre de Recherche et Innovation Gaz et Énergies Nouvelles), centre de recherche *corporate* situé en région parisienne, regroupe 403 collaborateurs. Ses travaux portent sur deux grands domaines :

- le développement de produits et les offres de services pour les clients finaux : haute performance énergétique et environnementale, énergies renouvelables, efficacité énergétique, nouvelles technologies (*smart technologies*, hydrogène, etc.),
- la maintenance prédictive et la durabilité et la sécurité des infrastructures : exploration-production, réseaux gaziers, stockage de gaz, GNL, stockage d'énergie, captage et stockage de CO₂,

ainsi que sur les technologies innovantes : innovation web, TIC, solutions de mobilité, analyse du cycle de vie et évaluation de l'empreinte environnementale, nanotechnologies.

Quelques réalisations marquantes en 2011 :

- développement du système de détection des réseaux de gaz enterrés en polyéthylène par méthode acoustique « Gas Tracker V2 »,
- mise au point d'outils pour simuler le comportement thermodynamique du GNL *offshore* pour des enjeux d'exploitation et de sécurité,
- développement d'un modèle dynamique pour l'étude de faisabilité de l'alimentation des Cycles Combinés Gaz en vue d'optimiser les décisions de dispatching,
- mise en place d'un démonstrateur de *smart metering* sur le site du CRIGEN pour tester la performance et la compatibilité de différentes technologies,
- première campagne d'expérimentation au CRIGEN d'un gazéifieur de biomasse destiné à alimenter des fours verriers,
- premier benchmark des solutions de récupération d'énergie bas niveau dans l'industrie dans le cadre du projet INDEED d'institut d'Excellence Energies Decarbonées, lauréat de l'appel à projet lancé dans le cadre des Investissements d'Avenir (Grand Emprunt).
- **Laborelec**, rattaché à la branche Énergie Europe & International, est le centre de recherche et de compétences dans les technologies de l'électricité du Groupe implanté près de Bruxelles. En 2011, il compte 255 personnes. Laborelec réalise 70% de son chiffre d'affaires en prestations d'expertise dont 25% pour clients tiers. Ses compétences et activités couvrent les domaines de la production, de la transmission, de la distribution, du stockage et de l'usage final de l'énergie. Son expertise se focalise sur la réduction de l'incidence environnementale, l'amélioration de la disponibilité et de la maintenance et les systèmes énergétiques du futur.

Quelques réalisations marquantes en 2011 :

- deux projets d'étude de comportement des véhicules électriques (un pour Electrabel et Cofely et un pour un consortium néerlandais) : évaluation de l'usure des batteries en fonction du style de conduite et de l'impact des conditions climatiques sur la performance des véhicules et développement d'un outil de suivi pour cette évaluation,
- optimisation des systèmes de traitement de fumées de la première centrale 100% biomasse au monde (centrale MaxGreen à Gand – Rodenhuize) équipée d'un *Selective Catalytic Reduction* (SCR),
- recherches expérimentales approfondies dans le cadre de la fiabilité des nouveaux matériaux utilisés dans les centrales charbon ultra-supercritiques,
- développement et implémentation d'un outil pour le suivi de la performance des parcs éoliens,
- rénovation des laboratoires sur le site de Linkebeek au sein d'un bâtiment modèle incorporant des technologies avancées en matière d'énergie propre,
- mise en service du *Smart Home Energy Lab*. Sur une surface de plus de 100 m², ce laboratoire rassemble une grande diversité de technologies résidentielles afin de développer les connaissances relatives aux systèmes de gestion de l'énergie.
- **SUEZ Environnement** : les centres de R&D (CIRSEE, DENARD, CETAQUA et Shanghai Chemical Industry Park) et les réseaux d'experts de SUEZ Environnement sont implantés en France, en Espagne, aux États-Unis et en Chine. En 2011, le réseau des centres de recherche de SUEZ Environnement s'est doté d'un nouveau centre de recherche, le LyRE (Lyonnaise Recherche), implanté au cœur du campus bordelais (France). Le LyRE dispose d'une gouvernance innovante impliquant les acteurs du territoire, les collectivités, les universités et le centre de recherche. Outre les enjeux majeurs liés aux risques sanitaires et environnementaux, les efforts de recherche et développement de SUEZ Environnement visent à répondre aux grands enjeux de développement durable : lutter contre le changement climatique, limiter l'impact des activités du Groupe sur la ressource et plus largement maîtriser l'impact sur l'environnement ainsi que les risques sanitaires et environnementaux. Au total, plus de 400 chercheurs et experts du monde entier participent à temps plein aux travaux d'innovation, de recherche et de développement technologique menés par le Groupe.

Quelques réalisations marquantes en 2011 :

- En Recherche :
 - la production d'énergie à partir du biogaz issu de la biomasse (centre de stockage, boues d'épuration), les économies d'énergie dans l'exploitation des infrastructures, le renforcement de la valorisation énergétique des unités d'incinération et la valorisation énergétique et le développement du potentiel d'énergies renouvelables,

- le rendement technique des réseaux d'eau potable : caractérisation du patrimoine, gestion et maintenance de ce patrimoine,
- le projet de R&D Rhodanos initié par le pôle Axelera et arrivé à échéance en 2011, visant à anticiper et à maîtriser les conséquences des rejets liquides, industriels et urbains dans l'environnement et permettre aux acteurs de l'eau de répondre aux exigences de la Directive cadre sur l'eau (DCE), imposant le bon état des masses d'eau pour 2015,
- En Développement :
 - l'amélioration des techniques de tri : tri optique, tri par flottation,
 - mise au point d'un pilote pour le recyclage des couches usagées visant à évaluer le potentiel de valorisation,
- En Innovation produits :
 - le développement d'un véhicule de collecte tout électrique de deuxième génération,
 - en 2012, SUEZ Environnement entend poursuivre sa stratégie d'innovation avec un renforcement des efforts pour l'amélioration de sa performance environnementale et celles de ses clients, et par le développement de partenariats industriels permettant l'intégration de technologies externes, ainsi que des partenariats avec des start-ups très innovantes. En vue de travailler au mieux avec cet écosystème, SUEZ Environnement s'est doté en 2010 d'un fonds d'investissement Innovation pour les nouvelles technologies de l'eau et des déchets, Blue Orange, qui a pris son essor en 2011.

- **Cylergie**, rattaché à la branche Énergie Services, est basé près de Lyon. Ses compétences sont utilisées pour les activités de services à l'énergie. Un accent particulier est donné à l'efficacité énergétique, à la maîtrise de l'impact sur la qualité de l'air et la santé ainsi qu'au suivi des engagements de performance. Ses axes de recherche prioritaires sont : les réseaux de chaleur et de froid, la gestion de l'énergie, la métrologie et les télé-systèmes, les énergies renouvelables thermiques, les impacts environnementaux de la production de chaleur, la qualité de l'air intérieur et la maîtrise des risques sanitaires.

Quelques réalisations marquantes en 2011 :

- développement d'une solution d'audit et de mesure du confort climatique à l'intérieur d'un bâtiment,
- développement d'une solution d'analyse des systèmes d'humidification/déshumidification couplés aux centrales de traitement d'air afin d'en optimiser le fonctionnement et d'en réduire les consommations d'énergie,
- évaluation de la combustion des bois en fin de vie sous l'angle énergétique et environnemental.

Au-delà des centres et entités de recherche, les BUs pilotent elles-mêmes des projets de R&D :

- **Tractebel Engineering**, rattaché à la branche Énergie Services, est implanté en Belgique, en France, en Italie, en Pologne, en Roumanie, en République Tchèque, en Inde, en Thaïlande, aux Émirats Arabes Unis, au Brésil, au Chili et au Panama. Tractebel Engineering structure son activité de R&D autour de trois axes :

énergie durable (production thermique à faible émission de CO₂ et énergies renouvelables), énergie nucléaire et réseaux de transport et de distribution.

Quelques réalisations marquantes en 2011 :

- faisabilité de la transformation de la centrale au charbon de Rugeley au Royaume-Uni (2 x 500 MW) exploitée par International Power pour l'alimenter en biomasse, ainsi que l'adaptation du mode de manipulation (broyage et stockage) des pellets,
- rénovation, optimisation et développement du système DeNOx-DeSOx ainsi que des unités de dessalement des centrales d'E-CL (GDF SUEZ) alimentées au charbon à Tocopilla et Mejillones (Chili).
- **INEO**, rattaché à la branche Énergie Services, est implanté en France et structure son activité de R&D et d'innovation autour des notions de systèmes et de « systèmes de systèmes » alliant les compétences de l'entreprise dans l'énergie, les réseaux de communication et les systèmes d'information. Ces travaux concernent différents métiers de l'entreprise : systèmes de communication opérationnels (transmissions spécialisées, protection des infrastructures), systèmes de transport (aide à l'exploitation, information voyageur), systèmes électriques (contrôle-commande numérique, bâtiment intelligent) et réseaux intelligents (éclairage public, infrastructures de recharge de véhicules électriques et *smart grids* et *smart metering*). Pour ce faire, INEO maintient une présence auprès des pôles de compétitivité, est membre du Pacte PME qui regroupe des PME innovantes et des grands comptes, et participe à des programmes de recherche partenariale bénéficiant de fonds européens, de l'ADEME ou de l'Agence Nationale de la Recherche (ANR).

Quelques réalisations marquantes en 2011 :

- SMART ZAE sélectionné par l'ADEME dans le cadre des appels à projets sur les *smart grids*, financés par le Grand Emprunt. Il s'agit d'un projet de *smart grid* à l'échelle d'une zone d'activité économique, alliant pilotage de charge, production éolienne et photovoltaïque, stockage d'énergie et recharge de véhicules électriques,
- COOL IT, programme de recherche européen sur l'optimisation énergétique des *data centers*, complété par UNIV CLOUD, dans le cadre du Grand Emprunt, programme de développement d'une plateforme de *cloud computing* interuniversitaire ;
- **la BU Exploration & Production**, rattachée à la branche Global Gaz & GNL, opère pour le Groupe la R&D dans le domaine des géosciences pour les besoins de l'exploration-production et des stockages souterrains ;
- **dans le domaine du nucléaire**, diverses activités de R&D sont poursuivies dans les domaines suivants : mise en stockage de surface ou en stockage profond des déchets nucléaires, mise à l'arrêt définitif et démantèlement d'installations nucléaires, amélioration de technologies existantes, extension en toute sécurité de la durée de vie des installations, chimie des circuits primaires, secondaires et tertiaires et participation au développement de nouvelles technologies (réacteur nucléaire de génération IV à neutrons rapides ou thermiques à haute température (GEN IV), réacteur expérimental de fusion thermonucléaire international (ITER), etc.).

1.5.3 PROPRIÉTÉ INTELLECTUELLE

1.5.3.1 Brevets

La propriété intellectuelle détenue par le Groupe à travers ses brevets, marques, droits d'auteur sur des logiciels et bases de données contribue à proposer des offres de technologies qui se démarquent de la concurrence et à asseoir la notoriété de certaines de ses activités.

GDF SUEZ SA

Le portefeuille de GDF SUEZ s'élève à 176 innovations souches brevetées et protégées par 945 titres de propriété à l'étranger.

SUEZ Environnement

Le portefeuille de brevets de SUEZ Environnement représente 257 familles de brevets, soit environ 2 000 brevets nationaux déposés dans plus de 70 pays.

1.5.3.2 Marques

GDF SUEZ SA

La marque bannière « GDF SUEZ » (dénomination et logo) est déposée dans plus de cent pays et jouit d'une notoriété grandissante. En tant qu'élément essentiel du patrimoine immatériel du Groupe, elle fait l'objet d'une surveillance constante visant à la protéger contre toute utilisation frauduleuse risquant de porter atteinte à l'image du Groupe.

GDF SUEZ est titulaire de nombreuses autres marques déposées à l'échelle internationale, dont notamment les marques liées à l'activité propre aux différentes filiales. Parmi ces marques, un grand nombre sont également placées sous surveillance.

SUEZ Environnement

SUEZ Environnement est au 31 décembre 2011 à la tête d'un portefeuille de 520 marques.

Facteurs de risque

	Pages		Pages
2.1		PROCESSUS DE GESTION DES RISQUES	95
2.1.1	95	Rôle du Comité d'Audit de GDF SUEZ	
2.1.2	95	Politique de <i>management</i> global des risques de GDF SUEZ	
2.1.3	96	Gestion de crise	
2.1.4	96	Couverture des risques et assurances	
2.2		RISQUES LIÉS À L'ENVIRONNEMENT EXTERNE	98
2.2.1	98	Environnement économique	
2.2.2	99	Environnement concurrentiel	
2.2.3	99	Environnement réglementaire et politique	
2.2.4	103	Incertitude climatique	
2.3		RISQUES OPÉRATIONNELS	103
2.3.1	103	Achats	
2.3.2	104	Ventes sur les marchés régulés	
2.3.3	104	Développement et croissance	
2.3.4	106	Risques juridiques	
2.3.5	106	Risques éthiques	
2.3.6	107	Risques liés aux ressources humaines	
2.3.7	107	Risques liés à la santé, la sécurité, la sûreté et la protection du patrimoine	
2.3.8	108	Risques liés aux systèmes d'information	
2.4		RISQUES INDUSTRIELS	108
2.4.1	109	Accident industriel	
2.4.2	109	Pollution du milieu environnant	
2.4.3	110	Sites Seveso ou équivalents	
2.4.4	110	Centrales nucléaires en Belgique	
2.4.5	111	Exploration-production d'hydrocarbures	
2.5		RISQUES FINANCIERS	112
2.5.1	112	Risque de marché sur matières premières	
2.5.2	113	Risque de contrepartie	
2.5.3	113	Risque de change	
2.5.4	114	Risque de taux d'intérêt	
2.5.5	114	Risque de liquidité	
2.5.6	115	Risque de dépréciation	
2.5.7	115	Risque sur actions	
2.5.8	116	Risque fiscal	
2.5.9	116	Risque sur le financement des pensions	

Le Groupe exerce son activité dans un environnement en évolution induisant de nombreux risques, dont certains échappent à son contrôle. Par la diversité de ses activités, de ses implantations et de ses offres, le Groupe est exposé à des risques de nature financière, industrielle et commerciale. Sa position de leader dans le secteur de l'énergie et de l'environnement, ainsi que son ambition de développement, l'exposent également à des risques de réputation et des risques stratégiques qui dépendent notamment de facteurs exogènes tels que l'évolution du climat et l'environnement économique et réglementaire de ses métiers.

Sont présentés ci-dessous les risques significatifs auxquels le Groupe estime être exposé. D'autres risques non cités ou non connus à ce jour pourraient également l'affecter. La survenance d'un ou plusieurs de ces risques pourrait avoir une incidence négative significative sur l'activité, la situation financière et les résultats du Groupe, sur son image, ses perspectives et/ou sur le cours de l'action GDF SUEZ.

2.1 PROCESSUS DE GESTION DES RISQUES

Le Groupe s'est doté d'une politique de *management* global des risques en novembre 2009 (*Enterprise Risk Management*) dont les principes sont cohérents avec les standards professionnels (ISO 31000, *Federation of European Risk Management Associations*

notamment) ; celle-ci explicite l'ambition de GDF SUEZ de mieux gérer ses risques pour mieux atteindre ses objectifs, notamment pour préserver et améliorer en permanence sa valeur et sa réputation ainsi que la motivation interne.

2.1.1 RÔLE DU COMITÉ D'AUDIT DE GDF SUEZ

La politique de *management* global des risques a été validée en Comité Exécutif et présentée au Comité d'Audit du Conseil d'Administration. Ce Comité d'Audit examine la revue des risques au moins une fois par an. À sa demande, il est tenu informé tout au long de l'année de l'exposition de GDF SUEZ aux risques financiers ainsi qu'à d'autres risques stratégiques et opérationnels. Le Conseil

d'Administration auquel est présentée la revue des risques peut ainsi exercer sa mission de suivi de l'efficacité des systèmes de gestion des risques et de contrôle interne conformément à l'Ordonnance du 8 décembre 2008 transposant en France la huitième Directive européenne sur la gouvernance d'entreprise.

2.1.2 POLITIQUE DE MANAGEMENT GLOBAL DES RISQUES DE GDF SUEZ

Le système de *management* global des risques du Groupe a été optimisé depuis sa création lors de la fusion GDF SUEZ en se fondant sur les pratiques déjà fort développées des deux anciens groupes. Il est bâti en pleine conformité avec les standards internationaux en la matière (ISO 31000 et référentiel *Federation of European Risk Management Associations*). Il est d'application dans l'ensemble du Groupe, toutes activités et entités confondues.

Dans sa politique de *management* global des risques, le Groupe a inscrit sa volonté de « Mieux maîtriser ses risques pour assurer sa performance ». Considérant comme risque « tout événement incertain susceptible d'avoir des impacts positifs ou négatifs sur la pérennité de l'entreprise, sa réputation ou l'atteinte de ses objectifs stratégiques, financiers et opérationnels », cette politique préconise une prise de risque raisonnable au regard des lois et règlements, acceptable par l'opinion et supportable au plan économique. La prise de risque est associée à la prise de décision : tout manager est un *risk manager*. Les Comités de Direction des entités du Groupe sont en principe les instances où sont décidées les actions à entreprendre pour gérer les risques, sauf lorsqu'un Comité des Risques est créé spécifiquement comme pour le risque de marché.

Pour mettre en œuvre cette ambition, GDF SUEZ a désigné comme *Chief Risk Officer* le membre du Comité Exécutif en charge de la Direction Audit et Risques, qui supervise le service du *management* des risques. Ce dernier a pour objectif de s'assurer que le Groupe dispose partout d'une compétence adéquate pour une bonne gestion des risques. Il anime le réseau des *Risk Officers* des branches, des *Business Units* (BUs) et des directions fonctionnelles, ainsi que le Comité *Enterprise Risk Management* (ERM) du Groupe qui assure un rôle de coordination et d'expertise.

Le processus ERM du Groupe débute par la revue des risques, notamment les décisions concernant les risques majeurs et les actions à mettre en œuvre pour les réduire. Ainsi, le Groupe identifie ses risques prioritaires coordonnés chacun par un membre de son Comité Exécutif, en charge d'en établir un bilan : évaluation du risque pour l'ensemble du Groupe, actions de traitement et de pilotage. La campagne ERM est lancée en début d'année, en indiquant les orientations à prendre en compte pour la gestion des risques durant l'année. Le *management* des risques fait l'objet de points intermédiaires en cours d'année, après avoir vérifié qu'aucun événement majeur ne conduirait à revoir l'évaluation de certains risques et leur plan de réduction. Les entités opérationnelles tiennent leur revue de risques au premier semestre, les branches et directions fonctionnelles au troisième trimestre et le Groupe au quatrième trimestre. Le Comité d'Audit a examiné la revue des risques en début d'année (23 février 2012) et a porté un avis sur l'efficacité du système de *management* des risques, dont il a fait rapport au Conseil d'Administration (29 février 2012), lorsque ce dernier a aussi examiné la revue des risques.

La connaissance des risques provenant de la remontée d'informations est complétée par des entretiens avec les dirigeants des entités et une analyse des publications des observateurs externes (analystes financiers et agences de notation, *think tanks* ERM, études panoramiques, événements majeurs survenus dans le monde), pour améliorer la prise en compte des risques au sein du Groupe. Les principaux facteurs de risques auxquels le Groupe est exposé sont décrits au présent chapitre 2.

2.1.3 GESTION DE CRISE

GDF SUEZ peut être amené à faire face à des situations de crise. Son organisation, sa taille, la nature de ses métiers, sa présence dans le monde exposent le Groupe. Ses activités économiques et industrielles, sa responsabilité sociale, très visibles, le mettent sur la scène médiatique. Lorsque qu'un événement marquant se produit dans les domaines de l'énergie et de l'environnement, GDF SUEZ est régulièrement interrogé. Dans ces circonstances souvent imprévisibles ou inattendues, la communication a un rôle déterminant pour protéger l'image et la réputation du Groupe. Pour répondre à ces situations, la Direction de la Communication :

- a défini et diffusé la politique de gestion et communication de crise, en étroite relation avec la Direction Santé Sécurité du Groupe ;
- a mis en place un numéro d'alerte international 24h sur 24, 7 jours sur 7, à disposition de l'ensemble de la filière communication qui peut ainsi prévenir en temps réel de la survenance d'un incident grave ;
- organise des séminaires de formation à la communication de crise avec pour objectif de développer la vigilance et la prévention de crises, notamment médiatiques, et les bons réflexes ;

- participe aux exercices de crise du Groupe, et, dans ce cadre, aux travaux de la cellule de crise du Groupe ;
- active un dispositif de veille renforcée selon la nature et la gravité des événements ;
- est mobilisée et disponible aux côtés des branches et BUs lors de crises pour soutenir et aider à répondre à toutes sollicitations, protéger l'image, défendre la réputation et la valorisation du Groupe.

La politique de gestion et communication de crise précise les principes généraux de fonctionnement, ainsi que les rôles des différents acteurs. L'efficacité du dispositif et de sa déclinaison (plans d'urgence, plans de continuité d'activité, etc.) est contrôlée régulièrement par des exercices appropriés, a minima annuels.

Le Groupe s'est doté d'un dispositif d'alerte appelé « permanence de direction » qui permet notamment de mobiliser les ressources indispensables à la gestion de crise, le pilotage opérationnel restant du ressort de l'entité concernée. Ainsi, le Groupe peut-il activer un dispositif de veille renforcée ou de cellule de crise selon la nature et la gravité des événements. En cas d'accident, la réaction opérationnelle est en effet déterminante pour réduire l'impact sur les personnes, les biens et l'environnement.

2.1.4 COUVERTURE DES RISQUES ET ASSURANCES

Le département des assurances de GDF SUEZ est chargé de l'élaboration, la mise en place et la gestion de programmes dans les domaines de la protection du patrimoine (dommages matériels et pertes de bénéficiaires) et des personnes, des recours de tiers (responsabilité civile), des assurances automobiles et de la prévention.

Pour chacun de ces domaines :

- le transfert des risques d'intensité s'opère autant que possible sur le marché de l'assurance : franchises optimisées selon la nature de risque et le coût de transfert ;
- l'optimisation du financement des risques aléatoires de faible ou de moyenne amplitude fait largement appel à des schémas d'autofinancement, soit directement par le jeu des franchises et des rétentions, soit indirectement au travers de la société de réassurance du Groupe dont les engagements varient entre 500 000 euros et 25 millions d'euros par sinistre, ce qui représente en base cumulée un sinistre maximum estimé d'environ 0,2% du chiffre d'affaires 2011 du Groupe.

Les volumes annuels de primes (TTC) de l'exercice 2011 relatifs aux principaux programmes de transfert de risques mis en place par le Groupe dans les domaines (A) de la protection du patrimoine (dommages matériels et pertes d'exploitation) et (B) de recours de tiers (responsabilité civile) s'élèvent respectivement pour (A) à environ 0,19% et pour (B) à environ 0,08% du chiffre d'affaires 2011 du Groupe.

Il ne peut être exclu que, dans certains cas, le Groupe soit obligé de verser des indemnités importantes non couvertes par le programme d'assurances en place ou d'engager des dépenses très significatives non remboursées ou insuffisamment remboursées par ses assureurs. En matière de responsabilité civile et de risques environnementaux, bien que le Groupe ait souscrit des assurances de premier plan, il ne peut être exclu que la responsabilité du Groupe soit recherchée au-delà des plafonds garantis ou pour des faits non couverts (notamment du fait des exclusions communément pratiquées par le marché de l'assurance).

2.1.4.1 Responsabilité civile

Un programme couvre la responsabilité civile des mandataires sociaux et dirigeants de GDF SUEZ, de ses filiales et des représentants du Groupe au sein de ses participations.

Un programme responsabilité civile générale (y compris atteinte à l'environnement) est souscrit au bénéfice de l'ensemble des branches du Groupe pour un montant total de 800 millions d'euros tous dommages confondus. Ce programme intervient en majorité au premier euro, ou en excédent des couvertures sous-jacentes souscrites par certaines branches comme SUEZ Environnement ou certaines régions de la branche Énergie Europe & International (en général d'une capacité de 50 millions de dollars).

2.1.4.2 Responsabilité civile nucléaire

Electrabel, en sa qualité d'exploitant de centrales nucléaires sur les sites de Doel et Tihange, voit sa responsabilité civile régie par les conventions de Paris et Bruxelles qui ont instauré un régime dérogatoire au droit commun inspiré par le souci d'assurer une indemnisation des victimes et la création d'une solidarité entre pays européens.

Cette responsabilité incombe exclusivement à l'exploitant dont l'installation est à l'origine de l'accident nucléaire. En contrepartie de cette responsabilité strictement objective, le montant de l'indemnisation est plafonné par accident et limité dans le temps par un délai de prescription de 10 ans. Au-delà de ce plafond, un mécanisme d'indemnisation complémentaire a été mis en place par les États signataires des conventions.

La loi nationale belge de ratification fait obligation à l'exploitant de fournir une garantie financière ou de souscrire une assurance de responsabilité civile. La loi du 13 novembre 2011 qui modifie celle du 22 juillet 1985 porte la responsabilité civile nucléaire de l'exploitant de 300 millions à 1,2 milliard d'euros à compter du 1^{er} janvier 2012. Le programme d'assurance responsabilité civile nucléaire souscrit par Electrabel a été adapté à effet du 1^{er} janvier 2012 pour être conforme à cette obligation.

2.1.4.3 Dommages matériels

Les branches du Groupe bénéficient d'assurances de dommages couvrant les installations qu'elles possèdent en propre, louées ou qui leur sont confiées. Toutefois, les canalisations des réseaux de transport et de distribution sont généralement exclues de cette garantie. Les principaux programmes prévoient des garanties formulées soit en valeur de remplacement à neuf, soit sur base de limites contractuelles d'intervention par sinistre. Dans ce dernier

cas, les limites sont fixées sur la base de scénarii majeurs estimés selon les règles du marché des assurances et peuvent atteindre 2,7 milliards de dollars US.

L'assurance des pertes d'exploitation et frais supplémentaires d'exploitation est souscrite en fonction de chaque analyse de risque en tenant compte notamment des plans de secours existants.

Les projets de construction font l'objet d'une garantie « tous risques chantier » souscrite par le maître d'ouvrage, le maître d'œuvre ou l'entreprise principale.

L'activité exploration-production, exercée principalement *off shore*, est couverte par un programme d'assurance spécifique adapté aux risques de ce secteur d'activité et en conformité avec ses usages.

2.1.4.4 Domaine maritime

Un contrat d'assurance couvre le transport de GNL par méthanier avec une limite de 40 millions d'euros par expédition.

Des assurances maritimes couvrent la responsabilité en tant qu'armateur (limitée à 6 milliards de dollars US sauf en risque de guerre plafonnée à 500 millions de dollars US et de pollution plafonnée à 1 milliard de dollars US) ou affréteur (limitée à 750 millions de dollars US). Les dommages aux navires sont couverts à concurrence de leur valeur agréée.

2.1.4.5 Programmes de protection du personnel

Conformément à la législation en vigueur et aux accords d'entreprise, des programmes de protection du personnel contre les risques d'accidents et frais médicaux sont élaborés au niveau des entités opérationnelles.

2.2 RISQUES LIÉS À L'ENVIRONNEMENT EXTERNE

2.2.1 ENVIRONNEMENT ÉCONOMIQUE

L'exercice 2011 a été caractérisé par un environnement économique déprimé en Europe et en Amérique du Nord, affectant la plupart des acteurs économiques, ainsi que par une situation économique moins florissante dans les pays en développement. De par ses métiers, GDF SUEZ est sensible à divers facteurs conjoncturels dont les impacts potentiels sont décrits ci-après.

L'ensemble de ces risques est analysé et mesuré dans le cadre des processus stratégiques et de planification (prévisions, bilan, plan d'affaires à moyen terme) qui permettent au Groupe d'anticiper et de se préparer à certaines évolutions de l'environnement externe.

2.2.1.1 Exposition du Groupe aux cycles économiques et à la variation de l'offre et de la demande

Plusieurs métiers du Groupe, comme les services ou la fourniture d'énergie aux clients industriels, sont sensibles aux cycles économiques. Tout ralentissement économique affecte à la baisse les investissements industriels comme les opérations de maintenance et, par conséquent, influe négativement sur la demande pour les services d'installation et l'ingénierie réalisés par les entités de services du Groupe, comme sur la demande en énergie. Cette fluctuation de la demande peut provoquer d'importantes variations du niveau d'activité et des marges pour ces métiers.

Un ralentissement prolongé d'activité chez les grands clients du Groupe pourrait contribuer à une baisse de la demande en énergie, eau, déchets et services associés, affectant les volumes d'affaires et les marges du Groupe.

En Europe, certaines activités du Groupe pourraient pâtir de délocalisations d'activités de leurs clients industriels vers des pays à bas coûts. Dans les métiers de l'énergie notamment, de grands clients électro-intensifs (métallurgie, chimie) pourraient délocaliser leur production vers des régions où les coûts énergétiques sont moindres que sur leur marché domestique, ce qui pourrait affecter le chiffre d'affaires du Groupe.

La grande diversité géographique et de secteurs du Groupe ne constitue qu'une protection partielle vis-à-vis de ce risque.

2.2.1.2 Exposition du Groupe aux changements des modes de consommation

De multiples facteurs sociétaux, réglementaires et technologiques se conjuguent pour freiner le développement des consommations en électricité, gaz et eau ainsi que la production des déchets. En Europe, on constate une décroissance des volumes d'activité dans les secteurs du gaz naturel, liée entre autres à l'amélioration de la performance énergétique et environnementale des *process* industriels et dans le bâtiment (neuf et existant), la mise en place par les particuliers d'attitudes éco-responsables et l'image du gaz associée à celle d'une énergie fossile émettrice de CO₂.

Dans les métiers de l'environnement, on retrouve les mêmes tendances à la baisse des volumes d'activité dans les secteurs de l'eau et de la propreté, suite à l'adoption par les consommateurs d'attitudes éco-responsables.

Face à ces risques, des dispositifs de veille sont mis en place et les modèles d'affaires adaptés le cas échéant.

2.2.1.3 Exposition du Groupe aux changements des modes de production

La volonté de réduire les émissions de CO₂, les dispositifs de soutien aux énergies renouvelables et d'autres dispositifs réglementaires et fiscaux complexifient les équilibres concurrentiels entre les diverses formes d'énergie et entraînent une incertitude quant aux choix technologiques pertinents pour le futur (gaz, nucléaire, charbon, renouvelables...). Une anticipation erronée de ces évolutions du *mix* énergétique pourrait conduire à des choix d'investissement inadéquats et obérer la rentabilité future du Groupe.

La diversité et l'équilibre du portefeuille d'actifs et de clients du Groupe ainsi que le niveau modéré d'émission de CO₂ de son parc sont de nature à limiter son exposition à ce risque, notamment vis-à-vis de ses principaux concurrents moins diversifiés ou plus fortement émetteurs à cause de leur *mix* de production.

2.2.2 ENVIRONNEMENT CONCURRENTIEL

Dans ses divers métiers, le Groupe fait face à une augmentation de la pression concurrentielle, tant de la part de grands acteurs internationaux que d'acteurs de niches, privés ou publics.

2.2.2.1 Concurrence dans les activités de l'énergie

La dérégulation des marchés de l'électricité et du gaz tant en Europe qu'aux États-Unis a favorisé l'apparition de nouveaux concurrents, renforcé la volatilité des prix de marché et remis en question les contrats à long terme.

Dans les métiers du gaz, les grands producteurs s'intéressent à l'aval de la chaîne de valeur et concurrencent directement les sociétés de commercialisation établies, dont celles du Groupe. L'augmentation de la pression concurrentielle pourrait avoir un impact négatif significatif sur les prix de vente, les marges et les parts de marché des entreprises du Groupe.

La poursuite du développement du gaz non conventionnel en particulier aux États-Unis est un des facteurs qui ont entraîné une baisse des prix sur les marchés et une divergence marquée entre les prix *spot* et les prix des contrats long terme. La compétitivité des contrats long terme indexés sur les prix du pétrole pourrait être affectée dans le cas où cet écart perdurerait et où il s'avérerait difficile d'exercer les clauses de révision de prix.

2.2.2.2 Concurrence dans les activités de l'environnement

Les activités du Groupe dans les domaines de l'environnement (eau et propreté) sont également sujettes à une forte pression concurrentielle de la part d'opérateurs locaux et internationaux, avec pour conséquences des tensions sur les prix de vente aux clients industriels ou municipaux, ainsi qu'un risque de non-renouvellement des grands contrats venant à échéance. On observe un phénomène de consolidation des acteurs du marché de la propreté en Europe, particulièrement au Royaume-Uni, en Allemagne et au Benelux. S'y ajoutent de nouvelles formes de concurrence : entrée en jeu de certains opérateurs du secteur public, remunicipalisation des services par les collectivités locales.

2.2.2.3 Concurrence dans les activités de développement

La croissance du Groupe repose en partie sur le développement ou l'acquisition de nouvelles infrastructures de production d'énergie. Cette activité fait l'objet d'une concurrence à l'échelle mondiale, avec un nombre limité d'acteurs qui disposent des compétences de haut niveau permettant de répondre avec succès aux appels d'offres lancés le plus souvent par des collectivités publiques, pour le développement d'infrastructures et d'outils de production. Une concurrence intensifiée peut renchérir le coût d'acquisition ou de développement de certains actifs. Dans le cas où elle conduit à augmenter excessivement les capacités de production dans un marché donné, la concurrence peut créer des tensions à la baisse sur les prix et dégrader le positionnement des actifs existants.

2.2.3 ENVIRONNEMENT RÉGLEMENTAIRE ET POLITIQUE

Le paysage législatif et réglementaire des métiers du Groupe est en mutation, tant au plan environnemental et social qu'au plan de la (dé)régulation du secteur énergétique.

2.2.3.1 Législation environnementale et sociale

Les métiers du Groupe sont soumis à de nombreuses lois et réglementations relatives au respect de l'environnement, à la promotion des systèmes de production énergétique à zéro ou à faible émission de gaz à effet de serre, à la réduction des consommations d'énergie, à la protection de la santé ainsi qu'à des normes de sécurité. Ces textes portent notamment sur la qualité de l'air, la promotion des énergies renouvelables, les émissions de gaz à effet de serre, les rejets d'eaux, la qualité de l'eau potable, le traitement des déchets toxiques et banals, la contamination des sols, la gestion d'installations nucléaires, de réseaux de transport de

gaz, d'installations de stockage, de terminaux GNL et d'installations de stockage de CO₂.

Le marché européen des droits d'émissions de gaz à effet de serre, couplé à des plans nationaux d'allocations de quotas de CO₂, induit des risques de volume et de prix de ces quotas (qui deviendront majoritairement payants à partir de 2013) pour tout le secteur énergétique, mais offrent par ailleurs des possibilités d'arbitrage et de négoce aux acteurs tels que GDF SUEZ.

Le paquet « Énergie-Climat » européen a été adopté en mai 2009. Ce paquet indique les mesures à prendre par les États membres pour appliquer l'objectif de réduction des émissions des gaz à effet de serre de 20% en 2020 par rapport à 1990 d'une part, et celui de 20% d'énergies renouvelables dans le mix énergétique européen en 2020 d'autre part. Cependant, dans la conjoncture actuelle, les États sont tentés de réduire les aides aux énergies renouvelables et à l'efficacité énergétique.

La Directive relative à la performance énergétique des bâtiments a été révisée et se traduit par l'obligation faite aux États membres d'adopter des plans ambitieux pour les bâtiments neufs très faiblement consommateurs d'énergie à définir d'ici 2020 ou encore des normes de performance énergétique exigeantes, pour les bâtiments neufs ou existants lorsqu'ils sont rénovés. Le Groupe pourrait être sollicité pour contribuer directement ou indirectement à cet effort, et pourrait enregistrer une baisse de ses ventes.

La nouvelle Directive adoptée le 8 novembre 2010 (publiée au JOUE le 17 décembre 2010 sous la référence 2010/75/UE) sur les émissions industrielles (dite Directive IED) intègre des textes européens existants, tels que les Directives sur la prévention et la réduction intégrées de la pollution (IPCC), sur les grandes installations de combustion ou encore sur l'incinération des déchets, tout en durcissant la législation. La Directive IED renforce notamment le rôle des meilleures techniques disponibles pour les grandes installations de combustion (BREF) et des valeurs limites d'émission associées.

En France, l'adoption des lois « Grenelle 2 » a introduit des mesures (règles relatives aux implantations, procédures d'autorisation des projets d'énergies renouvelables, droit de l'eau...) mettant sous contrainte un certain nombre d'activités du Groupe alors que les incitations économiques évoluent à la baisse (tarifs de rachat, crédits d'impôt...). Dans le même temps, les énergéticiens sont soumis à des obligations renforcées en matière de Certificats d'Économie d'Énergie (CEE) et sont mis à contribution par l'État pour participer de façon significative au financement de mesures d'accompagnement social (précarité énergétique).

Aux États-Unis, le programme de réduction des gaz à effet de serre (dont le CO₂) se limite pour le moment à des initiatives régionales, comme le *Regional Greenhouse Gas Initiative*, à laquelle participent les installations du Groupe concernées. L'Agence de la protection de l'environnement (EPA) a renforcé les règles d'émissions polluantes en publiant le 6 juillet 2011 la *Cross-State Air Pollution Rule* (CSAPR) qui pourrait imposer dès 2014 une forte réduction des émissions de SO₂ et NO_x de centrales électriques, ainsi qu'à travers la précision en décembre 2011 de standards d'émissions de mercure et de particules fines à partir de 2016. L'impact de ces dispositions est maîtrisé étant donné l'efficacité globale et la faible intensité en carbone des installations du Groupe aux États-Unis.

En Australie, le plan de réduction des émissions carbonées (*Carbon Pollution Reduction Scheme*) introduit progressivement, à partir de juillet 2012 (voire 2013 selon l'agenda parlementaire), un mécanisme de valorisation du CO₂ pouvant affecter à terme la fermeture de certains sites.

L'ensemble de ces dispositifs pourrait avoir un impact significatif sur les résultats du Groupe. Une modification ou un renforcement du dispositif réglementaire peut entraîner des coûts d'investissement ou d'exploitation supplémentaires pour le Groupe. Il pourrait être conduit à cesser l'exercice d'une activité sans l'assurance de pouvoir compenser le coût lié à cette cessation. Enfin, les réglementations impliquent des investissements et des charges opérationnelles incombant non seulement au Groupe, mais aussi à ses clients, en particulier aux collectivités locales concédantes en raison notamment des obligations de mise en conformité.

Le Groupe s'attache à limiter les risques « carbone » par un mix de production diversifié et à teneur limitée en carbone. À moyen terme, les efforts convergent vers un renforcement de la part des

sources énergétiques à moindre teneur en carbone (nucléaire, énergies renouvelables, gaz naturel) dans le mix énergétique global, un renforcement de la capture et de la valorisation du biogaz sur les sites de stockage des déchets et la prise en considération de l'énergie produite par l'incinération, les décharges et les installations de traitement des boues d'épuration par digestion comme énergie renouvelable.

Au-delà des précautions contractuelles, le Groupe s'efforce de limiter l'ensemble de ces risques notamment dans le cadre d'une politique environnementale active (voir section 3.4.4.9 « une prévention active des risques environnementaux ») et par la gestion d'un programme d'assurance étendu (voir section 2.1.4 « Couverture des risques et assurances »).

2.2.3.2 Réglementation sectorielle

De nombreux aspects des métiers du Groupe, notamment dans la production, le transport et la distribution d'électricité, le fonctionnement et la maintenance d'installations nucléaires, le transport, la distribution et le stockage de gaz naturel ou de gaz naturel liquéfié (GNL), la gestion de l'eau, la collecte et le traitement des déchets, sont soumis à des réglementations strictes aux niveaux européen, national et local (concurrence, licences, permis, autorisations...). Les évolutions réglementaires peuvent affecter les opérations, prix, marges, investissements et par conséquent la stratégie et la rentabilité du Groupe. Ce risque est d'autant plus marqué dans un contexte général de tension des finances publiques des États notamment en Europe.

Tant au plan européen qu'au plan national, il existe actuellement des projets d'évolutions réglementaires ou des situations qui pourraient modifier le profil de risques de GDF SUEZ.

Il s'agit de la mise en œuvre du troisième paquet concernant les règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et du gaz et de ses mesures techniques d'application. En effet, le troisième paquet prévoit l'élaboration de 12 codes de réseaux, actuellement à différents stades d'avancement. Les codes Capacités (*Capacity Allocation Mechanism*) et Gestion des congestions (*Congestion Management Process*), en cours d'élaboration, pourraient avoir un impact important sur l'activité de GDF SUEZ en privilégiant le court terme au détriment des acteurs prêts à s'engager sur des souscriptions de long terme, en remettant en cause l'équilibre de la relation entre les grands acheteurs et les producteurs extra-européens au bénéfice probable de ces derniers et en perturbant le cycle des négociations commerciales avec ces producteurs à un moment clef par l'imposition de nouveaux points de livraison cohérents avec le modèle cible développé. GDF SUEZ est partie prenante dans les groupes de travail relatifs à l'élaboration de ces textes et orientations.

Courant 2011, la Commission européenne a également lancé le chantier d'une vaste révision des règles européennes sur les marchés et produits financiers en proposant la révision de la Directive Fonds propres réglementaires (*Capital Requirement Directive*), la compensation centralisée des produits dérivés échangés de gré à gré (*European Markets Infrastructure Regulation*), ainsi que la révision des Directives sur les marchés d'instruments financiers (*Markets in Financial Instruments Directive* (MiFID) – 2004/39/CE) et sur les abus de marché (*Market Abuse Directive* - 2003/6/CE). Les dispositions envisagées pourraient affecter le coût de transaction,

amener certains acteurs à se retirer du marché ou à réduire des positions prises, et mener *in fine* à un dépérissement des marchés gré à gré.

Au nombre des initiatives communautaires potentiellement significatives pour GDF SUEZ, on peut également noter :

- la proposition de Directive « Efficacité énergétique » publiée en juin 2011 qui impose aux États membres une réduction des volumes de vente d'énergie des fournisseurs ou des distributeurs à hauteur de 1,5% par an par rapport à l'année précédente. Le texte actuel oblige par ailleurs les installations de production d'électricité nouvelles et existantes > 20 MW de récupérer la chaleur *via* un système de cogénération hautement efficace, impose le déploiement de *smart meters* ou « compteurs intelligents » (électricité, gaz, réseaux de chaleur et de froid, eau chaude) à partir de 2013 et exige la facturation mensuelle en fonction de la consommation réelle pour l'électricité et le gaz utilisés pour le chauffage individuel ;
- la Commission européenne a publié en décembre 2011 une proposition de Directive relative à la mise en place d'un cadre européen pour l'attribution de contrats de concessions en Europe. Sans préjuger de l'issue de la procédure d'adoption du texte par le Conseil et le Parlement européen, la proposition pourrait avoir un impact sur les activités concessives du Groupe dans les secteurs hydro, chaleur, eau et propreté. Le secteur de distribution de gaz pourrait être exclu du champ d'application de la Directive ;
- la proposition de révision de la Directive 2003/96/EC publiée le 13 avril 2011 portant sur la taxation des produits énergétiques : gaz naturel, charbon fioul, essence, électricité. Il s'agirait notamment de revoir la taxe existante en la décomposant entre une taxe portant sur la consommation d'énergie en tant que telle et une taxe portant sur le contenu en carbone ;
- la feuille de route pour une énergie bas carbone à horizon 2050 publiée en décembre 2011 présente des scénarii de mix énergétique bas carbone au niveau européen afin d'atteindre l'objectif de réduction de 80% des émissions de l'UE en 2050. Non contraignant, ce document orientera toutefois de manière fondamentale la législation communautaire durant les prochaines années.

Dans certains États et au plan européen, des interventions publiques sont effectuées dans le domaine énergétique *via* la réglementation et l'extension des prérogatives des régulateurs au domaine concurrentiel. Elles peuvent se manifester par le contrôle des prix, par le maintien ou la volonté de réintroduire des tarifs régulés pour les ventes de gaz et d'électricité à des niveaux incompatibles avec les coûts d'approvisionnement ou de production, par la « surtaxation » des profits des énergéticiens, par le prélèvement de provisions constituées pour le démantèlement des centrales nucléaires, par des évolutions des règles en matière de fonctionnement des marchés et de sécurité d'approvisionnement, par l'intervention du régulateur dans le domaine dérégulé pour favoriser le développement de la concurrence ou encore par la volonté de remunicipalisation des services collectifs.

La maîtrise de ces risques passe par la négociation directe avec les États et le suivi actif des projets de texte européens. Mais le déficit budgétaire et le niveau d'endettement élevés des États contribuent à accroître ce risque.

En outre, pour des raisons de réciprocité, certains États peuvent prendre des dispositions interdisant sous certaines conditions à des sociétés comme GDF SUEZ et ses filiales de concourir à des appels d'offres pour l'octroi de concessions de distribution de gaz, d'eau ou de service public local.

En France, la loi mettant en œuvre une Nouvelle Organisation du Marché de l'Électricité (NOME) a été votée le 24 novembre 2010 par le Parlement. Elle oblige EDF à vendre de l'électricité aux fournisseurs alternatifs d'électricité aux conditions économiques du parc nucléaire historique français. Le prix de l'Accès Régulé au Nucléaire Historique (ARENH) décidé par le Gouvernement au 1^{er} janvier 2012 (42 €/MWh) maintient un ciseau tarifaire par rapport aux tarifs réglementés d'électricité selon la CRE. Le développement d'un marché réellement concurrentiel dépendra des évolutions progressives des tarifs et du prix de l'ARENH jusqu'en 2015.

Le Groupe, par sa présence auprès des institutions communautaires, tente d'anticiper autant que possible tout texte législatif communautaire impactant ses métiers et de défendre ses intérêts. Au niveau de chaque pays, il est difficile de prévoir toutes les évolutions réglementaires, mais le Groupe, en exerçant ses principaux métiers dans différents pays dotés de systèmes réglementaires qui leur sont propres, limite partiellement ce risque par la diversification. Certaines évolutions de la réglementation sont d'ailleurs porteuses de nouvelles opportunités de marché pour les activités du Groupe.

Les risques découlant du cadre législatif et réglementaire sont également décrits aux paragraphes suivants du chapitre 1 du présent Document de Référence :

- 1.3.1.11 « Environnement réglementaire » pour la branche Énergie France ;
- 1.3.2 pour la branche Énergie Europe & International (éléments de contexte donnés par pays) ;
- 1.3.3.6 pour les activités d'exploration-production ;
- 1.3.4.5 pour la branche Infrastructures, ainsi que des éléments de contexte réglementaire présentés par activité : 1.3.4.7 pour les activités de stockage en France ; 1.3.4.8 pour les activités des terminaux méthaniers ; 1.3.4.9 pour les activités de distribution ; 1.3.4.10 pour les activités de transport ;
- 1.3.5.7 « Environnement réglementaire » pour la branche Énergie Services.

2.2.3.3 Non-respect par les autorités des règles d'évolution des tarifs régulés, administrés ou réglementés

En France, une partie des ventes d'énergie et de services du Groupe est réalisée dans le cadre de tarifs administrés qui font l'objet d'une réglementation. Les lois et règlements français et la réglementation européenne, ainsi que les décisions des instances de régulation (en particulier la CRE pour les tarifs d'accès à certaines infrastructures), peuvent affecter le chiffre d'affaires, les bénéfices ou la rentabilité du Groupe du fait de la répercussion partielle des coûts d'approvisionnement, des coûts d'infrastructures et des coûts commerciaux dans les tarifs de vente de gaz naturel, ou la répercussion partielle des coûts dans les tarifs d'accès aux infrastructures gazières.

Pour le gaz, le Contrat de service public signé le 23 décembre 2009 en France définit le cadre global de fixation et d'évolution des tarifs en complément de la loi 2003-8 du 3 janvier 2003 et du décret 2009-1603 du 18 décembre 2009. Ce dispositif avait pour but d'améliorer la visibilité sur les conditions d'évolution des tarifs réglementés et de déterminer les règles et les responsabilités des différents acteurs pendant la période 2010-2013. Tout décalage dans l'application de la formule est de nature à affecter les résultats du Groupe. Le Gouvernement a suspendu l'application de la formule tarifaire (représentant les coûts d'approvisionnement) en gelant les tarifs pour les locaux d'habitation en juillet et octobre 2011. La CRE, qui a remis un rapport au Gouvernement sur les évolutions possibles des éléments à prendre en compte dans une nouvelle formule, a confirmé la nécessité d'une hausse des tarifs. GDF SUEZ a décidé de déposer une requête auprès du Conseil d'État afin d'annuler l'arrêté de gel des tarifs du 29 septembre 2011, en se basant sur la jurisprudence du Conseil qui l'a conduit à annuler plusieurs arrêtés pour insuffisance de couverture des coûts. Le jugement au fond n'est pas encore intervenu.

Par ailleurs, à la suite d'un recours en référé des opérateurs alternatifs, le Conseil d'État a invalidé en novembre 2011 le gel des tarifs de gaz pour les particuliers en suspendant l'arrêté qui l'imposait. Un arrêté a été publié au Journal officiel du vendredi 23 décembre 2011 stipulant qu'à compter du 1^{er} janvier 2012, les tarifs du gaz augmentent de 4,4% pour les ménages. Dans le même temps, le tarif social du gaz est revalorisé de 10%.

La poursuite éventuelle d'un gel partiel des tarifs en 2012 ferait courir un risque significatif de perte de recettes pour le Groupe.

Les tarifs administrés concernent également d'autres pays (notamment la Hongrie, l'Italie, la Roumanie, la Slovaquie et le Mexique) pour les activités de distribution et de vente d'énergie aux particuliers, voire aux industriels, où de tels risques existent également.

2.2.3.4 Obtention ou renouvellement de permis et d'autorisations

L'exercice des activités du Groupe (par exemple dans les concessions ou sur des sites Seveso) suppose la détention de divers permis et autorisations dont l'obtention ou le renouvellement auprès des autorités réglementaires compétentes peut impliquer une procédure longue et coûteuse.

Le Groupe peut être confronté à des oppositions de la population locale ou d'associations à l'installation et l'exploitation de certains équipements (notamment l'exploitation de centrales électriques nucléaires, thermiques et renouvelables, de terminaux méthaniers, de stockages de gaz, de centres d'enfouissement de déchets, d'incinérateurs, d'installations de traitement des eaux usées) invoquant des nuisances, une dégradation du paysage ou plus généralement une atteinte à l'environnement. Leurs réactions rendraient plus difficile pour le Groupe l'obtention des permis et des autorisations de construction ou d'exploitation ou pourraient conduire à leur non-renouvellement – en l'absence de droits exclusifs –, voire à leur remise en cause. À cet égard, le Groupe pourrait

être confronté à des procédures de contestation d'associations de défense voire des actions de dénigrement, de nature à retarder ou entraver l'exploitation ou le développement de ses activités.

Les conditions attachées aux autorisations et permis que le Groupe a obtenus pourraient faire l'objet d'un durcissement de la part de l'autorité compétente.

Malgré les différentes démarches et actions entreprises vis-à-vis des parties prenantes, telles qu'illustrées dans la section 3.5 « Informations sociétales » du présent Document de Référence, le défaut d'obtention ou l'obtention tardive de permis ou d'autorisations par le Groupe, le non-renouvellement, la remise en cause ou le durcissement significatif des conditions attachées aux autorisations et permis obtenus par le Groupe, pourrait avoir un impact négatif sur son activité, sa situation financière, ses résultats et ses perspectives de développement.

Le Groupe s'attache à améliorer sa communication avec les populations locales, les associations de défense, et les autorités locales pour anticiper autant que possible les réactions et intégrer au mieux ses projets dans l'environnement.

2.2.3.5 Risque pays

Bien que les activités du Groupe soient concentrées principalement sur l'Europe et l'Amérique du Nord, qui ont représenté ensemble environ 88% du chiffre d'affaires consolidé (par pays d'origine) en 2011, le Groupe exerce aussi ses métiers sur les marchés mondiaux, notamment dans les pays émergents comme le Brésil, le Chili, la Thaïlande ou le Pérou. Une part significative des approvisionnements de gaz et des activités d'exploration-production provient de pays tels que la Russie, l'Algérie, l'Égypte, la Libye et le Yémen.

Les activités du Groupe dans ces pays, mais aussi dans les pays européens, comportent un certain nombre de risques potentiels, en particulier liés à une volatilité du produit intérieur brut, une instabilité économique et politique, des modifications dans la réglementation et/ou son application imparfaite, la nationalisation ou l'expropriation de biens privés, des difficultés de recouvrement, des troubles sociaux, des faits de corruption, des violations des droits de l'homme, d'importantes fluctuations de taux d'intérêt et de change (dévaluation rampante ou brutale), des prélèvements autoritaires de la part des gouvernements et autorités locales, des mesures de contrôle des changes et autres interventions ou restrictions défavorables imposées par des gouvernements. De plus, le Groupe pourrait être dans l'incapacité de défendre ses droits devant les tribunaux locaux en cas de conflit avec les gouvernements ou autres entités publiques locales.

Le Groupe gère ces risques dans le cadre de partenariats et de négociations contractuelles propres à chaque implantation. Il détermine ses choix d'implantation dans les pays émergents en appliquant une stratégie sélective sur la base d'une analyse fine des risques pays. Le recours à des clauses d'arbitrage international et à l'assurance des risques politiques est aussi systématique que possible.

2.2.4 INCERTITUDE CLIMATIQUE

Dans le secteur énergétique, des variations climatiques importantes (essentiellement en termes de températures, mais aussi d'hydraulicité ⁽¹⁾ et de vent) d'une année sur l'autre peuvent provoquer des variations substantielles de l'équilibre offre-demande en électricité et en gaz : par exemple, l'offre d'énergie est plus tendue en cas de faible hydraulicité et moins tendue dans le cas contraire ; la demande est moins élevée lors des années les moins froides. Ces facteurs, combinant des impacts prix et volumes, ont un effet direct sur les résultats du Groupe.

Enfin, le radoucissement général du climat réduit le besoin en énergie pour le chauffage des habitations et des bâtiments publics et tertiaires.

Si le Groupe ne peut se couvrir contre l'aléa de demande, il dispose de moyens de modulation de ses achats de gaz et d'optimisation de ses moyens de production électrique lui permettant d'adapter au mieux ses coûts de production et de *sourcing* (voir section 2.3.1 « Achats »).

2.3 RISQUES OPÉRATIONNELS

2.3.1 ACHATS

2.3.1.1 Contrats à long terme d'approvisionnement en gaz

Le développement du gaz en Europe s'opère en grande partie grâce à des contrats *take-or-pay* long terme. Selon ces contrats, le vendeur s'engage à long terme à servir l'acheteur, moyennant un engagement de ce dernier de payer des quantités minimales qu'il en prenne livraison ou non. Ces quantités minimales peuvent varier partiellement en fonction des aléas climatiques. Les engagements sont assortis de dispositions de sauvegarde (force majeure) et de flexibilité.

Afin d'avoir la garantie de disposer dans les années à venir des quantités de gaz nécessaires à l'approvisionnement de ses clients, le Groupe a constitué un portefeuille composé en grande partie de contrats de ce type. Les mécanismes de révisions périodiques de prix de ces contrats long terme garantissent à l'acheteur la compétitivité du prix du gaz sur le marché final.

Les prix des contrats d'achat à long terme sont en grande majorité indexés sur des indices de prix de produits pétroliers. Or, avec l'émergence des places de marchés du gaz, les prix du gaz de court terme ont évolué indépendamment des prix du pétrole, créant ainsi une décorrélation entre ces deux références. Les négociations menées ces dernières années ont permis d'intégrer des indices marchés dans les contrats de long terme et/ou de réduire le différentiel entre le prix des contrats et ceux des places de marché. Elles ont également permis d'augmenter la fréquence des révisions de prix. Cependant, une situation où le prix du gaz sur

les marchés resterait durablement plus bas que le prix des contrats indexés pétrole pourrait avoir un impact significatif sur le résultat du Groupe si le processus de négociation des contrats de long terme ne permettait pas un rééquilibrage satisfaisant.

2.3.1.2 Prix de l'électricité

Le Groupe est principalement producteur d'électricité, mais peut devoir en acheter sur les marchés pour compléter ponctuellement ses ressources nécessaires à la livraison de ses clients. Les décisions récentes de certains États d'arrêter certaines centrales nucléaires immédiatement ou à terme, et les débats naissants dans d'autres États quant à la réduction de la part de production d'électricité nucléaire dans leur mix énergétique, peuvent conduire à une volatilité des prix de l'électricité, et une raréfaction de l'offre pouvant avoir des impacts sur les résultats du Groupe.

2.3.1.3 Dépendance à l'égard d'un nombre limité de fournisseurs

Si l'un des fournisseurs de gaz majeurs du Groupe devait faire durablement défaut, pour quelque cause que ce soit (géopolitique, technique, financière), le coût de remplacement du gaz et de son transport à partir d'une localisation alternative pourrait être substantiellement plus élevé et affecter les marges du Groupe, du moins à court terme. Afin de maîtriser ce risque, le Groupe dispose

(1) Réserve en eau contenue dans les barrages dépendant de la pluviométrie.

2.3 RISQUES OPÉRATIONNELS

de nombreux instruments de flexibilité et de modulation (flexibilités des contrats long terme, importantes capacités de stockage et de regazéification, recours aux achats sur les places de marché).

De même, les sociétés du Groupe peuvent dépendre pour la gestion d'usines de traitement des eaux, de centrales thermiques ou d'unités de traitement des déchets, d'un nombre restreint de fournisseurs pour leur approvisionnement en combustibles divers, en matériaux et en équipements. Par exemple, le marché des turbines et pièces de fonderie pour centrales électriques est de nature oligopolistique et peut parfois s'avérer particulièrement tendu.

Toute interruption de fourniture, tout retard d'approvisionnement ou tout non-respect de la garantie de performance technique d'un équipement, même causés par le manquement contractuel d'un fournisseur sont de nature à nuire à la rentabilité d'un projet malgré les dispositifs de protection contractuelle mis en place.

La diversité des métiers du Groupe et de leur localisation géographique procure une mutualisation des risques qui permet une réduction partielle du risque de défaillance d'un fournisseur important.

2.3.2 VENTES SUR LES MARCHÉS RÉGULÉS

Qu'il s'agisse du domaine de l'énergie ou de l'environnement, certaines filiales du Groupe sont engagées dans des contrats, notamment avec les collectivités publiques, dont l'exécution peut dépendre de quelques clients, voire d'un seul client. De plus, ces contrats sont souvent de longue durée, pouvant aller jusqu'à 30 ans, voire plus. C'est le cas par exemple de certains contrats de gestion déléguée de l'eau ou de certaines opérations de production et de vente d'électricité avec des contrats d'achat à moyen et long termes (*power purchase agreements*).

Le refus ou l'incapacité d'un client à respecter ses engagements contractuels à long terme, notamment en matière d'ajustement tarifaire, peut compromettre l'équilibre économique des contrats et

la rentabilité des investissements éventuellement pris en charge par l'opérateur. En cas de non-respect par les cocontractants de leurs obligations et en dépit des dispositions contractuelles prévues à cet effet, une indemnisation totale ne peut pas toujours être obtenue, ce qui pourrait affecter le chiffre d'affaires et les résultats du Groupe.

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). Le Groupe considère qu'il n'existe aucune relation liant à un client dont la rupture serait susceptible d'avoir un impact significatif sur la situation financière et le résultat du Groupe.

2.3.3 DÉVELOPPEMENT ET CROISSANCE

2.3.3.1 Risques sur opérations de croissance externe

En cas de développement externe, notamment au moyen d'acquisitions, le Groupe pourrait être amené à procéder à l'émission de titres de capital, à avoir recours à l'endettement ou à enregistrer des provisions pour dépréciation d'actifs. Les acquisitions présentent également des risques liés aux difficultés d'intégration, à la non-réalisation des gains et synergies escomptés, à l'implication insuffisante de la direction des sociétés acquises et au départ de salariés clés. Dans le cadre des entreprises communes auxquelles il participe, le Groupe pourrait par ailleurs se retrouver en conflit d'intérêts ou de stratégie avec ses associés qui, dans certains cas, détiennent la majorité du capital de ces entreprises. Des risques liés à l'évaluation de l'actif ou du passif ou à la non-atteinte des résultats prévus peuvent apparaître à l'issue de la matérialisation des acquisitions.

Les processus d'acquisition mis en œuvre par le Groupe, notamment lors des *due diligences*, visent à appréhender au mieux les incertitudes qui pèsent en pareil cas sur ces différents risques. L'appréciation qui en résulte dépend de la qualité de l'information qui lui est transmise et est limitée par l'encadrement juridique et réglementaire applicable en droit local des sociétés.

2.3.3.2 Risques sur opérations de croissance organique et grands projets

Le Groupe assoit sa croissance sur différents grands projets de construction d'actifs industriels comme des infrastructures gazières, électriques, des barrages ou des infrastructures de traitement de déchets et de dessalement d'eau de mer. La rentabilité de ces actifs, dont la durée de vie atteint plusieurs dizaines d'années, dépend en

particulier de la maîtrise des coûts et des délais de construction, de la performance opérationnelle de chacune des parties au projet, de phénomènes exogènes (catastrophes naturelles, mouvements de grève), des aléas réglementaires et fiscaux, et de l'évolution du contexte concurrentiel à long terme, qui pourraient dégrader la rentabilité de certains actifs ou entraîner une perte de revenus et une dépréciation d'actifs.

Le Groupe a notamment mis en place un suivi opérationnel des projets et un pilotage du portefeuille de projets au niveau du Groupe qui fournissent les alertes nécessaires à la mise en œuvre des actions correctives.

2.3.3.3 Risque sur la continuité des activités nucléaires

Le contexte international qui, suite à l'accident de Fukushima, évolue globalement en défaveur du nucléaire civil dans certains pays (principalement en Europe), influence le rythme de développement des projets nucléaires.

Cet accident a conduit les États exploitant de telles centrales à se prononcer sur le maintien à terme de cette solution pour la production d'électricité dans leur pays. L'Allemagne et la Suisse ont programmé l'arrêt de leurs centrales. L'Italie a renoncé à ses plans de déploiement. Le débat est ouvert tant en France qu'aux États-Unis. D'autres pays européens ont affirmé leur intention de développer cette forme de production comme les Pays-Bas et la Pologne où le Groupe étudie la possibilité d'être actif et la Grande-Bretagne, où le Groupe a un projet. Enfin, hors Europe, certains pays gagnent en autonomie pour construire des capacités nucléaires substantielles (Chine, Inde, Brésil) ; d'autres se montrent volontaires pour initier leur programme (Turquie, Arabie Saoudite, Thaïlande...). Une attention particulière est apportée à la sélection des opportunités en favorisant essentiellement les pays les moins soumis à l'aléa politique et en réduisant les risques associés et financiers grâce à des partenariats avec des électriciens locaux ou internationaux.

En particulier, l'accord conclu le 22 octobre 2009 entre l'Etat belge et GDF SUEZ prévoyait expressément l'engagement de l'Etat belge de revenir sur les dispositions de la loi belge sur la sortie progressive de l'énergie nucléaire à des fins de production électrique, adoptée en janvier 2003, pour les trois unités les plus anciennes (Doel 1 et 2 et Tihange 1) dont la durée d'exploitation devait être prolongée de dix ans, soit jusqu'en 2025 au lieu de 2015. Cette prolongation était conditionnée à l'issue d'une analyse approfondie menée par l'autorité de sûreté et portant sur les aspects de conception et du vieillissement des circuits, systèmes et équipements.

Le nouveau gouvernement belge, constitué fin 2011, a cependant « confirmé », dans sa déclaration gouvernementale ainsi que dans sa note de politique générale soumise à la Chambre des Représentants de Belgique le 5 janvier 2012, sa volonté de confirmer la loi de sortie du nucléaire après quarante années d'exploitation sans toutefois arrêter de calendrier précis de sortie. Le Secrétaire d'Etat à l'Energie doit élaborer en 2012 un plan d'équipement en nouvelles capacités de production d'énergie diversifiées permettant d'assurer de façon

crédible l'approvisionnement électrique du pays à court, moyen et long terme. En fonction de ce plan, les dates définitives de mise à l'arrêt des centrales nucléaires seront précisées.

L'impact du retour d'expérience de Fukushima sur le coût de construction des réacteurs futurs de Génération 3 et 3+ semble faible *a priori* car leur conception prend déjà en compte la prévention et la gestion des accidents sévères, ainsi que la possibilité d'environnements dégradés tels que la perte totale des alimentations électriques ou des sources de refroidissement.

La situation économique déprimée actuelle conduit à une réduction de la consommation d'électricité et à des difficultés de financement. Cela nécessitera une validation de la compétitivité du nucléaire à court et moyen terme. Une analyse objective a été réalisée par rapport aux autres sources de production, basée sur la mise à jour des données disponibles au sein du Groupe et sur le retour d'expérience des projets en cours conduits par les concurrents. À plus long terme, les fondamentaux subsistent : l'énergie sera de plus en plus chère, et le nucléaire a vraisemblablement sa place dans un mix énergétique compétitif et faiblement émetteur de CO₂.

Le Groupe a établi des principes de gouvernance « nucléaire » pour le développement, la construction, l'exploitation et le démantèlement sur base de son expérience d'exploitant de centrales. Il a annoncé qu'il reverra sa politique en matière nucléaire en 2012. Pour ses différents projets nucléaires, il est actuellement en phase de pré-développement, où son exposition financière immédiate n'est pas significative.

2.3.3.4 Risques de rupture de certains partenariats conclus par le Groupe

Le Groupe est amené à développer ses implantations en partenariat avec des collectivités publiques locales ou des acteurs locaux privés.

Ces partenariats constituent l'un des moyens pour le Groupe de partager le risque économique et financier propre à certains grands projets, en limitant ses capitaux engagés et en lui permettant de mieux s'adapter au contexte spécifique des marchés locaux. En outre, ces partenariats peuvent être imposés par l'environnement réglementaire local. La perte partielle du contrôle opérationnel est souvent la contrepartie à payer pour une réduction de l'exposition en capitaux engagés, mais cette situation est gérée contractuellement au cas par cas.

Toutefois, l'évolution du projet, de la situation économique, de la stratégie du partenaire ou même du contexte politique et économique local, peut, le cas échéant, conduire à la rupture d'un partenariat, notamment par l'exercice d'options de vente ou d'achat de parts entre les partenaires, une demande de dissolution de la *joint venture* par l'un des partenaires ou par l'exercice d'un droit de préemption.

Ces situations peuvent amener aussi le Groupe à choisir de renforcer ses engagements financiers dans certains projets ou, en cas de conflit avec le ou les partenaires, à rechercher des solutions devant les juridictions ou les instances arbitrales compétentes.

2.3.3.5 Risques liés aux activités de conception et de construction

Dans les domaines de l'énergie, des services et de l'environnement, le Groupe intervient pour certains projets aux stades de la conception et de la construction d'installations, notamment au travers de filiales spécialisées telles que Tractebel Engineering et Degremont.

Bien que ces projets fassent toujours l'objet d'études poussées et que le Groupe bénéficie d'une expertise reconnue, il ne peut être exclu que les délais de construction ne soient pas respectés et qu'en conséquence le Groupe se voie imposer des pénalités, que les coûts de construction soient supérieurs à ceux initialement prévus, que la performance des installations ne soit pas conforme

au cahier des charges ou qu'un accident ultérieur mette en cause la responsabilité civile professionnelle ou pénale du Groupe, ce qui pourrait avoir un impact négatif sur son image, sa situation financière, ses résultats et ses perspectives. Dans certains grands projets, le recours à des contrats de type *Engineering, Procurement Construction* (EPC) conduit le Groupe à devoir partager certains risques de construction.

Toutefois, les activités de conception, achat des matériels et construction sont en grande partie sous-traitées auprès de fournisseurs de dimension mondiale ou régionale au travers de contrats EPC, permettant de bénéficier, au moins partiellement, d'indemnités en cas de survenance d'un risque cité ci-dessus.

2.3.4 RISQUES JURIDIQUES

Le Groupe est confronté à des risques juridiques dans l'ensemble de ses métiers et sur ses marchés mondiaux. Ces risques découlant du cadre légal et réglementaire, des activités opérationnelles, des partenariats mis en place et des contrats conclus avec les clients et les fournisseurs sont mentionnés dans les sections respectives de ce chapitre 2.

Dans le cadre de ses activités, le Groupe est engagé dans un certain nombre de litiges et arbitrages d'une part et d'autre part fait l'objet d'enquêtes et procédures au titre du droit de la concurrence, dont les principaux sont décrits dans la Note 26 du chapitre 6.2. « Comptes consolidés » et actualisés à la date du dépôt du Document de Référence à la section 7.2.

À l'exception des procédures décrites dans la Note 26 du chapitre 6.2. « Comptes consolidés » et actualisées à la date du dépôt du Document de Référence à la section 7.2, il n'existe pas, à la connaissance de la Société, d'autre procédure gouvernementale, judiciaire ou d'arbitrage (y compris en suspens ou dont elle est menacée ⁽¹⁾) susceptible d'avoir ou ayant eu au cours des 12 derniers mois des effets significatifs sur la situation financière ou la rentabilité de la Société et/ou du Groupe.

2.3.5 RISQUES ÉTHIQUES

Le Groupe a pour ambition d'agir partout et en toutes circonstances conformément à ses valeurs et engagements, dans le respect des lois et des réglementations. Tout événement ou comportement susceptible de constituer un manquement à ce principe expose le Groupe à un risque éthique.

Chaque année, dans le cadre de la politique de *management* des risques du Groupe, la Direction Éthique et *Compliance* effectue une revue des risques éthiques afin de les intégrer à la revue des risques du Groupe.

Une présentation de ces risques éthiques est également effectuée chaque année au Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable du Conseil d'Administration (voir section 3.2.2 « le *management* du développement durable »).

(1) Ce terme s'entend des enquêtes ou contrôles engagés.

2.3.6 RISQUES LIÉS AUX RESSOURCES HUMAINES

2.3.6.1 Compétences

Le Groupe exerce ses activités *via* une large palette de métiers qui mobilisent des compétences variées. Le vieillissement démographique affecte le Groupe en général et plusieurs de ses filières techniques en particulier. Un renouvellement des compétences sera nécessaire dans les prochaines années. Le Groupe développe son attractivité grâce à des dispositifs de rémunération et de motivation visant à faire de GDF SUEZ un employeur de référence.

Négocié au niveau européen, un accord sur la gestion anticipée des emplois et des compétences doit donner les moyens au Groupe d'anticiper l'évolution de ses métiers et d'investir dans l'employabilité de ses salariés. L'ambition est de se doter d'une bonne visibilité sur les besoins en effectifs par grand bassin d'emploi tout en définissant des parcours professionnels attractifs pour les salariés.

La croissance internationale du Groupe et ses conséquences en termes d'évolution de métiers exigent de nouveaux savoir-faire et une grande mobilité du personnel. Afin de garantir les bonnes compétences au bon endroit au bon moment, la mobilité entre entités, mais aussi entre filières-métier, est fortement favorisée. Le Groupe valorise notamment les parcours de carrière à l'international.

2.3.6.2 Dialogue social

L'évolution du Groupe et les changements organisationnels fréquents peuvent conduire à ce que la concertation et la négociation ne jouent plus leurs rôles de régulation des relations sociales. En cas de blocage des processus de négociation, le climat social de l'Entreprise pourrait se détériorer et affecter l'image du Groupe tant à l'externe qu'à l'interne, entraînant notamment une démotivation et une perte de confiance de ses salariés.

GDF SUEZ dialogue avec les deux instances représentatives du personnel mises en place en 2009, le Comité d'Entreprise Européen et le Comité Groupe France, afin d'aborder les évolutions concernant le Groupe avec les partenaires sociaux membres de ces instances. Le dialogue social a constitué un élément essentiel dans la conduite de projets d'évolution des organisations, tels que l'intégration de International Power, l'ouverture du capital de GRTgaz et de celui de l'E&P.

Les instances représentatives du personnel ont un champ d'intervention élargi : gestion anticipée des emplois et des compétences, mobilité, politique seniors, Plan d'Épargne Retraite Collectif (PERCO) et prévention des risques psycho-sociaux. Cette dynamique de concertation et de négociation permet d'impliquer le plus en amont possible les partenaires sociaux dans les orientations stratégiques et industrielles prises par GDF SUEZ.

2.3.7 RISQUES LIÉS À LA SANTÉ, LA SÉCURITÉ, LA SÛRETÉ ET LA PROTECTION DU PATRIMOINE

2.3.7.1 Santé et sécurité au travail

GDF SUEZ affiche la ferme ambition de réduire les accidents du travail permettant ainsi de confirmer la tendance à la diminution de l'accidentologie, observée dans les statistiques ces dernières années. Un plan d'action 2010-2012 avec des perspectives jusqu'en 2015 a ainsi été établi. Des règles concernant les travailleurs intérimaires, la gestion des sous-traitants, l'intégration des performances de santé-sécurité dans l'évaluation des managers, la gestion des accidents et incidents, ont été validées et diffusées (voir section 3.3.7 « Politique de santé et sécurité »).

Le traitement du risque de décès dans le cadre professionnel est intégré dans le dispositif global de maîtrise du risque d'accidents au travail. Une des mesures spécifiques de traitement est l'analyse des accidents mortels pour laquelle la responsabilité du Groupe est engagée par une Commission d'Examen des Accidents Graves (CEAG).

Une crise sanitaire de grande ampleur (par exemple pandémie grippale) pourrait avoir des conséquences sur la santé des collaborateurs, des sous-traitants et des fournisseurs, et risquerait d'impacter la continuité des services délivrés par le Groupe. La

pandémie grippale de 2009, de gravité limitée, a constitué pour le Groupe l'occasion de mettre à jour les plans de traitement de ce risque et d'en limiter les conséquences.

2.3.7.2 Sûreté des personnes

Certains pays restent dangereux du fait de menaces persistantes (terrorisme, conflits armés ou encore organisations criminelles). Par exemple, au large des côtes somaliennes, le Groupe est contraint d'adopter des mesures particulières de prévention pour assurer le transport de GNL et lutter contre la piraterie maritime. Plus récemment, la crise du « printemps arabe » a nécessité la mise en place de cellules de crise au sein du Groupe, afin de garantir la sûreté du personnel en mission ou en expatriation. La sûreté des personnes est assurée par la Direction de la Sûreté qui effectue une veille pays permanente en s'appuyant sur un réseau interne de correspondants et sur des prestataires extérieurs spécialisés dans les domaines sécuritaire et sanitaire. La Direction de la Sûreté travaille également en liaison étroite avec les autorités publiques locales et nationales.

2.3.7.3 Protection du patrimoine matériel et immatériel

Les sites et installations industriels ou tertiaires du Groupe, constitutifs de son patrimoine matériel, peuvent être exposés à des actes de malveillance de différentes natures, qui répondent à des motivations très diverses (délinquance, terrorisme, espionnage économique...). L'information, constitutive du patrimoine immatériel du Groupe, qu'elle soit sur support informatique, physique ou même véhiculée verbalement, peut également être exposée à ces mêmes actes de malveillance.

Pour lutter contre ce type de risques, le Groupe s'est doté d'une politique de protection des patrimoines matériel et immatériel. Cette politique demande aux entités de mettre en œuvre des

solutions éprouvées de réduction des risques intégrant les domaines techniques (dont informatique), juridiques, managériaux et organisationnels. Concernant le patrimoine matériel, les sites sensibles font l'objet de mesures de protection vis-à-vis d'éventuelles malveillances, en fonction des spécificités du site. En matière de protection du patrimoine immatériel, le Groupe poursuit ses investissements, avec pour double objectif de prévenir toute action d'origine interne ou externe, visant à la captation d'informations sensibles, et de traiter les incidents et accidents constatés.

Le comité transverse relatif à la sécurité de l'information (*Information Security Committee*), sous la présidence du Secrétaire Général, coordonne et pilote à un niveau stratégique l'ensemble des actions du Groupe visant la protection du patrimoine immatériel.

2.3.8 RISQUES LIÉS AUX SYSTÈMES D'INFORMATION

Les activités et processus du Groupe sont de plus en plus dépendants des Systèmes d'Information (SI). Leurs défaillances pourraient conduire à des pertes ou fuites d'information, des retards, des surcoûts représentant un risque pour la stratégie du Groupe, ou d'atteinte à son image.

L'introduction de nouvelles technologies (*Cloud Computing, Bring Your Own Device*) et le développement de nouveaux usages (réseaux sociaux...) exposent le Groupe à de nouvelles menaces. Les attaques informatiques et les tentatives d'intrusion dont les entreprises peuvent être victimes sont de plus en plus ciblées et réalisées par de véritables spécialistes.

Par ailleurs, l'augmentation des risques liés aux SI industriels est prise en considération, la principale cause étant la migration des

environnements informatiques industriels, notamment des systèmes de supervision, contrôle et acquisition de données (SCADA), vers des environnements tels que Windows. Par ailleurs, l'existence du virus Stuxnet a souligné l'importance de la sécurité dans les SI industriels, souvent critiques, comme ceux des centrales nucléaires.

En lien avec la politique de contrôle interne du Groupe et sa politique de sûreté, le *management* de la sécurité de l'information de GDF SUEZ inscrit la gouvernance de la sécurité dans un cycle d'amélioration continue adapté à la diversité de ses métiers. Ces risques font l'objet de mesures de sécurité fonctionnelles, techniques et juridiques pertinentes, et de contrôles de la mise en œuvre des plans d'actions.

2.4 RISQUES INDUSTRIELS

Les domaines d'activités dans lesquels le Groupe opère comportent des risques industriels importants, susceptibles de générer des dommages aux personnes (employés, sous-traitants, riverains, consommateurs, tiers) et aux biens, mettant en jeu sa responsabilité civile, pénale et environnementale. Ils peuvent concerner des installations appartenant au Groupe ou gérées par le Groupe pour

le compte de tiers (industriels, collectivités locales). La sécurité industrielle des installations sur lesquelles le Groupe intervient reste une de ses préoccupations majeures. Le traitement de ces risques fait l'objet d'une attention soutenue et d'investissements spécifiques.

2.4.1 ACCIDENT INDUSTRIEL

Le Groupe opère ses activités industrielles dans le cadre de réglementations de sécurité mises en œuvre pour l'exploitation des infrastructures ou pour la réalisation de prestations de services. La vigilance observée tant dans la conception, la réalisation que l'exploitation de ses ouvrages ne peut prévenir tout accident industriel qui pourrait perturber l'activité du Groupe ou engendrer des pertes humaines, matérielles et financières ainsi que des responsabilités significatives.

Il existe des risques liés à l'exploitation de systèmes de transport, de distribution, de stockage de gaz, d'installations d'exploration-production, de méthaniers, d'installations de regazéification, de centrales de production d'électricité, d'installations de cogénération ou de services à l'énergie, d'incinérateurs de déchets, de réseaux d'eau et d'installations d'assainissement, ou certaines prestations de services délivrées en milieu industriel. Ces risques peuvent conduire à des accidents industriels ou des indisponibilités avec, par exemple, pour origine des incidents d'exploitation, des défauts de conception ou des événements extérieurs que le Groupe ne maîtrise pas (actions de tiers, catastrophes naturelles, etc.). Ces accidents industriels sont susceptibles de provoquer des blessures, des pertes humaines, des dommages significatifs aux biens ou à l'environnement ainsi que des interruptions d'activité et des pertes d'exploitation.

La maîtrise de ces risques industriels est assurée par la mise en œuvre sur chaque site d'un système de *management* de la sécurité basé sur le principe de l'amélioration continue, qui vise à diminuer le niveau de risque résiduel en traitant en priorité les risques les plus élevés. Un processus de contrôle suivant un référentiel interne est mis en œuvre et coordonné par la Direction Santé, Sécurité, Systèmes de *Management* du Groupe. Il couvre chaque année une quarantaine de sites ou de filiales répartis dans l'ensemble des branches et est régulièrement audité. Par ailleurs, les risques d'accidents industriels ont été introduits dans le programme de contrôle interne du Groupe.

Ces risques sont pour la plupart d'entre eux couverts par des polices d'assurances, notamment de responsabilité civile du Groupe, mais ils le sont dans certaines limites qui pourraient, en cas de sinistre majeur, s'avérer insuffisantes pour couvrir l'intégralité des dommages, les pertes de chiffre d'affaires ou l'augmentation des dépenses (se reporter à la section 2.1.4 « Couverture des risques et assurances »).

2.4.2 POLLUTION DU MILIEU ENVIRONNANT

Les installations que le Groupe possède ou gère pour le compte de tiers comportent des risques d'atteinte au milieu naturel (l'air, l'eau, les sols, l'habitat et la biodiversité) et peuvent présenter des risques pour la santé des consommateurs, des riverains, des collaborateurs ou encore des sous-traitants.

Dans le cadre de ses activités, le Groupe est amené à manipuler, voire à générer des produits ou des sous-produits à caractère dangereux. C'est le cas par exemple des matières fissiles, des combustibles et certains produits chimiques notamment pour le traitement de l'eau. Dans le domaine des déchets, certaines des installations du Groupe ont pour activité de traiter des déchets spécifiques industriels ou hospitaliers pouvant présenter un caractère toxique ou infectieux.

Selon les métiers, les émissions gazeuses et polluantes atmosphériques à considérer sont les gaz à effet de serre, les gaz favorisant l'acidification de l'air, les gaz nocifs (dont le chlore), les poussières et des micro-organismes (dont les légionelles).

En cas de dysfonctionnement, les activités du Groupe pourraient avoir un impact sur les eaux présentes dans le milieu naturel : lixiviats d'installations d'enfouissement mal contrôlées, diffusion de métaux lourds dans l'environnement, rejets aqueux des systèmes de traitement de fumées des installations d'incinération. Ces différentes émissions pourraient entraîner une pollution des nappes phréatiques ou des cours d'eau. Les risques de pollution des sols en cas de déversements accidentels concernent l'entreposage de produits ou de liquides dangereux, les fuites sur des processus impliquant des liquides dangereux, ainsi que le stockage et l'épandage de boues de traitement.

Ces risques sanitaires et environnementaux, encadrés par des réglementations nationales et internationales strictes, font l'objet de contrôles réguliers de la part des équipes du Groupe, des auditeurs externes et des pouvoirs publics, tant pour les installations fermées – telles que les anciennes usines à gaz ou décharges – que pour les sites en exploitation.

La maîtrise de l'ensemble des risques évoqués ci-dessus relève de différents mécanismes. La législation et les contrats qui encadrent les activités du Groupe clarifient le partage des responsabilités entre les différents intervenants en matière de gestion du risque et des responsabilités financières. Le non-respect des normes environnementales peut entraîner des pénalités financières contractuelles ou des amendes.

Les montants provisionnés, assurés ou garantis, pourraient s'avérer insuffisants en cas de mise en jeu de la responsabilité

environnementale du Groupe, étant donné les incertitudes inhérentes à la prévision des dépenses et responsabilités liées à la santé, à la sécurité et à l'environnement.

En conséquence, la mise en jeu de la responsabilité du Groupe en raison de risques environnementaux et industriels pourrait avoir un impact négatif significatif sur son image, son activité, sa situation financière, ses résultats et ses perspectives, et conduire à la mise en cause de sa responsabilité en tant que personne morale.

2.4.3 SITES SEVESO OU ÉQUIVALENTS

Le Groupe exploite différentes installations type Seveso seuil haut (Seveso seuil haut en tant que telles ou considérées comme telles par le Groupe) : terminaux méthaniers, stockages souterrains de gaz naturel, stations de GPL, centrales électriques thermiques, centres de traitement de déchets dangereux.

Pour chaque installation de ce type, le Groupe a défini et mis en œuvre un système de gestion de la sécurité, conforme à la Directive européenne 96/82/CE ⁽¹⁾ dite « Seveso II » pour les sites Seveso seuil haut et à la politique santé-sécurité du Groupe. Ces systèmes couvrent en particulier : l'identification et l'évaluation des risques industriels (études de dangers), la gestion des modifications, la définition de plans d'urgence, la surveillance des performances en matière de sécurité industrielle, les contrôles et l'amélioration continue.

La politique de certification ou d'évaluation selon un référentiel de système de *management* de la sécurité est laissée à l'initiative de chaque filiale, par exemple :

- ISRS (référentiel DNV) pour les terminaux méthaniers en France et pour les stockages souterrains de gaz naturel en France ;
- OHSAS 18001 pour le stockage de gaz en Roumanie et pour la centrale thermique de Dunamenti en Hongrie ;

- Institut Bauen und Umwelt e.V. pour l'usine de traitement de terres polluées de Herne en Allemagne.

Au-delà des sites Seveso « seuil haut » identifiés comme tels en Europe, le Groupe exploite d'autres sites industriels sensibles pour lesquels il s'attache à appliquer des standards de sécurité industrielle de haut niveau. Dans ce cadre, le Groupe conduit ponctuellement des missions de contrôle et d'audit pour s'assurer de la mise en œuvre effective de ces dispositions.

Les risques de responsabilité civile vis-à-vis des tiers résultant de l'exploitation des sites Seveso ou équivalents sont couverts par le programme général d'assurances en responsabilité civile du Groupe (voir section 2.1.4 « Couverture des risques et assurances »).

Le Groupe estime que tout coût ou engagement raisonnablement prévisible, relatifs aux points mentionnés ci-dessus n'aura pas de conséquences significatives sur sa situation financière consolidée, ses flux de trésorerie et ses résultats. Toutefois, de tels coûts ou engagements pourraient entraîner des conséquences négatives pour le Groupe à long terme.

2.4.4 CENTRALES NUCLÉAIRES EN BELGIQUE

Le Groupe détient et exploite en Belgique sept réacteurs nucléaires à eau pressurisée répartis sur deux sites de production, Doel et Tihange. Bien que ces sites, depuis la mise en service du premier réacteur en 1974, n'aient jamais connu d'incidents majeurs de sûreté nucléaire ayant entraîné un danger pour les salariés, les sous-traitants, la population ou l'environnement, ils sont susceptibles de mettre en jeu la responsabilité civile du Groupe, notamment en cas d'accident nucléaire ou de rejets importants de radioactivité dans l'environnement.

Toute personne amenée à travailler dans une centrale nucléaire du Groupe a une qualification adéquate à son rôle. Par exemple, les opérateurs de conduite dans la salle de commande des centrales nucléaires disposent d'une habilitation spéciale obtenue à l'issue d'un programme de formation théorique et pratique, incluant en particulier des exercices sur simulateur. Dans l'exploitation, le respect des consignes de sécurité et l'état des installations sont soumis à des contrôles par l'Agence Fédérale de Contrôle Nucléaire (AFCN), assisté par Bel-V, sa filiale d'appuis techniques.

(1) Directive 96/82/CE dite « SEVESO II » modifiée par le règlement CE n° 1882/2003 et la Directive 2003/105/CE.

Afin de maintenir un haut niveau de sûreté, les opérateurs de centrales nucléaires échangent leurs expériences et se soumettent à des revues par les pairs de l'Association Mondiale des Opérateurs Nucléaires (WANO), à la demande de l'exploitant, de l'Agence Internationale de l'Énergie Atomique (AIEA) ou de l'autorité de sûreté nucléaire. En 2007, une équipe de 15 experts de l'AIEA a procédé à un audit approfondi des procédures et systèmes de gestion de sûreté de la centrale de Tihange. Cet audit, appelé *Operational Safety Review Team* (OSART) a conclu à un verdict positif quant au niveau de sûreté de la centrale de Tihange et a été confirmé par l'audit de suivi fin 2008, avec l'un des meilleurs résultats internationaux. La centrale de Doel a subi un audit semblable en mars 2010 avec un excellent résultat ; l'audit de suivi réalisé début mars 2012 à la centrale de Doel a évalué positivement le niveau d'implémentation des recommandations et la réalisation des actions correctives. Ces revues, réalisées par un organisme international indépendant, confirment la maturité de la sûreté nucléaire ainsi que la priorité donnée dans les centrales nucléaires du Groupe à la sûreté. Par ailleurs, ces deux sites nucléaires sont certifiés OHSAS 18001, ISO 14001 et EMAS.

GDF SUEZ a toujours veillé à accroître le niveau de sûreté de ses centrales en tenant compte des événements survenus dans les centrales en exploitation dans le monde. Suite à l'accident nucléaire à la centrale de Fukushima au Japon en mars 2011, à la demande du Conseil européen, des tests de résistance (*stress tests*) sont effectués sur les centrales nucléaires en Europe. Pour le Groupe, le projet *Belgian Stress Test* (BEST) consiste en une

réévaluation ciblée des marges de sûreté des centrales nucléaires belges, en prenant en compte des phénomènes naturels extrêmes (tels que le séisme et l'inondation) et des agressions d'origine humaine (comme la chute d'avion, les actes terroristes et les cyber attaques). L'Agence Fédérale de Contrôle Nucléaire en Belgique a confirmé dans son rapport du 8 novembre 2011 qu'Electrabel s'était conformé aux spécifications des *stress tests* et que le niveau de sûreté était suffisant. Son rapport final publié fin 2011 impose néanmoins de renforcer certaines mesures de sûreté pour prendre en compte des catastrophes naturelles plus sévères. Bien que le Groupe ait toujours respecté les plus hauts standards en matière de sûreté nucléaire, l'autorité de sûreté pourrait imposer à l'avenir de nouvelles normes qui pourraient générer des charges supplémentaires pour le Groupe.

Le Groupe réduit régulièrement ses rejets d'effluents liquides et gazeux radioactifs tout en maîtrisant le volume des déchets de faible et moyenne activités produit durant l'exploitation. En Belgique, l'ensemble de la gestion des déchets nucléaires est placé sous la responsabilité de l'Organisme National des Déchets Radioactifs et des Matières Fissiles Enrichies (ONDRAF). Les autres assemblages de combustibles nucléaires usés sont stockés sur les sites de production d'électricité dans l'attente d'une décision politique relative au choix de l'aval du cycle de combustible. Les coûts relatifs à la gestion des combustibles usés sont comptabilisés dans ceux de la production d'électricité d'origine nucléaire et provisionnés (se reporter à la Note 17.2.3 du chapitre 6.2 du présent Document de Référence).

2.4.5 EXPLORATION-PRODUCTION D'HYDROCARBURES

Les risques géologiques liés aux particularités du sous-sol et aux caractéristiques des hydrocarbures et les risques d'accident industriel majeurs (fuite d'hydrocarbures, incendie, explosion, perte de contrôle d'un puits) sont parmi les risques les plus significatifs de l'activité d'exploration-production. Afin d'en réduire l'impact, le Groupe conduit ses activités dans le cadre de consortiums dans lesquels il peut être opérateur ou simplement partenaire.

Le Groupe veille à s'associer avec des sociétés reconnues pour leurs compétences, leurs règles et leur haut niveau d'implication en matière de sécurité et de prévention des accidents. En outre, le Groupe assure ses installations contre les dommages ouvrages, la perte de production et les actions en responsabilité civile, y compris la pollution conformément aux pratiques de cette industrie.

2.5 RISQUES FINANCIERS

La section ci-dessous décrit les risques financiers auxquels le Groupe est exposé :

2.5.1 RISQUE DE MARCHÉ SUR MATIÈRES PREMIÈRES

Le Groupe est principalement exposé à deux types de risques de marché sur matières premières inhérents à l'activité : les risques de prix, directement liés aux fluctuations des prix de marché, et les risques de volume (risque météorologique et/ou dépendant de l'activité économique).

Dans le cadre de son activité, le Groupe est exposé aux risques de marché sur matières premières, en particulier gaz, électricité, charbon, pétrole et produits pétroliers, autres combustibles, CO₂ et autres produits verts.

Le Groupe intervient sur les marchés de l'énergie, soit à des fins d'approvisionnement, soit pour optimiser et sécuriser sa chaîne de production et de vente d'énergie, au moyen de transactions courantes (spot ou à terme). Le Groupe a également recours à des produits dérivés pour offrir à ses clients des instruments de couverture et pour couvrir ses propres positions.

Une partie prépondérante des activités de production d'électricité hors Europe sont sécurisées sous la forme de contrats de vente d'électricité en *Power Purchase Agreement* (PPA) à long terme, souvent avec des collectivités publiques, dans lesquels les variations des coûts opérationnels, en particulier les combustibles, sont transférées en *pass through* dans le prix de vente de l'électricité. Ceci limite fortement l'exposition aux risques de variation des prix, même si dans certains contrats le transfert est imparfait.

Dans la mesure où la plupart des branches portent du risque de marché, le Groupe a défini une politique qui délègue aux branches la gestion de ces risques selon un cadre prédéfini, comprenant des limites quantitatives, adaptées à la spécificité de leurs activités. Par exemple, les activités d'exploration-production font l'objet d'une politique de couverture combinant l'objectif de pouvoir raisonnablement stabiliser les résultats avec la possibilité de bénéficier d'éventuelles hausses du prix du pétrole et du gaz tout en incluant les impacts fiscaux induits par les aléas de prix. Les activités

d'approvisionnement de gaz quant à elles suivent une politique de couverture visant un équilibre entre compétitivité et stabilité des coûts d'approvisionnement tout en intégrant dans la mesure du possible les incertitudes causées par les aléas climatiques ainsi que les résultats attendus des révisions et renégociations de prix. À l'inverse, les activités de commercialisation n'ont pas vocation à porter ce type de risques et doivent soit les couvrir, soit les transférer en interne.

À l'exception des activités de *trading*, l'évaluation des risques de marché est réalisée au travers de leur impact sur l'EBITDA. Ainsi, les principaux indicateurs de risques pour la gestion de portefeuille d'énergie comprennent des sensibilités aux variations unitaires de prix, des *EBITDA at Risk*, des ratios de couverture du portefeuille et des *stress tests* basés sur des scénarios défavorables prédéfinis. Pour les activités de *trading* et conformément aux standards du marché, les indicateurs de risques comprennent des sensibilités, des *Value at Risk* (VaR) et des *stress tests* (se reporter à la Note 15.1.1 du chapitre 6.2).

Concernant les activités de *trading*, le Groupe a réorganisé ses activités en Europe au sein de GDF SUEZ Trading régulée par l'Autorité de Contrôle Prudentiel, ce qui lui a permis de renforcer le dispositif de contrôle des risques à l'ensemble de ses activités de *trading* en Europe.

Le Groupe a mis en place une gouvernance spécifique pour la maîtrise des risques de marché reposant sur (i) le principe général de séparation entre gestion et contrôle des risques, (ii) un Comité des Risques Marché Énergie (CRME) au niveau du Groupe en charge de la validation des politiques de risques des branches et du suivi de l'exposition consolidée et (iii) une filière de contrôle spécifique coordonnée par la Direction Financière. Ce type d'organisation est décliné au niveau de chaque branche. Le CRME est également en charge des risques de contreparties énergie, dont il est question ci-dessous.

2.5.2 RISQUE DE CONTREPARTIE

Le Groupe est exposé, par ses activités financières et opérationnelles, 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* – MtM – correspondant au remplacement dans des conditions différentes de celles prévues initialement). Compte tenu de l'environnement économique difficile, le Groupe a poursuivi sa diversification en matière de contreparties financières, ce qui lui a permis de réduire son exposition sur certaines banques européennes porteuses éventuelles de dette souveraine.

Les risques sont gérés *via* des mécanismes standards de type garanties de tiers, accords de *netting*, appels de marge, ou *via* l'utilisation d'instruments de couverture dédiés. Les activités opérationnelles peuvent en outre donner lieu à des prépaiements et à des procédures de recouvrement adaptées, en particulier pour la clientèle de masse.

Dans la mesure où l'ensemble des branches et la Direction Financière sont exposées au risque de contrepartie, parfois avec

des contreparties communes, le Groupe a défini une politique qui délègue aux branches la gestion de ces risques, tout en permettant au Groupe de conserver la gestion des expositions des contreparties les plus importantes.

La qualité de crédit des contreparties se mesure selon un processus de *rating* appliqué aux grands clients et intermédiaires dépassant un certain niveau d'engagement, ainsi qu'aux banques, 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) et exposition potentielle future (*Credit VaR*).

La gouvernance et le dispositif mis en place pour la maîtrise des risques de marché intègrent la maîtrise des risques de contreparties. Le CRME alloue des limites pour les principales contreparties communes et arbitre le cas échéant sur les niveaux d'exposition souhaités.

2.5.3 RISQUE DE CHANGE

Le Groupe est exposé aux risques de change, définis comme l'impact sur le bilan et le compte de résultat des fluctuations des taux de change, dans l'exercice de ses activités opérationnelles et financières. Ceux-ci se déclinent en (i) risque transactionnel lié aux opérations courantes, (ii) risque transactionnel spécifique lié aux projets d'investissement ou de fusion-acquisition et (iii) risque translationnel, lié à la consolidation en euro des comptes des filiales dont la devise comptable est différente. Ce risque est concentré sur les participations en dollars (aux États-Unis et sur les actifs considérés en base « dollarisée »), ainsi que sur les participations situées au Brésil, Thaïlande, Pologne, Norvège, Royaume-Uni et Australie.

Dans le cadre de la politique de risque de change du Groupe, le risque transactionnel fait l'objet d'une couverture systématique dès lors que le risque est matériel, sachant que le risque de change induit par les positions énergies relève de la politique risques de marché énergie. Le risque transactionnel spécifique fait l'objet d'une stratégie de couverture au cas par cas intégrée dans l'instruction des dossiers d'investissement. Enfin, le risque lié à la consolidation

des comptes fait l'objet d'une stratégie de couverture dynamique visant à protéger la valeur patrimoniale du Groupe en tenant compte du niveau des devises et des différentiels de taux d'intérêt avec l'euro. Pour ce faire, le Groupe a principalement recours à de la dette en devises et à des produits dérivés de change (se reporter à la Note 15.1.3 du chapitre 6.2).

En termes de gouvernance et de contrôle, les branches et la Direction Financière sont responsables de l'identification, de la mesure et de la couverture de leurs risques transactionnels respectifs. Les seuils de matérialité proposés par la Direction Financière sont validés par le CRME, qui suit également les expositions résiduelles. Le risque spécifique est placé sous la responsabilité du Comité des Engagements qui fixe un cadre et des limites pour chaque projet. Enfin, le risque lié à la consolidation est couvert sur la base d'assiettes de couverture par devise décidées par la Direction Financière, sur la base de la valeur patrimoniale que le Groupe souhaite protéger.

Pour une présentation complète des risques de change, voir également chapitre 6.2 – Note 15.1.3 (risque de change).

2.5.4 RISQUE DE TAUX D'INTÉRÊT

Au 31 décembre 2011, après prise en compte des instruments financiers, environ 59% de la dette brute du Groupe était à taux fixe et 41% à taux variable ou variable cappé. Comme la quasi-totalité des excédents du Groupe est investie à court terme, au 31 décembre 2011, 88% de la dette nette était à taux fixe et 12% à taux variable ou variable cappé.

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 consiste à diversifier les 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 2011, le Groupe dispose d'un portefeuille de couvertures optionnelles (*caps*) le protégeant contre une hausse des taux courts euros, dollars US et livres sterling. Compte tenu des niveaux historiquement bas de l'ensemble des taux courts sur l'exercice 2011, la quasi-totalité des couvertures optionnelles euros, dollars US et livres sterling sont pour l'instant inactivées. Cela a été le cas en 2010, lorsque, compte tenu du contexte de baisse très importante des taux d'intérêt à long terme en euros et dollars, le Groupe a poursuivi l'augmentation de son ratio de couverture à taux fixe et l'accroissement de la durée de ses couvertures afin de cristalliser à moyen terme ces taux attractifs.

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 sur les jambes à taux variable des dérivés, aurait un impact sur la charge nette d'intérêts de + 114 millions d'euros. Une diminution de 1% des taux d'intérêt court terme aurait pour impact un allègement de la charge nette d'intérêts de 139 millions d'euros. La dissymétrie de l'impact est liée à l'impact du portefeuille d'options de taux ainsi qu'au faible niveau des taux court terme (inférieurs à 1%) applicables à un certain nombre d'actifs et de passifs financiers.

Une augmentation de 1% des taux d'intérêt (uniforme pour toutes les devises) générerait, en compte de résultat, un gain latent de 252 millions d'euros lié à la variation de juste valeur des dérivés non documentés ou qualifiés de couverture d'investissement net. Une diminution de 1% des taux d'intérêt générerait *a contrario* une perte latente de 368 millions d'euros. La dissymétrie de l'impact est liée au portefeuille d'options de taux d'intérêt.

Une variation de plus ou moins 1% des taux d'intérêt (uniforme pour toutes les devises) générerait, sur les capitaux propres, un gain ou une perte de 439 millions d'euros liés à la variation de l'effet taux de la juste valeur des dérivés documentés en couverture de flux de trésorerie et de *net investment hedge* comptabilisée au bilan.

Gérées de manière centralisée, les positions de taux sont revues trimestriellement et lors de toute nouvelle levée de financement. Toute modification substantielle de la structure de taux fait l'objet d'une approbation préalable de la Direction Financière.

2.5.5 RISQUE DE LIQUIDITÉ

Dans le cadre de son exploitation, le Groupe est exposé à un risque d'insuffisance de liquidités pour faire face à ses engagements contractuels. Aux risques inhérents à la gestion du BFR (Besoin en Fonds de Roulement) viennent s'ajouter les appels de marge requis par certaines activités de marché.

La liquidité repose sur le maintien de disponibilités et de facilités de crédit confirmées. Le Groupe dispose de facilités de crédit confirmées compatibles avec sa taille et les échéances auxquelles il doit faire face. Le montant de ces facilités de crédit confirmées disponibles représente 15,1 milliards d'euros au 31 décembre 2011. 77% de ces lignes sont gérées de manière centralisée. Aucune de ces lignes centralisées ne contient de clause de défaut liée à des ratios financiers ou à des niveaux de notation. À fin 2011, aucune ligne centralisée n'est utilisée.

Au 31 décembre 2011, les ressources bancaires représentent 35,2% de la dette brute (hors découverts bancaires, coût amorti et effet des dérivés), le reste étant principalement financé par le marché

des capitaux (dont 28,7 milliards d'euros de dettes obligataires, soit 53,8% de la dette brute).

La trésorerie, composée de la trésorerie et équivalents de trésorerie, des actifs financiers qualifiant et désignés à la juste valeur par résultat, nets des découverts bancaires, s'élève à 15,9 milliards d'euros au 31 décembre 2011.

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 GDF SUEZ centralise la quasi-totalité des besoins et des excédents de trésorerie des sociétés contrôlées du Groupe, ainsi que la majorité de leurs besoins de financement externes à moyen et long termes. La centralisation est assurée *via* les véhicules de

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

Les excédents portés par les véhicules centraux sont gérés dans le cadre d'une politique unique. Les excédents de trésorerie 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.

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 en France et en Belgique et de *Commercial Papers* aux États-Unis.

Les encours d'émission de papier à court terme (billets de trésorerie et *Commercial Papers*) représentent 7,7% de la dette brute et s'élèvent à 4,1 milliards d'euros au 31 décembre 2011 (se reporter à la Note 14.2.1 au chapitre 6.2). 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.

Depuis la crise financière de 2008 et l'augmentation du risque de contrepartie qui a suivi, le Groupe a ajusté sa politique d'investissement avec un objectif d'extrême liquidité et de protection du capital investi (au 31 décembre 2011, 83,4% du *cash* centralisé était investi 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.

Les excédents de *cash* 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.

2.5.6 RISQUE DE DÉPRÉCIATION

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, plus sensibles sur certaines activités, nécessaires à l'évaluation des flux de trésorerie et le taux d'actualisation à

appliquer. Toute modification de ces hypothèses pourrait avoir un effet significatif sur le montant de la valeur recouvrable et pourrait conduire à modifier les pertes de valeur à comptabiliser (voir Note 1.4.1.2 du chapitre 6.2).

2.5.7 RISQUE SUR ACTIONS

Le Groupe détient au 31 décembre 2011 un ensemble de participations dans des sociétés cotées (voir Note 14.1 au chapitre 6.2) dont la valeur fluctue en fonction de la tendance des marchés boursiers mondiaux.

Une variation à la baisse de 10% des cours de bourse des titres cotés aurait un impact d'environ - 113 millions d'euros sur le résultat global du Groupe. Pour les titres cotés, parmi les éléments

pris en considération, le Groupe estime qu'une baisse importante ou prolongée du cours en dessous du coût historique constitue une indication objective de perte de valeur.

Le portefeuille d'actions cotées et non cotées du Groupe est encadré par une politique d'investissement spécifique et fait l'objet d'un compte rendu régulier à la Direction Générale.

2.5.8 RISQUE FISCAL

L'évolution de la réglementation fiscale ou de la jurisprudence en matière d'application des règles fiscales peut avoir un impact sur les résultats du Groupe (voir section 26.1 du chapitre 6.2).

2.5.9 RISQUE SUR LE FINANCEMENT DES PENSIONS

Une part significative des engagements de retraites et des actifs affectés à ces plans sont concentrés en France et en Belgique. Les autres régimes de retraites à prestations définies concernent principalement la zone Europe, le Brésil, les Etats-Unis et l'Australie.

Au cours des dernières années le Groupe a fermé de nombreux régimes à prestations définies au profit de régimes à cotisations définies. Parmi les régimes à prestations définies encore ouverts subsiste notamment, en France, le régime spécial des IEG qui est un régime légal.

La Note 18 de l'annexe aux comptes consolidés précise les éléments évalués et comptabilisés.

Le calcul de la dette actuarielle du Groupe est fondé sur des hypothèses actuarielles qui peuvent varier d'un pays à l'autre et qui incluent notamment les taux d'actualisation, les taux d'augmentation des salaires et les statistiques en matière de durée de vie. L'utilisation de méthodologies, hypothèses et modèles pour l'évaluation des passifs ou la détermination des allocations d'actifs et des risques associés peut avoir un impact significatif sur les niveaux de couverture et les besoins de financement.

En France, les engagements du périmètre IEG sont estimés sur la base d'hypothèses actuarielles et de règles régissant respectivement les prestations versées par les régimes de droit commun et les montants restant à la charge du Groupe. Ces hypothèses et ces règles peuvent faire l'objet d'ajustements susceptibles d'augmenter les engagements du Groupe et donc nécessiter une augmentation des provisions correspondantes.

Des engagements importants, au titre d'autres avantages au personnel postérieurs à l'emploi et pour avantages à long terme du personnel en activité, s'ajoutent aux passifs retraites ; il s'agit notamment de l'avantage en nature énergie consenti au personnel pendant la période de retraite.

Les niveaux de couverture et les besoins de financement des plans de retraite du Groupe varient en fonction de la performance des marchés financiers et des allocations d'actifs retenues, du niveau des taux d'intérêt et d'inflation ainsi que de l'évolution des cadres juridiques et réglementaires applicables.

Concernant certains plans à prestations définies, GDF SUEZ pourrait être amené à financer toute différence entre la valeur de marché de ces actifs et les niveaux de couverture prévus pour ces plans sur une période donnée (non applicable au périmètre IEG).

Informations sociales, environnementales et sociétales

	Pages		Pages
3.1	ÉTHIQUE ET COMPLIANCE	118	
3.1.1	Système de pilotage managérial	118	
3.1.2	Organisation et structures	118	
3.1.3	<i>Management</i> de la conformité éthique	119	
3.2	LE PILOTAGE GLOBAL DU DÉVELOPPEMENT DURABLE	119	
3.2.1	La politique développement durable	120	
3.2.2	Le <i>management</i> du développement durable	120	
3.2.3	La performance	121	
3.2.4	Projets transverses	122	
3.2.5	Gestion des relations avec les parties prenantes	122	
3.3	INFORMATIONS SOCIALES	123	
3.3.1	Les politiques ressources humaines du Groupe	124	
3.3.2	L'engagement dans la diversité et l'égalité des chances	126	
3.3.3	Relations sociales dans le Groupe	128	
3.3.4	Épargne salariale Groupe	129	
3.3.5	Participation des salariés dans le capital – actionnariat salarié	129	
3.3.6	Contribution aux activités sociales	130	
3.3.7	Politique de santé et sécurité	131	
3.3.8	Données sociales	134	
3.4	INFORMATIONS ENVIRONNEMENTALES	143	
3.4.1	Le cadre législatif et réglementaire	143	
3.4.2	Le <i>management</i> environnemental	144	
3.4.3	Les systèmes de mesure et de contrôle de la performance, la responsabilité environnementale	145	
3.4.4	Les actions du Groupe	147	
3.5	INFORMATIONS SOCIÉTALES	153	
3.5.1	Le programme « GDF SUEZ Rassembleurs d'Énergies »	153	
3.5.2	L'aide aux clients démunis et la solidarité	154	
3.5.3	Le soutien aux acteurs d'intérêt général et au monde associatif	155	
3.6	RAPPORT D'EXAMEN DES COMMISSAIRES AUX COMPTES SUR CERTAINS INDICATEURS ENVIRONNEMENTAUX ET SOCIAUX	156	

3.1 ÉTHIQUE ET COMPLIANCE

La politique d'éthique de GDF SUEZ validée en 2009 définit son ambition d'agir partout et en toutes circonstances conformément à ses valeurs et engagements, dans le respect des lois et réglementations. Pour atteindre cette ambition, GDF SUEZ s'est fixé comme objectif d'ancrer l'éthique dans la stratégie, le *management* et les pratiques professionnelles du Groupe et de se doter des moyens de mesurer la conformité à cet engagement.

Les engagements du Groupe en matière d'éthique sont définis dans :

- la Charte éthique qui fixe les principes d'éthique et le système de gouvernance de l'éthique ;

- le guide des pratiques de l'éthique qui détaille les modalités de mise en œuvre de l'éthique dans les situations professionnelles au quotidien.

Le Référentiel Intégrité qui constitue le socle du programme du Groupe en matière de prévention et de traitement des fraudes et de la corruption. Ce référentiel a fait l'objet d'une diffusion auprès des dirigeants et experts du Groupe. Un résumé du Référentiel a été adressé aux collaborateurs par messagerie électronique.

En 2011, International Power (IPR) a intégré le périmètre éthique du Groupe, en se dotant d'une Charte éthique inspirée des principes éthiques de GDF SUEZ et en nommant des correspondants éthiques.

3.1.1 SYSTÈME DE PILOTAGE MANAGÉRIAL

L'éthique est impulsée et supervisée du plus haut niveau de l'Entreprise, par le Président-Directeur Général et par le Secrétaire Général, membre du Comité Exécutif et Déontologue du Groupe. Les dirigeants de GDF SUEZ sont les premiers garants de l'application de l'éthique. Les responsabilités en matière d'éthique et de conformité sont définies à tous les échelons de la ligne managériale.

Le Comité Directeur des Déontologues composé des responsables de la Direction Éthique et *Compliance* et des déontologues de branche impulse et contrôle la réalisation des plans d'actions Éthique et vérifie la faisabilité opérationnelle des mesures proposées.

Le Comité de la *Compliance*, présidé par le Déontologue du Groupe, impulse et contrôle la mise en œuvre des procédures de conformité. Il s'informe des dysfonctionnements et s'assure que les traitements adaptés ont été appliqués. Il rend compte aux organes de gouvernance et à la Direction Générale de l'application et du contrôle du dispositif éthique de GDF SUEZ.

3.1.2 ORGANISATION ET STRUCTURES

Au sein du Secrétariat Général, la Direction Éthique et *Compliance* veille à l'atteinte des objectifs que le Groupe s'est fixés en matière d'éthique et de conformité. Elle propose les textes fondateurs et les référentiels du domaine, en impulse la mise en œuvre par les branches et les Directions fonctionnelles, et en organise le *reporting* interne et externe. Elle travaille en étroite synergie avec les filières, notamment audit, risque, contrôle interne, juridique et ressources humaines. Un dispositif *e-mail* Éthique, déclaré à la CNIL, permet à chaque collaborateur de signaler une difficulté d'ordre éthique.

La Direction Éthique et *Compliance* anime un réseau mondial de plus de 170 déontologues, qui relaie ses missions dans les entités.

Elle propose différents modules de formations : éthique des affaires (13 sessions en 2011), les droits de l'homme en entreprise (trois sessions en 2011), responsabilités managériales transverses incluant l'éthique (trois sessions en 2011), comprendre et prévenir le risque de corruption (session pilote en fin d'année 2011), *e-learning* (plus de 580 connexions).

Un site Intranet dédié aux managers et déontologues permet l'accès aux supports nécessaires pour la diffusion des règles d'éthique : Charte et guide en 20 langues, référentiels, procédures et présentations pédagogiques favorisant l'appropriation des principes.

3.1.3 MANAGEMENT DE LA CONFORMITÉ ÉTHIQUE

Les risques éthiques gérés par la Direction Éthique et *Compliance* sont intégrés à la revue des risques du Groupe. GDF SUEZ a mis en place une procédure de *reporting* des incidents éthiques : INFORM'ethics, déployée dans les branches et BUs, dans six domaines : intégrité comptable et financière, conflits d'intérêts, responsabilité sociale et droits humains, éthique des affaires, information confidentielle et protection du patrimoine immatériel. L'outil a fait l'objet d'une déclaration normale à la CNIL.

Une procédure de conformité annuelle et un tableau de bord comportant quatorze indicateurs permettent de suivre la mise en œuvre de la politique éthique du Groupe dans les entités. Les déontologues établissent un rapport faisant état de l'avancement et de l'organisation éthique de leur entité et le transmettent

accompagné d'une lettre de conformité éthique du *manager* de l'entité au Président-Directeur Général *via* les déontologues de branches. Le déontologue du Groupe établit sur cette base le rapport de conformité annuelle de GDF SUEZ autour de quatre axes :

- la diffusion et le portage managérial des principes d'éthique du Groupe ;
- l'intégration de l'éthique dans les références culturelles du *management* ;
- le *management* du risque éthique ;
- le *management* de la conformité.

3.2 LE PILOTAGE GLOBAL DU DÉVELOPPEMENT DURABLE

Pour GDF SUEZ, le développement durable est d'abord une composante majeure de sa vision : celle d'un grand Groupe qui, par les services qu'il fournit, s'efforce de contribuer à un développement mondial « soutenable », c'est-à-dire bénéficiant au plus grand nombre et limitant les prélèvements sur les ressources. À cette fin, le Groupe développe des approches partenariales visant à prendre en compte les attentes de la société civile par l'écoute, le dialogue et des engagements sur des thèmes choisis en commun.

Au plan micro-économique, le développement durable est envisagé comme la combinaison du *sustainable business* d'une part et de la gestion des risques extra-financiers d'autre part. Le *sustainable business* correspond à l'identification et à la transformation des problématiques environnementales et sociétales en opportunités. La gestion des risques extra-financiers couvre de multiples domaines comme la protection de l'environnement, l'acceptabilité locale et internationale des activités, la santé sécurité, la gestion des ressources humaines, l'éthique, etc. Grâce au développement de nouveaux produits et procédés adaptés aux enjeux de durabilité de la société en général, et à la gestion de plus en plus efficace et efficiente des processus extra-financiers, le développement durable contribue à la création de valeur de l'entreprise.

En ce sens, le développement durable est intégré dans la stratégie du Groupe, notamment dans le cadre de la réalisation du plan d'affaires à moyen terme, et dans l'évaluation des projets d'investissements présentés au Comité des Engagements du Groupe. Par ailleurs, la Direction du Développement Durable est intégrée à la Direction de la Stratégie et du Développement Durable du Groupe.

Du point de vue de la gouvernance, la particularité de GDF SUEZ est de disposer d'un Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable parmi les cinq comités du Conseil d'Administration. Ce comité a pour mission principale de donner des recommandations sur la stratégie développement durable du Groupe.

Inspiré par la norme ISO 26 000, les principes directeurs de l'OCDE, les principes du Pacte Mondial, la *Global Reporting Initiative*, GDF SUEZ a formalisé ses engagements de développement durable notamment grâce à la publication de 10 objectifs datés et chiffrés en 2011 et par l'application de sa politique dans l'ensemble du Groupe depuis 2009.

3.2.1 LA POLITIQUE DÉVELOPPEMENT DURABLE

En septembre 2009, Gérard Mestrallet et Jean-François Cirelli ont acté la politique de développement durable du Groupe dont l'ambition est une croissance responsable qui s'appuie sur les métiers (énergie, eau et propreté) et atouts du Groupe afin qu'il soit rapidement une référence en matière de développement durable. Cette ambition s'articule autour de trois axes :

- l'innovation pour se développer et anticiper l'évolution des marchés de l'énergie, de l'eau et de la propreté ;

- la garantie de la pérennité et de l'acceptabilité locale de nos activités ;
- le développement de l'attractivité, de l'efficacité et de la cohésion culturelle de GDF SUEZ.

La politique développement durable de GDF SUEZ est décrite in extenso dans le rapport développement durable du Groupe.

3.2.2 LE MANAGEMENT DU DÉVELOPPEMENT DURABLE

La Direction du Développement Durable a pour mission d'intégrer le développement durable au sein de la stratégie de GDF SUEZ et est en charge de la gestion des activités liées à la responsabilité sociétale et environnementale du Groupe. Elle rend compte du niveau de performance extra-financier et organise la communication sur les thématiques du développement durable.

Le *management* repose sur un système de gouvernance, une organisation dédiée, un système de *management* et des outils de *reporting* dans le cadre d'un processus d'amélioration continue de la démarche.

Gouvernance

La gouvernance du développement durable s'organise autour de principes et d'une structure de pilotage composée d'instances portées par le plus haut niveau de l'entreprise. Ces instances sont les suivantes :

- le **Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable du Conseil d'Administration (CEEDD)**. En matière de développement durable, le Comité s'est fixé un périmètre ambitieux couvrant les politiques engagées, les perspectives et les plans d'actions. En 2011, le bilan des plans d'actions développement durable 2010, le bilan du *reporting* environnemental, le programme « GDF SUEZ Rassembleurs d'Énergies » (voir section 3.5.1) ont notamment été présentés au CEEDD ;
- le **Comité de Direction (CODIR) et le Comité Exécutif du Groupe (COMEX)**, animés par le Président-Directeur Général, qui statuent sur les questions politiques en matière de développement durable. En 2011, différents dossiers ont été présentés en Comex, dont les objectifs datés et chiffrés de développement durable Groupe, le lancement du programme « GDF SUEZ Rassembleurs d'Énergies », l'organisation de la contribution du Groupe à la Table Ronde Nationale du ministère français de l'Écologie sur l'Efficacité Énergétique,

de la deuxième période d'obligation du dispositif français des Certificats d'Économie d'Énergie (2011-2013) et de l'évolution du droit français en matière d'environnement et d'impact sur la biodiversité, etc ;

- le **Comité de Pilotage** du développement durable Groupe est constitué des responsables développement durable des branches, des représentants de la Direction du Développement Durable et des représentants des Directions fonctionnelles (Direction des Ressources Humaines, Direction Santé Sécurité et Système de *Management*, Direction de l'Éthique et *Compliance*, Direction Recherche et Innovation, Direction des Achats et Direction Commerciale Marketing Groupe). Sa mission est de veiller à la préparation des plans d'actions annuels, à suivre leur mise en œuvre, à capitaliser sur les expériences des différentes entités et sur l'échange sur les positionnements développement durable majeurs (lutte contre le changement climatique, responsabilité sociétale...). Il s'est réuni cinq fois en 2011 ;
- le **Réseau Développement Durable** est composé des représentants de la Direction du Développement Durable, des responsables et des équipes développement durable des branches, BUs et filiales ainsi que des Directions fonctionnelles et filières (achats, ressources humaines, santé-sécurité, communication, affaires internationales, recherche et développement, délégations régionales France, etc.). Il vise au partage des politiques du Groupe et des bonnes pratiques des BUs. Il s'est réuni quatre fois en 2011. La **convention développement durable du Groupe**, qui réunit l'ensemble de la filière, s'est tenue les 30 juin et 1^{er} juillet 2011 à Paris.

Dans les branches, un *manager* développement durable accompagné d'une équipe dédiée est en charge de :

- déployer la politique développement durable au sein de la branche ;
- conduire les plans d'action développement durable de la branche ;

- intégrer la dimension développement durable dans le processus de planification stratégique (plan stratégique, plan d'affaires moyen terme) et de décision d'investissement de la branche ;
- sensibiliser et former au développement durable l'ensemble des collaborateurs ;
- capitaliser sur l'expérience au sein de la branche.

Intégration du développement durable dans les processus Groupe

Le développement durable est intégré dans les processus majeurs de GDF SUEZ à différents niveaux :

- au niveau stratégique : le plan d'affaire à moyen terme, exercice stratégique et financier, intègre les dimensions du développement durable *via* le développement du *sustainable business* (le développement des énergies renouvelables, de l'efficacité énergétique...) mais aussi *via* la gestion des risques extra-financiers (les risques liés aux émissions de CO₂ en Europe...) ;
- au niveau financier : la procédure d'investissements contient 10 critères développement durable (éthique, émissions de CO₂, impact social, ressources humaines, gestion environnementale des écosystèmes, coopération avec les parties prenantes, achats locaux, santé et sécurité...) qui sont analysés dans les nouveaux projets d'investissement présentés en Comité des Engagements ;
- au niveau opérationnel : l'application de la politique de développement durable, par les plans d'actions de chacune des branches, se décline dans les processus de fonctionnement du Groupe ;
- les résultats sont collectés dans le tableau de bord développement durable et permettent de piloter l'ensemble de la démarche à travers le Groupe.

3.2.3 LA PERFORMANCE

La performance en termes de développement durable se base sur l'établissement d'objectifs datés et chiffrés et sur une évaluation globale organisée autour de différents moyens (*reporting*, tableau de bord, revues de performance, indices extra-financiers).

Objectifs

10 objectifs développement durable chiffrés et datés au niveau du Groupe ont été élaborés fin 2010 et validés par le Comité Exécutif début 2011. Ceux-ci se répartissent suivant les différentes thématiques des trois axes de la politique :

- Énergies Renouvelables : Augmenter de 50% la capacité installée en énergies renouvelables entre 2009 et 2015 ;
- Biodiversité : Mettre en œuvre un plan d'action biodiversité sur chaque site sensible dans l'Union européenne d'ici à 2015 ;
- Santé et Sécurité : Atteindre un taux de fréquence (Tf) inférieur à 6 en 2015 ;
- Mixité : 4 objectifs d'ici à 2015 :
 - 1 cadre dirigeant nommé sur 3 sera une femme,
 - 25% de femmes cadres,
 - 30% de femmes dans les recrutements,
 - 35% de femmes Hauts Potentiels ;
- Formation : maintenir le niveau des 2/3 des salariés bénéficiant au minimum d'une formation par an ;
- Actionariat salarié : atteindre et maintenir le niveau de 3% dans le capital de l'entreprise détenu par l'actionariat salarié d'ici à 2015 ;

- critères DD d'investissement : intégrer les « critères DD d'investissements » dans 90% des projets de *business development* présentés en Comité des Engagements d'ici à fin 2012.

Reporting

Le *reporting* social (voir section 3.3) et environnemental (voir section 3.4) du Groupe, qui constitue une obligation légale en vertu de la loi NRE (Nouvelles Régulations Économiques) de 2001, donne lieu à la publication d'un ensemble d'indicateurs issus de la *Global Reporting Initiative* (GRI) et dont une partie est vérifiée par les Commissaires aux comptes. Chaque année le Groupe vise un niveau d'assurance « raisonnable » pour un nombre croissant d'indicateurs. Selon Capitalcom (4^e baromètre Capitalcom sur la RSE des groupes du CAC 40, 2011), GDF SUEZ était en 2010 le groupe du CAC 40 possédant le nombre le plus élevé d'indicateurs en assurance raisonnable (18).

Tableau de bord

Le tableau de bord développement durable représente l'ambition et mesure le degré d'application de la politique développement durable. Il est composé d'indicateurs qui assurent un équilibre en termes de couverture des axes de la politique développement durable et des domaines du développement durable : qualité, santé, sécurité, environnement, responsabilité sociétale, responsabilité humaine et sociale. Le tableau de bord de GDF SUEZ est décrit *in extenso* dans le rapport développement durable du Groupe.

Évaluation des performances

La dimension développement durable est examinée dans les revues de performance selon un rythme adapté à chacune des branches. C'est le cas *a minima* une fois par an sur la base de l'évaluation de la réalisation des plans d'actions développement durable. Les programmes et dispositifs de contrôle et d'audit internes veillent à intégrer certains aspects de la mise en œuvre, en coordination avec la Direction de la Stratégie et du Développement Durable.

Indices extra-financiers

En 2011, GDF SUEZ, suite à l'analyse effectuée par l'agence de notation extra-financière Vigéo, a été confirmé dans son intégration dans l'indice ASPI Eurozone® (*Advanced Sustainable Performance Indices*). Il s'agit de l'indice de référence européen des sociétés et investisseurs souhaitant s'engager en faveur du développement durable et de la responsabilité sociale des entreprises. GDF SUEZ a été noté C+ par Oekom en 2011.

Le Groupe a publié son rapport développement durable 2010 noté B+ par la *Global Reporting Initiative* (GRI).

3.2.4 PROJETS TRANSVERSES

Marketing durable

Les entreprises industrielles clientes de GDF SUEZ sont confrontées aux mêmes impératifs d'excellence environnementale, sociale et économique que leurs fournisseurs doivent prendre en compte et tenter d'intégrer dans leurs offres. De nombreuses filiales du Groupe proposent aujourd'hui des solutions innovantes en matière de réduction de l'empreinte environnementale, de diminution des émissions de gaz à effet de serre, de protection de la santé des collaborateurs, de sécurité industrielle. Afin de promouvoir la réflexion interne sur les offres durables proposées aux clients industriels et aux collectivités locales, le Groupe favorise la synergie entre métiers afin de répondre de manière globale avec l'ensemble des savoir-faire du Groupe et le plus précisément aux attentes développement durable des clients. Cette action, initiée en France et en Belgique, est étendue aux autres marchés européens du Groupe ainsi qu'à l'Amérique du Nord, et sera bientôt proposée à l'ensemble des métiers du Groupe sur les marchés *B to B*.

Les offres durables aux clients résidentiels et tertiaires sont également développées et proposées par les filiales du Groupe, l'efficacité énergétique et la préservation des ressources sont des éléments fondamentaux des propositions commerciales des fournisseurs d'énergie, de services énergétiques, d'eau et de traitement des déchets de GDF SUEZ.

Achats responsables

La politique Achats s'inscrit dans la politique développement durable du Groupe, dans ses valeurs et dans ses différentes chartes. Elle a pour finalité de se refléter dans l'exercice de l'activité des acheteurs au jour le jour et en particulier dans l'établissement et le maintien d'une relation saine avec les fournisseurs. Pour sensibiliser les acheteurs aux achats responsables et leur apporter les outils nécessaires dans leur quotidien, une campagne de formation aux achats responsables a été lancée en 2011 en France. D'autres sessions seront organisées en 2012, le but étant à terme, de former tous les acheteurs.

Pour aller plus loin dans sa démarche responsable, le Groupe a signé en décembre 2010 la Charte de la médiation du crédit. Cette Charte engage le Groupe à établir avec les PME des relations de partenariat durables. Fin 2011, GDF SUEZ a lancé une campagne d'adhésion au Global Compact sur la base de ses 100 premiers fournisseurs (en termes de chiffre d'affaires, hors achats énergie). Sur les 51 fournisseurs qui n'étaient pas déjà adhérents, il a été convenu avec les branches d'en solliciter 24 (certains fournisseurs étant en fin de contrat ou en litige). À ce jour, quatre nouveaux fournisseurs ont adhéré au Pacte mondial. Afin de les aider à mieux connaître notre politique « achats responsables », un portail dédié aux fournisseurs a été mis en place dès 2011.

3.2.5 GESTION DES RELATIONS AVEC LES PARTIES PRENANTES

Afin d'assurer la pérennité de ses activités et une bonne acceptabilité sociétale de ses projets industriels, GDF SUEZ veille à maintenir un dialogue continu et proactif avec ses parties prenantes et à renforcer son approche partenariale. Conscient de sa responsabilité sociétale dans l'évolution de l'économie globale vers des modèles de croissance plus durables, GDF SUEZ est engagé dans une véritable démarche de gestion de la relation avec les parties prenantes outre de nombreux partenariats qui permettent de maintenir et d'améliorer de façon continue les échanges avec elles.

Une animation transverse

Le Groupe a démarré, fin 2011, le développement d'un projet de pilotage transverse relatif à la thématique de gestion des relations avec les parties prenantes et basé sur l'élaboration d'une plateforme d'échange identifiant toutes les pratiques Groupe sur le sujet. Ce projet s'inscrit dans la mise en œuvre de la politique développement durable du Groupe. Il permet de contribuer à la diffusion et l'application des bonnes pratiques.

Une approche partenariale

En ce qui concerne les partenariats, le Groupe est actif au sein de grands réseaux internationaux tels que le Pacte Mondial des Nations Unies ou de cercles de réflexion et fondations comme le Conseil Mondial des Entreprises pour le Développement Durable (WBCSD), l'Institut du développement durable et des relations internationales (IDDRI), Entreprises pour l'Environnement (EPE). Ces réseaux sont importants pour faire progresser les réflexions sur

les différentes thématiques du développement durable. Par ailleurs, le Groupe développe des approches partenariales spécifiques au niveau local avec la société civile, les associations de riverains et les ONG tout au long de la vie des projets. Au niveau central, des partenariats structurants avec les ONG lui permettent d'impulser des démarches de progrès. À ce titre des exemples de partenariat d'envergure ont ainsi été conclus avec Emmaüs France et France Nature Environnement.

3.3 INFORMATIONS SOCIALES

Lors de la fusion des deux groupes, Gaz de France et Suez, en juillet 2008, il avait été décidé de mettre en place une Direction spécifique dédiée aux cadres dirigeants et distincte de la Direction des Ressources Humaines (RH) Groupe, afin de mieux cibler l'accompagnement des 800 managers du Groupe dans cette phase délicate de fusion de deux cultures. Moins de trois ans après, ces deux Directions sont réunies au sein d'une même Direction des Ressources Humaines du Groupe.

Une nouvelle ambition RH pour le Groupe a ainsi été définie mi-2011 : « Valoriser et développer le capital humain du Groupe, riche de ses diversités, pour les métiers du Groupe partout dans le monde, en menant une politique ouverte et innovante de ressources humaines, et ainsi créer de la valeur pour chacun, pour l'entreprise et leurs communautés. » Cinq axes découlent de cette ambition :

- se projeter dans l'avenir pour anticiper dans le contexte d'un monde en profonde mutation ;
- libérer le projet individuel de chacun pour développer l'initiative et l'innovation, en sachant combiner ce projet individuel et le projet collectif de l'Entreprise ;
- conjuguer l'enracinement local, qui apporte des éléments essentiels de singularisation et de différenciation, avec la perspective globale du Groupe, permettant notamment de situer et valoriser au niveau international le potentiel du projet d'entreprise ;

- faire de la mixité et de la diversité des facteurs de transformation de l'Entreprise ;
- développer la prise en compte de la dimension sociétale et de la responsabilité sociale d'entreprise dont l'impact est considérable sur l'engagement des collaborateurs, mais aussi sur la notation sociale et les investisseurs.

Afin de porter cette ambition, des politiques et des postures RH exigeantes et innovantes sont, et seront, développées. Concevoir nos politiques RH avec les partenaires opérationnels du Groupe, amplifier la culture managériale du Groupe, associer les collaborateurs aux résultats et aux objectifs stratégiques à plus long terme, développer un dialogue social de qualité, piloter une performance RH optimisée au service des autres : tels sont les leviers principaux activés pour incarner cette ambition.

2011 est également marquée par la volonté du Groupe de placer la responsabilité sociale au cœur de sa mission d'« être utile aux hommes ». Un « Projet Social fondateur » a ainsi été conçu et adopté. Ce Projet Social s'articule autour des quatre engagements suivants : une affirmation de l'utilité sociale et de la solidarité, une ambition au service de la cohésion et du lien social, un projet centré sur l'égalité des chances, une politique ancrée dans les territoires.

3.3.1 LES POLITIQUES RESSOURCES HUMAINES DU GROUPE

Les politiques ressources humaines visent à permettre au Groupe d'attirer, de fidéliser et de développer son capital humain en tenant compte de son projet d'entreprise et de l'évolution des besoins du *business*, grâce à une gestion prospective des emplois et compétences, et en agissant à une échelle mondiale dans des bassins d'emploi très diversifiés.

3.3.1.1 Une politique de recrutement diversifiée

Depuis deux ans, la politique et les processus de recrutement du Groupe s'affinent. En lien étroit avec le marché du travail, dans ses diversités, le Groupe déploie sur différentes cibles une présence employeur renforcée. Renforcement de l'intégration des apprentis, développement des actions sur les campus – dont la *Golden Mission* (voir ci-dessous) – et en faveur de l'enseignement, optimisation des processus de recrutement en interne constituent trois axes majeurs poursuivis en 2011.

L'intégration des apprentis

En 2011, GDF SUEZ a poursuivi sa politique volontariste en faveur de l'alternance et a continué d'inscrire ses actions dans l'objectif gouvernemental français de 800 000 alternants à l'horizon 2015.

Au 31 décembre 2011, 4 425 alternants, représentant environ 4,1% de l'effectif, sont présents dans le Groupe en France (en 2010, 2 122 nouveaux contrats avaient été signés). Ceci est le résultat d'actions très ciblées, notamment le lancement d'une campagne de recrutement à travers un plan média national.

GDF SUEZ s'est également engagé activement dans des projets innovants tels que l'École Vaucanson, grande école par alternance des bacheliers professionnels. Elengy accueille un apprenti *via* ce dispositif. Le Groupe est également partenaire du projet AGIR destiné à mettre en place un accompagnement renforcé de jeunes en contrat de professionnalisation, et déployé en Loire-Atlantique à titre expérimental.

D'autres dispositifs continuent d'être déployés en 2011 : le Plan d'Accompagnement à l'Emploi, développé avec la Fondation Agir Contre l'Exclusion (FACE) et destiné aux jeunes diplômés non recrutés à l'issue de leur contrat d'apprentissage, ainsi que des projets innovants d'insertion durable dans l'emploi menés dans le cadre du Plan Espoir Banlieues.

Par ailleurs, le 28 juin 2011, et aux côtés de la majorité des entreprises du CAC 40, GDF SUEZ a signé la Charte de mobilisation en faveur du développement des formations par alternance dans les entreprises, mise en place par la ministre en charge de l'Apprentissage.

Campus et actions en faveur de l'enseignement et de la formation

Par une présence croissante lors des forums carrière en France et à l'international, le Groupe assure la visibilité de ses métiers et de sa marque employeur dans les écoles. Le Groupe participe ainsi

à une cinquantaine de forums par an en France et en Belgique. Grâce à ces nombreux événements de proximité, impliquant plus de 500 représentants de ses différents métiers, le Groupe touche aujourd'hui directement près de 55 000 étudiants par an sur les salons. Ces étudiants sont sensibilisés à la *Golden Mission*, une expérience multi-métiers et multi-pays pour des jeunes diplômés des grandes écoles et universités lancée fin 2010, qui a constitué une action marquante en 2011. Cette mission permet à quatre jeunes de talent, recrutés à la suite d'un concours vidéo sur les métiers internes, d'aller, pendant quatre mois, découvrir les hommes et les femmes de GDF SUEZ dans le monde. Cette expérience sert de fondement à un parcours de découverte sur les métiers et la diversité des opportunités de carrières au sein de GDF SUEZ, à l'attention des publics visés par les actions de recrutement du Groupe et de ses collaborateurs.

Par ailleurs, GDF SUEZ est depuis trois ans un partenaire central du Challenge du Monde des Grandes Écoles et Universités, un événement à dimension internationale réunissant 4 000 étudiants sur une journée, et est investi dans différents programmes (Collège des ingénieurs, COPERNIC, CEMS, TIME, Energy 21st et AtomiCareers in Europe) permettant de toucher des étudiants et jeunes diplômés expérimentés de grandes formations européennes.

GDF SUEZ a poursuivi sa politique de bourses d'accompagnement des jeunes dans leurs parcours et a réalisé des actions en faveur de l'enseignement, de la formation et de la recherche avec ses partenaires en France et en Belgique : le Centre National des Arts et Métiers (CNAM), les associations Tremplin France et Tremplin Belgique, Sciences-Po, l'Université Paris-Dauphine, les facultés des Sciences Appliquées (dans les sept universités belges).

Au cours de la dernière année académique, la « Chaire *Management et Diversité* » créée par l'Université Paris-Dauphine, dont GDF SUEZ est l'un des partenaires fondateurs, a reçu sa deuxième promotion de managers en formation continue « qualifiante » dont un certain nombre est issu d'entreprises du Groupe.

En Belgique, un mécénat de compétence a été initié par le Groupe avec l'ICHEC à Bruxelles dans le cadre de cours axés sur la Responsabilité Sociale de l'Entreprise et assurés par un collaborateur du Groupe.

Par ailleurs, un nouveau partenariat de coopération a été signé en septembre 2011 entre le Groupe et les Universités de Liège (ULg) et de Hasselt en Belgique autour du thème de la Gestion de la Diversité en Entreprise, à l'instar du partenariat avec l'Université de Paris-Dauphine en France.

Des processus de recrutement optimisés

En 2011, deux actions majeures de mutualisation ont été conduites pour optimiser les processus de recrutement (projet e-recrutING pour optimiser la gestion des candidatures pour toutes les entités du Groupe ; et projet Source-In, pour offrir à la filière RH une expertise optimisée en matière de recrutement). Source-In a traité 631 demandes de recrutement à fin décembre 2011 pour les entités du Groupe en France.

3.3.1.2 Une politique de mobilité promue sur le terrain

La politique de mobilité professionnelle de GDF SUEZ vise essentiellement à permettre à tous les salariés qui le souhaitent de bénéficier, à leur initiative, d'un changement de métier, de région ou d'entité au sein du Groupe.

Cet objectif est fondé sur la conviction qu'une mobilité professionnelle fluide contribue à :

- favoriser l'attraction, l'implication, le développement et la fidélisation des salariés ;
- optimiser l'adéquation entre les compétences internes et les besoins des métiers ;
- renforcer l'intégration culturelle, la coopération et l'égalité des chances ;
- encourager le partage des savoir-faire et le développement de l'innovation.

La mise en œuvre de cette politique s'appuie sur un travail en réseaux transverses et sur des outils communs, comme le référentiel unique des 23 familles professionnelles Groupe ou le guide des métiers GDF SUEZ donnant une vision globale et partagée des 300 métiers les plus représentatifs du Groupe. Parmi les résultats constatés, on note depuis 2009 une augmentation annuelle moyenne de 30% du nombre de mobilités internes réalisées entre les différentes BUs du Groupe, désormais supérieures à 1 400 par an.

3.3.1.3 Des politiques pour le développement des cadres

Des actions de développement concernant l'encadrement sont déclinées dans les différentes entités du Groupe de façon à répondre aux enjeux métiers. Certaines de ces initiatives sont détaillées ci-après.

Détection et développement des cadres à potentiel

Afin d'assurer le renouvellement de ses dirigeants, GDF SUEZ s'est doté d'un programme de détection, d'accompagnement et de développement des cadres à potentiel à l'échelle du Groupe, le programme « leaders For Tomorrow » (LFT).

Ce programme privilégie les talents internes et doit promouvoir la diversité des équipes dirigeantes. Il est articulé autour de trois objectifs :

- connaître et enrichir le patrimoine des ressources susceptibles de prendre un jour la relève des dirigeants ;
- préparer activement ces hauts potentiels, en s'appuyant sur un suivi individuel et personnalisé ;
- fidéliser les meilleurs collaborateurs, grâce à des signes de reconnaissance tangibles.

À ce jour, le Groupe compte 2 500 LFT, de 45 nationalités, travaillant dans 50 pays différents, et parmi lesquels 637 femmes (soit 24,5% des LFT, avec un objectif de 35% de femmes LFT en 2015).

Gestion et développement des experts

La politique de gestion et de développement des experts techniques du Groupe initiée en 2009 s'est intensifiée. Elle vise à identifier et à développer les ressources techniques rares du Groupe dans ses activités cœur de métier (par exemple nucléaire, stockage du gaz, GNL, exploration-production, traitement de l'eau). Ces expertises sont détenues aujourd'hui par environ 500 experts clés déjà identifiés.

En 2011 ont été conçues et déployées deux formations dédiées aux experts du Groupe : 50 d'entre eux ont ainsi bénéficié de la formation *from expertise to business*, tandis qu'a également été lancée en fin d'année une première promotion de la formation « transmettre son expertise avec talent », qui sera déployée en 2012.

Renforcement du « learning for Development »

L'organisation d'une Direction *Learning for Development* assure aux collaborateurs du Groupe dans tous les métiers et dans tous les pays, l'accès à des formations générales et à des formations en *management* de qualité répondant à leurs besoins.

Trois canaux sont en place pour assurer la bonne fin de cette mission :

- **GDF SUEZ University** s'adresse aux dirigeants, aux hauts potentiels et aux *managers*. « Think, Share, Grow Together » est la promesse de *GDF SUEZ University* aux 38 500 cadres et managers du Groupe :
 - *Think* : un lieu de réflexion stratégique, où se pensent et se préparent les mutations impliquées par les challenges de notre environnement économique, technique et social,
 - *Share* : un lieu d'intégration où se construit la cohésion et la capacité de coopération transverse indispensables au succès du Groupe,
 - *Grow* : un lieu de développement personnel et collectif qui accompagne ces collaborateurs tout au long de leur carrière.

En 2011, *GDF SUEZ University* a déployé auprès du premier cercle des dirigeants du Groupe le *GDF SUEZ Management Way*, modèle de *leadership* du Groupe et a accompagné l'expansion géographique du Groupe en accueillant environ 6 600 managers dans 16 pays, dans le cadre de programmes réalisés dans la langue locale.

- **la Communauté Learning** dans les branches et les *Business Units*. Cette communauté est appelée à renforcer sa coopération, dans un souci de cohérence des programmes, d'optimisation des moyens, et de diffusion des approches *e-learning* et Web 2.0 ;
- **l'outil Synerform**, mis en place en 2011 au périmètre France, qui facilite, au bénéfice de l'ensemble des collaborateurs du Groupe, l'accès au meilleur coût à des programmes de formations externes dans les domaines de compétences générales, bureautiques et santé-sécurité.

Déploiement des Development Centers

GDF SUEZ dispose de *Development Centers* pour ses managers, destinés en priorité aux cadres dirigeants et aux cadres à potentiel. Outils de développement et de connaissance personnels, ils permettent aux intéressés, en lien avec un référent de la filière RH, de prendre conscience de leurs forces et de leurs axes de développement potentiels, mais aussi d'initier une réflexion sur leur carrière et leurs objectifs d'évolution.

Gestion des cadres dirigeants du Groupe

Le rapprochement avec International Power s'est traduit par l'intégration au sein du Groupe de 31 cadres dirigeants issus de la société britannique, accentuant de ce fait la diversité des origines et des profils des cadres dirigeants.

Au cours de l'année 2011, la mobilité transverse des cadres dirigeants (de branche à branche ou entre le Centre et les branches) est restée stable en valeur relative, représentant 28% du nombre total des mobilités internes, mais a augmenté de 50% en valeur absolue, favorisant ainsi un accroissement de la variété des expériences.

Plus de 85% des nouveaux cadres dirigeants nommés en 2011 étaient issus du programme LFT.

3.3.2 L'ENGAGEMENT DANS LA DIVERSITÉ ET L'ÉGALITÉ DES CHANCES ⁽¹⁾

Le Groupe poursuit son engagement comme entreprise citoyenne et socialement responsable, acteur du développement territorial et du soutien au monde associatif. De nombreuses actions ont été menées en 2011 dans le domaine de la Responsabilité Sociale d'Entreprise (RSE), comme par exemple l'organisation de colloques, l'actualisation du site Intranet « Solidario », disponible en trois langues et contenant plus d'une centaine de bonnes pratiques dans le domaine de la RSE. Par ailleurs, en mars 2011, le site collaboratif SolidarNet a été mis en place : il s'agit d'un outil interactif de formation, d'information et de sensibilisation autour de thématiques RSE au sein des filiales françaises, belges, néerlandaises et britanniques.

GDF SUEZ est fondateur de FACE (Fondation Agir Contre l'Exclusion). Présidée par Gérard Mestrallet et impliquant de nombreux collaborateurs du Groupe en matière de lutte contre l'exclusion au sein des 30 Clubs FACE locaux, FACE favorise l'intégration des publics diversifiés et la cohésion sociale. En 2011, FACE accompagne GDF SUEZ dans sa démarche d'obtention du Label Diversité, notamment *via* une série de diagnostics effectués sur le périmètre de labellisation.

promeut la diversité dans le recrutement, pour l'alternance et qui a permis le recrutement en 2011 de 19 alternants issus de la diversité en Ile-de-France. Une convention « Sourcing Diversité » a été signée avec plusieurs partenaires, dont l'Association pour Faciliter l'Insertion professionnelle des Jeunes diplômés ou encore Forces Femmes. En Belgique, Synerjob, organisme faïtier fédéral belge regroupant l'ensemble des institutions de mise à l'emploi, a mis en place une politique d'apprentissage volontariste. Enfin, GDF SUEZ participe à de nombreux forums de recrutement destinés aux publics vulnérables. Dans le domaine du handicap, une action de sensibilisation a été organisée au siège du Groupe et a concerné 4 000 de ses salariés.

Le Groupe continue à déployer en France et dans certains pays d'Europe comme la Belgique, en étroite collaboration avec FACE, des séances de formation et de sensibilisation à « l'égalité de traitement et la lutte contre les discriminations ». Dans le cadre d'un partenariat avec la *Louvain School of management*, des séances de formation et de sensibilisation sont organisées pour les managers RH par les professeurs et les chercheurs de cette faculté.

3.3.2.1 Engagement dans la lutte contre les discriminations

Le processus de labellisation par l'Association Française de Normalisation (AFNOR) est en cours, sur les périmètres de GDF SUEZ SA et de la branche Énergie Services (soit sur un effectif de 42 000 personnes en France), avec pour objectif d'obtenir le label « Diversité ». Dans ce cadre, et pour répondre au cahier des charges, une cellule d'écoute a été mise en place sur le périmètre de labellisation.

Dans le domaine du sourcing et de l'accès à l'emploi pour les populations les plus vulnérables, le Groupe s'appuie en France sur les missions locales, Pôle Emploi et Mozaïk RH, association qui

3.3.2.2 Actions prioritaires pour l'égalité des chances

Égalité professionnelle

L'accord Égalité professionnelle de GDF SUEZ SA signé en juillet 2008 pour trois ans fait l'objet de comités de suivi avec les partenaires sociaux signataires. En prolongement, une négociation européenne sur l'égalité professionnelle hommes/femmes a été lancée en 2011 et devrait se conclure en 2012.

Début 2011, le Groupe s'est notamment fixé quatre objectifs à l'horizon 2015 :

- un cadre dirigeant nommé sur trois sera une femme ;

(1) Pour une vision complète de la politique de Responsabilité Sociale du Groupe, voir également la section 3.5 « Informations Sociétales ».

- le pourcentage de femmes hauts potentiels sera porté à 35% ;
- le pourcentage de femmes cadres atteindra 25% ;
- les femmes représenteront 30% des recrutements.

Le réseau WIN (*Women In Networking*) rassemble plus de 500 collaboratrices et propose un cadre à des échanges réguliers et des réflexions collectives sur les défis professionnels aussi bien que sur la stratégie du Groupe.

50 femmes faisant partie du programme LFT en France et en Belgique ont bénéficié d'un programme d'un an de *mentoring* par des dirigeant(e)s, programme prévoyant l'accompagnement personnalisé des mentors et des mentorées. Compte tenu du succès du programme, une nouvelle vague de 60 tandems est en cours de constitution. Par ailleurs, *GDF SUEZ University* prépare le lancement d'un programme *Leadership au féminin* pour 2012.

En 2011, le Groupe a organisé, en partenariat avec FACE Paris et la Mairie du 9^e arrondissement de Paris, à l'attention des Parisien(ne)s et en présence du Maire et des élus en charge de l'égalité, une conférence-débat sur le thème « l'emploi des femmes, avançons ensemble ».

Seniors

Un accord Groupe relatif au maintien dans l'emploi et à la carrière des salariés seniors a été signé le 8 décembre 2009 avec les syndicats CFE-CGC, CFDT et CFTC. Cet accord concerne la France ; il est valable trois ans. En 2011, un guide à destination de la filière RH a été mis en ligne rappelant les principes de l'accord. Des exemples de bonnes pratiques sont désormais disponibles.

Handicap

Dans le domaine du handicap en France, les actions du Groupe visent à sensibiliser afin de mieux faire comprendre et accepter le handicap ; soutenir l'accès à l'emploi des personnes en situation de handicap au sein du Groupe ; aménager les postes de travail ; trouver les solutions permettant le maintien dans l'emploi ; développer le recours aux entreprises du secteur protégé ; accompagner des associations dans leurs projets ; encourager les initiatives des salariés du Groupe. Ainsi, en 2011, les actions collectives du Groupe ont permis de faire progresser le taux d'emploi direct de personnes handicapées par le Groupe :

- INEO a signé son premier accord collectif avec les partenaires sociaux ;
- huit accords collectifs et cinq conventions avec l'Agefiph (fonds pour l'insertion professionnelle des personnes handicapées) sont en vigueur, au périmètre France.

2011 est aussi marquée par le lancement de la première étude européenne sur l'intégration dans l'emploi des personnes en situation de handicap avec un focus sur six pays où GDF SUEZ est présent.

En Belgique, à fin décembre 2011, on comptait huit athlètes recrutés par des filiales de GDF SUEZ (sept par Electrabel et un par N-Allo) dans le cadre conjoint de la convention signée avec le *Belgian Paralympic Committee*. En septembre 2011, une convention de partenariat a été signée entre le Groupe et l'association Cécifoot Belgium en vue de favoriser l'insertion professionnelle de jeunes joueurs de football malvoyants dans les filiales du Groupe.

3.3.2.3 Engagement dans l'insertion et l'accompagnement vers l'emploi

Le Groupe multiplie les actions en faveur de l'insertion et de l'accompagnement vers l'emploi, en s'appuyant notamment sur des structures dédiées. SITA Rebond (filiale de SITA France, groupe SUEZ Environnement) est spécialisé dans l'insertion par l'économie des publics en difficulté. Elle élabore et met en œuvre des projets d'insertion professionnelle et d'accompagnement social des chômeurs de longue durée, des allocataires des minima sociaux, des jeunes de moins de 26 ans sans qualification, des travailleurs handicapés et des seniors. Depuis plus d'un an, SITA Rebond a renforcé son action en créant autour de ses unités des Clubs Entreprise, lieux d'échange et de réflexion pour la mise en place d'une politique globale d'insertion favorisant le retour vers l'emploi durable. Depuis sa création en 2003, SITA Rebond a accompagné plus de 3 000 personnes dont plus de 800 jeunes de moins de 25 ans. Plus de 400 de ces jeunes ont retrouvé une situation stable face à l'emploi.

Avec FACE (Fondation Agir Contre l'Exclusion), GDF SUEZ s'implique dans diverses actions en France : le projet « Ambition 30 000 » ; *Job Academy* et la formation « un But Pour l'Emploi ». Ainsi, au cours des trois dernières années (2009, 2010 et 2011), plus de 360 jeunes ont été formés à travers le dispositif « un But pour l'Emploi ». Pour plus de 60% de ces jeunes, les formations se sont soldées par des sorties positives favorisant ainsi leur insertion socio-professionnelle.

Créée en septembre 2010, l'association Be.Face (déclinaison belge de la fondation FACE) à Bruxelles a vu le nombre de ses membres passer de sept à 11 entreprises au cours de l'année 2011. Le premier plan d'action en 12 points a été initié en février et connaît ses premières réalisations pratiques, notamment dans les domaines du parrainage, des actions ciblées sur les écoles et sur l'aménagement des quartiers. Ces actions se concentrent sur le quartier de la Gare du Nord à Bruxelles où le siège belge du Groupe a déménagé au début de l'année. L'objectif est de favoriser l'intégration de GDF SUEZ dans ce quartier sensible de la ville tout en y associant les associations locales.

La Fondation Agir Pour l'Emploi (FAPE) a été créée en 1995. Cette fondation des salariés de plusieurs entreprises de la branche des Industries Électriques et Gazières (IEG), dont GDF SUEZ, agit en faveur de l'insertion et contre l'exclusion. Son financement est assuré par les dons des salariés et des retraités de ces entreprises auxquels s'ajoute un abondement des entreprises. En 2011, la FAPE a reçu plus de 2,3 millions d'euros dont un tiers provient des dons des salariés et retraités et deux tiers de l'abondement des entreprises adhérentes. En 2011, la FAPE a apporté son soutien à près de 3 400 emplois.

Gepsa, filiale de Cofely, a poursuivi ses actions d'insertion et de formation en milieu carcéral.

Par ailleurs, dans le cadre d'un projet de médiation sociale dans le domaine de la précarité énergétique mené en partenariat au niveau national avec FACE, Nes & Cité et l'Agence gouvernementale du Service Civique, GDF SUEZ se mobilise pour assurer l'employabilité d'un groupe de jeunes volontaires à l'issue de leur mission de service civique.

3.3.3 RELATIONS SOCIALES DANS LE GROUPE

3.3.3.1 Instances sociales Groupe

Les instances représentatives sont des lieux de discussion privilégiés entre la Direction et les représentants du personnel notamment dans les domaines de la stratégie industrielle, économique, financière et sociale de GDF SUEZ.

Le Comité d'Entreprise Européen (CEE)

Le CEE de GDF SUEZ a été institué par l'accord du 6 mai 2009, qui a recueilli la signature de tous les partenaires sociaux européens.

Ce CEE composé de 64 membres représente les 191 296 salariés répartis dans les pays où le Groupe est présent en Europe. Il a pour objectifs de développer et renforcer le dialogue social européen, garantir une représentation équilibrée entre les pays et les grands métiers du Groupe et développer un dialogue social au niveau de ces grands métiers.

Ce dialogue s'appuie sur des groupes de travail par métier (Énergie, Environnement et Services) ou par thème (emploi, formation, mobilité, diversité et égalité professionnelle – santé-sécurité et garanties sociales – *reporting* social), ainsi que sur un secrétariat de 14 membres représentant neuf pays et se réunissant une fois par mois.

En 2011, huit réunions plénières du CEE se sont tenues, ainsi que 13 réunions du secrétariat du CEE et neuf réunions de groupes de travail métiers.

Le Comité de Groupe France

Un accord signé le 2 juin 2009 a donné naissance au Comité de Groupe France. Cette instance représente plus de 108 319 salariés en France. En 2011, deux réunions se sont tenues.

3.3.3.2 Accords collectifs Groupe

Un accord mondial sur les droits fondamentaux, le dialogue social et le développement durable a été signé le 16 novembre 2010 avec plusieurs fédérations syndicales mondiales.

En 2011, une négociation a été engagée au niveau européen sur l'égalité professionnelle entre les femmes et les hommes.

Le 23 février 2010, deux accords avaient été signés au niveau européen sur les sujets suivants : la gestion prévisionnelle des emplois et des compétences ; les principes fondamentaux de santé et de sécurité. Ce dernier s'applique au périmètre monde.

Des comités de suivi se sont tenus en 2011 sur les différents accords signés en 2009 et 2010 que ce soit au niveau mondial, européen ou français pour mesurer l'application de ces accords au sein du Groupe et faire notamment émerger les bonnes pratiques. Pour mémoire, aux accords précités s'ajoutent les accords intervenus dans les domaines suivants :

- la mise en place au niveau du Groupe d'un Plan d'Épargne Retraite Collectif (PERCO) et l'évolution du Plan d'Épargne Groupe (PEG) (voir section 3.3.4.1 ci-dessous) ;
- l'emploi et la carrière des seniors (voir section 3.3.2.2 ci-dessus), accord signé par trois organisations syndicales le 8 décembre 2009 ;
- la prévention des risques psychosociaux par l'amélioration de la qualité de vie au travail, accord signé par les cinq organisations syndicales le 18 février 2010.

3.3.3.3 Implication dans l'Observatoire Social International

GDF SUEZ soutient l'Observatoire Social International (OSI) et ses travaux sur le bien-être au travail, la gouvernance des entreprises, le rôle et la formation des managers, et les enjeux des outils financiers développés dans le cadre des politiques sociales (épargne d'entreprise et fonds solidaires, actionnariat salarié, Investissement Socialement Responsable).

Le 17 mai 2011, l'OSI s'est réuni pour assurer le suivi de l'« engagement sur le bien-être au travail et le droit universel à la santé », rendu public en 2010 et signé par une quinzaine d'entreprises internationales, d'organisations syndicales et de partenaires publics. Il a par ailleurs entamé une réflexion sur la valorisation des politiques des ressources et de développement humain. L'OSI a continué de soutenir l'activité de ses antennes au Maroc et au Chili. Il a également posé les bases d'un développement au Brésil.

3.3.4 ÉPARGNE SALARIALE GROUPE

3.3.4.1 Politique d'épargne salariale Groupe

GDF SUEZ développe les dispositifs d'épargne salariale pour ses salariés. Ainsi sont mis en place :

Plans Épargne

En France : Depuis fin 2009, les salariés des sociétés du Groupe GDF SUEZ en France (sociétés consolidées par intégration globale, sociétés dont la majorité du capital social est détenue directement ou indirectement soit par GDF SUEZ SA, soit par SUEZ Environnement Company SA) peuvent accéder à un dispositif de Plan d'Épargne Groupe (PEG) regroupant les fonds d'actionnariat salarié ainsi qu'une large gamme de supports d'épargne diversifiée. La livraison des actions GDF SUEZ issues du premier plan d'attribution gratuite d'actions de 2009 de GDF SUEZ a pu être faite en 2011 sur ce PEG pour les salariés du Groupe GDF SUEZ résidents fiscaux français qui le souhaitaient.

Hors de France : Dans d'autres pays, des dispositions sont également en place pour permettre aux salariés de constituer une épargne dans des conditions adaptées à leur législation locale.

Plans Épargne Retraite

En France : depuis le 1^{er} janvier 2010, chaque salarié du Groupe peut se constituer, à son rythme, une épargne en vue de la retraite en effectuant des versements sur le Plan d'Épargne pour la Retraite Collectif (PERCO) Groupe GDF SUEZ.

Afin de tenir compte de l'hétérogénéité des contextes économiques et sociaux locaux, la mise en place des mesures d'accompagnement et le déploiement de l'information sur ce dispositif sont effectués

progressivement, entreprise par entreprise. L'architecture financière retenue permet au gérant de conjuguer réactivité, performance et sécurité au travers de la mise à disposition d'une liste de fonds en multi-gestion.

Hors de France : dans d'autres pays, existent des plans permettant aux salariés de compléter leur retraite *via* un apport volontaire dans des conditions favorables.

3.3.4.2 Intéressement et participation

En raison de la coexistence de sociétés juridiquement distinctes, il n'y a pas de système unique d'intéressement et de participation pour le Groupe.

En ce qui concerne la Société GDF SUEZ SA :

- GDF SUEZ SA et l'ensemble des organisations syndicales représentatives, ont signé le 24 juin 2011, un nouvel accord d'intéressement, pour la période 2011-2013. Le montant versé en 2012 au titre de l'intéressement 2011 est de 22,1 millions d'euros et concerne 8 775 salariés. Le montant versé en 2011 au titre de l'intéressement 2010 était de 27,4 millions d'euros et concernait 9 895 salariés ;
- l'accord portant mise en place d'un régime de participation des salariés aux résultats de GDF SUEZ SA a été signé le 26 juin 2009. GDF SUEZ SA est devenue éligible à la participation à compter de l'exercice 2008 suite à l'opération de fusion – absorption de la société SUEZ par la société Gaz de France. Au titre de 2010, l'application de la formule légale de calcul de la participation conduit à l'absence de versement aux salariés en 2011.

3.3.5 PARTICIPATION DES SALARIÉS DANS LE CAPITAL – ACTIONNARIAT SALARIÉ

GDF SUEZ poursuit la politique volontariste d'actionnariat salarié pour associer l'ensemble des salariés à la réussite collective du Groupe et pour renforcer la présence des salariés au capital de GDF SUEZ.

Au total, avec l'attribution effectuée en 2011, les salariés auront ainsi reçu gratuitement près de 15 millions d'actions depuis le premier plan en 2007.

Au 31 décembre 2011, les salariés détenaient 2,9% du capital, dont 2,2% détenus au travers de Fonds Communs de Placement d'Entreprise (FCPE). Conformément à l'article L. 225-100-3 du Code de commerce, il est précisé que les Conseils de Surveillance des FCPE exercent les droits de vote attachés aux titres inscrits à leur actif et décident, le cas échéant, d'apporter ces titres aux offres publiques d'achat ou d'échange.

3.3.5.1 Un quatrième plan d'attribution gratuite d'actions en 2011

Le Conseil d'Administration de GDF SUEZ a décidé de mettre en place le 22 juin 2011 un plan mondial d'attribution gratuite d'actions. L'attribution effectuée représente environ 0,19% du capital de la Société au jour de l'attribution, conformément à l'autorisation donnée par l'Assemblée Générale Mixte du 2 mai 2011 dans sa 15^e résolution limitant le montant maximum de l'autorisation à 0,5% du capital au jour de la décision d'attribution.

Tous les salariés de GDF SUEZ et de ses filiales (en France et à l'étranger), contrôlées ou consolidées par intégration globale au 30 avril 2011, se sont vu attribuer 25 droits à attribution gratuite

3.3 INFORMATIONS SOCIALES

d'actions, sous condition de présence et à l'issue d'une période d'acquisition variant entre deux et quatre ans selon les pays :

- les salariés et mandataires sociaux de GRTgaz et des filiales de cette dernière hors de France n'ont pas bénéficié de ce plan mondial d'attribution gratuite d'actions de GDF SUEZ, conformément notamment aux dispositions de l'article L. 111-33 du Code de l'énergie qui ne permet pas de leur attribuer d'actions GDF SUEZ. Un plan d'augmentation de capital spécifique a été mis en place par GRTgaz ;
- pour les bénéficiaires salariés des services communs entre ERDF et GrDF, le nombre de droits à l'attribution gratuite d'actions par bénéficiaire résulte de l'application de la clé de répartition (pourcentage gaz) de l'unité à laquelle le bénéficiaire était rattaché à la date du 30 avril 2011. Ce nombre est arrondi à l'entier supérieur, sans pouvoir être inférieur à 6 lorsque cette clé de répartition est non nulle ;
- le Conseil d'Administration de SUEZ Environnement Company a décidé de mettre en place un plan d'actionnariat salarié collectif pour les salariés de la société SUEZ Environnement Company et de ses filiales. En conséquence, le nombre de droits à l'attribution gratuite d'actions GDF SUEZ est fixé à 10 par bénéficiaire, afin que ces derniers soient intéressés à la fois aux résultats de GDF SUEZ et à ceux de SUEZ Environnement Company.

Pour des raisons fiscales et sociales, les modalités de mise en œuvre du plan d'attribution gratuite d'actions ont été différentes pour les salariés de GDF SUEZ et de ses filiales en France, d'une part, et pour les salariés de ses filiales hors de France.

3.3.5.2 Livraison des plans d'attribution gratuite d'actions mis en œuvre en 2007 et en 2009

En juillet 2007, le Conseil d'Administration de SUEZ avait décidé de mettre en place un plan mondial d'attribution gratuite d'actions au bénéfice de l'ensemble de ses salariés. Pour quelque 64 400 bénéficiaires en France, en Italie, en Espagne et en Hongrie, environ 966 000 actions étaient définitivement livrées le 8 juillet 2009. Pour les autres pays, 964 500 actions étaient livrées le 8 juillet 2011 à 64 300 bénéficiaires ; en fonction de la situation locale, ces actions étaient soit livrées dans le PEG mentionné en 3.3.4.1 ; soit livrées sur un compte nominatif au nom du bénéficiaire ; soit immédiatement vendues.

En juillet 2009, le Conseil d'Administration de GDF SUEZ avait décidé son premier plan mondial d'attribution gratuite d'actions pour associer l'ensemble des salariés à la réussite collective et renforcer leur présence au capital de l'entreprise. Les salariés se sont ainsi vu attribuer des droits à attribution gratuite d'actions (20, sauf pour les bénéficiaires des services communs entre ErDF et GrDF, et 8 pour les salariés des sociétés du groupe SUEZ Environnement) sous réserve d'une condition de présence à la date d'acquisition. La livraison des actions aux bénéficiaires était prévue au terme d'une période d'acquisition de deux ans ou de quatre ans selon les pays. Environ 1 931 200 actions ont été livrées le 8 juillet 2011 à 133 300 bénéficiaires. La livraison a pu être effectuée dans le PEG pour les salariés du Groupe GDF SUEZ résidents fiscaux français qui le souhaitaient ; ailleurs, et en fonction de la situation locale, ces actions étaient soit livrées dans le PEG mentionné en 3.3.4.1 ; soit livrées sur un compte nominatif au nom du bénéficiaire ; soit immédiatement vendues.

3.3.6 CONTRIBUTION AUX ACTIVITÉS SOCIALES

GDF SUEZ SA contribue, par un pourcentage de ses recettes en France, au financement des œuvres sociales de la branche professionnelle des Industries Électriques et Gazières (IEG). Les entreprises de cette branche professionnelle relèvent d'un régime dérogatoire au droit commun. Les œuvres sociales concernent donc l'ensemble des entreprises des IEG et sont administrées par

une Caisse Centrale d'Activités Sociales dotée de la personnalité morale, composée uniquement par des représentants du personnel des entreprises des IEG. Cette Caisse Centrale d'Activités Sociales est placée sous la tutelle exclusive des pouvoirs publics. Le versement global par GDF SUEZ SA aux organismes de gestion des activités sociales au titre de 2011 s'élève à 134 millions d'euros.

3.3.7 POLITIQUE DE SANTÉ ET SÉCURITÉ

3.3.7.1 Évolution des résultats

La nette amélioration des résultats de santé et sécurité du personnel du Groupe se poursuit. Le taux de fréquence, qui s'élève à 8,6 à fin 2011, a ainsi été réduit de plus de moitié depuis 2004 ⁽¹⁾, date à laquelle il atteignait 18,1. Ce taux de fréquence est en ligne avec l'objectif du Groupe à fin 2011 (8,6). Le taux de gravité, qui s'élève à 0,40 à fin 2011, a été réduit de près d'un tiers depuis 2004, date à laquelle il se montait à 0,62, et le taux de mortalité par accidents de travail pour les salariés du Groupe (nombre de décès par accident de travail/100 000 000 heures travaillées) s'est également amélioré, passant de 4,3 en 2004 à 2,4 en 2011.

Les progrès enregistrés par le Groupe en 2011 résultent d'une amélioration de la situation de l'ensemble des branches, et en particulier des branches Énergie France, Énergie Europe et International et Énergie Services, qui divisent par plus de deux la fréquence de leurs accidents depuis 2006.

Le taux de fréquence atteint par le Groupe dans chacun de ses métiers en 2010 figurait dans la première partie du classement des taux de fréquence des entreprises comparables (source : *benchmark* interne réalisé à partir de données publiques pour l'exercice 2010).

Le taux de fréquence des accidents de travail des intérimaires est également en amélioration. Il est passé de 21,8 en 2007 à 18,5 en 2011.

Cette amélioration ne s'applique pas au nombre de décès par accidents mortels de prestataires extérieurs et intérimaires (15 en 2011 contre 13 en 2006).

L'évolution des résultats de santé et sécurité est suivie par le Comité Exécutif et le Conseil d'Administration. Elle est relayée via la *newsletter* de la filière et l'intranet du Groupe et fait également l'objet d'un courrier trimestriel de la Direction Générale aux cadres dirigeants.

3.3.7.2 Objectifs fixés

Les objectifs de progrès chiffrés fixés pour la période 2010-2015 portent tant sur la réduction de l'accidentologie de travail (réduction du taux de fréquence pour atteindre un taux de fréquence inférieur à 6 en 2015, réduction du taux de gravité et éradication des accidents mortels ayant un lien de causalité avec les activités du Groupe) que sur l'amélioration de la santé au travail (suppression des produits contenant des agents CMR substituables – cancérogènes, mutagènes et toxiques pour la reproduction). Ils prennent également en compte la formation des *managers* à la gestion de la santé et sécurité.

3.3.7.3 Actions de progrès engagées

Le plan d'action Santé-Sécurité du Groupe pour la période 2010-2015 définit les actions à mettre en œuvre pour atteindre les objectifs. Il comporte des actions de consolidation des systèmes de *management* ainsi que différents leviers permettant de progresser vers une culture proactive et partagée.

Le suivi du déploiement des actions de progrès et de leur contribution à l'amélioration des résultats du Groupe en matière de santé et sécurité est assuré par le Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable, l'un des cinq comités du Conseil d'Administration, ainsi que par le Comité Directeur Santé-Sécurité, au sein duquel siègent des représentants du personnel.

Consolidation du dispositif de *management*

Les efforts en matière de formation à la santé et à la sécurité ont été intensifiés en 2011. 28,6% du nombre total des heures de formation en 2011 ont été consacrées à la Qualité, à la Sécurité et à l'Environnement et 1 438 *managers* ont été formés à l'approche du Groupe en matière de gestion de la santé et de la sécurité au sein de *GDF SUEZ University* en 2011.

Afin d'évaluer le déploiement des exigences du Groupe dans ses filiales partout dans le monde et la maturité du système de *management* de ses filiales, 37 contrôles ont été conduits par la filière santé-sécurité.

Le plan d'action du Groupe met également au cœur de son dispositif l'implication de ses *managers* et, à ce titre, a mis l'accent sur les visites managériales de sécurité afin de permettre aux *managers* de vérifier sur le terrain que les exigences, ainsi que les principes fondamentaux qui les sous-tendent, sont connus, compris et partagés. En 2011, le bilan des différentes actions de professionnalisation menées a été partagé dans une synthèse managériale.

36 autodiagnostic de l'adéquation et de l'efficacité des dispositifs de *management* ont été réalisés en 2011 par les Comités de Direction de filiales et filières du Groupe. Ces diagnostics sont réalisés avec le dispositif interne ADAM (Assistance et Développement aux Ambitions des *Managers*) primé par l'*European Foundation for Quality*.

Les revues de Direction sont réalisées entre le Centre et les branches d'une part et les branches et leurs BUs d'autre part, afin de faire le bilan et de fixer les perspectives pour rendre le système de *management* plus pertinent, plus approprié, plus efficace, en conformité avec les exigences de la Procédure d'Organisation Générale 02.

Enfin, la dimension santé et sécurité au travail est prise en compte dans l'évaluation annuelle des *managers* du Groupe et contribue à hauteur d'au moins 10% à la détermination de la part variable de leur rémunération.

(1) Dans la présente section, tous les chiffres antérieurs à juillet 2008, date de la fusion des groupes Gaz de France et Suez, agrègent les données des deux groupes Gaz de France et Suez.

Retour d'expériences

Avec la révision de la Règle Groupe RG05 relative aux autorisations de travail, les exigences minimales applicables dans toutes les filiales du Groupe partout dans le monde ont été renforcées sur la base des enseignements tirés des remontées d'incidents et accidents. Leur déclinaison pour améliorer la maîtrise des risques gaz et électricité a également été revue en 2011.

En outre, des fiches de retour d'expérience sont utilisées pour structurer le retour effectué par les *managers* sur les dispositions à prendre pour que ces événements ne se reproduisent plus.

Partage des bonnes pratiques

Le Groupe favorise également le travail des experts en réseau pour échanger des solutions concrètes et recommander des pratiques, que ce soit au travers de l'intranet, de clubs d'expertise ou de communautés de pratiques, de la *newsletter* trimestrielle *Prévention News*, ou de conventions annuelles santé-sécurité du Groupe et de chacune des branches. En 2011, une nouvelle façon plus interactive de partager les bonnes pratiques a été instaurée : le *market place*, durant lequel 651 transactions de pratiques ont été enregistrées.

Des bonnes pratiques relevées au cours des contrôles internes font également l'objet d'un partage.

Sensibilisation

En complément de l'espace santé-sécurité de l'intranet ouvert à l'ensemble des collaborateurs du Groupe, *Reflex*, le magazine dédié à la santé et à la sécurité (édité à 240 000 exemplaires en huit langues), relaie les bons gestes de prévention et les bons comportements à adopter au quotidien.

Des supports de sensibilisation sur les risques majeurs d'accidents mortels (chutes de hauteur et travaux en fouilles) ont également été développés et mis à la disposition des BUs.

3.3.7.4 Dialogue avec les partenaires sociaux

En 2011, le dialogue avec les représentants des salariés et les organisations syndicales en matière de santé et sécurité s'est poursuivi, tant au niveau local qu'au niveau du Groupe et des métiers. Ainsi, le Comité Directeur Santé-Sécurité a suivi les résultats du Groupe, a analysé les causes des accidents graves et les actions de prévention mises en place et a donné son avis sur les projets d'évolution du référentiel du Groupe.

Des comités dédiés au suivi des différents accords collectifs conclus au niveau du Groupe, au périmètre France, se sont réunis pour suivre la mise en place des engagements du Groupe (et notamment l'accord sur la prévention des risques psychosociaux par l'amélioration de la qualité de la vie au travail, en date du 18 février 2010).

3.3.8 DONNÉES SOCIALES

	NRE	GRI	Branche Énergie France			Branche Énergie Europe & International			
			2011	2010	2009	2011	2010	2009	
EMPLOI									
Effectif total	■ ■	1	LA1	10 824	11 033	10 787	26 797	25 002	24 279
Répartition par zone géographique	■ ■	1	LA1						
France		1	LA1	10 824	11 033	10 787	80	103	114
Belgique		1	LA1				7 064	7 215	7 603
Autre Union européenne		1	LA1				9 960	10 646	10 915
Autres pays d'Europe		1	LA1					0	0
TOTAL EUROPE		1	LA1	10 824	11 033	10 787	17 104	17 964	18 632
Amérique du Nord		1	LA1				2 406	2 035	2 012
Amérique du Sud		1	LA1				3 324	3 263	2 259
Asie – Moyen-Orient – Océanie		1	LA1				3 963	1 740	1 376
Afrique		1	LA1					0	0
% de restitution				100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
Répartition par CSP		1	LA1						
Cadres	■ ■	1	LA1	2 558	2 436	2 242	5 539	4 998	5 142
Non-cadres	■ ■	1	LA1	8 266	8 597	8 545	21 258	20 004	19 137
% Cadres				23,6%	22,1%	20,8%	20,7%	20,0%	21,2%
% Non-cadres				76,4%	77,9%	79,2%	79,3%	80,0%	78,8%
% de restitution				100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
Répartition par type de contrat		1	LA1						
CDI		1	LA1	92,9%	93,4%	94,3%	96,8%	96,3%	96,0%
Autres		1	LA1	7,1%	6,6%	5,7%	3,2%	3,7%	4,0%
% de restitution				100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
Pyramide des âges sur l'effectif CDI	■	1	LA1						
Moins de 25 ans	■	1	LA1	4,4%	6,0%	6,2%	2,9%	3,0%	3,6%
25-29 ans	■	1	LA1	13,5%	14,3%	14,6%	12,1%	12,8%	13,6%
30-34 ans	■	1	LA1	15,7%	15,0%	14,9%	15,6%	15,9%	15,5%
35-39 ans	■	1	LA1	16,6%	16,5%	16,9%	15,2%	15,0%	15,0%
40-44 ans	■	1	LA1	14,8%	13,8%	13,0%	16,1%	15,9%	16,1%
45-49 ans	■	1	LA1	12,5%	12,6%	12,7%	13,3%	13,4%	13,6%
50-54 ans	■	1	LA1	13,4%	13,9%	13,8%	12,5%	12,9%	13,1%
55-59 ans	■	1	LA1	8,1%	7,0%	7,0%	9,1%	8,6%	8,0%
60-64 ans	■	1	LA1	1,0%	0,8%	0,7%	2,8%	2,2%	1,4%
65 ans et +	■	1	LA1	0,1%	0,0%	0,1%	0,4%	0,3%	0,1%
% de restitution				100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%

■ Assurance modérée pour l'exercice 2011.

■ ■ Assurance raisonnable pour l'exercice 2011.

* Groupe GDF SUEZ reprend les six branches d'activités ainsi que le Corporate et GDF SUEZ Trading.

Branche Global Gaz & GNL			Branche Infrastructures			Branche Énergie Services			Branche Environnement			Groupe GDF SUEZ *		
2011	2010	2009	2011	2010	2009	2011	2010	2009	2011	2010	2009	2011	2010	2009
2 222	2 452	2 310	17 803	17 500	17 341	77 203	75 872	76 766	80 410	79 554	65 895	218 873	214 808	200 644
857	1 028	984	17 599	17 436	17 274	41 139	39 473	39 701	34 982	34 792	32 398	108 319	106 603	103 965
20	23	20	0		0	10 477	10 426	10 278	2 121	2 092	2 050	20 447	20 409	20 510
1 149	1 216	1 162	204	64	67	19 237	19 809	20 387	28 935	30 104	19 167	59 496	61 843	51 698
177	167	139			0	2 772	2 797	2 927	85	81	78	3 034	3 045	3 144
2 203	2 434	2 305	17 803	17 500	17 341	73 625	72 505	73 293	66 123	67 069	53 693	191 296	191 900	179 317
	0	1		0	0	355	337	367	3 362	3 347	3 281	6 123	5 719	5 661
	4	3		0	0	871	784	868	272	252	269	4 467	4 303	3 399
19	14	1		0	0	2 296	2 196	2 182	5 459	4 892	4 582	11 737	8 842	8 141
		0		0	0	56	50	56	5 194	3 994	4 070	5 250	4 044	4 126
100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
1 119	1 302	1 211	3 739	3 518	3 393	13 887	13 282	13 050	11 181	10 665	8 649	40 673	38 562	35 826
1 103	1 150	1 099	14 064	13 982	13 948	63 316	62 590	63 716	69 229	68 889	57 246	178 200	176 246	164 818
50,4%	53,1%	52,4%	21,0%	20,1%	19,6%	18,0%	17,5%	17,0%	13,9%	13,4%	13,1%	18,6%	18,0%	17,9%
49,6%	46,9%	47,6%	79,0%	79,9%	80,4%	82,0%	82,5%	83,0%	86,1%	86,6%	86,9%	81,4%	82,0%	82,1%
100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
95,8%	95,0%	95,6%	95,1%	95,5%	96,0%	93,0%	93,5%	93,4%	91,4%	91,3%	92,3%	93,1%	93,2%	93,7%
4,2%	5,0%	4,4%	4,9%	4,5%	4,0%	7,0%	6,5%	6,6%	8,6%	8,7%	7,7%	6,9%	6,8%	6,3%
100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
0,6%	1,0%	1,9%	5,1%	4,9%	4,9%	4,5%	4,6%	5,1%	3,0%	3,1%	3,6%	3,7%	3,9%	4,4%
9,8%	11,1%	11,1%	10,3%	9,5%	9,0%	11,6%	11,8%	11,9%	9,1%	9,4%	9,6%	10,7%	11,0%	11,2%
16,0%	16,3%	16,2%	11,4%	11,1%	10,8%	13,4%	13,1%	12,8%	12,7%	12,3%	11,7%	13,5%	13,1%	12,8%
16,4%	17,0%	15,8%	12,7%	12,7%	12,0%	12,8%	13,2%	13,4%	14,6%	15,0%	15,2%	14,0%	14,2%	14,3%
14,0%	12,8%	11,9%	12,5%	12,2%	12,4%	15,0%	15,3%	15,5%	16,3%	16,7%	16,9%	15,4%	15,5%	15,5%
12,3%	12,1%	13,2%	15,1%	16,7%	18,8%	15,2%	15,0%	14,7%	16,8%	16,6%	16,5%	15,3%	15,3%	15,4%
14,1%	14,9%	16,0%	23,8%	24,6%	24,8%	13,4%	13,2%	13,2%	13,9%	13,7%	13,6%	14,4%	14,4%	14,5%
13,4%	11,8%	11,2%	8,5%	7,8%	6,8%	10,6%	10,5%	10,3%	9,9%	9,6%	9,3%	9,9%	9,5%	9,2%
3,3%	3,0%	2,6%	0,7%	0,5%	0,4%	3,2%	3,1%	2,9%	3,2%	3,2%	3,2%	2,9%	2,7%	2,5%
0,1%	0,0%	0,1%	0,0%	0,0%	0,0%	0,3%	0,3%	0,3%	0,5%	0,5%	0,5%	0,3%	0,3%	0,3%
100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%

3.3 INFORMATIONS SOCIALES

	NRE	GRI	Branche Énergie France			Branche Énergie Europe & International		
			2011	2010	2009	2011	2010	2009
Diversité et égalité des chances								
Effectif féminin	■ ■	3 LA13	3 481	3 461	3 539	6 657	6 524	6 673
% de restitution			100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
Proportion de femmes dans l'effectif	■ ■	3 LA13	32,2%	31,4%	32,8%	24,8%	26,1%	27,5%
% de restitution			100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
Proportion de femmes dans l'encadrement		3 LA13	29,2%	27,7%	26,5%	22,0%	22,7%	21,1%
% de restitution			100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
Proportion d'alternants dans l'effectif	■	1 LA1	3,6%	3,5%	3,4%	0,4%	0,4%	0,3%
% de restitution			100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
Proportion de salariés handicapés		7	2,3%	1,9%	1,6%	0,5%	0,7%	0,6%
% de salariés de moins de 25 ans dans les embauches CDI	■	1	23,1%	19,9%	24,7%	19,2%	20,7%	21,4%
% de salariés de plus de 50 ans dans les embauches CDI	■	1	5,0%	3,3%	4,8%	5,3%	4,1%	2,9%
Mouvements de personnel et emploi								
Nombre d'embauches en CDI (à périmètre constant)	■	1 LA2	676	603	632	1 462	1 404	1 912
Nombre d'embauches en CDD (à périmètre constant)	■	1 LA2	691	646	622	651	563	662
Taux d'embauche	■	1 LA2	12,6%	11,4%	13,7%	9,1%	8,4%	10,4%
% de restitution			100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
Taux d'embauche CDI	■	1 LA2	49,5%	48,8%	55,7%	69,2%	71,8%	73,9%
% de restitution			100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
Turnover	■	1 LA2	6,6%	5,1%	6,0%	6,3%	5,4%	9,8%
% de restitution			100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
Turnover volontaire	■	1 LA2	4,1%	3,7%	4,2%	3,7%	2,8%	2,3%
% de restitution			100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
Développement professionnel								
Pourcentage d'effectif formé	■ ■	6 LA10	75,3%	58,5%	73,5%	80,5%	83,8%	77,4%
% de restitution			98,12%	100,00%	100,00%	98,34%	81,92%	94,47%
Pourcentage de femmes dans l'effectif formé		6 LA10	32,12%	34,9%	33,6%	24,1%	25,2%	27,9%
% de restitution			98,12%	100,00%	100,00%	98,34%	81,92%	94,47%
Pourcentage de cadres et de non cadres dans l'effectif formé :								
Cadres		6 LA10	24,2%	23,9%	21,2%	19,5%	20,0%	21,0%
Non-cadres		6 LA10	75,8%	76,1%	78,8%	80,5%	80,0%	79,0%
% de restitution			98,12%	100,00%	100,00%	98,34%	81,92%	94,47%
Nombre total d'heures de formation	■	6 LA10	276 197	250 984	261 744	1 069 302	940 181	1 006 246
% de restitution			98,12%	100,00%	100,00%	98,34%	81,92%	94,04%

■ Assurance modérée pour l'exercice 2011.

■ ■ Assurance raisonnable pour l'exercice 2011.

* Groupe GDF SUEZ reprend les six branches d'activités ainsi que le Corporate et GDF SUEZ Trading.

Branche Global Gaz & GNL			Branche Infrastructures			Branche Énergie Services			Branche Environnement			Groupe GDF SUEZ *		
2011	2010	2009	2011	2010	2009	2011	2010	2009	2011	2010	2009	2011	2010	2009
674	737	712	4 010	3 835	3 629	9 399	9 086	9 087	15 939	15 450	12 190	41 732	40 578	37 297
100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
30,3%	30,1%	30,8%	22,5%	21,9%	20,9%	12,2%	12,0%	11,8%	19,8%	19,4%	18,5%	19,1%	18,9%	18,6%
100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
29,5%	30,3%	31,4%	27,5%	26,9%	25,2%	14,3%	13,8%	13,2%	26,5%	25,6%	24,2%	22,6%	22,1%	20,9%
100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
1,5%	1,4%	1,7%	4,8%	4,3%	3,7%	2,9%	2,7%	2,8%	1,7%	1,4%	1,6%	2,3%	2,1%	2,2%
100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
1,8%	1,6%	1,3%	2,7%	2,2%	2,1%	1,9%	1,6%	1,5%	1,7%	1,5%	1,5%	1,7%	1,5%	1,5%
4,6%	6,5%	7,9%	35,3%	38,8%	33,3%	20,9%	23,8%	23,0%	15,5%	15,5%	17,2%	19,3%	20,6%	21,1%
8,6%	7,4%	11,2%	4,1%	5,0%	4,1%	9,1%	9,6%	8,9%	10,9%	13,2%	11,0%	9,0%	9,7%	8,3%
151	230	241	1 015	727	658	7 087	5 684	5 407	6 728	5 086	4 490	17 261	13 909	13 562
47	76	63	611	510	494	4 968	4 340	4 084	10 568	8 962	5 478	17 626	15 164	11 484
8,8%	13,3%	15,0%	9,3%	7,1%	6,7%	15,9%	13,2%	12,7%	21,6%	20,6%	15,7%	16,4%	14,7%	12,9%
100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	98,43%	100,00%	100,00%	99,48%
76,3%	76,2%	78,3%	62,4%	58,8%	57,1%	58,8%	56,7%	57,1%	38,9%	36,4%	46,1%	49,5%	47,4%	54,9%
100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	98,43%	100,00%	100,00%	99,48%
4,1%	3,3%	2,5%	1,4%	0,8%	0,4%	8,0%	7,3%	6,3%	6,7%	6,5%	7,4%	6,6%	6,0%	6,5%
100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	98,43%	100,00%	100,00%	99,48%
3,6%	2,7%	2,1%	1,3%	0,7%	0,2%	4,6%	3,8%	3,6%	3,6%	3,0%	3,3%	3,7%	3,1%	3,1%
100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	98,43%	100,00%	100,00%	99,48%
79,8%	90,7%	82,0%	81,9%	77,6%	66,7%	58,5%	64,3%	59,6%	69,4%	61,2%	59,7%	68,2%	66,3%	63,5%
99,69%	100,00%	86,56%	100,00%	100,00%	99,99%	99,08%	86,02%	88,80%	100,00%	98,15%	98,02%	99,32%	92,14%	94,23%
28,7%	30,2%	31,0%	18,2%	17,9%	16,8%	10,1%	10,3%	10,6%	18,0%	19,1%	18,7%	17,8%	18,3%	18,8%
99,69%	100,00%	86,56%	100,00%	100,00%	99,99%	99,08%	86,02%	88,80%	100,00%	98,15%	98,02%	99,32%	92,14%	94,23%
50,5%	55,2%	57,8%	18,6%	17,9%	18,2%	18,1%	18,1%	16,8%	15,1%	15,0%	15,1%	18,7%	18,9%	18,6%
49,5%	44,8%	42,2%	81,4%	82,1%	81,9%	81,9%	81,9%	83,2%	84,9%	85,0%	84,9%	81,3%	81,1%	81,4%
99,69%	100,00%	86,56%	100,00%	100,00%	99,99%	99,08%	86,02%	88,80%	100,00%	98,15%	98,02%	99,32%	92,14%	94,23%
62 656	75 150	31 092	486 772	480 457	438 515	1 237 705	1 104 437	1 181 197	1 364 624	1 126 976	900 174	4 577 388	4 043 876	3 886 320
99,69%	100,00%	52,69%	100,00%	100,00%	99,99%	99,08%	86,02%	88,80%	100,00%	90,56%	98,02%	99,32%	92,14%	93,80%

3.3 INFORMATIONS SOCIALES

	NRE	GRI	Branche Énergie France			Branche Énergie Europe & International		
			2011	2010	2009	2011	2010	2009
Répartition des heures de formation par thème :	6	LA10						
Technique des métiers			46,8%	52,7%	58,3%	48,8%	49,4%	45,9%
Qualité, environnement, sécurité			16,6%	17,6%	15,3%	18,1%	19,7%	15,2%
Langues			3,6%	3,2%	2,3%	8,5%	12,0%	12,3%
Autres			33,0%	26,5%	24,2%	24,7%	18,9%	26,6%
<i>% de restitution</i>			98,12%	100,00%	100,00%	98,34%	81,92%	94,04%
Nombre d'heures de formation par personne formée	■	6 LA10	34	39	33	49	55	54
<i>% de restitution</i>			98,12%	100,00%	100,00%	98,34%	81,92%	94,04%
Nombre d'heures de formation par femme formée		6 LA10	35	30	27	46	43	55
<i>% de restitution</i>			98,12%	100,00%	100,00%	98,34%	81,92%	94,04%
Dépenses de formation par heure de formation (€)		6 LA10	38	36	44	22	21	18
<i>% de restitution</i>			97,58%	100,00%	100,00%	98,34%	81,92%	91,55%
Dépenses de formation par personne formée (€)		6 LA10	1 321	1 407	1 480	1 070	1 135	958
<i>% de restitution</i>			97,58%	100,00%	100,00%	98,34%	81,92%	91,55%
CONDITIONS DE TRAVAIL	2	LA7						
Jours d'absence par personne	■	2 LA7	18	16	19	12	11	11
<i>% de restitution</i>			98,63%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	99,98%
Heures supplémentaires		2 LA7	0,8%	0,8%	1,2%	4,1%	3,5%	3,0%
<i>% de restitution</i>			98,63%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	99,98%

■ Assurance modérée pour l'exercice 2011.

■ ■ Assurance raisonnable pour l'exercice 2011.

* Groupe GDF SUEZ reprend les six branches d'activités ainsi que le Corporate et GDF SUEZ Trading.

Branche Global Gaz & GNL			Branche Infrastructures			Branche Énergie Services			Branche Environnement			Groupe GDF SUEZ *		
2011	2010	2009	2011	2010	2009	2011	2010	2009	2011	2010	2009	2011	2010	2009
49,0%	27,0%	22,6%	52,6%	52,8%	52,4%	47,4%	45,9%	47,5%	24,6%	28,4%	30,6%	42,2%	43,3%	43,5%
26,4%	22,5%	4,7%	22,2%	23,7%	24,2%	31,8%	34,6%	31,8%	40,4%	36,6%	41,7%	28,6%	28,6%	27,2%
10,6%	19,1%	23,9%	2,6%	1,7%	1,6%	3,5%	2,9%	3,4%	5,4%	5,2%	4,1%	5,3%	5,9%	6,0%
13,9%	31,5%	48,9%	22,7%	21,9%	21,8%	17,3%	16,5%	17,4%	29,7%	29,8%	23,6%	24,0%	22,2%	23,3%
99,69%	100,00%	52,69%	100,00%	100,00%	99,99%	99,08%	86,02%	88,80%	100,00%	90,56%	98,02%	99,32%	92,14%	93,80%
35	34	20	34	36	38	28	26	29	24	26	23	31	32	32
99,69%	100,00%	52,69%	100,00%	100,00%	99,99%	99,08%	86,02%	88,80%	100,00%	90,56%	98,02%	99,32%	89,35%	93,80%
38	29	27	28	29	30	27	26	29	26	25	26	32	30	34
99,69%	100,00%	52,69%	100,00%	100,00%	99,99%	99,08%	86,02%	88,80%	100,00%	90,56%	98,02%	99,32%	89,35%	93,80%
79	78	111	56	51	42	30	26	26	22	22	25	NS	NS	NS
99,69%	100,00%	52,69%	100,00%	100,00%	99,99%	99,08%	85,67%	88,80%	100,00%	90,56%	97,98%			
2 755	2 677	2 193	1 888	1 827	1 603	834	687	744	550	532	579	NS	NS	NS
99,69%	100,00%	70,96%	100,00%	100,00%	99,99%	99,08%	85,67%	88,80%	100,00%	98,15%	97,98%			
15	10	15	19	20	21	12	12	12	12	12	12	NS	NS	NS
100,00%	100,00%	99,21%	100,00%	100,00%	99,99%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%			
1,0%	2,5%	2,2%	2,5%	2,5%	2,4%	2,7%	2,9%	2,8%	4,3%	4,4%	4,9%	NS	NS	NS
100,00%	100,00%	99,21%	100,00%	100,00%	99,88%	100,00%	100,00%	99,99%	100,00%	100,00%	100,00%			

3.3 INFORMATIONS SOCIALES

	NRE	GRI	Branche Énergie France			Branche Énergie Europe & International		
			2011	2010	2009	2011	2010	2009
RÉMUNÉRATIONS								
	Salaire minimum légal annuel 2011 en €							
Salaire moyen OET par rapport au minimum légal du pays en 2011								
France	16 380		1,51					
Belgique	16 983							
Espagne	8 980					3,88		
Pays-Bas	17 093					2,72		
Royaume Uni	13 662					2,14		
Luxembourg	21 091							
Roumanie	1 886					5,33		
Pologne	4 184					3,50		
République Tchèque	3 831							
Hongrie	3 368					3,76		
Slovaquie	3 804							
Portugal	6 790					5,13		
Grèce	10 354							
Slovénie	8 977							
Turquie	4 619					4,71		
États-Unis	11 286					6,42		
% de restitution			95,99%			61,56%		
SÉCURITÉ AU TRAVAIL *								
Nombre d'accidents mortels (collaborateurs)	■		0	1	0	0	0	2
Taux de fréquence	■		10,7	12,7	14,3	1,5	1,6	2,2
Taux de gravité (selon référentiel français)	■		0,44	0,52	0,46	0,05	0,07	0,08
Taux de gravité (selon référentiel OIT)			0,30	0,36		0,04	0,05	
% de restitution			100%	100%	100%	96%	100%	100%

■ Assurance modérée pour l'exercice 2011.

■ Assurance raisonnable pour l'exercice 2011.

* Groupe GDF SUEZ reprend les six branches d'activités ainsi que le Corporate et GDF SUEZ Trading.

Branche Global Gaz & GNL			Branche Infrastructures			Branche Énergie Services			Branche Environnement			Groupe GDF SUEZ *		
2011	2010	2009	2011	2010	2009	2011	2010	2009	2011	2010	2009	2011	2010	2009
			1,72			1,45			1,59			NS		
						1,95			1,51					
						3,09			2,69					
3,90						2,45			2,05					
			2,89			2,11			2,08					
						1,65			1,55					
						3,09			4,46					
						3,22			1,92					
						3,66			2,27					
						3,45								
						2,37			2,16					
						2,94			1,92					
						2,26								
									3,00					
									1,71					
									4,77					
43,77%			99,62%			83,02%			77,12%					
0	0	0	1	3	2	3	1	3	4	5	4	8	10	11
0,8	1,0	2,3	3,4	4,4	3,4	7,4	7,9	8,7	14,1	16,3	15,4	8,6	9,7	9,7
0,02	0,01	0,09	0,14	0,09	0,2	0,36	0,38	0,39	0,66	0,68	0,64	0,40	0,42	0,41
0,02	0,01		0,13	0,08		0,19	0,23		0,40	0,43		0,24	0,26	0,25
100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	99%	100%	100%

3.3.8.1 Note de méthodologie des indicateurs sociaux

Outils utilisés

Pour les données sociales de l'année 2011, le progiciel de consolidation financière, Magnitude a été utilisé.

Ce progiciel permet la collecte, le traitement et la restitution de données saisies par les entités juridiques locales, filiales du Groupe GDF SUEZ.

À chacune de ces entités est attribuée, y compris dans la phase DRH, la méthode de consolidation financière : intégration globale (IG), intégration proportionnelle (IP) et mise en équivalence (MEE).

Les analyses sociales effectuées dans ce rapport concernent exclusivement les entités en IG, sociétés pour lesquelles GDF SUEZ détient le contrôle, en capital et en *management*, elles ne prennent donc pas en compte notamment les sociétés en intégration proportionnelle.

Dès lors qu'une société entre dans le périmètre des sociétés en IG dans les comptes de GDF SUEZ, ses données sociales sont intégrées à hauteur de 100% quel que soit le pourcentage de détention du capital.

Périmètre de restitution

À chaque indicateur est attaché un périmètre de restitution correspondant à la couverture de l'indicateur visé en pourcentage de l'effectif Groupe (effectif des sociétés en intégration globale dans les comptes de GDF SUEZ).

En effet, certaines sociétés peuvent ne pas avoir communiqué leurs données ou encore l'information remontée peut présenter certaines incohérences, nous conduisant alors à exclure les données en question du périmètre de restitution.

En 2010, les données sociales du groupe Agbar couvrent rétroactivement la totalité de l'année selon le périmètre de gestion de ce groupe au moment de son passage en intégration globale.

Méthodes de consolidation des indicateurs

Les données sociales quantitatives de ce rapport sont issues du progiciel de consolidation financière du Groupe. Après avoir été collectées, elles ont fait l'objet d'un traitement et d'une consolidation selon des procédures et des critères clairement définis.

Les données de structure et de flux d'effectifs, de conditions de travail, de formation et de sécurité sont consolidées par agrégation

Sur les données publiées dans le présent rapport, il convient de préciser les points suivants.

Les données groupe GDF SUEZ regroupent les données des six branches d'activité ainsi que les données Corporate et GDF SUEZ Trading (pour 2011).

1. la répartition des effectifs par zone géographique correspond à celle du périmètre financier IFRS. Aussi, bien que localisées en Afrique, des sociétés de la branche Global Gaz GNL sont affectées à l'Europe.

L'ensemble des effectifs du groupe Agbar est rattaché à l'Espagne donc à la zone géographique Union européenne ;

2. dans la répartition des effectifs par catégorie socioprofessionnelle, les employés administratifs sont comptabilisés parmi les TSM (« techniciens supérieurs et agents de maîtrise ») pour une plus grande cohérence ;

3. très ancrée dans la réalité du monde du travail français, la notion de « cadres » reste parfois difficile à appréhender dans d'autres pays où GDF SUEZ est implanté. Cet état de fait peut conduire à une légère sous-estimation du nombre de cadres car certaines entités ont pu être amenées à ne prendre en compte que leurs cadres dirigeants ;

4. l'indicateur de turnover prend uniquement en compte les licenciements et les démissions.

Il est calculé sur la base des mouvements annuels rapporté à l'effectif moyen annuel.

À compter de l'exercice 2011, l'ensemble des informations concernant les mouvements de personnel (taux d'embauche, taux d'embauche CDI, turnover, turnover volontaire) sont calculées sur la base d'un périmètre constant c'est-à-dire les entités de *reporting* faisant partie du périmètre de consolidation en intégration globale au 31 décembre 2010 et faisant toujours partie du périmètre de consolidation en intégration globale au 31 décembre 2011.

5. compte tenu des délais, les données sur la formation et les heures travaillées ne sont pas toujours finalisées et portent donc sur la situation réalisée la plus récente et, dans certains cas, une prévision des effectifs et dépenses de formation et des heures travaillées de la fin d'année ;

6. concernant le nombre de personnes handicapées, les chiffres mentionnés représentent l'effectif total des personnes handicapées déclarées rapporté à l'effectif fin de période de la branche concernée.

Ces chiffres fournissent la meilleure information possible sur l'intégration des personnes handicapées dans les entreprises de GDF SUEZ. Nous ne considérons pas pertinent de fournir un périmètre de couverture de cet indicateur, dans la mesure où certaines entités ne peuvent être en mesure de le collecter en raison de contraintes réglementaires locales ;

7. l'indicateur jours d'absence par personne est calculé de la manière suivante : nombre total d'heures d'absence/8/effectif moyen. La convention utilisée pour l'ensemble du Groupe est 8 heures de travail par jour ;

8. l'indicateur sur les rémunérations retenu est le ratio du salaire brut moyen des OET (« ouvriers, employés et techniciens ») rapporté au salaire minimum légal par pays. Le salaire brut moyen est obtenu en rapportant le salaire brut annuel à l'effectif moyen mensuel en ETP (équivalent temps plein).

Le ratio permet d'apprécier le niveau relatif des salaires moyens des OET à temps plein du pays.

Le taux de restitution dépend principalement de l'existence et de la disponibilité d'un salaire minimum légal. Globalement très proche de 80%, il varie de 44% à B3G (pas de salaire minimum national en Allemagne) à 100%. À noter que le ratio n'est pas calculé pour la Belgique chez BEEI qui n'a pas déclaré d'OET. Les données relatives au salaire minimum légal sont issues d'Eurostat.

3.3.8.2. Note de méthodologie des indicateurs santé-sécurité

Périmètre

Pour les données santé-sécurité de l'année 2011, les analyses effectuées dans ce rapport concernent exclusivement les entités en intégration globale, sociétés pour lesquelles GDF SUEZ détient le contrôle, en capital et en *management*. Elles n'intègrent pas notamment les entités en intégration proportionnelle.

Dès lors qu'une société entre dans le périmètre des sociétés en intégration globale dans les comptes de GDF SUEZ, ses données sociales sont intégrées à hauteur de 100% quel que soit le pourcentage de détention du capital.

À noter que les branches Environnement et Énergie France intègrent les données des entités acquises dans le *reporting* santé-sécurité trois ans après leur intégration dans le périmètre par la Direction Financière. Cette règle a été précisée dans la procédure de *reporting* santé-sécurité.

À noter également que le périmètre de la division International Power de la branche Énergie Europe & International couvre environ

97 % de l'ensemble des effectifs de cette division et que les données santé et sécurité ont été prises en compte sur une période de 11 mois pour certaines entités (à partir de février 2011, date d'intégration de la division International Power).

Méthodes de contrôle et de consolidation des indicateurs

Après avoir été collectées, les données santé-sécurité quantitatives de ce rapport ont fait l'objet de contrôles et ont été consolidées selon des procédures et des critères clairement définis.

Pour la branche Infrastructures, la consolidation des données relatives à la BU de distribution GrDF qui travaille en service commun avec ErDF ne prend en compte que la part « gaz » des heures travaillées.

Sur les données publiées dans le présent rapport, il convient de préciser le point suivant : à la différence du *reporting* social, le *reporting* santé-sécurité intègre les données des entités récemment acquises de manière spécifique pour les branches Environnement et Énergie France. Cette situation entraîne une légère différence dans le périmètre des effectifs couverts par les deux *reportings*.

3.4 INFORMATIONS ENVIRONNEMENTALES

GDF SUEZ est confronté aux principaux enjeux environnementaux : le changement climatique, la qualité et la disponibilité des ressources naturelles – air, eau, sols et ressources énergétiques, la protection de la biodiversité et des écosystèmes. Si les métiers de GDF SUEZ peuvent générer des améliorations sur la qualité

de l'environnement, ils ont également un impact sur les milieux et les ressources naturelles que le Groupe s'attache à mesurer et à réduire dans un processus de *management* environnemental de ses activités.

3.4.1 LE CADRE LÉGISLATIF ET RÉGLEMENTAIRE

La législation liée à l'environnement évolue en permanence, imposant à l'ensemble des acteurs économiques et aux entreprises en particulier des exigences croissantes. L'évolution de ces réglementations impacte le Groupe sur l'ensemble de ses activités. La présentation de l'évolution de ce contexte réglementaire environnemental est traitée dans le chapitre 2 Facteurs de risque du présent document. Le Groupe suit activement les

évolutions réglementaires, faisant connaître ses positions lors de leur élaboration et appliquant les nouvelles réglementations suite à leur publication. En particulier, le Groupe appelle à une harmonisation des réglementations internationales et à une plus grande intégration entre les différentes politiques environnementales et énergétiques.

3.4.2 LE MANAGEMENT ENVIRONNEMENTAL ⁽¹⁾

S'il est difficile de synthétiser la performance environnementale, la mise en œuvre de politiques environnementales et de systèmes de *management* environnementaux est un indicateur pertinent pour en juger. À la clôture de l'exercice 2011, les entités ayant publié une politique ou une déclaration d'engagement environnemental représentaient 95,35% du chiffre d'affaires (CA) pertinent ⁽²⁾ en termes d'impact environnemental du Groupe. Ces engagements conduisent majoritairement à la mise en œuvre de Systèmes de

Management Environnementaux (SME) au regard des conditions économiques et de l'intérêt d'une telle démarche. Ces SME peuvent ensuite, lorsque cela se justifie, faire l'objet d'une certification externe. Au 31 décembre 2011, 63,29% du CA pertinent étaient couverts par des SME certifiés (certifications ISO 14001, enregistrements EMAS ⁽³⁾, certifications ISO 9001 version 2000 avec volet environnement et certifications locales)

POURCENTAGE DU CHIFFRE D'AFFAIRES PERTINENT COUVERT

Intitulé des indicateurs	Périmètre couvert	GDF SUEZ 2011	GDF SUEZ 2010
	en 2011 (% CA pertinent)		
Par une certification EMAS ■■	98,54%	8,9%	7,6%
Par une certification ISO 14001 (non EMAS) ■■	98,74%	51,6%	44,5%
Par d'autres certifications SME externes	99,59%	2,8%	13,5%
Par une certification interne (mais pas par un SME certifié)	99,64%	20,1%	18,9%

■ Vérifiés par les Commissaires aux comptes avec avis d'assurance « modérée ».

■■ Vérifiés par les Commissaires aux comptes avec avis d'assurance « raisonnable ».

Là où la mise en place d'un système de *management* certifié ou enregistré n'est pas économiquement justifiée, les entités sont incitées à définir un système interne de gestion de l'environnement garantissant la prise en compte de l'environnement dans la mise en œuvre de leur stratégie. Ainsi, certaines entités du Groupe ont jugé plus opportun de définir leur propre standard de système de *management* pour l'adapter à leurs activités et le reconnaître en interne. En complément de ces Systèmes de *Management*

Environnementaux (SME), GDF SUEZ applique un **système d'auto-évaluation dynamique** de la maturité des processus de prise en compte de l'environnement permettant aux sites opérationnels d'identifier aisément les axes d'amélioration et d'évaluer l'adéquation de leur système de gestion environnementale aux circonstances locales. Ce système leur permet également un suivi des progrès réalisés ainsi qu'une analyse comparative avec d'autres sites du Groupe du même domaine d'activité ou non.

(1) Voir section 3.6 « Rapport d'examen des Commissaires aux comptes sur certains indicateurs environnementaux et sociaux ».

(2) Chiffre d'affaires pertinent : après exclusion du CA généré par les activités jugées non pertinentes en termes d'impact environnemental (activités tertiaires, trading, commercialisation...).

(3) « Eco Management and Audit Scheme » : règlement européen créé par la Commission européenne pour cadrer des démarches volontaires d'éco-management utilisant un SME. Toute entreprise déjà certifiée ISO 14001 obtient un certificat EMAS si elle publie une déclaration environnementale conforme aux critères de l'EMAS.

3.4.3 LES SYSTÈMES DE MESURE ET DE CONTRÔLE DE LA PERFORMANCE, LA RESPONSABILITÉ ENVIRONNEMENTALE

Afin de piloter le déploiement de sa politique environnementale, de maîtriser les risques environnementaux et de favoriser la communication de ses performances environnementales aux parties prenantes, GDF SUEZ a développé un système de *reporting* spécifique, allant au-delà des exigences de la loi française NRE ⁽¹⁾, sur la base de travaux conduits au sein d'instances de dialogue internationales comme le *Global Reporting Initiative* (GRI) ou le *World Business Council for Sustainable Development* (WBCSD). L'information issue de ce *reporting* est également diffusée par le biais du rapport développement durable du Groupe.

En 2011, le Groupe a également entrepris la réalisation d'une nouvelle cartographie des risques environnementaux, afin de mieux cibler les actions de réduction des impacts environnementaux et d'anticiper la montée en puissance de certains impacts considérés aujourd'hui comme mineurs.

Le *reporting* environnemental est intimement lié à celui de la performance opérationnelle et devient ainsi un outil de *management*. Cette volonté de faire de l'environnement une partie intégrante du *management* est portée par la Direction Générale du Groupe. Des auditeurs formés dans les *Business Units*, accompagnés par les services du siège, réalisent des audits environnementaux pour vérifier que la réglementation environnementale est respectée sur le terrain et évaluer les risques environnementaux majeurs.

Un système de lettres pour la conformité environnementale garantit l'implication du *management* opérationnel : il s'engage à fournir une information de qualité, conforme au référentiel, contrôlée, vérifiée et validée.

Éléments méthodologiques sur le reporting environnemental 2011

Afin d'assurer la transparence et la fiabilité des données communiquées publiquement, GDF SUEZ est engagé dans une démarche progressive de vérification par ses Commissaires aux comptes de la qualité de certains indicateurs portant sur l'information environnementale et sociale publiée. Cette démarche avait été engagée par Gaz de France depuis 1999 et par Suez depuis 2001.

Le reporting environnemental de GDF SUEZ est mis en œuvre grâce à un outil dédié permettant une remontée structurée des données. Cet outil appelé CERIS est une solution informatique de reporting environnemental, qui permet la gestion du réseau de correspondants et coordinateurs environnement, la gestion et la documentation du périmètre de reporting environnemental, la saisie, le contrôle et la consolidation des indicateurs, l'édition de rapports et enfin, la mise à disposition ou la production de la documentation nécessaire à la collecte des données et au contrôle de la remontée d'information.

CERIS est déployé dans chaque branche et couvre ainsi l'ensemble du Groupe GDF SUEZ.

Certaines entités n'ayant pas encore un accès direct à CERIS remplissent une version Excel qui est ensuite importée dans l'outil ou contribuent à des niveaux agrégés.

Les entités juridiques incluses dans le périmètre de reporting sont celles dont l'activité est pertinente en termes d'impact environnemental et qui sont intégrées globalement ou proportionnellement selon les règles de consolidation financière (IFRS) alors que les entités juridiques dont la seule activité est le négoce d'énergie, des activités financières ou de l'ingénierie sont exclues du périmètre. Les entités sélectionnées pour le reporting rapportent les performances et les impacts des installations industrielles dont elles détiennent le contrôle technique opérationnel, y compris les installations opérées pour compte de tiers. Sont exclues les entités juridiques mises en équivalence.

Cette règle a été définie pour respecter au mieux les recommandations de la Global Reporting Initiative (GRI). La GRI est une structure de parties prenantes ou partenaires (monde des affaires, sociétés d'audit, organisation de protection des droits de l'Homme, de l'environnement, du travail et des représentants de gouvernements) qui crée un cadre de travail commun pour la publication de données de développement durable.

100% des impacts collectés sont consolidés lorsque les entités sont sous intégration globale. Pour les entités sous intégration proportionnelle, les impacts environnementaux sont consolidés proportionnellement au taux d'intégration financière du Groupe, pour autant que le contrôle technique opérationnel leur appartienne à 100% ou qu'il soit à minima partagé avec d'autres actionnaires.

Pour le calcul des indicateurs de *management* environnemental de type « part du CA pertinent couvert par une certification environnementale, par un plan de gestion de crise environnementale, etc. », un chiffre d'affaires pertinent est donc estimé pour chaque entité juridique. Pour obtenir ce CA pertinent, on soustrait du chiffre d'affaires consolidé de chaque entité juridique les activités jugées non pertinentes en termes d'impact environnemental (négoce, finance, ingénierie)..

Le jeu de procédures pour la remontée des informations environnementales se compose de procédures génériques déclinées en instructions types à rédiger et à mettre en œuvre aux niveaux appropriés du processus de reporting. Le déploiement des procédures et des instructions à travers l'ensemble du Groupe repose sur un réseau de correspondants et de coordinateurs environnementaux dûment mandatés. Ces procédures et instructions de travail au niveau Groupe et branches décrivent en détail les phases de collecte, contrôle, consolidation, validation et transmission des données environnementales aux différents niveaux de l'organisation ainsi que les règles de définition du périmètre et de consolidation. Elles sont assorties de documents techniques fournissant des lignes directrices méthodologiques pour le calcul de certains indicateurs. En fonction de ses activités, chaque entité se voit attribué un profil qui détermine les indicateurs auxquels elle doit

(1) La loi sur les Nouvelles Régulations Économiques (NRE) fixe l'obligation, pour les sociétés françaises cotées sur un marché réglementé, de rendre des comptes dans un rapport annuel de leur gestion des conséquences sociales et environnementales de leur activité.

3.4 INFORMATIONS ENVIRONNEMENTALES

répondre. La liste des entités entrant dans le périmètre de reporting environnemental est validée par chaque branche.

Les fiches de définition des indicateurs ⁽¹⁾ utilisées pour mesurer la performance environnementale des métiers du Groupe ont été revues sur base des commentaires des Commissaires aux comptes. Elles ont par ailleurs bénéficié des commentaires des responsables opérationnels représentés dans des groupes de travail dédiés. L'ensemble de la documentation est disponible sur simple requête auprès du Groupe (Direction du Développement Durable).

Sur les données publiées dans le présent rapport ainsi que dans le rapport annuel de développement durable, il convient de préciser les éléments suivants :

1. Pour l'exercice 2011, l'ensemble du processus de reporting a été raccourci pour la première fois de quatre semaines, ce qui s'est traduit par de nombreuses contraintes à toutes les étapes de ce processus. De plus, pour assurer la livraison de l'ensemble des données attendues dans les délais impartis, des méthodes d'estimation ont été définies et revues par les commissaires aux comptes pour les données qui n'auraient pas été disponibles sur les 12 mois de l'année calendaire.
2. Un rapprochement avec la société INTERNATIONAL POWER PLC a été réalisé en 2010 et GDF SUEZ détient maintenant environ 70% de l'ensemble des droits de vote d'International Power. Par conséquent, les installations d'International Power ont été incluses dans la campagne de reporting 2011 comme faisant partie de la branche BEEI. Il s'agit donc d'une année de transition au cours de laquelle les installations International Power doivent s'adapter au calendrier et au référentiel GDF SUEZ. En outre, ce référentiel étant nouveau pour ces installations, il n'a pas été possible de reconstruire d'historique 2010 ou antérieur incluant les données International Power. Les historiques présentés sont donc ceux de GDF SUEZ hors International Power ce qui expliquera dans la plupart des cas de possibles écarts significatifs avec entre 2011 et les années précédentes. De plus, Agbar a élargi de manière significative son périmètre de reporting sur les sites espagnols, ce qui a entraîné une variation de l'indice linéaire de perte des réseaux de distribution d'eau potable.
3. GDF SUEZ est signataire, depuis 2007, du CEO Water Mandate (Mandat des PDG concernant l'eau) marquant sa volonté de préserver les ressources en eau. Afin d'améliorer la gestion de l'eau du Groupe, les indicateurs relatifs à l'eau ont été modifiés et rendus conformes aux indicateurs GRI. GDF SUEZ sera ainsi capable de répondre de façon plus exhaustive aux questionnaires externes : SAM, CDP water disclosure (communication d'informations CDP sur l'eau), CEO water mandate, etc. . Ces nouveaux indicateurs se répartissent en 4 catégories : Prélèvement, Rejet, Consommation, Réutilisation. Ce changement d'indicateurs constitue un changement important et, à cet égard, il est nécessaire de considérer l'année 2011 comme une phase de transition inscrite dans le processus d'amélioration de GDF SUEZ.
4. Soucieux du devenir des déchets générés par ses activités, le Groupe GDF SUEZ dispose d'indicateurs sur la valorisation de ses déchets. Il s'appuie pour cela sur les définitions de déchets et de valorisation établis par les réglementations locales.
5. La fiabilité du périmètre couvert par le reporting environnemental est une des priorités de GDF SUEZ qui évolue dans un contexte international de cessions et d'acquisitions d'activités.

Le périmètre est figé au 30 juin de l'année de l'exercice. Pour les cessions intervenant après cette date, il est prévu que l'entité remplisse le questionnaire environnemental avec les données disponibles au dernier jour du mois qui précède la cession. Les acquisitions réalisées après le 30 juin ne sont pas prises en compte, sauf demande de dérogation formulée par le Directeur de la branche concernée et sous réserve que les données soient disponibles.
6. Les données liées à l'activité des méthaniers, y compris les impacts et les consommations, ont été assimilées à celles d'un site en exploitation et sont donc rapportées comme telles. Les navires pris en compte sont ceux pour lesquels le Groupe GDF SUEZ détient une part majoritaire ou ceux exploités par une filiale détenue majoritairement par GDF SUEZ ainsi que les navires affrétés sur le long terme (> 1 an). Cela donne une liste de 19 navires : Maran Gas Coronis, LNG Lerici, Grace Cosmos, Cheikh Bouamama, Lalla Fatma N'Soumer, BW Suez Everett, BW Suez Boston, Matthew, Tellier, Provalys, GDF SUEZ Global Energy, Gaselys, BW GDF SUEZ Paris, BW GDF SUEZ Brussels, GDF SUEZ Neptune (SRV), GDF SUEZ Point Fortin, GDF SUEZ Cape ANN (SRV), Gimi, Neo Energy. L'éventuelle certification ISO14001 des navires est également prise en compte.
7. Les indicateurs environnementaux du site de Carthagène ne sont pas reportés du fait du montage contractuel particulier : le Groupe dispose de la capacité de production, mais ne supporte pas les risques industriels d'exploitation.
8. A des fins de cohérence, le facteur pour convertir l'énergie thermique produite (GW_{th}) en énergie électrique (GW_e) est fixé à 0,44 pour toutes les activités de production d'énergie du Groupe.
9. Il est à noter que seuls les livivats de centres de stockage de classe 2 sont reportés.
10. La correspondance des indicateurs de performance environnementale du Groupe avec la loi NRE et les recommandations du GRI est documentée dans le tableau de synthèse des performances environnementales publié dans le rapport annuel de développement durable.
11. Les impacts environnementaux significatifs générés par les sous-traitants dans une installation du Groupe pendant des activités de services matériels sont inclus dans les impacts Groupe sauf lorsqu'une clause contractuelle spécifique prévoit que le sous-traitant est tenu responsable des impacts générés sur le site pendant la fourniture du service. Les données fournies par les sous-traitants ne font pas systématiquement l'objet de vérifications internes avant d'être agrégées aux données du Groupe et n'engagent que les sous-traitants. La réglementation et les obligations légales dans le domaine de l'environnement pouvant être différentes d'un pays à l'autre, certaines données sont parfois plus difficiles à collecter (ex. : consommations d'eau au Royaume-Uni).
12. Pour l'année 2011, SUEZ Environnement ne dispose pas d'informations détaillées sur sa consommation d'eau et n'est pas en mesure de fournir l'origine de l'eau consommée (réseau, surface, souterraine...) et l'usage (refroidissement ou industrielle). Cette consommation d'eau globale ne pouvant être répartie dans les indicateurs GDF SUEZ, elle est donc exclue des données publiées et est citée en note de bas de page pour information.

(1) Faisant l'objet d'une vérification par les Commissaires aux comptes

3.4.4 LES ACTIONS DU GROUPE

3.4.4.1 Le changement climatique

Conscient des impacts de ses activités sur le climat, le Groupe s'attache à les limiter en utilisant les meilleures technologies pour réduire ses émissions, en développant l'efficacité énergétique de toutes ses installations et en recourant dans son mix énergétique à des énergies faiblement ou non carbonées. Traduction de ces engagements, le Groupe a fait de l'efficacité énergétique une des activités cœur d'une de ses branches, la branche Services énergétiques. De même, la stratégie de développement du Groupe s'appuie sur un mix énergétique équilibré. GDF SUEZ participe activement aux travaux de la société civile sur ce sujet, apportant son expérience opérationnelle dans les négociations à tous les niveaux. Cette expérience est aussi mise à disposition des clients du Groupe à travers un ensemble d'offres commerciales, que ce soit en matière d'intervention sur le marché carbone, de solutions techniques, ou d'appui ou de réalisation de stratégie et de plan d'action de réduction des émissions de GES.

Afin de communiquer en toute transparence sur ce qui est un enjeu majeur pour le Groupe, GDF SUEZ répond chaque année au questionnaire du *Carbon Disclosure Project*. GDF SUEZ a obtenu en 2011 une note de 87 sur 100 pour la partie qualité de son *reporting* et une note B pour la partie performance (échelle de A à E, A étant la meilleure note). Ces résultats placent le Groupe parmi les meilleurs performers dans son domaine d'activité. En complément, l'étude réalisée par PricewaterhouseCoopers en 2010 montre que les efforts du Groupe sont récompensés, puisqu'avec une performance de 322 g de CO₂eq émis par kWh de production d'énergie en Europe, GDF SUEZ se situe en dessous de la moyenne de ses concurrents.

Soucieux de participer activement à la lutte contre le changement climatique, GDF SUEZ mesure ses émissions de GES pour chacun de ses métiers.

En 2011, les émissions de gaz à effet de serre dits « GES » (hors émissions tertiaires) s'élèvent pour le Groupe à 156,899 millions de tonnes eq. CO₂ ⁽¹⁾.

Intitulé des indicateurs	Périmètre couvert en 2011		
	(% CA pertinent)	GDF SUEZ 2011	GDF SUEZ 2010
Émissions totales de GES (hors émissions tertiaires) ■■	96,75%	156 899 254 t CO ₂ eq.	109 324 454 t CO ₂ eq.
Émissions de GES par unité d'activité – production d'énergie		417 kg CO ₂ eq./MWheq	351,4 kg CO ₂ eq./MWheq
Émissions de GES par unité d'activité – exploration, production de gaz		4,7 kg CO ₂ eq./MWheq	7,1 kg CO ₂ eq./MWheq
Émissions de GES par unité d'activité – stockage de gaz		1,2 kg CO ₂ eq./MWheq	1,2 kg CO ₂ eq./MWheq
Émissions de GES par unité d'activité – transport de gaz (hors méthaniers)		1,9 kg CO ₂ eq./MWheq	0,9 kg CO ₂ eq./MWheq
Émissions de GES par unité d'activité – terminaux méthaniers		1,6 kg CO ₂ eq./MWheq	1,5 kg CO ₂ eq./MWheq
Émissions de GES par unité d'activité – distribution de gaz		1,0 kg CO ₂ eq./MWheq	3,7 kg CO ₂ eq./MWheq
Émissions de GES par unité d'activité – incinération		393,3 kg CO ₂ eq./t	386,1 kg CO ₂ eq./t
Émissions de GES – flotte de véhicules		883 743,9t CO ₂ eq.	846 845 t CO ₂ eq.

■ Vérifiés par les Commissaires aux comptes avec avis d'assurance « modérée ».

■■ Vérifiés par les Commissaires aux comptes avec avis d'assurance « raisonnable ».

(1) À noter que le périmètre retenu pour le reporting environnemental est spécifique (il porte sur les installations dont GDF SUEZ assure le contrôle technique opérationnel) et diffère par conséquent de celui adopté par exemple pour les évaluations de parc de production électrique.

3.4 INFORMATIONS ENVIRONNEMENTALES

3.4.4.2 Les énergies renouvelables

Le maintien d'un mix énergétique équilibré, fer de lance de la stratégie du Groupe sur le métier de l'énergie, passe par le renforcement de ses capacités en énergies renouvelables, pour la production d'électricité ou de chaleur, voire le biogaz pour la mobilité.

Les énergies renouvelables représentaient en 2011 à peu près 16,65 GW équivalents électriques installés, soit 17,7% du total des capacités installées du Groupe.

Intitulé des indicateurs	Périmètre couvert en 2011 (% CA pertinent)	GDF SUEZ 2011	GDF SUEZ 2010
Renouvelable - Puissance nette installée (électrique et thermique) ■■	99,72%	16 650 MWeq	13 357 MWeq
Part des ressources renouvelables dans les capacités installées	99,72%	17,7%	18,8%
Renouvelable – Électricité et chaleur produites ■■	99,84%	68 333,8 GWheq	61 434 GWheq
Énergie produite – part du grand hydraulique		78,5%	82,2%
Énergie produite – part du petit hydraulique		1,8%	1,7%
Énergie produite – part de l'éolien		8,7%	4,4%
Énergie produite – part du géothermique		0,069%	0,1%
Énergie produite – part du solaire		0,042%	0,0%
Énergie produite – part de la biomasse (hors thermique)		7,5%	7,9%
Énergie produite – part du biogaz		1,5%	1,4%
Énergie produite – part de l'incinération de la part biodégradable des déchets		1,9%	1,8%

■ Vérifiés par les Commissaires aux comptes avec avis d'assurance « modérée ».

■■ Vérifiés par les Commissaires aux comptes avec avis d'assurance « raisonnable ».

Ces capacités correspondent au périmètre du reporting environnemental précisé en 3.2.5 (hors mises en équivalence et installations non contrôlées).

3.4.4.3 L'efficacité énergétique

GDF SUEZ est convaincu de l'importance de la maîtrise de l'énergie pour des raisons économiques et écologiques. Aussi, l'efficacité énergétique occupe une place de premier plan, que ce soit dans le cadre des services proposés par le Groupe auprès de ses clients (particuliers, professionnels, des entreprises et des collectivités locales) ou dans le cadre des actions menées par l'entreprise sur ses propres installations.

Les enjeux sur l'efficacité énergétique pour l'entreprise sont donc profondément marqués par son métier d'énergéticien qu'il s'agisse d'identifier le potentiel d'économies d'énergie chez nos clients, d'améliorer la rentabilité interne en accroissant encore la performance de ses centrales de production électriques ou d'agir sur son propre patrimoine.

GDF SUEZ décline une politique très complète d'offres de services énergétiques au sein de trois branches du Groupe : la branche Énergie Services (BES), la branche Énergie France (BEF) et la branche Énergie Europe et International (BEEI). En particulier la branche Énergie Services conçoit et met en œuvre des solutions d'efficacité énergétique et environnementale au travers

de prestations multi-techniques, que ce soit dans le domaine de l'ingénierie, de l'installation ou des services à l'énergie. Les autres branches mènent également des actions d'économies d'énergie chez leurs clients, comme par exemple en France où le Groupe réalise annuellement une centaine de milliers d'opérations d'économie d'énergie sur la base des actions standards définies par le dispositif réglementaire des Certificats d'Économie d'Énergie.

Pour les installations de production d'électricité, la performance énergétique est directement liée à la rentabilité de l'installation. C'est donc un axe majeur d'actions pour chaque responsable de centrale.

Enfin, GDF SUEZ s'est engagé dans une démarche d'amélioration de l'efficacité énergétique de ses activités tertiaire (signature du manifeste du WBCSD – *World Business Council for Sustainable Development* – pour agir dans ce domaine fin 2009). Elle se déploie sur la gestion des bâtiments, sur celle des déplacements professionnels, sur l'informatique. En appui de cette démarche, 2010 a vu la mise en place d'un réseau d'échange d'idées et de bonnes pratiques animé au niveau corporate. Ce réseau sera progressivement étendu aux autres problématiques de la maîtrise de l'énergie.

Intitulé des indicateurs	Périmètre couvert en 2011 (% CA pertinent)	GDF SUEZ 2011	GDF SUEZ 2010
Consommation d'énergie primaire – total ■■	99,91%	559 590,4 GWh	403 092 GWh
Part du charbon/lignite		32%	24,5%
Part du gaz naturel		62%	66,8%
Part du fioul (lourd et léger)		2,3%	2,6%
Part des combustibles de substitution		1,7%	3,1%
Part de la biomasse		2,9%	4,1%
Part des déchets		0,043%	0,1%
Part des autres combustibles		0,2%	0,2%
Consommation d'électricité (excluant l'autoconsommation) ■■	99,96%	7 619 GWh	6 520 GWh
Efficacité énergétique des centrales à combustibles fossiles (inclus Biomasse) ■■	99,33%	41,9%	43,9%

■ Vérifiés par les Commissaires aux comptes avec avis d'assurance « modérée ».

■■ Vérifiés par les Commissaires aux comptes avec avis d'assurance « raisonnable ».

3.4.4.4 L'énergie nucléaire

Le maintien d'un très haut niveau de sûreté des sept centrales nucléaires exploitées par GDF SUEZ est une priorité fondamentale du Groupe. En la matière, GDF SUEZ attache également une grande importance à la limitation de l'impact (rejets, déchets, etc.) de ces installations sur leur environnement.

L'aval du cycle du combustible nucléaire représente toutes les opérations relatives à ce combustible après son utilisation dans un réacteur nucléaire. Les coûts relatifs à cette partie sont, et seront

couverts par des provisions financières d'un total de 4,003 milliards d'euros à la fin 2011. La Loi belge du 11 avril 2003 régit les modalités pour la constitution de ces provisions spécifiques. Un dossier de justification, établi par Synatom tous les trois ans, est soumis et approuvé par la Commission pour les Provisions Nucléaires. Les coûts de démantèlement des centrales nucléaires après leur fermeture ont été également provisionnés sous la Loi du 11 avril 2003. Les provisions établies à la fin 2011 s'élèvent à 2,296 milliards d'euros.

Intitulé des indicateurs	Périmètre couvert en 2011 (% CA pertinent)	GDF SUEZ 2011	GDF SUEZ 2010
Émissions gazeuses radioactives ⁽¹⁾			
• gaz rares	100%	40,96 TBq	5,05 TBq
• iodes	100%	0,13 GBq	0,07 GBq
• aérosols	100%	0,14 GBq	0,01 GBq
Déchets nucléaires radioactifs (faible et moyenne activités)	100%	338,3 m ³	275,3 m ³
Rejets liquides radioactifs			
• émetteurs Bêta et Gamma	100%	21,49 GBq	10,08 GBq
• tritium	100%	88,42 TBq	102,57 TBq

(1) L'Agence Fédérale de Contrôle Nucléaire (AFCN) en Belgique a émis une nouvelle Directive concernant la déclaration des rejets radioactifs. Cette nouvelle méthodologie a été prise en compte dès 2011 par la centrale nucléaire de Doel ce qui explique les importantes évolutions entre les données de 2010 et celles de 2011. De nouvelles évolutions sont attendues en 2012 lorsque la centrale nucléaire de Tihange appliquera elle aussi cette nouvelle méthodologie.

3.4 INFORMATIONS ENVIRONNEMENTALES

3.4.4.5 L'eau

De par ses multiples activités, le Groupe est concerné par la gestion de l'eau à deux niveaux : en tant que traiteur d'eau (services d'eau et d'assainissement) mais aussi en tant qu'utilisateur et consommateur d'eau (métiers de l'énergie). C'est pourquoi en 2011 les indicateurs relatifs aux usages et consommations d'eau ont été revus. Ils intègrent désormais mieux les dimensions prélèvement

et rejet, ainsi que les actions de recyclage ou réutilisation. Acteur engagé, GDF SUEZ est impliqué dans la préparation du Forum Mondial de l'Eau, et participe aux réflexions en cours sur le *corporate risk disclosure* et le *water stewardship* aux côtés d'organisations telles que le WBCSD (*World Business Council for Sustainable Development*) ou le CEO Water Mandate du Pacte Mondial des Nations Unies. Les indicateurs reportés concernent les consommations d'eau liées au *process* industriel.

Intitulé des indicateurs ⁽¹⁾	Périmètre couvert en 2011 (% CA pertinent)	GDF SUEZ 2011	GDF SUEZ 2010
Eau industrielle et désalinisée			
• Prélèvement total – Eau douce	99,70%	791,1 Mm ³	-
• Prélèvement total – Eau non douce	99,23%	2 128,3 Mm ³	-
• Consommation totale ⁽²⁾ ■	99,60%	44 Mm ³	-
Eau de refroidissement et de réchauffement			
• Prélèvement total – Eau douce	99,70%	6 329,1 Mm ³	-
• Prélèvement total – Eau non douce	99,23%	7 332,6 Mm ³	-
• Consommation totale ⁽²⁾ ■	99,60%	192,2 Mm ³	-
Indice linéaire de perte ■■	98,05%	14,20 m ³ /km.jour	12,91 m ³ /km.jour
Charge polluante traitée par les réseaux d'assainissement (DBO5 traitée) ■■	100%	857 kt/an	691,8 kt/an

■ Vérifiés par les Commissaires aux comptes avec avis d'assurance « modérée ».

■■ Vérifiés par les Commissaires aux comptes avec avis d'assurance « raisonnable ».

(1) En 2011, GDF SUEZ a mis en place une nouvelle méthodologie pour mesurer ses impacts sur les ressources en eau. De ce fait, la comparaison avec les données 2010 n'est plus pertinente.

(2) La consommation totale d'eau de SUEZ Environnement, tout type d'eau confondu, n'est pas intégrée dans ce total et s'élève à 9 032 677,65 m³. (cf. point n° 12 de la note méthodologique).

3.4.4.6 Les déchets

La part des déchets valorisés sous forme de matière ou d'énergie représente 47,7% du total des déchets traités dans le secteur de la propreté. Dans le secteur des déchets dangereux, SUEZ Environnement développe par ailleurs ses activités de traitement d'incinération dans des fours spécialisés ou valorise ceux-ci comme combustibles de substitution notamment auprès de ses

partenaires cimentiers. Le recyclage des déchets spéciaux est également réalisé dans le cadre de la régénération des huiles et solvants usagés. SUEZ Environnement développe également ses activités dans la réhabilitation et dépollution des sols, soit par des opérations réalisées *in situ* sur les sites contaminés, soit par extraction des matériaux pour traitement dans son réseau d'installations spécialisées.

Intitulé des indicateurs	Périmètre couvert en 2011 (% CA pertinent)	GDF SUEZ 2011	GDF SUEZ 2010
Quantité totale de déchets et sous-produits non dangereux évacués (y compris les boues) ■	99,74%	7 685 509,1 t	6 843 677 t
• Cendres volantes, Refioms	100%	2 960 837,7 t	3 131 016 t
• Cendres cendrées, mâchefers	100%	2 592 226,7 t	2 328 439 t
• Sous-produits de désulfuration	100%	292 995,6 t	278 721 t
• Boues des stations d'épuration et d'eau potable	98,53%	1 174 672,1 t	842 840 t
Quantité totale de déchets & sous-produits non dangereux valorisés (y compris les boues) ■	98,93%	5 783 807,3 t	5 406 842 t
Quantité totale de déchets & sous-produits dangereux évacués (à l'exclusion des déchets radioactifs) ■■	99,77%	764 276 t	556 441 t
Quantité totale de déchets & sous-produits dangereux valorisés (à l'exclusion des déchets radioactifs) ■■	99,65%	39 776,5 t	17 308 t
Quantité de lixiviats collectés dans les centres de stockage	100%	3,73 Mm ³	3,79 Mm ³
Quantité de lixiviats traités (en externe ou en interne) ■	100%	3,73 Mm ³	3,79 Mm ³

■ Vérifiés par les Commissaires aux comptes avec avis d'assurance « modéré ».

■■ Vérifiés par les Commissaires aux comptes avec avis d'assurance « raisonnable ».

3.4.4.7 Les polluants atmosphériques

GDF SUEZ met en œuvre une grande variété de techniques pour continuer à réduire ses émissions : réduction à la source grâce à un bouquet énergétique adapté ; optimisation de la combustion et

traitements des fumées ; mise en place de filtres ou injection d'eau pour réduire les poussières ; installation de brûleurs Bas-NOx ou injection d'urée (traitement secondaire) pour contrôler les oxydes d'azote ; choix de combustibles à très basse teneur en soufre pour réduire les émissions de dioxyde de soufre.

Intitulé des indicateurs	Périmètre couvert en 2011 (% CA pertinent)	GDF SUEZ 2011	GDF SUEZ 2010
Émissions de NOx ■	99,54%	170 186,3 t	106 515 t
Émissions de SO ₂ ■	99,74%	196 563,5 t	184 924 t
Émissions de poussières ■	99,51%	13 276,2 t	7 924 t

■ Vérifiés par les Commissaires aux comptes avec avis d'assurance « modéré ».

■■ Vérifiés par les Commissaires aux comptes avec avis d'assurance « raisonnable ».

3.4.4.8 La gestion de la biodiversité

GDF SUEZ comprend que la question de la conservation de la biodiversité est un enjeu environnemental majeur. Le Groupe a donc défini des grandes orientations en matière de préservation de la biodiversité et engagé l'élaboration d'un plan d'action corporate permettant de structurer les actions déjà réalisées dans le domaine par les différentes entités du Groupe. Pour l'appuyer dans cette démarche, le Groupe s'appuie sur un partenariat avec le Comité Français de l'Union Internationale pour la Conservation de la Nature (UICN France) depuis mai 2008. En 2009, GDF SUEZ a également engagé une réflexion d'une durée de trois ans avec France Nature Environnement autour de la préservation des milieux naturels et de la biodiversité en France. À terme, celle-ci a pour objectifs de définir une méthodologie pour la prise en compte et la valorisation de la biodiversité dans la conception et la gestion des sites et installations du Groupe (existants ou à venir), d'étudier la contribution potentielle des installations de GDF SUEZ aux continuités écologiques et de développer des outils de sensibilisation à la biodiversité.

En complément, le Groupe apporte son appui à des initiatives ou des projets de l'UICN, tels que la Liste Rouge nationale des espèces menacées ou la réalisation d'études relatives à la biodiversité.

Le Groupe a mis en place un réseau interne d'échanges sur ce domaine et développe des outils internes. Des conférences et sessions d'information sont organisées, visant le personnel du Groupe et dans certains cas des populations plus ciblées telles que les gestionnaires de sites ou les développeurs de projets d'infrastructures. GDF SUEZ s'implique également dans les travaux préparatoires aux nouvelles réglementations : un exemple dans le cadre du Grenelle de l'environnement en France, avec les fiches ERC (éviter, réduire, compenser).

3.4.4.9 Une prévention active des risques environnementaux

En appui du programme central d'audits de maîtrise des questions environnementales, les branches sont encouragées à mettre en œuvre leur propre système d'audits environnementaux afin d'accélérer la couverture de leurs sites. Des procédures internes spécifiques sont déployées sur la plupart des sites afin de définir les responsabilités en matière de gestion environnementale et de contrôler l'effectivité de la réalisation d'audits environnementaux appréciant le niveau de conformité environnementale des installations. Ces audits permettent d'identifier les éventuelles non-conformités à la réglementation en vigueur, de détecter des risques spécifiques et de mettre en place des plans de correction. Dans le domaine de l'eau, chaque filiale est responsable de son propre dispositif de gestion de ses risques environnementaux. Un processus centralisé de contrôle a été mis en place, similaire à celui existant pour les déchets. Enfin, des plans de prévention des risques accompagnent ou précèdent la mise en place d'un système de *management* environnemental.

Les plaintes et condamnations liées à un dommage environnemental respectivement se sont élevées à 159 et 24, pour un montant total d'indemnisations s'élevant à 1 918 335 euros. Même si cela peut paraître minime au regard de la taille du Groupe et du caractère industriel de ses activités, le Groupe suit activement ces données et met en œuvre des actions pour les réduire encore. En 2011, les dépenses environnementales (investissements et dépenses courantes d'exploitation liés à la préservation de l'environnement) se montent à 2 782 millions d'euros.

Intitulé des indicateurs	Périmètre couvert en 2011		Données 2011	Données 2010
	(% CA pertinent)			
Plaintes liées à l'environnement	98,69%		159	98
Condamnations liées à l'environnement	98,68%		24	93
Montant des indemnisations (en milliers d'euros)	98,51%		1 918,3	784
Dépenses environnementales (en millions d'euros)	92,56%		2 782	5 690

La gestion des risques industriels et environnementaux se décline en deux modules : la prévention des risques et la gestion des crises.

Intitulé des indicateurs	Données 2011	Données 2010
Analyses environnementales	78,20% CA pertinent	78,7% CA pertinent
Plan de prévention des risques environnementaux	81,83% CA pertinent	73% CA pertinent
Plan de gestion des crises environnementales	85,54% CA pertinent	88,6% CA pertinent

Les entités opérationnelles ont mis en place des plans de gestion des crises impliquant deux axes d'intervention : un dispositif d'astreinte permettant une mobilisation immédiate des moyens de gestion de crise et un dispositif de crise proprement dit permettant de gérer efficacement les crises dans la durée. Ce dispositif prévoit en particulier l'organisation d'une cellule de crise capable de

prendre en compte les impacts internes ou externes qu'ils soient techniques, sociaux, sanitaires, économiques ou autres. Dans ce sens, l'accent est mis sur la sensibilisation et la formation des équipes à la gestion des crises, notamment à l'aide de simulations, et sur le développement d'une culture d'échange entre les équipes locales et leurs interlocuteurs externes.

3.5 INFORMATIONS SOCIÉTALES

Le Groupe GDF SUEZ entend assurer pleinement sa responsabilité sociétale dans tous les pays où il exerce ses activités. Cet engagement prend un relief particulier dans le cadre de la situation économique actuelle.

L'engagement sociétal du Groupe recouvre plusieurs dimensions comme la mise en place de projets d'investissement et de développement pour favoriser l'accès aux services essentiels, l'aide aux clients démunis, le soutien au monde associatif et la mise en place de partenariats. Par ailleurs, le Groupe met en place des

actions pour soutenir le développement socio-économique des territoires et des communautés locales.

Le Groupe s'attache à proposer un volet sociétal dans sa réponse aux appels d'offres auxquels il concourt, ainsi qu'un accompagnement sociétal dans la durée pour améliorer l'acceptabilité des projets industriels. Cette approche mobilise aujourd'hui des moyens significatifs en matière d'ingénierie sociétale, tant au niveau central qu'au niveau des entités opérationnelles du Groupe.

3.5.1 LE PROGRAMME « GDF SUEZ RASSEMBLEURS D'ÉNERGIES »

L'accès à l'énergie est au cœur de la lutte contre la pauvreté. En 2011, selon l'Agence Internationale de l'Énergie, 1,3 milliard de personnes n'ont pas accès à l'énergie (20% de la population mondiale), 880 millions à l'eau potable, 2 milliards à l'assainissement. Généralement centrée sur les pays en développement, la question de l'accès à l'énergie concerne également les pays développés. En effet, plus d'une personne sur quatre est confrontée à la précarité énergétique en Europe. Le réseau EPEE (*European Fuel Poverty and Energy Efficiency*) estime qu'entre 50 et 125 millions d'Européens sont confrontés à la précarité énergétique parmi les 500 millions.

Le groupe GDF SUEZ entend contribuer à la lutte contre la pauvreté et les inégalités et a lancé en 2011 un programme « GDF SUEZ Rassembleurs d'Énergies ». D'ambition mondiale, « GDF SUEZ Rassembleurs d'Énergies » fédère et renforce les actions du Groupe GDF SUEZ en faveur de l'accès à l'énergie et aux services essentiels pour les populations pauvres et de la réduction de la précarité énergétique dans les pays où il est présent ou projette de l'être. Il cherche en outre à renforcer la sensibilité et l'engagement de ses collaborateurs et des autres parties prenantes dans le domaine de la responsabilité sociétale. Il entend enfin promouvoir une approche partenariale, tant avec les ONG, les autorités publiques, les autres entreprises qu'avec le grand public.

Avec le programme GDF SUEZ Rassembleurs d'Énergies, le Groupe apporte un soutien technique et/ou financier à des projets innovants portés par des entrepreneurs sociaux locaux contribuant à l'accès à l'énergie durable des populations pauvres et à la réduction de la précarité énergétique dans le monde entier, permettant l'émergence de nouveaux *business models* créateurs de valeurs partagées.

Trois leviers d'intervention sont utilisés :

- l'investissement grâce à un fonds d'investissement à vocation solidaire créé en 2011 pour soutenir des projets d'accès à l'énergie sous forme de prises de participation dans des projets portés par des entrepreneurs sociaux locaux ;
- le don, via l'axe « énergies solidaires » de la Fondation GDF SUEZ destiné à des micro-projets d'accès à l'énergie ou des prototypes précédant la réplique à grande échelle. En 2011, la Fondation a contribué à la mise en place de cinq projets d'accès à l'énergie en France et dans le monde ;
- l'assistance technique au travers de la mise en place d'un programme de mécénat de compétences au sein de GDF SUEZ en lien avec les associations internes du Groupe (notamment Energy Assistance et Codegaz, voir paragraphe 3.5.3).

3.5.2 L'AIDE AUX CLIENTS DÉMUNIS ET LA SOLIDARITÉ

L'engagement sociétal de GDF SUEZ vise à favoriser le développement économique des territoires, s'appuyer sur les acteurs locaux et faciliter l'accès aux services du Groupe pour tous, notamment pour les populations les plus démunies. Dans ce cadre, le Groupe se mobilise par différents types d'initiatives et d'actions.

Un observatoire international de la précarité énergétique et hydrique

Le Groupe met en œuvre des actions spécifiques en direction des clients en difficulté dans tous les pays où il est implanté. Les modalités sont variées et relèvent soit de l'application des obligations réglementaires soit d'initiatives volontaires du Groupe.

En décembre 2009, le Groupe a lancé un observatoire interne sur les précarités énergétique et hydrique afin de recenser et suivre l'évolution des pratiques des différentes filiales de GDF SUEZ vis-à-vis des clients démunis, d'identifier les bonnes pratiques ainsi que les facteurs de succès et de favoriser l'émergence d'offres solidaires en France et à l'international. L'Observatoire a organisé en décembre 2011 à Paris son second colloque sur les précarités réunissant près de 150 participants impliqués au niveau international. Le Groupe souhaite mettre en valeur des initiatives locales et valoriser les bonnes pratiques des différents acteurs impliqués.

Un programme d'actions pour la France

La contribution financière

GDF SUEZ a contribué à la mise en place dans les meilleurs délais du Tarif Spécial de Solidarité (TSS), destiné aux plus démunis, qui permet d'aider soit les clients titulaires d'un contrat individuel de gaz naturel pour leur habitation principale, soit les personnes qui bénéficient d'un chauffage collectif dont la chaudière d'immeuble est alimentée en gaz naturel. Le Groupe participe aussi au Fonds de Solidarité pour le Logement (FSL). Ce fonds permet d'accorder des aides financières aux personnes et aux familles en difficulté pour leur permettre d'accéder à un logement ou de s'y maintenir.

L'appui de la médiation sociale

Le médiateur à l'écoute des clients

En France, GDF SUEZ dispose d'un médiateur dont la mission est de traiter les litiges, en dernier recours amiable interne, lorsqu'un client, ou citoyen, n'est pas satisfait des réponses obtenues des services concernés. Après avoir pris un contact direct avec le client, puis consulté ces services, il propose au client une solution personnalisée. Force de proposition, il participe aussi, par ses recommandations, à l'amélioration des relations avec les 10 millions de clients du Groupe. Par son positionnement, le médiateur est indépendant. Son activité et ses résultats sont présentés chaque année dans un rapport public. C'est un interlocuteur privilégié du Groupe en France, et notamment des institutions publiques et professionnelles.

Les Partenaires de Médiation Solidarité (PMS)

La branche Énergie France a créé un réseau de partenaires de médiation de plus de 240 points d'accueil. Les clients en difficulté peuvent se rendre dans ces structures, souvent associatives, afin de bénéficier d'informations, de conseils et solutions leur évitant notamment de se retrouver en situation de coupure d'énergie en cas de défaut de paiement. Le nombre de contacts clients facilités s'est fortement accru : plus de 30 000 clients ont rencontré l'un des partenaires du Groupe.

ISIGAZ

Depuis fin 2005, ISIGAZ (Information Sécurité Intérieure GAZ) a pour objectif de sensibiliser les locataires des bailleurs sociaux, habitant dans les quartiers sensibles, relevant de la politique de la Ville, à la sécurité des installations intérieures de gaz naturel et à la maîtrise de leurs consommations d'énergies. Au-delà de ces conseils, l'opération prévoit la visite de médiateurs, qui vérifient le raccordement de cuisson des appareils et le remplacent gracieusement par un flexible à embout vissé de durée de vie illimitée lorsque celui-ci est périmé, défectueux ou lorsque le locataire n'a pas mis en place un raccordement vissé. Les coûts sont pris en charge par le Groupe qui a consacré à l'opération un budget de 3 millions d'euros sur la période 2008-2010. Ce budget a été reconduit sur 2011 et la poursuite des opérations ISIGAZ inscrite dans le Contrat de Services Public 2010-2013. Plus de 185 000 foyers soit 740 000 personnes ont déjà bénéficié de l'initiative dans 120 quartiers de 100 villes de France.

3.5.3 LE SOUTIEN AUX ACTEURS D'INTÉRÊT GÉNÉRAL ET AU MONDE ASSOCIATIF

Pour GDF SUEZ, le dialogue sociétal est au cœur des activités et métiers, une des conditions de leurs succès dans la durée. Il se construit sur des partenariats de confiance avec des acteurs reconnus du monde associatif.

Le partenariat avec Emmaüs

Un nouvel accord triennal 2010-2012 a été signé le 12 février 2010 par Emmaüs France et GDF SUEZ. En 2011, le Groupe poursuit et amplifie sa contribution, entre autres, à la réalisation de diagnostics énergétiques et d'opérations d'amélioration de l'efficacité énergétique des installations de bâtiments de communautés Emmaüs, à la formation à la maîtrise de la consommation d'eau et d'énergie des salariés et compagnons des groupes Emmaüs.

Les partenariats avec les associations internes

Proposer un accès aux services essentiels, facteurs de développement des populations les plus démunies de la planète : telles sont les missions des trois associations humanitaires composées de collaborateurs de GDF SUEZ.

- créée par le personnel de GDF SUEZ en 1989, CODEGAZ est une association à but non lucratif, reconnue d'utilité publique depuis 2007. Elle a réalisé plus de 300 projets humanitaires dans 16 pays différents depuis sa création. Elle met en œuvre une politique de développement intégré en aidant les populations défavorisées dans les domaines de la nutrition, de l'accès à l'eau et à l'assainissement, de la santé, de l'enfance, de l'enseignement et de la formation, de l'énergie et du micro-développement économique ;
- Energy Assistance rassemble plus de 600 membres et donateurs. L'association a mené plus de 120 projets à terme depuis sa création en 2001. Près de 280 projets ont été étudiés et 40 sont en cours actuellement. Ces projets concernent l'accès à l'énergie pour des dispensaires, orphelinats, écoles, villages, centres de tourisme solidaire. Tous ces sites sont situés dans des zones isolées où vivent des populations pauvres en marge du développement économique ;
- créée en 1994, Aquassistance compte plus de 700 membres et mène plus de 80 projets dans le monde. En 2010, elle a lancé, poursuivi ou achevé de nombreux projets dans le domaine de l'eau et de la gestion des déchets : intervention dans des camps de réfugiés en Thaïlande et au Bangladesh, projets d'hydraulique villageoise au Sénégal et au Togo, interventions d'urgence suite au séisme de Port au Prince et aux inondations du Pakistan.

Les partenariats avec le monde académique

La Chaire HEC *Business Sustainability* a été créée en juillet 2010 par GDF SUEZ et le groupe HEC (Hautes Études Commerciales). Elle fait l'objet d'un partenariat d'une durée de cinq ans. Cette nouvelle chaire a pour objectif de contribuer à une meilleure compréhension des rapports entre performance d'entreprise et développement durable. La Chaire HEC Paris – GDF SUEZ est placée sous la responsabilité de Rodolphe Durand, professeur à HEC Paris, coordinateur du département « Stratégie et Politique d'Entreprise » et responsable des spécialisations en stratégie d'entreprise au sein des programmes MBA et doctorat. Auteur de nombreux articles académiques et de plusieurs ouvrages, ses travaux de recherche, primés à plusieurs reprises, portent sur les déterminants stratégiques, sociaux et institutionnels de l'avantage concurrentiel des entreprises.

La Fondation partenariale universitaire de l'Université de Versailles Saint Quentin en Yvelines, Fondaterra (Fondation pour le Développement durable des Territoires) a pour but de constituer un pôle d'excellence interdisciplinaire majeur de l'espace européen sur le champ du développement durable des territoires. Fondaterra fédère et valorise auprès de divers acteurs (recherche et enseignement supérieur, territoires, entreprises, scolaires, sociétés civiles) des compétences multiples favorisant les projets interdisciplinaires et multi-acteurs. En tant que partenaire stratégique, GDF SUEZ participe à l'élaboration de projets pilotes dans 4 domaines : efficacité énergétique des bâtiments, aménagement urbain durable, mobilité durable dans les territoires, adaptation des territoires aux changements écologiques et transition sociale.

GDF SUEZ a signé en mai 2010 un partenariat de trois ans avec Éco-École en France. Éco-École est un Programme international d'Éducation à l'Environnement et au Développement Durable (EEDD) destiné aux écoles élémentaires, aux collèges et aux lycées. Éco-École est un label décerné aux écoles élémentaires, collèges et lycées qui s'engagent vers un fonctionnement éco-responsable et intègrent l'EEDD dans les enseignements. Développé par la Fondation pour l'Éducation à l'Environnement en Europe et placé sous le haut patronage du ministère de l'Éducation Nationale et soutenu par le ministère de l'Écologie, du Développement Durable, des Transports et du Logement, l'objectif d'Éco-École est de déboucher sur des réalisations concrètes d'amélioration de l'empreinte environnementale des établissements scolaires participants.

3.6 RAPPORT D'EXAMEN DES COMMISSAIRES AUX COMPTES SUR CERTAINS INDICATEURS ENVIRONNEMENTAUX ET SOCIAUX

A la suite de la demande qui nous a été faite et en notre qualité de Commissaires aux Comptes de GDF SUEZ, nous avons effectué un examen visant à nous permettre d'exprimer une assurance sur les indicateurs environnementaux et sociaux sélectionnés par GDF SUEZ et identifiés par les signes ■ ou ■■ aux paragraphes 3.3 et 3.4 du document de référence pour l'exercice 2011 et au niveau groupe (« les Données »).

Ces Données ont été préparées sous la responsabilité de la Direction générale de GDF SUEZ, conformément au référentiel interne composé de l'ensemble des procédures relatives au reporting :

- des données environnementales,
- des données sociales,

qui est consultable auprès de la Direction Stratégie et Développement Durable (Environnement Climat), du Service Controlling RH et de la Direction Santé Sécurité et Systèmes de Management et dont un résumé figure aux paragraphes 3.3.8 et 3.4.3 du document de référence (ci-après « le Référentiel »). Il nous appartient, sur la base de nos travaux, d'exprimer une conclusion sur ces Données. Les conclusions formulées ci-après portent sur ces seules Données et non sur l'ensemble du rapport développement durable.

Nature et étendue des travaux

Nous avons effectué nos travaux selon la doctrine professionnelle applicable.

Assurance modérée

Nous avons mis en œuvre les diligences suivantes, conduisant à une assurance modérée que les Données⁽ⁱ⁾ sélectionnées, signalées par le signe ■, ne comportent pas d'anomalies significatives. Une assurance de niveau supérieur aurait nécessité des travaux plus étendus. Nous avons apprécié le Référentiel au regard de sa pertinence, sa fiabilité, son objectivité, son caractère compréhensible et son exhaustivité.

- Nous avons mené des entretiens auprès des personnes concernées par l'application du Référentiel à la Direction du Développement Durable (Environnement Climat), au service du Controlling RH et à la Direction Santé Sécurité et Systèmes de Management au siège, et au sein des branches : Energie France (BEF), Energie Europe et Internationale (BEEI), Global Gaz et GNL (B3G), Infrastructures (BI), Services à l'Energie (BES) et SUEZ Environnement (BE).
- Pour les données environnementales, nous avons sélectionné 39 entités⁽ⁱⁱ⁾ sur lesquelles nous avons réalisé les procédures suivantes : des travaux de détail sur 50 sites appartenant à ces entités, des procédures analytiques et des tests de cohérence au niveau des 39 entités sélectionnées. Pour les données sociales, nous avons effectué nos travaux auprès de 30 entités sélectionnées⁽ⁱⁱⁱ⁾.
- En outre, nous avons mis en œuvre des procédures analytiques et des tests de cohérence au niveau de 6 entités supplémentaires^(iv)

(i) Ces Données sont les suivantes [La contribution aux données groupe des entités sélectionnées pour nos travaux est mentionnée entre parenthèses. Elle prend en compte les travaux menés lors de visites sur site et également les travaux complémentaires réalisés au niveau des entités] : Émissions de SO₂ (76%); Émissions de NO_x (73%); Émissions totales de particules (68%); Consommation totale d'eau pour le processus industriel (y compris eau désalinisée) (34%); Consommation d'eau de refroidissement (71%); Déchets et sous-produits non dangereux évacués (78%); Déchets et sous-produits non dangereux valorisés (80%); Quantités de lixiviats traités (89%); Proportion d'alternants dans l'effectif (56%); Pyramide des âges (59%); % des salariés de moins de 25 ans dans les embauches CDI (61%); % de salariés de plus de 50 ans dans les embauches CDI (56%); Nombre d'embauches CDI (à périmètre constant) (55%); nombre d'embauches CDD (à périmètre constant) (56%); Taux d'embauches (55%); Taux d'embauches CDI (55%); Turnover (rapporté au nombre de démissions et de licenciements) (53%); Turnover volontaire (rapporté au nombre de démissions) (50%); Nombre total d'heures de formation (60%); Nombre d'heures de formation par personne formée (60%); Jours d'absence par personne (64%); Nombre d'accidents mortels; Taux de fréquence des accidents du travail (TF) (rapporté au nombre d'accidents avec arrêt) (58%); Taux de gravité des accidents du travail (TG) (rapporté au nombre de jours d'arrêt de travail) (58%).

(ii) BEEI : Electrabel SA (BU et site Doel), Electrabel Nederland (BU et site Maxima), Zandvliet Power, Tractebel Energia (BU, site Jorge Lacerda et revue de consolidation des centrales hydrauliques Cana Brava, Salto Santiago, Salto Osorio, Itasa), SENA (BU et sites Coletto Creek, Hays, Red Hills, Astoria Energy power plant), Glow (Glow Energy Phase 1 & 2, Glow Energy CFB3; Glow Phase 4, Glow SPP1, Glow SPP2 & 3, Glow IPP), Sohar, Al Kamil, TNP (BU et Pluak Daeng), HHPC (Huay Ho), Saltend, Deeside, Rugeley, Turbogas, Voghera, Dunamenti, GDF Suez Energy Romania, GDF Suez Energia Polska SA, Loy Yang B, Pelican Point Power, Hazelwood; B3G : GDF Suez E&P (BU et revue de conso GDF Suez E&P UK Ltd); BEF : DK6, CNR, SPEM; BI : GrDF (un site et une revue de consolidation); BES : Electricité de Tahiti (BU et site de Punaruu), Cofely Espana (BU et site Districtlima), Cofely Sud Est (BU et site SEVE), Cofely Centre Ouest (BU et site PSA Rennes); BE : Agbar (BU et site Aguas de Murcia), Degremont (BU et Gabal et Samra), United Water (BU et sites Burbank et Idaho), Lyonnaise des Eaux France (BU et site de Dunkerque), Sita France (BU, sites SMECO Pontmain et K2 Les Aucrais et revue de consolidation Région Centre Ouest), Sita UK (BU, sites Kirklees EFW et Jameson Road LF et revue de consolidation région Processiong North West), Sita Czech Republic (BU et site Hanou LF), Teris France (BU et site SCORI Airtvault), Sita Treatment (BU et site Wos Hautrage).

(iii) BEEI : Electrabel, Electrabel Nederland, Glow, SENA, International Power America, Tractebel Energia Consolidated, LoyYang B, GDF Suez Energia Polska; B3G : DGC statut, Appro statut, Siège B3G statut; BEF : Savelys, CNR; BI : GRTGaz, GrDF, Storengy; BES : Groupe Ineo, Cofely Netherlands NV, Cofely Limited, Cofely Italia, Cofely France, Cofely IDF Tertiaire, Fabricom SA; BE : Sita France, Sita UK, Sita CZ, Sita Ile de France, Sita Centre Est (ex-MOS), Lyonnaise des Eaux France, United Water, Agbar, Eurawasser.

(iv) Division GNL, Sita Waste Services, Sita Netherlands, Sita Australia, Sita Deutschland, Hidd.

pour le reporting environnement et 14 entités supplémentaires^(V) pour le reporting social.

- Nous avons testé par sondages les calculs et vérifié la remontée des Données aux différents niveaux de consolidation.

Assurance raisonnable

Pour les indicateurs^(VI) signalés par le signe ■■, le degré de précision de la mesure et la réalisation de travaux de même nature mais plus approfondis que ceux décrits précédemment, et en particulier en ce qui concerne le nombre de sondages, nous permettent d'exprimer une assurance raisonnable.

Nous avons fait appel, pour nous assister dans la réalisation de ces travaux, aux experts en environnement et développement durable de nos cabinets sous la responsabilité de M. Eric Duvaud pour Ernst & Young, de M. Eric Dugelay pour Deloitte & Associés et de Mme Emmanuelle Rigaudias pour Mazars.

Commentaires sur les procédures

Le processus de reporting appelle de notre part les commentaires suivants :

Reporting environnement

Le processus de reporting a fait l'objet de plusieurs évolutions significatives en 2011, avec notamment l'accélération des délais de remontée des données et l'extension du périmètre de reporting à de nouvelles entités (dont les entités d'International Power). Par ailleurs, le référentiel a évolué sur le suivi des consommations d'eau afin de mieux prendre en compte l'impact du Groupe sur les ressources en eau. Le dispositif de contrôle interne mis en

place doit être renforcé au niveau des branches pour l'ensemble des indicateurs consommations d'eau, indice linéaire de perte en réseau et pour le calcul du chiffre d'affaires rentrant dans les indicateurs de management (chiffre d'affaires pertinent couvert par une certification EMAS et par une certification ISO14001).

Reporting social

Le renforcement du dispositif de contrôle interne engagé depuis plusieurs exercices, doit être poursuivi sur l'ensemble des entités, et pour les indicateurs « pourcentage de l'effectif formé », « nombre d'heures de formation » et « jours d'arrêt de travail » servant au calcul de l'indicateur « taux de gravité des accidents de travail ».

Conclusion

Assurance modérée

Nous exprimons une réserve sur les Données suivantes :

- L'indicateur « Consommation totale d'eau pour le processus industriel » comporte une part d'incertitude en raison des nombreuses anomalies liées à l'évolution de l'indicateur qui ont été identifiées et corrigées au sein des entités de BEEI couvertes par nos travaux.

Sur la base de nos travaux et sous la réserve exposée ci-dessus, nous n'avons pas relevé d'anomalie significative de nature à remettre en cause le fait que les Données signalées par le signe ■ ont été établies, dans tous leurs aspects significatifs, conformément au Référentiel mentionné.

Assurance raisonnable

A notre avis, les Données signalées par le signe ■■ ont été établies, dans tous leurs aspects significatifs, conformément au Référentiel mentionné.

Neuilly-sur-Seine et Paris-La Défense, le 6 mars 2012

Les Commissaires aux Comptes

DELOITTE & ASSOCIES

ERNST & YOUNG et Autres

MAZARS

Véronique Laurent

Pascal Macioce

Isabelle Sapet

Pascal Pincemin

Charles-Emmanuel Chosson

Thierry Blanchetier

(V) N-Allo, Distrigaz Sud, GDF Direction CO/CHP, Endel, Axima France, Cofely Services, Cofely AG, Cofely Sud Ouest, Sita Sud, Sita Nederlands, Sita Polska, Sita Deutschland, LYDEC, Elengy.

(VI) Ces Données sont les suivantes [La contribution aux données groupe des entités sélectionnées pour nos travaux est mentionné entre parenthèses. Elle prend en compte les travaux menés lors de visites sur site et également les travaux complémentaires réalisés au niveau des entités] : Chiffre d'affaires pertinent couvert par des systèmes de management environnemental certifiés EMAS ou ISO1400 (52%) ; Energies renouvelables – capacité installé (56%) ; Energies renouvelables – électricité et chaleur produites et vendues (64%) ; Consommation d'énergie primaire (60%) ; Consommation d'électricité (74%) ; Efficacité énergétique des centrales à combustibles fossiles (rapporté à la production d'énergie) (58%) ; Émissions de gaz à effet de serre (hors flotte de véhicules) (66%) ; Indice linéaire de perte (85%) ; Charge polluante traitée (assainissement) (92%) ; Déchets et sous-produits dangereux évacués (87%) ; Déchets et sous-produits dangereux valorisés (35,3%) ; Valorisation énergétique associée au traitement des déchets (électricité) (99,9%) ; Valorisation énergétique associée au traitement des déchets (chaleur) (88,3%) ; Effectifs totaux (59%) ; Effectifs cadres (52%) ; Effectifs non cadres (TSM et OET) (61%) ; Effectif féminin (56%) ; Proportion de femmes dans l'effectif (56%) ; Pourcentage de l'effectif formé (58%).

Gouvernement d'entreprise

	Pages		Pages
4.1		RAPPORT DU PRÉSIDENT DU CONSEIL D'ADMINISTRATION SUR LE GOUVERNEMENT D'ENTREPRISE ET SUR LES PROCÉDURES DE CONTRÔLE INTERNE ET DE GESTION DES RISQUES	160
4.1.1		Conseil d'Administration : composition – mandats – renseignements – indépendance	160
4.1.2		Censeurs	180
4.1.3		Commissaire du gouvernement	181
4.1.4		Conseil d'Administration : attribution – fonctionnement – Code de gouvernance – activités	181
4.1.5		Les comités permanents du Conseil	184
4.1.6		Principes et règles de détermination des rémunérations et avantages des mandataires sociaux	187
4.1.7		Dispositions statutaires applicables à la participation des actionnaires aux Assemblées Générales	187
4.1.8		Procédures de contrôle interne et de gestion des risques mises en place par la Société	187
4.2		RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES, ÉTABLI EN APPLICATION DE L'ARTICLE L. 225-235 DU CODE DE COMMERCE, SUR LE RAPPORT DU PRÉSIDENT DU CONSEIL D'ADMINISTRATION DE LA SOCIÉTÉ GDF SUEZ	195
4.3		DIRECTION GÉNÉRALE	196
4.3.1		Le Comité de Direction	196
4.3.2		Le Comité Exécutif	197
4.4		RAPPORT SPÉCIAL DES COMMISSAIRES AUX COMPTES SUR LES CONVENTIONS ET ENGAGEMENTS RÉGLEMENTÉS, TRANSACTIONS ENTRE PARTIES LIÉES, CONTRATS DE SERVICES	198
4.4.1		Rapport spécial des Commissaires aux comptes sur les conventions et engagements réglementés	198
4.4.2		Transactions entre parties liées	205
4.4.3		Contrats de service liant les membres des organes d'administration ou de direction	205
4.5		RÉMUNÉRATIONS ET AVANTAGES DES MEMBRES DES ORGANES D'ADMINISTRATION ET DE DIRECTION	206
4.5.1		Rémunération des dirigeants mandataires sociaux	206
4.5.2		Rémunération des dirigeants non mandataires sociaux (membres du Comité de Direction et autres membres du Comité Exécutif)	210
4.5.3		Provision de retraite	210
4.5.4		Rémunération des mandataires sociaux non dirigeants et des censeurs	210
4.5.5		Information sur les stock-options et les attributions gratuites d'actions ou d'Actions de Performance	213
4.5.6		Options de souscription ou d'achat d'actions consenties et levées par chaque dirigeant mandataire social – Historique des plans en vigueur	215
4.5.7		Actions de Performance attribuées et disponibles pour chaque dirigeant mandataire social – Historique des plans en vigueur	219
4.5.8		Options de souscription ou d'achat d'actions consenties aux dix salariés non mandataires sociaux les plus dotés et levées par les dix salariés non mandataires sociaux ayant exercé le nombre d'options le plus élevé	223
4.5.9		Actions de Performance consenties aux dix salariés non mandataires sociaux les plus dotés	223
4.5.10		Récapitulatif des opérations déclarées par les dirigeants et les mandataires sociaux durant l'année 2011	224

4.1 RAPPORT DU PRÉSIDENT DU CONSEIL D'ADMINISTRATION SUR LE GOUVERNEMENT D'ENTREPRISE ET SUR LES PROCÉDURES DE CONTRÔLE INTERNE ET DE GESTION DES RISQUES

Le présent rapport, établi par le Président du Conseil d'Administration en application des dispositions de l'article L. 225-37 du Code de commerce, comprend pour l'année 2011 les informations relatives à la composition du Conseil d'Administration et à l'application du principe de représentation équilibrée des femmes et des hommes en son sein, aux conditions de préparation et d'organisation de ses travaux, aux procédures de contrôle interne et de gestion des risques mises en place par la Société et aux éventuelles limitations

de pouvoirs apportées par le Conseil d'Administration aux pouvoirs de la Direction Générale. Ce rapport rappelle les dispositions statutaires applicables à la détermination des rémunérations et avantages de toute nature accordés aux mandataires sociaux. Ce rapport, après avoir été soumis au Comité Exécutif pour validation, a été présenté au Comité d'Audit pour information. Il a ensuite été approuvé par le Conseil d'Administration, dans sa séance du 8 février 2012.

4.1.1 CONSEIL D'ADMINISTRATION : COMPOSITION – MANDATS – RENSEIGNEMENTS – INDÉPENDANCE

4.1.1.1 Composition du Conseil d'Administration

En application de l'article 13 des statuts de la Société et conformément aux dispositions des articles L. 225-17, L. 225-23 et L. 225-27 du Code de commerce relatives à la composition du Conseil d'Administration issue d'une fusion-absorption, le Conseil d'Administration de GDF SUEZ est composé de 22 membres au plus.

Le mandat de l'ensemble des Administrateurs est de quatre ans. Les mandats des Administrateurs élus par l'Assemblée Générale viennent à échéance à l'issue de l'Assemblée Générale réunie, dans l'année au cours de laquelle expire le mandat, pour statuer sur les comptes de l'exercice écoulé. Les mandats des Administrateurs élus par les salariés viennent à échéance lors de la proclamation des résultats des élections visant au renouvellement ou au remplacement des Administrateurs salariés sortants conformément aux statuts.

Au 31 décembre 2011, la Société est administrée par un Conseil d'Administration composé de 22 membres, dont :

- 12 Administrateurs désignés par l'Assemblée Générale des actionnaires conformément aux dispositions du Code de commerce sur les sociétés anonymes ;

- 6 Administrateurs représentants de l'État français, en vertu de l'article 2 du décret-loi du 30 octobre 1935 compte tenu du statut de société privatisée de GDF SUEZ et de la détention de 36% du capital social par l'État français ; et
- 3 Administrateurs représentant les salariés et 1 Administrateur représentant les salariés actionnaires, en application des dispositions de l'article 8-1 de la loi n° 86-912 du 6 août 1986 relative aux modalités des privatisations.

Le Conseil d'Administration comprend 4 femmes Administrateurs sur 22. La loi n° 2011-103 du 27 janvier 2011 et le Code AFEP-MEDEF instaurent un principe de représentation équilibrée des femmes et des hommes au sein des Conseils d'Administration. Pour l'appréciation de la proportion de femmes et d'hommes au sein des Conseils d'Administration, la loi et le Code prévoient que les Administrateurs représentant les salariés – qui ne sont pas élus par l'Assemblée Générale – ne sont pas pris en compte. Ainsi, le Conseil d'Administration de GDF SUEZ comprenant trois Administrateurs représentant les salariés, l'appréciation est faite sur une base de 19 Administrateurs dont 3 sont des femmes, soit 15,8%.

Sur les 22 membres du Conseil d'Administration, 10 sont considérés comme indépendants (voir chapitre 4.1.1.5 «Indépendance des Administrateurs en exercice - conflits d'intérêts»).

4.1.1.2 Administrateurs au 31 décembre 2011

ADMINISTRATEURS DÉSIGNÉS PAR L'ASSEMBLÉE GÉNÉRALE

	Date de première nomination	Date de dernière nomination	Date d'expiration du mandat	Adresse
Gérard Mestrallet (62 ans) <i>Président-Directeur Général</i>	16/07/2008	-	2012	GDF SUEZ 1, place Samuel de Champlain 92400 Courbevoie
Jean-François Cirelli (53 ans) <i>Vice-Président, Directeur Général Délégué</i>	15/09/2004	16/07/2008	2012	GDF SUEZ 1, place Samuel de Champlain 92400 Courbevoie
Albert Frère* (85 ans) <i>Vice-Président</i>	16/07/2008	02/05/2011	2015	Groupe Bruxelles Lambert 24, avenue Marnix 1000 Bruxelles (Belgique)
Edmond Alphandéry* (68 ans)	16/07/2008	02/05/2011	2015	CNP Assurances 4, place Raoul Dautry 75015 Paris
Jean-Louis Beffa* (70 ans)	20/11/2004	16/07/2008	2012	Saint-Gobain Les Miroirs 18, avenue d'Alsace 92096 La Défense Cedex
Aldo Cardoso* (55 ans)	20/11/2004	02/05/2011	2015	45, boulevard de Beauséjour 75016 Paris
René Carron* (69 ans)	16/07/2008	02/05/2011	2015	FARM 100 boulevard du Montparnasse 75014 Paris
Paul Desmarais Jr* (57 ans)	16/07/2008	-	2012	Power Corporation du Canada 751 square Victoria Montréal, H2Y 2J3, Québec (Canada)
Anne Lauvergeon* (52 ans)	16/07/2008	-	2012	14 avenue Pierre 1 ^{er} de Serbie 75116 Paris
Françoise Malrieu* (65 ans)	02/05/2011	-	2015	19 avenue Léopold II 75016 Paris
Thierry de Rudder* (62 ans)	16/07/2008	02/05/2011	2015	Groupe Bruxelles Lambert 24, avenue Marnix B-1000 Bruxelles (Belgique)
Lord Simon of Highbury* (72 ans)	16/07/2008	-	2012	1 St James's Square London SW1Y 4PD (Royaume-Uni)

* Administrateur indépendant.

4.1 RAPPORT DU PRÉSIDENT DU CONSEIL D'ADMINISTRATION

ADMINISTRATEURS REPRÉSENTANTS DE L'ÉTAT

	Date de première nomination	Date de dernière nomination	Date d'expiration du mandat	Adresse
Jean-Paul Bailly (65 ans)	16/07/2008	-	2012	La Poste 44, boulevard de Vaugirard – CP F 601 75757 Paris Cedex 15
Bruno Bézard (48 ans)	24/12/2010	-	2012	Ambassade de France en Chine Pacific Century Place, Unit 1015, tower A 2A gong Ti Bei Lu Chaoyang district, Beijing, 100027 (Chine)
Olivier Bourges (45 ans)	05/10/2009	-	2012	Ministère de l'Économie, des Finances et de l'Industrie Agence des Participations de l'État 139, rue de Bercy Télédoc 228 75572 Paris Cedex 12
Pierre-Franck Chevet (50 ans)	16/07/2008	-	2012	Ministère de l'Écologie, du Développement Durable, des Transports et du Logement Ministère de l'Économie, des Finances et de l'Industrie Direction Générale de l'Énergie et du Climat Arche de La Défense – Paroi Nord 92055 La Défense Cedex
Ramon Fernandez (44 ans)	27/03/2009	-	2012	Ministère de l'Économie, des Finances et de l'Industrie Direction Générale du Trésor et de la Politique économique 139, rue de Bercy Télédoc 230 75572 Paris Cedex 12
Pierre Mongin (57 ans)	09/11/2009	-	2012	RATP 54 quai de la Râpée 75599 Paris Cedex 12

ADMINISTRATEURS ÉLUS REPRÉSENTANT LES SALARIÉS

	Date de première nomination	Date de dernière nomination	Date d'expiration du mandat	Adresse
Alain Beullier (47 ans)	21/01/2009	-	2013	Elengy 8, quai Émile Cormerais BP 90347 44816 Saint-Herblain Cedex
Anne-Marie Mourer (52 ans)	21/01/2009	-	2013	GrDF Sud-Est Immeuble VIP 66, rue de La Villette 69425 Lyon Cedex 03
Patrick Petitjean (59 ans)	21/01/2009	-	2013	GRTgaz 26, rue de Calais 75009 Paris

ADMINISTRATEUR REPRÉSENTANT LES SALARIÉS ACTIONNAIRES ÉLU PAR L'ASSEMBLÉE GÉNÉRALE

	Date de première nomination	Date de dernière nomination	Date d'expiration du mandat	Adresse
Gabrielle Prunet (56 ans)	04/05/2009	-	2013	Lyonnaise des Eaux Pays Basque 15, avenue Charles Floquet BP 87 64202 Biarritz Cedex

4.1.1.3 Renseignements concernant les Administrateurs en exercice au 31 décembre 2011

Administrateurs désignés par l'Assemblée Générale des actionnaires

Gérard Mestrallet, né le 1^{er} avril 1949, à Paris XVIII, de nationalité française.

Diplômé de l'École Polytechnique et de l'École Nationale d'Administration, Gérard Mestrallet entre en 1984 à la Compagnie de Suez, en tant que Chargé de mission. En 1986, il est nommé Délégué Général Adjoint pour les affaires industrielles. En février 1991, il est nommé Administrateur Délégué et Président du Comité de Direction de la Société Générale de Belgique. En 1995,

il devient Président-Directeur Général de la Compagnie de Suez, puis, en juin 1997, Président du Directoire de SUEZ Lyonnaise des Eaux. Ancien Président-Directeur Général de SUEZ, Gérard Mestrallet a été nommé Président-Directeur Général de GDF SUEZ le 22 juillet 2008. Il est, par ailleurs, Président de l'Association Paris EUROPLACE et membre du Conseil de l'Institut Français des Administrateurs.

Mandats et fonctions exercés dans la Société	Mandats et fonctions en cours dans toute société durant l'exercice 2011	Autres mandats et fonctions exercés au cours des cinq dernières années
Président-Directeur Général	Président du Conseil d'Administration de GDF SUEZ Énergie Services (**), SUEZ Environnement Company * (**) (France), GDF SUEZ Belgium (**) (Belgique) Vice-Président du Conseil d'Administration d'Electrabel (**) (Belgique), d'Aguas de Barcelona * (**) (Espagne) Président de la SAS GDF SUEZ Rassembleurs d'Énergies (**) Administrateur de Saint-Gobain * (France), Pargesa Holding SA * (Suisse), d'International Power * (**) (Royaume-Uni)	Président-Directeur Général de SUEZ * Président du Conseil d'Administration de SUEZ Environnement * (France), SUEZ-TRACTEBEL, Electrabel (Belgique), Hisusa (Espagne) Vice-Président du Conseil d'Administration de Hisusa (Espagne) Membre du Conseil de Surveillance d'Axa *

(*) Société cotée.

(**) Groupe GDF SUEZ.

Jean-François Cirelli, né le 9 juillet 1958, à Chambéry (Savoie), de nationalité française.

Diplômé de l'Institut d'Études Politiques de Paris et de l'École Nationale d'Administration, Jean-François Cirelli est également licencié en droit. De 1985 à 1995, il occupe des fonctions à la Direction du Trésor au ministère de l'Économie et des Finances avant de devenir Conseiller technique à la Présidence de la

République de 1995 à 1997, puis Conseiller économique de 1997 à 2002. En 2002, il est nommé Directeur Adjoint au cabinet du Premier ministre, Jean-Pierre Raffarin, chargé des questions économiques, industrielles et sociales. Président-Directeur Général de Gaz de France de 2004 à 2008, Jean-François Cirelli a été nommé Vice-Président, Directeur Général Délégué de GDF SUEZ le 22 juillet 2008.

Mandats et fonctions exercés dans la Société

Vice-Président,
Directeur Général Délégué

Mandats et fonctions en cours dans toute société durant l'exercice 2011

Président du Conseil d'Administration de Gaselys SAS (**) (France), d'Electrabel (**) et d'Eurogas (Belgique)
Vice-Président de la Fondation d'entreprise GDF SUEZ (**)
Administrateur de GDF SUEZ Énergie Services (**), SUEZ Environnement Company * (**) (France), GDF SUEZ Belgium (**) (Belgique)
International Power * (**) (Royaume-Uni)
Membre du Conseil de Surveillance de Vallourec*

Autres mandats et fonctions exercés au cours des cinq dernières années

Président-Directeur Général de Gaz de France *
Président de la Fondation d'entreprise Gaz de France
Vice-Président de SUEZ-TRACTEBEL et d'Eurogas (Belgique)
Administrateur de Neuf Cegetel * (France)
Membre du Conseil de Surveillance d'Atos Origin *

* Société cotée.

(**)Groupe GDF SUEZ.

Albert Frère, né le 4 février 1926, à Fontaine-l'Évêque (Belgique), de nationalité belge.

Très jeune, Albert Frère s'intéresse au commerce de sa famille avant de se lancer résolument dans l'aventure industrielle. Avec ses associés, il acquiert la maîtrise de l'ensemble des entreprises sidérurgiques du bassin de Charleroi et en diversifie la production tout en modernisant leurs installations. En 1981, en association avec d'autres hommes d'affaires, il fonde Pargesa Holding, à

Genève. L'année suivante cette société entre dans le capital de Groupe Bruxelles Lambert SA, à Bruxelles. La mise en place du bloc Pargesa-GBL s'accompagne d'une internationalisation de ses activités et d'une diversification dans trois secteurs-clés : finance, énergie/services et communication (audiovisuel).

Ancien Vice-Président et Administrateur de SUEZ, Albert Frère a été nommé Administrateur de GDF SUEZ le 16 juillet 2008 et Vice-Président le 17 décembre 2008.

Mandats et fonctions exercés dans la Société

Vice-Président du Conseil d'Administration

Mandats et fonctions en cours dans toute société durant l'exercice 2011

Régent honoraire de la Banque Nationale de Belgique*
Président du Conseil d'Administration et CEO de Groupe Bruxelles Lambert* (Belgique)
Président du Conseil d'Administration d'ERBE, Frère-Bourgeois, Financière de la Sambre (Belgique),
Stichting Administratiekantoor Frère-Bourgeois (Pays-Bas)
Vice-Président Administrateur Délégué et membre du Comité de Direction de Pargesa Holding SA* (Suisse)
Président du Conseil de Surveillance de Métropole Télévision M6* (France)
Président honoraire de la Chambre de Commerce et d'Industrie de Charleroi (Belgique)
Administrateur de LVMH*, société civile du Château Cheval Blanc (France),
Les amis des aveugles de Ghlin (Belgique)
Représentant permanent de Frère-Bourgeois, Administrateur de GBL Verwaltung SARL et de GBL Energy (Luxembourg)
Représentant permanent de Beholding Belgium SA au Conseil d'Administration de groupe Arnault
Membre du Conseil Stratégique de l'Université Libre de Bruxelles (Belgique)
Conseiller Honoraire du Commerce Extérieur (Belgique)

Autres mandats et fonctions exercés au cours des cinq dernières années

Vice-Président du Conseil d'Administration de SUEZ*
Président du Conseil d'Administration de FINGEN SA (Belgique)
Administrateur de Gruppo Banca Leonardo (Italie),
Raspail Investissements (France),
Membre du Comité International de Assicurazioni Generali SpA* (Italie)

* Société cotée.

Edmond Alphandéry, né le 2 septembre 1943, à Avignon (Vaucluse), de nationalité française.

Diplômé de l'Institut d'Études Politiques de Paris et Agrégé de sciences économiques, il est Professeur Émérite à l'Université de Paris II. Maire de Longué-Jumelles et Conseiller général du Maine-et-Loire jusqu'en 2008, il a été ministre de l'Économie de mars 1993 à mai 1995. Il a présidé le Conseil de Surveillance de la CNP de 1988 à 1993 et fut Président d'Électricité de France de 1995 à 1998. Depuis juillet 1998, il assume à nouveau la Présidence

de CNP Assurances. Il est par ailleurs Administrateur de Calyon puis Crédit Agricole CIB depuis 2002 et de Neovacs depuis 2011. Depuis juin 2003, il est également Président du Centre National des Professions Financières.

Ancien Administrateur de SUEZ et d'Icade, Edmond Alphandéry a été nommé Administrateur de GDF SUEZ le 16 juillet 2008, Président du Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable le 22 juillet 2008 et membre du Comité d'Audit le 8 juillet 2009.

Mandats et fonctions exercés dans la Société

Administrateur
Président du Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable
Membre du Comité d'Audit

Mandats et fonctions en cours dans toute société durant l'exercice 2011

Président du Conseil d'Administration de CNP Assurances*
Président de CNP International
Administrateur de Crédit Agricole CIB (ex-Calyon), de Neovacs (France), Caixa Seguros (Brésil), CNP Vita (Italie)
Président du Centre National des Professions Financières (France)
Membre du « European Advisory Panel » de Nomura Securities (Royaume-Uni)

Autres mandats et fonctions exercés au cours des cinq dernières années

Président du Conseil de Surveillance de CNP Assurances*
Administrateur de la société de presse « Affiches Parisiennes », SUEZ* et d'Icade
Membre du « European Advisory Board » de Lehman Brothers

* Société cotée.

Jean-Louis Beffa, né le 11 août 1941, à Nice (Alpes-Maritimes), de nationalité française.

Ancien élève de l'École Polytechnique, il est également diplômé de l'École Nationale Supérieure du Pétrole et de l'Institut d'Études Politiques de Paris. Jean-Louis Beffa a débuté sa carrière à la Direction des Carburants du ministère de l'Industrie français. En 1974, il rejoint Saint-Gobain au poste de Vice-Président du Plan jusqu'en 1977. De 1978 à 1982 il occupe les fonctions de Directeur Général puis Président Directeur Général de Pont-à-Mousson SA, ainsi que celles de Directeur des branches Canalisation et

Mécanique de la Compagnie de Saint-Gobain, de 1979 à 1982. Jean-Louis Beffa a été Président Directeur Général de Saint-Gobain de janvier 1986 à juin 2007 après en avoir été le Directeur Général Délégué de 1982 à 1986. De juin 2007 à juin 2010, il préside le Conseil d'Administration de la Compagnie de Saint-Gobain avant d'en devenir son Président d'honneur.

Ancien Administrateur de Gaz de France, Jean-Louis Beffa a été nommé Administrateur de GDF SUEZ le 16 juillet 2008, Président du Comité des Nominations et membre du Comité des Rémunérations le 22 juillet 2008.

Mandats et fonctions exercés dans la Société

Administrateur
Président du Comité des Nominations
Membre du Comité des Rémunérations

Mandats et fonctions en cours dans toute société durant l'exercice 2011

Président de Claude Bernard Participations SAS, JL2B Conseil
Co-Président du Centre Cournot pour la recherche en économie
Vice-Président du Conseil de Surveillance du Fonds de Réserve des Retraites
Administrateur de Saint-Gobain* (France), Groupe Bruxelles Lambert* (Belgique), Saint-Gobain Corporation (États-Unis)
Membre du Conseil de Surveillance de Le Monde, Société Éditrice du Monde, Le Monde & Partenaires Associés SAS (France), Siemens AG* (Allemagne)
Senior Advisor de Lazard Frères (France)
Chairman de Asia Investment Banking de Lazard

Autres mandats et fonctions exercés au cours des cinq dernières années

Président-Directeur Général de Saint-Gobain*
Président du Conseil d'Administration de Saint-Gobain*
Président du Conseil de Surveillance de l'Agence de l'Innovation Industrielle
Vice-Président du Conseil d'Administration de BNP Paribas*
Administrateur de Gaz de France*, Saint-Gobain Cristaleria (Espagne)
Représentant permanent de la Compagnie de Saint-Gobain au Conseil d'Administration de Saint-Gobain PAM

* Société cotée.

Aldo Cardoso, né le 7 mars 1956, à Tunis (Tunisie), de nationalité française.

Diplômé de l'École Supérieure de Commerce de Paris et titulaire d'une maîtrise de droit des affaires et du diplôme d'expertise comptable, Aldo Cardoso a exercé, de 1979 à 2003, plusieurs fonctions successives chez Arthur Andersen : consultant, associé (1989), Président France (1994), membre du Conseil d'Administration d'Andersen Worldwide (1998), Président du

Conseil d'Administration (non exécutif) d'Andersen Worldwide (2000) et Directeur Général d'Andersen Worldwide (2002-2003). Depuis 2003, il est Administrateur de sociétés françaises et étrangères.

Ancien Administrateur de Gaz de France, Aldo Cardoso a été nommé Administrateur de GDF SUEZ le 16 juillet 2008 et Président du Comité d'Audit le 22 juillet 2008.

Mandats et fonctions exercés dans la Société	Mandats et fonctions en cours dans toute société durant l'exercice 2011	Autres mandats et fonctions exercés au cours des cinq dernières années
Administrateur Président du Comité d'Audit	Administrateur de Bureau Veritas*, Imerys*, GE Corporate Finance Bank SAS (France), Mobistar* (Belgique) Censeur d'Axa Investment Managers (France)	Administrateur de Gaz de France*, Penauilles Polyservices*, Orange*, Accor*, Gecina*, Rhodia* Censeur de Bureau Veritas*

* Société cotée.

René Carron, né le 13 juin 1942, à Yenne (Savoie), de nationalité française.

René Carron est exploitant agricole à Yenne. Il a exercé divers mandats électifs en Savoie. En 1981, René Carron entre dans le groupe Crédit Agricole. En 1992, il devient Président de la Caisse Régionale de la Savoie devenue, après sa fusion avec la Caisse de Haute-Savoie en 1994, la Caisse Régionale des Savoie, qu'il préside jusqu'en mars 2010. En 1995, il entre au bureau de la Fédération

Nationale du Crédit Agricole, il en devient Président de juillet 2000 à avril 2003, puis Vice-Président. En décembre 2002, il est nommé Président du Conseil d'Administration du Crédit Agricole SA.

Ancien Administrateur de SUEZ, René Carron a été nommé Administrateur de GDF SUEZ le 16 juillet 2008, membre du Comité des Nominations le 22 juillet 2008 et membre du Comité des Rémunérations le 3 mai 2010.

Mandats et fonctions exercés dans la Société	Mandats et fonctions en cours dans toute société durant l'exercice 2011	Autres mandats et fonctions exercés au cours des cinq dernières années
Administrateur Membre du Comité des Nominations Membre du Comité des Rémunérations	Président de la Fondation FARM, de la Fondation Grameen Crédit Agricole Vice-Président de IPEMED Administrateur de Fiat S.p.A.* (Italie)	Président du Conseil d'Administration du Crédit Agricole SA* Président de la Caisse Locale du Crédit Agricole de Yenne, du GIE GECAM, de la Caisse Régionale de Crédit Agricole des Savoie, Confédération Internationale du Crédit Agricole « CICA » Vice-Président de la Confédération Nationale de la Mutualité de la Coopération et du Crédit Agricole « CNMCCA », Fédération Nationale du Crédit Agricole Administrateur Vice-Président de Banca Intesa (Italie) Administrateur de Rue Impériale, SAS SAPACAM, Sofinco, SUEZ*, Crédit Agricole Solidarité et Développement, Fondation du Crédit Agricole Pays de France, Sacam Participations, Scicam Membre du Conseil de Surveillance de Eurazeo, Lagardère* Représentant permanent du Crédit Agricole au Conseil de la Fondation de France

* Société cotée.

4.1 RAPPORT DU PRÉSIDENT DU CONSEIL D'ADMINISTRATION

Paul Desmarais Jr, né le 3 juillet 1954, à Sudbury, Ontario (Canada), de nationalité canadienne.

Paul Desmarais Jr a fait ses études à l'Université McGill à Montréal, puis à l'INSEAD de Fontainebleau. Il est titulaire d'une maîtrise en Administration. En 1984, il est élu Vice-Président de la Corporation Financière Power, une compagnie qu'il a aidée à mettre sur pied et dont il devient le Président du Conseil en 1990, le Président

du Comité Exécutif en mai 2005 et le Co-Président du Conseil en mai 2008. Il est nommé Président du Conseil et Co-Chef de la Direction de Power Corporation du Canada en 1996.

Ancien Administrateur de SUEZ, Paul Desmarais Jr a été nommé Administrateur de GDF SUEZ le 16 juillet 2008, membre du Comité des Nominations et membre du Comité des Rémunérations le 22 juillet 2008.

Mandats et fonctions exercés dans la Société

Administrateur
Membre du Comité des Nominations
Membre du Comité des Rémunérations

Mandats et fonctions en cours dans toute société durant l'exercice 2011

Président du Conseil et Co-Chef de la Direction de Power Corporation du Canada*
Co-Président du Conseil de Corporation Financière Power* (Canada)
Vice-Président du Conseil d'Administration et Administrateur Délégué de Pargesa Holding SA* (Suisse)
Administrateur et membre du Comité de Direction de Great-West Lifeco Inc.* et ses principales filiales, de la Société Financière IGM Inc.* (Canada) et ses principales filiales
Administrateur et membre du Comité Permanent de Groupe Bruxelles Lambert* (Belgique)
Administrateur de Lafarge*, Total*
Membre du Conseil International et du Conseil d'Administration de l'Institut Européen d'Administration des Affaires
Président du Conseil Consultatif International de HEC (Canada)
Président du Comité Consultatif de Sagard Private Equity Partners

Autres mandats et fonctions exercés au cours des cinq dernières années

Vice-Président du Conseil d'Imerys*
Administrateur de SUEZ*
Membre du Conseil Consultatif International du groupe La Poste
Membre du Conseil Consultatif International de Merrill Lynch

* Société cotée.

Anne Lauvergeon, née le 2 août 1959, à Dijon (Côte-d'Or), de nationalité française.

Ingénieur en Chef des Mines, normalienne, agrégée de sciences physiques, Anne Lauvergeon, après différentes fonctions dans l'industrie, a été nommée, en 1990, Secrétaire Générale Adjoint à la Présidence de la République et Sherpa du Président de la République pour l'organisation des sommets internationaux (G7). En 1995, elle devient Associé-Gérant de Lazard Frères et Cie. De 1997 à 1999, elle était Vice-Président exécutif et membre du Comité Exécutif d'Alcatel,

chargée des participations industrielles. De juin 1999 à juillet 2011, elle était Président Directeur Général d'Areva NC (ex-Cogema) et de juillet 2001 à juin 2011, elle était Présidente du Directoire du groupe Areva. Depuis octobre 2011, Anne Lauvergeon est Présidente du Conseil de Surveillance de Libération.

Ancien Administrateur de SUEZ, Anne Lauvergeon a été nommée Administrateur de GDF SUEZ le 16 juillet 2008, membre du Comité de la Stratégie et des Investissements et membre du Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable le 22 juillet 2008.

Mandats et fonctions exercés dans la Société

Administrateur
Membre du Comité de la Stratégie et des Investissements
Membre du Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable

Mandats et fonctions en cours dans toute société durant l'exercice 2011

Présidente du Conseil de Surveillance de Libération
Administrateur Total* (France), Vodafone Group Plc* (Royaume-Uni)

Autres mandats et fonctions exercés au cours des cinq dernières années

Présidente du Directoire d'Areva*
Président-Directeur Général d'Areva NC (ex-Cogema)
Vice-Présidente du Conseil de Surveillance de Safran*
Administrateur de SUEZ*, d'Areva T&D Holding SA et d'Areva Enterprises Inc (États-Unis)

* Société cotée.

Françoise Malrieu, née le 7 février 1946 à Savigny-sur-Orge (Essonne), de nationalité française.

Diplômée des Hautes Études Commerciales, Françoise Malrieu commence sa carrière en 1968 à la BNP. En 1979, elle devient adjoint au Directeur du département d'analyse financière et, en 1983, Directeur de ce service. En 1987, elle intègre Lazard Frères et Cie en qualité de Directeur aux affaires financières, avant d'être nommée en 1993 gérant puis associé-gérant. En 2001, elle rejoint Deutsche Bank France en tant que *Managing Director*. En 2004, elle est nommée Directeur Général de la Société financière de

Grenelle. De 2006 à 2009, elle est *senior Advisor* d'Aforge Finance, société indépendante de conseil financier en fusions, acquisitions et restructurations. Fin 2008, elle participe à la création de la Société de Financement de l'Économie Française dont elle est à présent Président du Conseil d'Administration et du Comité d'Audit. Elle exerce également divers mandats dans le secteur associatif, notamment en tant qu'Administrateur d'Ares et Président d'Arescoop.

Françoise Malrieu a été nommée Administrateur de GDF SUEZ le 2 mai 2011.

Mandats et fonctions exercés dans la Société	Mandats et fonctions en cours dans toute société durant l'exercice 2011	Autres mandats et fonctions exercés au cours des cinq dernières années
Administrateur	Contrôleur Délégué à la Mission de Contrôle des Rémunérations des Professionnels de Marché Président du Conseil d'Administration de la Société de Financement de l'Économie Française - SFEF Administrateur de La Poste et d'Aéroports de Paris*	Directeur Général de la Société Financière de Grenelle Senior Advisor d'Aforge Finance Contrôleur Délégué à la Mission de Contrôle des Rémunérations des Professionnels de Marché

* Société cotée.

Thierry de Rudder, né le 3 septembre 1949, à Paris VIII, de double nationalité belge et française.

Diplômé en mathématiques de l'Université de Genève et de l'Université Libre de Bruxelles, MBA de la Wharton School à Philadelphie, il débute sa carrière aux États-Unis et entre à la Citibank en 1975 où il exerce diverses fonctions à New York puis en Europe. En 1986, il rejoint Groupe Bruxelles Lambert dont il est aujourd'hui Administrateur Délégué.

Ancien Administrateur de SUEZ, Thierry de Rudder a été nommé Administrateur de GDF SUEZ le 16 juillet 2008, membre du Comité d'Audit le 22 juillet 2008 et membre du Comité de la Stratégie et des Investissements le 22 juillet 2008, dont il a été nommé Président le 3 mai 2010.

Mandats et fonctions exercés dans la Société	Mandats et fonctions en cours dans toute société durant l'exercice 2011	Autres mandats et fonctions exercés au cours des cinq dernières années
Administrateur Président du Comité de la Stratégie et des Investissements Membre du Comité d'Audit	Administrateur Délégué de Groupe Bruxelles Lambert* (jusqu'au 31/12/2011) Président du comité permanent et Vice-Président de Groupe Bruxelles Lambert (à compter du 01/01/2012) Administrateur de Lafarge*, Total* (jusqu'au 12/01/2012) (France), Brussels Securities, GBL Treasury Center, Ergon Capital partners, Ergon Capital Partners II, Ergon Capital Partners III (ex-GBL Participations), Sagerpar (Belgique), GBL Energy sarl, GBL Verwaltung sarl (Luxembourg), GBL Verwaltung GmbH (Allemagne)	Administrateur de SUEZ*, d'Imerys* (France), Immobilière Rue de Namur, GBL Finance SA (Luxembourg), SUEZ-TRACTEBEL et Compagnie Nationale à Portefeuille* (Belgique)

* Société cotée.

4.1 RAPPORT DU PRÉSIDENT DU CONSEIL D'ADMINISTRATION

Lord Simon of Highbury, né le 24 juillet 1939, à Londres (Royaume-Uni), de nationalité britannique.

Titulaire d'un MA de Cambridge et diplômé MBA de l'INSEAD de Fontainebleau, il rejoint British Petroleum en 1961 où il exerce des fonctions de direction avant d'être nommé Chairman en 1995. Après avoir exercé des fonctions ministérielles à partir de mai 1997, il devient Conseiller du Premier ministre britannique pour

la modernisation du gouvernement. Il fut également Conseiller du Président Prodi pour la réforme de l'Union européenne. Il est entré à la Chambre des Lords en 1997.

Ancien Administrateur de SUEZ, Lord Simon of Highbury a été nommé Administrateur de GDF SUEZ le 16 juillet 2008 et Président du Comité des Rémunérations le 22 juillet 2008.

Mandats et fonctions exercés dans la Société

Administrateur
Président du Comité des Rémunérations

Mandats et fonctions en cours dans toute société durant l'exercice 2011

Senior Advisor of Morgan Stanley International (Europe), MWM Board Consultants (Royaume-Uni)
Chairman of the Advisory Board of Montrose Associates Limited (Royaume-Uni)
Director of Institute of Government (Royaume-Uni)
Member of the Board of Directors of the Centre for European Policy Studies (Belgique)
Member of l'Advisory Board de Dana Gas International (Émirats Arabes Unis), Centre for European Reform (Royaume-Uni)
Trustee and Chair of the Policy Board, Institute for Strategic Dialogue (Royaume-Uni)
Trustee of Hertie Foundation (Allemagne)

Autres mandats et fonctions exercés au cours des cinq dernières années

Administrateur de SUEZ*
Deputy Chairman d'Unilever plc*, Cambridge University Council (Royaume-Uni)
Membre de l'International Advisory Board de Fitch (Royaume-Uni)
Membre de l'Advisory Board de LEK (Allemagne)
Membre du Supervisory Board de Volkswagen Group (Allemagne)
Chairman et Trustee de Cambridge Foundation (Royaume-Uni)

* Société cotée.

Administrateurs représentants de l'État**Jean-Paul Bailly, né le 29 novembre 1946, à Hénin-Liétard (Pas-de-Calais), de nationalité française.**

Diplômé de l'École Polytechnique et du Massachusetts Institute of Technology (MIT), M. Bailly a fait carrière à la RATP, successivement en tant que Directeur du Département du matériel roulant autobus, Directeur du Métro et du RER puis Directeur du Personnel. Il fut nommé en 1990 Directeur Général Adjoint de la RATP puis Président Directeur Général en 1994. Parallèlement, il est membre

du Conseil Économique, Social et Environnemental depuis 1995 et Président d'Entreprise & Personnel depuis 2010. Il a présidé l'Union Internationale des Transports Publics (UITP) entre 1997 et 2001 et International Post Corporation (IPC) entre 2006 et 2010.

Jean-Paul Bailly est Président du groupe La Poste depuis 2002 et Président du Conseil de Surveillance de La Banque Postale depuis 2006. Il a été nommé Administrateur représentant de l'État par arrêté ministériel du 16 juillet 2008 et membre du Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable de GDF SUEZ le 22 juillet 2008.

Mandats et fonctions exercés dans la Société

Administrateur
Membre du Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable

Mandats et fonctions en cours dans toute société durant l'exercice 2011

Président du groupe La Poste
Président du Conseil de Surveillance de La Banque Postale
Administrateur de CNP Assurances*, Accor*, Sopassure, Edenred*
Membre du Conseil de Surveillance de La Banque Postale Asset Management
Représentant permanent de La Poste, Administrateur de Xelion, Poste Immo, Sofipost et GeoPost

Autres mandats et fonctions exercés au cours des cinq dernières années

Administrateur de Systar*
Représentant permanent de La Poste, Administrateur du GIE Groupement des commerçants du Grand Var
Représentant permanent de La Poste, Président de SF12
Gérant non associé de Financière Systra

* Société cotée.

Bruno Bézard, né le 19 mai 1963 à Chauny (Aisne), de nationalité française

Inspecteur général des finances, ancien élève de l'École Polytechnique et de l'École Nationale d'Administration, Bruno Bézard a été Inspecteur des finances en service à l'Inspection Générale des Finances de 1988 à 1992. Ensuite, il exerça différents postes à la Direction du Trésor jusqu'en janvier 2000. Successivement Directeur Adjoint du Cabinet du ministre de l'Économie, des Finances et de l'Industrie, Sous-Directeur à la Direction du Trésor en charge de l'aide au développement des banques multilatérales et des pays émergents, Vice-Président du club de Paris, il est de la mi-2001 à avril 2002 Conseiller économique et financier du Premier ministre.

Puis, d'avril 2002 à mars 2003, il occupe le poste de chef de service des participations à la Direction du Trésor avant sa nomination à l'Agence des Participations de l'État en qualité de Directeur Général Adjoint en mars 2003, puis en février 2007 de Directeur Général. Depuis septembre 2010, Bruno Bézard est ministre conseiller pour les affaires économiques et financières, chef du service économique régional à l'Ambassade de France à Pékin.

Bruno Bézard a été nommé Administrateur représentant de l'État par arrêté ministériel du 24 décembre 2010, en remplacement de Pierre Graff.

Mandats et fonctions exercés dans la Société	Mandats et fonctions en cours dans toute société durant l'exercice 2011	Autres mandats et fonctions exercés au cours des cinq dernières années
Administrateur	Néant	Administrateur de EDF*, Areva*, La Poste*, SNCF*, Air France KLM*, FSI, Thales*, France Télécom*

* Société cotée.

Olivier Bourges, né le 24 décembre 1966, à Auxerre (Yonne), de nationalité française.

Diplômé de l'Institut d'Études Politiques de Paris et de l'École Nationale d'Administration, Olivier Bourges a été de 1992 à 1996 Adjoint au Chef de bureau des banques à la Direction du Trésor puis jusqu'en juin 1998, représentant de la France au Conseil d'Administration de la Banque Mondiale, de l'AID, de la SFI et de la MIGA. De juillet 1998 à avril 2000, il occupa le poste de chef de bureau « Financement du logement » à la Direction du Trésor et fut, de 2000 à 2002, Directeur des relations financières puis Directeur de la rentabilité des Véhicules jusqu'en 2005 chez Renault. De 2006

à 2007, il a été Vice-Président, *Corporate Planning and Program Management Office* chez Nissan North America à Nashville. Entre 2008 et septembre 2009, il a occupé le poste de Senior Vice President, Directeur du Contrôle de Gestion Groupe chez Renault. Depuis septembre 2009, il est Directeur Général Adjoint à l'Agence des Participations de l'État.

Olivier Bourges a été nommé Administrateur représentant de l'État par arrêté ministériel du 5 octobre 2009, membre du Comité d'Audit et membre du Comité de la Stratégie et des Investissements le 10 novembre 2009 et membre du Comité des Rémunérations de GDF SUEZ le 9 décembre 2009.

Mandats et fonctions exercés dans la Société	Mandats et fonctions en cours dans toute société durant l'exercice 2011	Autres mandats et fonctions exercés au cours des cinq dernières années
Administrateur Membre du Comité d'Audit Membre du Comité de la Stratégie et des Investissements Membre du Comité des Rémunérations	Administrateur de Dexia*, Thales*, La Poste et Grand Port Maritime de Marseille	Administrateur de Banques Populaires Caisses d'Épargne

* Société cotée.

Pierre-Franck Chevet, né le 28 septembre 1961, à Grenoble (Isère), de nationalité française.

Diplômé de l'École Polytechnique, de l'École Nationale de la Statistique et de l'Administration Économique (ENSAE), Ingénieur au Corps des Mines. Pierre-Franck Chevet a occupé de 1986 à 1995 différents postes successivement au ministère de l'Industrie ; de 1995 à 1999, il est Directeur Régional de l'Industrie, de la Recherche et de l'Environnement d'Alsace puis de 1995 à 2005 du Nord-Pas-de-Calais. Il exerce en parallèle les fonctions de

Directeur de l'École Nationale des Techniques Industrielles et des Mines de Douai. De 2005 à 2007, il occupe différents postes de Conseiller pour l'Industrie au cabinet du Premier ministre. Depuis juillet 2008, il est Directeur Général de l'Énergie et du Climat au ministère de l'Écologie, de l'Énergie, du Développement Durable et de la Mer. Depuis décembre 2010, Directeur Général de l'Énergie et du Climat au ministère de l'Écologie, du Développement Durable, des Transports et du Logement

Pierre-Franck Chevet a été nommé Administrateur représentant de l'État par arrêté ministériel du 16 juillet 2008 et membre du Comité de la Stratégie et des Investissements de GDF SUEZ le 22 juillet 2008.

Mandats et fonctions exercés dans la Société	Mandats et fonctions en cours dans toute société durant l'exercice 2011	Autres mandats et fonctions exercés au cours des cinq dernières années
Administrateur Membre du Comité de la Stratégie et des Investissements	Directeur Général de l'Énergie et du Climat, ministère de l'Écologie, du Développement Durable, des Transports et du Logement et au ministère de l'Économie, des Finances et de l'Industrie Administrateur de l'Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Énergie (ADEME) Administrateur, en qualité de représentant de l'État, de l'Institut Français du Pétrole (IFP), de La Poste Membre du Conseil de Surveillance, en qualité de représentant de l'État, d'Areva Commissaire du gouvernement auprès d'Areva NC, Andra, Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) Membre du Comité Directeur de l'Agence Internationale de l'Énergie (AIE) et du Comité de l'Énergie Atomique	Néant

Ramon Fernandez, né le 25 juin 1967, à Paris XV, de nationalité française.

Diplômé de l'Institut d'Études Politiques de Paris et de l'École Nationale d'Administration, Ramon Fernandez est Administrateur civil hors classe.

De 1993 à 1994, il a été Adjoint au Chef de bureau « énergie, transport et urbanisme » puis, jusqu'en 1997, Adjoint au Chef de bureau « marché financiers » à la Direction du Trésor. Détaché de 1997 à 1999 à Washington, il fut Administrateur suppléant du Fonds Monétaire International. Il revient à la Direction du Trésor et est jusqu'en 2001 Chef de bureau « énergie, télécommunications et matières premières » puis, Chef de bureau « épargne et marchés financiers ». Entre mai 2002 et octobre 2003, il devient Conseiller

technique au cabinet du ministre de l'Économie, des Finances et de l'Industrie, puis Sous-Directeur des affaires financières internationales et du développement à la Direction Générale du Trésor et de la Politique Économique. De juin 2007 à avril 2008, il fut Conseiller économique à la Présidence de la République puis Directeur du cabinet du ministre du Travail, des Relations sociales, de la Famille et de la Solidarité jusqu'en janvier 2009. Il occupa le poste de chef du service du financement de l'économie entre février et mars 2009. Depuis mars 2009, il est Directeur Général du Trésor au ministère de l'Économie, des Finances et de l'Industrie.

Ramon Fernandez a été nommé Administrateur représentant de l'État par arrêté ministériel du 27 mars 2009 et membre du Comité des Nominations de GDF SUEZ le 4 mai 2009.

Mandats et fonctions exercés dans la Société	Mandats et fonctions en cours dans toute société durant l'exercice 2011	Autres mandats et fonctions exercés au cours des cinq dernières années
Administrateur Membre du Comité des Nominations	Directeur Général du Trésor au ministère de l'Économie, des Finances et de l'Industrie Président du Comité consultatif sur la législation et la réglementation financière Président de l'Agence France Trésor, du Club de Paris Gouverneur pour la France du Groupe de la Banque Africaine de développement Gouverneur suppléant pour la France de la Banque Mondiale, de la Banque Européenne pour la Reconstruction et le Développement et de la Banque Internationale pour la Reconstruction et le Développement Administrateur de l'Agence de coopération technique internationale et de la Société de financement de l'économie française Administrateur, en qualité de représentant de l'État, de CNP Assurances*, de la CADES (Caisse d'Amortissement de la dette sociale) Commissaire du gouvernement auprès de l'AMF Membre de la Commission de Surveillance de la Caisse des Dépôts et Consignations Membre du Haut conseil pour l'avenir de l'assurance maladie Membre du Conseil d'analyse économique Membre du Haut conseil du secteur public	Administrateur de la Banque Centrale des États d'Afrique de l'Ouest Membre du Conseil de Surveillance, en qualité de représentant de l'État, de la Banque BPCE

* Société cotée.

4.1 RAPPORT DU PRÉSIDENT DU CONSEIL D'ADMINISTRATION

Pierre Mongin, né le 9 août 1954, à Marseille VIII, de nationalité française.

Président-Directeur Général de la RATP depuis le 12 juillet 2006, a fait l'essentiel de sa carrière dans l'Administration préfectorale et les cabinets ministériels.

À l'issue d'études d'économie à Paris I (Maîtrise de sciences économiques) et diplômé de Sciences Po Paris, il a été élève de l'ENA dans la promotion Voltaire. Il a exercé trois postes de Sous-Préfet de 1980 à 1984 dans les départements de l'Ain, de l'Ariège et des Yvelines et a rejoint en 1984 le ministère de l'Intérieur comme Conseiller technique pour la Police Nationale. En 1986, il devient Conseiller du ministre de l'Intérieur pour les collectivités locales et Directeur de Cabinet du ministre délégué pour les collectivités

locales. Il passera ensuite cinq années à la Préfecture de Police de Paris en charge des affaires administratives et financières et des relations avec le Conseil de Paris. Il rejoint en 1993 le Cabinet de M. Édouard Balladur comme Chef de Cabinet du Premier ministre et Conseiller pour les DOM TOM. Il est nommé Préfet en avril 1993. Il exerce ensuite dans deux départements : l'Eure-et-Loir et le Vaucluse de 1995 à 1999. Il devient Préfet de la région Auvergne et Préfet du Puy de Dôme de 2002 à 2004. Il est nommé Directeur de Cabinet du ministre de l'Intérieur en 2004, puis Directeur de Cabinet du Premier ministre Dominique de Villepin en 2005. Il quitte Maignon pour rejoindre la RATP en juillet 2006.

Pierre Mongin a été nommé Administrateur représentant de l'État par arrêté ministériel du 9 novembre 2009.

Mandats et fonctions exercés dans la Société

Administrateur

Mandats et fonctions en cours dans toute société durant l'exercice 2011

Président-Directeur Général de la RATP
Président du Conseil d'Administration de la société internationale d'ingénierie SYSTRA
Président du Conseil de Surveillance de RATP Dev
Vice-Président de FACE (Fondation Agir Contre l'Exclusion)
Membre du Conseil d'Orientation du domaine de Chambord

Autres mandats et fonctions exercés au cours des cinq dernières années

Administrateur de Transdev et Financière Transdev

Administrateurs représentant les salariés et les salariés actionnaires**Alain Beullier, né le 26 mars 1964, à Laval (Mayenne), de nationalité française.**

Recruté en 1984, il a exercé différentes activités en service clientèle et de conseiller commercial dans plusieurs centres d'EDF GDF

Services en région parisienne. Il est actuellement salarié d'Elengy chargé de la veille réglementaire environnementale. Alain Beullier a été nommé Administrateur représentant des salariés pour le collège « autres salariés », par suffrage des salariés le 18 décembre 2008.

Mandats et fonctions exercés dans la Société

Administrateur
Parrainé par la Fédération chimie énergie — CFDT

Mandats et fonctions en cours dans toute société durant l'exercice 2011

Néant

Autres mandats et fonctions exercés au cours des cinq dernières années

Délégué du personnel
Délégué syndical
Membre du CHSCT
Responsable syndical

Anne-Marie Mourer, née le 20 avril 1959, à Clermont-Ferrand (Puy-de-Dôme), de nationalité française.

Titulaire d'une maîtrise de sciences économiques et d'un diplôme d'études supérieures en marketing, Anne-Marie Mourer intègre, en 1982, EDF GDF Services où elle occupe successivement différentes fonctions de *management* au sein des services commerciaux des centres Grand Velay, Indre en Berry et Loire. En 1992, elle rejoint le groupe d'appui et d'assistance commercial de Lyon pour exercer des activités d'expertise en tant que Consultant Interne en marketing, puis, de 1996 à 2001, elle est responsable d'Énergie Direct, structure pilote de marketing direct au sein de la Direction des Ventes Gaz. À la Direction Commerciale de Gaz de France, elle a été en charge de l'entité marketing de la région Sud-Est de 2002 à fin 2003. Début 2004, elle intègre le nouveau Gestionnaire de

Réseaux Gaz où elle exerce en région Rhône-Alpes-Bourgogne des fonctions d'appui et de pilotage pour le domaine Développement. Dans la perspective d'ouverture à la concurrence du marché des particuliers, elle est nommée en 2007 chargée de mission pour accompagner le changement et mettre son expertise commerciale au service de GrDF, filiale à 100% qui regroupe l'ensemble des activités de distribution de gaz naturel en France. En 2011, elle obtient le certificat d'Administrateur de société délivré par l'Institut Français des Administrateurs en partenariat avec Sciences Po.

Anne-Marie Mourer a été élue Administrateur représentant des salariés pour le collège « ingénieurs, cadres et assimilés », par suffrage des salariés le 20 janvier 2009 et nommée membre du Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement durable de GDF SUEZ le 8 juillet 2009.

Mandats et fonctions exercés dans la Société	Mandats et fonctions en cours dans toute société durant l'exercice 2011	Autres mandats et fonctions exercés au cours des cinq dernières années
Administrateur Parrainée par la Fédération des industries électriques et gazières – CFE-CGC Membre du Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable	Néant	Administrateur de Gaz de France*, GrDF

* Société cotée.

Patrick Petitjean, né le 23 août 1952, à Saint-Dizier (Haute-Marne), de nationalité française.

Après des études secondaires à Nancy, Patrick Petitjean a commencé sa carrière dans l'imprimerie. En 1977, il intègre Gaz de France et rejoint le GGRP (Groupe Gazier de la région parisienne) au sein de la Direction Transport.

De 1983 à 1990, il occupe différents emplois au service technique de l'exploitation de Gennevilliers. Détaché syndical de 1990 à 1994,

puis agent technique, depuis 2000, il occupe les fonctions de gestionnaire des moyens internes (parc immobilier, parc véhicules, parc informatique et télétransmission) au sein de la région Val-de-Seine de GRTgaz.

Patrick Petitjean a été élu Administrateur représentant des salariés pour le collège « autres salariés », par suffrage des salariés le 18 décembre 2008.

Mandats et fonctions exercés dans la Société	Mandats et fonctions en cours dans toute société durant l'exercice 2011	Autres mandats et fonctions exercés au cours des cinq dernières années
Administrateur Parrainé par la Fédération nationale des syndicaux du personnel des industries de l'énergie électrique, nucléaire et gazière – CGT	Néant	Administrateur de GRTgaz

Gabrielle Prunet, née le 5 décembre 1955, à Biarritz (Pyrénées-Atlantiques), de nationalité française.

Gabrielle Prunet a intégré le service comptabilité de la Lyonnaise des Eaux Biarritz il y a 34 ans. Impliquée dans la vie du Comité

d'Établissement, elle en a aussi assuré la trésorerie pendant plusieurs années. Elle a pris la responsabilité du Service informatique pendant 20 ans et du Service clientèle Recouvrement et Facturation. Elle est actuellement affectée au *Reporting*.

Mandats et fonctions exercés dans la Société	Mandats et fonctions en cours dans toute société durant l'exercice 2011	Autres mandats et fonctions exercés au cours des cinq dernières années
Administrateur Parrainée par la Fédération des services publics – CGT	Président du Conseil de Surveillance des fonds SPRING Président du Conseil de Surveillance des fonds LINK	Néant

4.1.1.4 Nombre d'actions et stock-options de GDF SUEZ détenues par les Administrateurs en exercice au 31 décembre 2011

	Nombre d'actions	Nombre de stock-options
Gérard Mestrallet	57 566	1 127 244
Jean-François Cirelli	4 272	0
Albert Frère	1 911	-
Edmond Alphandéry	2 923	-
Jean-Paul Bailly	*	-
Jean-Louis Beffa	4 200	-
Alain Beullier	51	-
Bruno Bézard	*	-
Olivier Bourges	*	-
Aldo Cardoso	1 000	-
René Carron	3 360	-
Pierre-Franck Chevet	*	-
Paul Desmarais Jr	2 121	-
Ramon Fernandez	*	-
Anne Lauvergeon	2 184	-
Françoise Malrieu	1 300	-
Pierre Mongin	*	-
Anne-Marie Mourer	51	-
Patrick Petitjean	101	-
Gabrielle Prunet	*	-
Thierry de Rudder	2 189	-
Lord Simon of Highbury	1 911	-

* L'obligation statutaire de détenir au moins 50 actions ne s'applique pas aux Administrateurs représentants de l'État, ni à l'Administrateur représentant les salariés actionnaires.

4.1.1.5 Indépendance des Administrateurs en exercice – conflits d'intérêts

L'article 1.1.2 du Règlement Intérieur dispose que le Conseil doit procéder, chaque année avant l'Assemblée Générale appelée à statuer sur les comptes de l'exercice écoulé, à une évaluation de l'indépendance et de la qualification de chacun de ses membres au regard des critères qu'il aura retenus. Le processus d'évaluation de l'indépendance de chaque Administrateur a été examiné par le Comité des Nominations lors de sa séance du 1^{er} février 2012, puis par le Conseil d'Administration du 8 février 2012, qui a pris les décisions suivantes.

Le Conseil s'est inspiré des recommandations de l'AFEP-MEDEF dont il est rappelé les principes de classification

Un Administrateur, pour pouvoir être considéré comme indépendant, devrait :

- ne pas être salarié ou mandataire social de la Société, salarié ou Administrateur de sa société mère ou d'une société qu'elle consolide et ne pas l'avoir été au cours des cinq années précédentes ;
- ne pas être mandataire social d'une société dans laquelle la Société détient directement ou indirectement un mandat d'Administrateur ou dans laquelle un salarié désigné en tant que tel ou un mandataire social de la Société (actuel ou l'ayant été depuis moins de cinq ans) détient un mandat d'Administrateur ;
- ne pas être (ou être lié directement ou indirectement) client, fournisseur, banquier d'affaires, banquier de financement, significatif

de la Société ou de son Groupe, ou pour lequel la Société ou son Groupe représente une part significative de l'activité ;

- ne pas avoir de lien familial proche avec un mandataire social ;
- ne pas avoir été auditeur de l'Entreprise au cours des cinq années précédentes (article L. 225-25 du Code de commerce) ;
- ne pas être Administrateur de l'Entreprise depuis plus de 12 ans (à titre de règle pratique, la perte de la qualification d'Administrateur indépendant au titre de ce critère n'intervient qu'à l'expiration du mandat au cours duquel il aurait dépassé la durée de 12 ans).

S'agissant des Administrateurs représentant des actionnaires importants de la Société ou de sa société mère, ils peuvent être considérés comme indépendants dès lors qu'ils ne participent pas au contrôle de la Société. Au-delà d'un seuil de 10% en capital ou en droits de vote, il convient que le Conseil, sur rapport du Comité des Nominations, s'interroge systématiquement sur la qualification d'indépendant en tenant compte de la composition du capital de la Société et de l'existence d'un conflit d'intérêts potentiel.

Les recommandations de l'AFEP-MEDEF indiquent expressément que le Conseil peut décider que tel ou tel critère n'est pas pertinent ou qu'il appelle une interprétation propre à la Société. Ainsi, le Conseil d'Administration peut estimer qu'un Administrateur, bien que remplissant les principes ci-dessus, ne doit pas être qualifié d'indépendant compte tenu de sa situation particulière ou de celle de la Société, eu égard à son actionnariat ou pour tout autre motif. Inversement, le Conseil peut estimer qu'un Administrateur ne satisfaisant pas strictement à la lettre de ces principes est cependant indépendant.

Le Conseil a également tenu compte d'autres interprétations réalisées par divers organismes internationaux sur la gouvernance

Il s'agit tout d'abord d'*ISS Governance Services* dans sa publication en date du 27 juin 2008 consacrée à l'ex-Groupe SUEZ en prévision de l'Assemblée Générale de fusion du 16 juillet 2008 et, notamment, le chapitre dédié à la gouvernance du futur Groupe GDF SUEZ.

Le Conseil a également considéré l'analyse faite par la Commission européenne dans ses recommandations du 15 février 2005 sur « le rôle des Administrateurs non exécutifs et des membres du Conseil de Surveillance des sociétés cotées et les comités du Conseil d'Administration ou de Surveillance » (2005/162/CE). Il est ainsi rappelé l'article 13.1. de ces recommandations qui prévoit qu'« un Administrateur ne devrait être considéré comme indépendant que s'il n'est lié par aucune relation d'affaires, familiale ou autre – avec la Société, l'actionnaire qui la contrôle ou la direction de l'une ou de l'autre – qui crée un conflit d'intérêts de nature à altérer sa capacité de jugement ».

Le Conseil s'est enfin inspiré des travaux de l'OCDE repris dans le rapport consacré à « la méthodologie d'évaluation de la mise en œuvre des principes de l'OCDE sur le gouvernement d'entreprise » (1^{er} décembre 2006), en particulier le Principe VI.E (« Le Conseil d'Administration doit être en mesure de porter un jugement objectif et indépendant sur la conduite des affaires de la Société »), et sa déclinaison (Principe VI.E.1 : « Le Conseil doit confier les tâches pouvant être source de conflits d'intérêts à un nombre suffisant d'Administrateurs sans fonction de direction et capables d'exercer un jugement indépendant. ») Il est notamment rappelé l'extrait du paragraphe 315 (Principe VI.E) qui mentionne la présence d'Administrateurs indépendants « qui ne soient ni salariés de la Société ou de sociétés affiliées, ni étroitement reliés à elle ou à sa direction par des liens significatifs, qu'ils soient économiques, familiaux ou autres ».

Sur ces bases, le Conseil d'Administration de GDF SUEZ a examiné au cas par cas la situation de chacun des Administrateurs et décidé à l'unanimité de qualifier cette situation comme suit :

COMPOSITION DU CONSEIL D'ADMINISTRATION AU 8 FÉVRIER 2012

		Administrateurs en exercice considérés comme	
		indépendants « I »	non indépendants « NI »
Gérard Mestrallet	Président-Directeur Général		NI – Exécutif
Jean-François Cirelli	Vice-Président, Directeur Général Délégué		NI – Exécutif
Albert Frère	Vice-Président	^(a)	
Edmond Alphandéry	Administrateur	^(f)	
Jean-Paul Bailly	Administrateur		NI ^(b)
Jean-Louis Beffa	Administrateur	^(e)	
Alain Beullier	Administrateur		NI ^(c)
Bruno Bézard	Administrateur		NI ^(b)
Olivier Bourges	Administrateur		NI ^(b)
Aldo Cardoso	Administrateur	^(d)	
René Carron	Administrateur	^(d)	
Pierre-Franck Chevet	Administrateur		NI ^(b)
Paul Desmarais Jr	Administrateur	^(a)	
Ramon Fernandez	Administrateur		NI ^(b)
Anne Lauvergeon	Administrateur	^(d)	
Françoise Malrieu	Administrateur		
Pierre Mongin	Administrateur		NI ^(b)
Anne-Marie Mourer	Administrateur		NI ^(c)
Patrick Petitjean	Administrateur		NI ^(c)
Gabrielle Prunet	Administrateur		NI ^(c)
Thierry de Rudder	Administrateur	^(a)	
Lord Simon of Highbury	Administrateur	^(f)	
TOTAL	22 ADMINISTRATEURS	10 INDÉPENDANTS	12 NON INDÉPENDANTS

Le Conseil d'Administration de GDF SUEZ est composé de 22 Administrateurs dont 10 sont considérés comme indépendants. 12 Administrateurs sont considérés comme non indépendants parmi lesquels figurent les représentants de l'État, les représentants des salariés de la Société et les dirigeants mandataires sociaux :

- a) Albert Frère, Thierry de Rudder et Paul Desmarais Jr, qui représentent Groupe Bruxelles Lambert, actionnaire de GDF SUEZ à hauteur de 5,2% du capital (au 31 décembre 2011), sont considérés comme indépendants parce qu'ils ne participent pas au contrôle de la Société (GBL détient moins de 10% du capital de GDF SUEZ).
- b) Jean-Paul Bailly, Bruno Bézard, Olivier Bourges, Pierre-Franck Chevet, Ramon Fernandez et Pierre Mongin, tous représentants de l'État et nommés par lui, ne sont pas considérés comme indépendants.

- c) Alain Beullier, Anne-Marie Mourer et Patrick Petitjean, Administrateurs salariés de la Société ou de ses filiales, ainsi que Gabrielle Prunet, Administrateur représentant les salariés actionnaires, ne sont pas considérés comme indépendants.

- d) René Carron a cessé d'exercer, le 19 mai 2010, ses fonctions de Président du Conseil d'Administration et d'Administrateur de Crédit Agricole SA, société avec laquelle GDF SUEZ entretient des courants d'affaires, comme il en entretient avec d'autres établissements bancaires.

Il est également précisé que GDF SUEZ entretient des courants d'affaires avec la société Imerys (dont Aldo Cardoso est Administrateur). Le Conseil d'Administration a considéré que ces liens d'affaires étaient loin d'être suffisamment significatifs pour créer un conflit d'intérêts susceptible d'affecter l'indépendance de Aldo Cardoso.

Anne Lauvergeon a cessé d'exercer, le 30 juin 2011, ses fonctions de Présidente du Directoire d'Areva, société avec laquelle le Groupe entretient aussi des relations d'affaires. Par ailleurs, le Conseil d'Administration a jugé que les liens d'affaires existant avec la société Areva n'étaient pas suffisants pour créer, au sens des recommandations de la Commission européenne, « un conflit d'intérêts de nature à altérer sa capacité de jugement » (paragraphe 13.1).

- e) Jean-Louis Beffa, Administrateur de GDF SUEZ et Président de son Comité des Nominations est également Administrateur de Saint-Gobain dont Gérard Mestrallet est Administrateur. La position d'Administrateur croisé est susceptible, selon les recommandations de l'AFEP-MEDEF, de retirer la qualité d'indépendant aux deux Administrateurs concernés, et plus spécifiquement à Jean-Louis Beffa (Gérard Mestrallet n'est pas considéré comme indépendant). Le Conseil d'Administration de GDF SUEZ a pris en considération le fait que Jean-Louis Beffa n'exerçait plus de fonction exécutive dans la société Saint-Gobain et que M. Mestrallet ne participait plus à aucun comité spécialisé de cette société. Ainsi la classification de Jean-Louis Beffa comme Administrateur indépendant satisfaisait aux principes énoncés par l'OCDE (Principe VI.E.1): « Le conseil doit confier les tâches pouvant être source de conflits d'intérêts à un nombre suffisant d'Administrateurs sans fonction de direction et capables d'exercer un jugement indépendant. »

En tout état de cause, s'agissant des cas (d) et (e), le Conseil a décidé pour préserver l'objectivité des Administrateurs concernés que, si était évoqué devant lui tout projet de quelque nature que ce soit en lien avec la société Imerys ou le groupe Saint-Gobain, Aldo Cardoso et Jean-Louis Beffa ne pourraient pas participer, pour ce qui les concerne, aux délibérations correspondants au sein du Conseil et/ou du comité compétent.

Au cas particulier de Jean-Louis Beffa, cette obligation s'étend à l'ensemble des délibérations concernant les relations contractuelles entre le Groupe et les consommateurs industriels d'électricité en France.

Les Administrateurs concernés se sont engagés, chacun pour ce qui le concerne, à respecter ces règles de comportement, conformément à l'article 5 de la Charte de l'Administrateur.

- f) Le Conseil d'Administration de GDF SUEZ a précisé que les situations de Lord Simon of Highbury (Président du Comité des Rémunérations) et d'Edmond Alphandéry (Président du Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable et membre du Comité d'Audit) respectaient les principes leur permettant d'être qualifiés d'indépendants.

Conflits d'intérêts

À la connaissance de GDF SUEZ, il n'existe pas de conflits d'intérêts potentiels entre les devoirs, à l'égard de GDF SUEZ, des Administrateurs et leurs intérêts privés et/ou d'autres devoirs.

Il n'existe aucun lien familial entre les Administrateurs et les autres principaux cadres dirigeants de GDF SUEZ.

À la connaissance de GDF SUEZ, aucun des Administrateurs, ni dirigeants de GDF SUEZ n'a, au cours des 5 dernières années, fait l'objet d'une condamnation pour fraude prononcée, participé en qualité de dirigeant à une faillite, mise sous séquestre ou liquidation, fait l'objet d'une incrimination et/ou sanction publique officielle prononcée par une autorité statutaire ou réglementaire, été empêché par un tribunal d'agir en qualité de membre d'un organe d'administration, de direction ou de surveillance d'un émetteur, ni d'intervenir dans la gestion ou la conduite des affaires d'un émetteur.

Outre les dispositions du Code de commerce applicables en matière de conventions réglementées, la Charte de l'Administrateur (voir section 4.1.4.2 ci-après) prévoit notamment que chacun des Administrateurs doit s'efforcer d'éviter tout conflit pouvant exister entre ses intérêts moraux et matériels et ceux de la Société, informer le Conseil de tout conflit d'intérêts dans lequel il pourrait être, directement ou indirectement, impliqué et, dans les cas où il ne peut éviter de se trouver en conflit d'intérêts, s'abstenir de participer aux débats ainsi qu'à toute décision sur les matières concernées.

Par ailleurs, aucun prêt, aucune garantie n'a été accordé ou constitué en faveur des membres des organes d'administration ou de direction.

4.1.2 CENSEURS

L'article 13.8 des statuts prévoit la nomination par l'Assemblée Générale des actionnaires d'un ou plusieurs censeurs. Les censeurs assistent aux réunions du Conseil d'Administration avec voix consultative. La durée de leurs fonctions est de quatre ans prenant fin à l'issue de l'Assemblée Générale Ordinaire statuant sur les comptes de l'exercice écoulé et tenue dans l'année au cours de laquelle expirent ces fonctions.

Les fonctions de censeurs sont assurées par MM. Richard Goblet d'Alviella et Philippe Lemoine, nommés par l'Assemblée Générale du 16 juillet 2008, pour une durée de quatre ans expirant à l'issue de l'Assemblée Générale réunie en 2012 pour statuer sur les comptes

de l'exercice 2011. Leur biographie et l'état de leurs mandats et fonctions exercés sont rappelés ci-après.

Richard Goblet d'Alviella, né le 6 juillet 1948, à Bruxelles (Belgique), de nationalité belge.

Ingénieur commercial de l'Université Libre de Bruxelles, MBA de la *Harvard Business School*, Richard Goblet d'Alviella a été Banquier d'affaires, spécialisé dans le domaine des financements internationaux, à Londres et à New York, pendant 15 années. Il était *Managing Director* du Paine Webber Group avant de rejoindre la Sofina où il exerce la fonction de Président Exécutif depuis 1989.

Mandats et fonctions exercés dans la Société

Censeur

Mandats et fonctions en cours dans toute société durant l'exercice 2011

Président Exécutif de Sofina* (Belgique)
Administrateur délégué de l'Union Financière Boël,
Société de Participations Industrielles (Belgique)
Membre du Conseil de Surveillance d'Eurazeo*
Administrateur de Danone* (France),
Caledonia Investments (Royaume-Uni)
Delhaize* et Henex*(Belgique)

Autres mandats et fonctions exercés au cours des cinq dernières années

Vice-Président, Administrateur Délégué de Sofina* (Belgique)
Administrateur Finasucre, Glaces de Moustier*
SUEZ-TRACTEBEL (Belgique)
SES Global (Luxembourg), SUEZ*

* Société cotée.

Philippe Lemoine, né le 3 novembre 1949, à Neuilly-sur-Seine (Hauts-de-Seine), de nationalité française.

Diplômé de l'Institut d'Études Politiques de Paris (Service Public), diplômé d'études supérieures d'économie, licencié en droit et lauréat du Concours Général de droit civil, Philippe Lemoine a commencé, en 1970, une carrière de chercheur à l'INRIA. En 1976, il rejoint le ministère de l'Industrie (Mission à l'Informatique) où il participe notamment à la rédaction du rapport Nora-Minc. Il rejoint ensuite les cabinets de Norbert Segard et de Pierre Aigrain, puis

devient Commissaire du gouvernement à la CNIL et est chargé de différentes missions par le ministre de la Recherche, Laurent Fabius, et le Premier ministre, Pierre Mauroy. En 1984, il rejoint le groupe Galeries Lafayette dont il deviendra Co-Président du Directoire en 1998, fonction qu'il occupe jusqu'en mai 2005. Actuellement, Philippe Lemoine est Président Directeur Général de LaSer, société de services détenue à parité par le groupe Galeries Lafayette et le groupe BNP Paribas.

Mandats et fonctions exercés dans la Société

Censeur

Mandats et fonctions en cours dans toute société durant l'exercice 2011

Président Directeur Général de LaSer, Président du Conseil d'Administration de LaSer-Cofinoga, des Grands Magasins Galeries Lafayette et Banque Sygma
Administrateur de Monoprix et BNP Paribas Personal Finance
Membre du Conseil de Surveillance du BHV
Président de la Fondation internet Nouvelle Génération, du Forum d'Action Modernités
Co-Gérant de GS1 France
Administrateur de La Poste, de la Fondation Collège de France, de la Maison des Sciences de l'Homme, de Coe-Rexecode, de la Fondation Franco-Américaine, du 104

Autres mandats et fonctions exercés au cours des cinq dernières années

Co-Président du Directoire du groupe Galeries Lafayette
Administrateur de La Poste, Gaz de France*
Membre de la CNIL

* Société cotée.

4.1.3 COMMISSAIRE DU GOUVERNEMENT

Le Commissaire du gouvernement est désigné auprès de la Société par le ministre chargé de l'Énergie, par arrêté, en vertu de l'article 24.2 de la loi n° 2004-803 du 9 août 2004, modifiée par la loi n° 2006-1537 du 7 décembre 2006 relative au secteur de l'énergie. Il a pour mission d'assister, avec voix consultative, aux séances du Conseil d'Administration et de ses comités et de présenter, le cas échéant, des observations à toute Assemblée Générale.

Ces fonctions sont assurées par Mme Florence Tordjman, nommée par le ministre chargé de l'Énergie par arrêté pris en date du 18 juillet 2008. La biographie de Florence Tordjman et l'état de ses mandats et fonctions sont rappelés ci-après.

Florence Tordjman, née le 27 juin 1959, à Poitiers (Vienne), de nationalité française.

Diplômée de l'Institut d'Études Politiques de Paris et de l'École Nationale d'Administration, Florence Tordjman est également titulaire d'une maîtrise d'histoire et licenciée en histoire et en géographie de

l'Université Paris IV Sorbonne. Depuis 1993, elle a occupé différentes fonctions au sein du ministère de l'Économie, de l'Industrie et de l'Emploi. De 1993 à 1997, au sein de la Direction Générale des Technologies de l'Information et de La Poste, elle est chargée des programmes européens de R&D relatifs aux technologies de l'information et des communications et responsable du bureau de la politique industrielle et de la concurrence à partir de 2000. À la Direction du Trésor, de 1997 à 2000, elle est en charge du suivi des banques multilatérales de développement et des questions du financement de l'aide publique au développement. D'octobre 2001 à juillet 2008, elle est responsable de la Sous-Direction du gaz et de la distribution des énergies fossiles au sein de la Direction Générale de l'Énergie et des Matières Premières. Depuis cette date, elle est adjointe au Directeur de l'énergie au sein de la Direction Générale de l'Énergie et du Climat, au ministère de l'Écologie, du Développement Durable, des Transports et du Logement et au sein du ministère de l'Économie, des Finances et de l'Industrie.

Mandats et fonctions exercés dans la Société	Mandats et fonctions en cours dans toute société durant l'exercice 2011	Autres mandats et fonctions exercés au cours des cinq dernières années
Commissaire du gouvernement	Adjointe au Directeur de l'énergie – Direction Générale de l'Énergie et du Climat – ministère de l'Écologie, du Développement Durable, des Transports et du Logement, ministère de l'Économie des Finances et de l'Industrie Administrateur de l'Association Française du Gaz Naturel pour Véhicules Commissaire du gouvernement de GRTgaz et de GrDF	Administrateur de Gaz de France*

* Société cotée.

4.1.4 CONSEIL D'ADMINISTRATION : ATTRIBUTIONS – FONCTIONNEMENT – CODE DE GOUVERNANCE – ACTIVITÉS

4.1.4.1 Attributions du Conseil d'Administration

En vertu des dispositions légales et réglementaires et de l'article 15.1 des statuts de la Société, le Conseil d'Administration détermine les orientations de l'activité de la Société et veille à leur mise en œuvre. Sous réserve des pouvoirs expressément attribués aux assemblées d'actionnaires et dans la limite de l'objet social, il se saisit de toute question intéressant la bonne marche de la Société et règle par ses délibérations les affaires qui la concernent. Le Conseil d'Administration procède aux contrôles et vérifications qu'il juge opportuns.

Outre les questions réservées à la compétence du Conseil par les dispositions législatives et réglementaires applicables, les décisions

suivantes sont obligatoirement examinées et autorisées au préalable par le Conseil, en application des dispositions du Règlement Intérieur (article 1.2) :

- conclusion de contrats significatifs avec l'État relatifs aux objectifs et aux modalités de mise en œuvre des missions de service public assignées à la Société ou ses filiales, dans les limites fixées par la loi ;
- prise ou cession de toutes participations directes ou indirectes de la Société, dans toutes sociétés créées ou à créer, participation à la création de toutes sociétés, *joint-ventures*, groupements et organismes, souscription à toutes émissions d'actions, de parts sociales ou d'obligations, lorsque l'exposition financière de la Société ou du Groupe excède 500 millions d'euros pour l'opération considérée ;

4.1 RAPPORT DU PRÉSIDENT DU CONSEIL D'ADMINISTRATION

- toutes opérations d'apports, d'échanges, avec ou sans soule, portant sur des biens, titres ou valeurs, pour un montant excédant 500 millions d'euros ;
- en cas de litige, tous traités et transactions, tous compromis, pour un montant excédant 200 millions d'euros ;
- tous projets d'achat à long terme d'énergie du Groupe portant par opération sur des quantités supérieures à :
 - pour le gaz, 30 milliards de kWh par an, y compris les conditions de leur acheminement,
 - pour l'électricité, 20 milliards de kWh par an, y compris les conditions de leur acheminement ;
- toutes opérations d'acquisition, ou de cession d'immeubles dont le montant excède 200 millions d'euros ;
- toutes opérations suivantes dont le montant excède 1,5 milliard d'euros :
 - consentir ou contracter tous prêts, emprunts, crédits et avances par la Société, ou autoriser à cet effet les filiales ou tout véhicule de financement du Groupe,
 - acquérir ou céder, par tout mode, toutes créances.

Le Conseil autorise chaque année le Président-Directeur Général à délivrer des cautions, avals et garanties pour un montant qu'il détermine.

En outre, le Conseil examine, au moins une fois par an, le budget, la stratégie industrielle du Groupe, la stratégie financière du Groupe, de même que la politique d'approvisionnement du Groupe en matière énergétique.

4.1.4.2 Organisation et fonctionnement du Conseil d'Administration - Code de gouvernance et principes d'éthique

Le fonctionnement du Conseil est défini par l'article 14 des statuts et ses modalités d'organisation figurent à l'article 1 du Règlement Intérieur du Conseil d'Administration, lequel précise, dans ses dispositions, les voies et les moyens d'un fonctionnement efficace du Conseil au service de la Société et de ses actionnaires ainsi que les obligations des Administrateurs.

Le Conseil d'Administration se réunit aussi souvent que l'intérêt de la Société l'exige et, conformément à son Règlement Intérieur, au moins six fois par an dont au moins une fois par trimestre. Les réunions du Conseil peuvent être tenues par tout moyen de visioconférence ou de télécommunication permettant l'identification des Administrateurs et garantissant leur participation effective dans les conditions et selon les modalités prévues au Règlement Intérieur.

Assistent également aux réunions du Conseil d'Administration, deux censeurs, disposant chacun d'une voix consultative, le Commissaire du gouvernement qui dispose également d'une voix consultative, ainsi que le Directeur Général Adjoint en charge des Finances, le Secrétaire Général et le Secrétaire du Conseil d'Administration.

Conformément à la loi, le représentant du Comité Central d'Entreprise assiste au Conseil sans voix délibérative et sans pouvoir se faire représenter.

L'article 1.3 du Règlement Intérieur prévoit que le Président préside les réunions du Conseil, dirige les délibérations et fait observer les dispositions du Règlement Intérieur. Le Président veille à la qualité des échanges et à la collégialité des décisions du Conseil. Il s'assure que le Conseil consacre un temps suffisant aux débats et accorde à chacun des points de l'ordre du jour un temps proportionné à l'enjeu qu'il représente pour la Société. Les Administrateurs veillent collectivement à un bon équilibre du temps de parole. Le Président s'attache notamment à ce que les questions posées dans le respect de l'ordre du jour reçoivent une réponse appropriée.

En cas d'empêchement, le Président est remplacé, conformément à l'article 16 des statuts, par l'un des Vice-Présidents ou, à défaut, par un Administrateur choisi par le Conseil en début de séance.

Le Secrétaire du Conseil assure le secrétariat du Conseil et l'établissement des procès-verbaux de ses séances. Ces fonctions sont assurées par Patrick van der Beken.

Conformément aux dispositions de l'article 13.6 des statuts, tout Administrateur doit être propriétaire d'au moins 50 actions de la Société, sauf dispense résultant de dispositions législatives ou réglementaires applicables. Cette obligation ne s'applique pas aux Administrateurs représentants de l'État, ni à l'Administrateur représentant les salariés actionnaires (un tableau récapitulatif du nombre d'actions et de stock-options détenues personnellement par les mandataires sociaux figure à la section 4.1.1.4 ci-dessus).

Le Règlement Intérieur a été modifié le 13 janvier 2011. Il comprend en son annexe la Charte de l'Administrateur et le Code de bonne conduite qui fixent les droits et les devoirs de chaque Administrateur.

La Charte de l'Administrateur prévoit notamment les règles afférentes à l'exercice du mandat de l'Administrateur, relativement au respect de l'intérêt social, des lois et des statuts, de l'indépendance de l'Administrateur et son devoir d'expression, au conflit d'intérêt, au professionnalisme de l'Administrateur, à son implication et son efficacité.

Le Code de bonne conduite, qui édicte les règles relatives aux opérations sur titres de la Société et aux délits et manquements d'initiés applicables aux Administrateurs, mandataires sociaux et à tous les salariés, traduit la volonté de la Société à assurer une gestion prudente de ses titres, à respecter et faire respecter la réglementation en vigueur en matière d'opérations sur titres réalisées par les mandataires sociaux et les salariés, en leur rappelant les interdictions relatives à certaines opérations sur les titres de la Société, l'obligation de déclaration des opérations effectuées par les mandataires sociaux, les dirigeants et les personnes étroitement liées, ainsi que les règles applicables aux délits ou manquements d'initiés. Ce Code a été modifié, pour la dernière fois, par décision du Conseil d'Administration du 13 janvier 2011, suivant les recommandations de l'AMF. Ces modifications, portant sur les dispositions de l'article 2 dudit code, prévoient que la période non autorisée d'intervention sur les titres de la Société détenus par les dirigeants de trente jours calendaires précédant la

publication des comptes consolidés annuels et semestriels ainsi que des informations financières trimestrielles, s'étend désormais jusqu'au jour de la publication inclus.

En complément de ce qui précède, le statut des Administrateurs salariés, entériné par le Conseil d'Administration lors de sa séance du 9 décembre 2009, précise, pour les Administrateurs représentant les salariés, les conditions d'exercice de leur mandat.

Les principales dispositions des statuts de la Société et du Règlement Intérieur du Conseil sont rappelées au Document de Référence sous la section 7.1. Ces documents sont disponibles au siège de la Société et sur son site internet gdfsuez.com.

S'agissant d'éthique des comportements, GDF SUEZ s'est dotée depuis 2009 d'une Charte éthique et d'un guide « Les pratiques de l'éthique », que les salariés et entités du Groupe, en France et à l'étranger, ainsi que toute personne détachée par une entreprise tierce auprès d'une entité du Groupe, doivent respecter dans le cadre de leur activité professionnelle.

La Charte éthique définit les quatre principes d'éthique de GDF SUEZ : agir en conformité avec les lois et les réglementations, ancrer une culture d'intégrité, faire preuve de loyauté et d'honnêteté et respecter les autres. Elle fixe également le cadre général de la gouvernance de l'éthique qui repose sur l'implication et la responsabilité managériale et s'inscrit dans une logique d'amélioration continue des pratiques et conçoit la conformité éthique comme une contribution à la performance globale du Groupe.

Le Référentiel Intégrité adopté en 2010, qui est le mode opératoire du principe d'éthique « Ancrer une culture d'intégrité » et qui constitue le socle du programme du Groupe en matière de lutte contre la fraude et la corruption, a été diffusé aux dirigeants et managers de GDF SUEZ en 2011.

GDF SUEZ poursuit son attachement à l'application des règles en matière de gouvernement d'entreprise, en se référant au Code de gouvernement d'entreprise des sociétés cotées de l'AFEP-MEDEF (ci-après le « Code AFEP-MEDEF »), disponible sur le site www.medef.com.

En conformité avec le Code AFEP-MEDEF, le Règlement Intérieur prévoit que le Conseil procède chaque année, avant l'Assemblée Générale appelée à statuer sur les comptes de l'exercice écoulé, à l'examen de l'indépendance des Administrateurs. Sur proposition du Comité des Nominations, le Conseil, lors de sa séance du 8 février 2012, a examiné au cas par cas la qualification de chacun de ses membres au regard des critères d'indépendance qu'il a retenus, lesquels s'inscrivent dans les pratiques de place, et en considération des circonstances particulières, de la situation de l'intéressé, de la Société et du Groupe. Sur la base des conclusions du rapport du Comité des Nominations, le Conseil, tenant compte des recommandations AFEP-MEDEF et des interprétations réalisées par divers organismes internationaux de gouvernance, a considéré que parmi les 22 Administrateurs en fonction au sein du Conseil, 10 ont la qualification d'indépendant au regard des critères retenus par le Conseil et douze n'ont pas la qualification d'indépendant, étant précisé que les six Administrateurs représentants de l'État

français, ainsi que les trois Administrateurs représentant les salariés et l'Administrateur représentant les salariés actionnaires ne peuvent être considérés comme indépendants et, qu'en outre, un poste d'Administrateur non-indépendant est occupé par Jean-François Cirelli, ancien Président-Directeur Général de Gaz de France, conformément aux accords de fusion entre Gaz de France et SUEZ, publiés au prospectus de fusion portant le visa de l'Autorité des marchés financiers n° 08-126 en date du 13 juin 2008.

Les critères retenus pour l'appréciation de l'indépendance des Administrateurs figurent à la section 4.1.1.5 ci-dessus.

Il en résulte un pourcentage d'Administrateurs indépendants de 45,5%, étant précisé que le pourcentage de 50%, recommandé par le Code AFEP-MEDEF pour les entreprises non contrôlées, ne peut être atteint pour les raisons rappelées précédemment.

4.1.4.3 Activités du Conseil d'Administration

Au cours de l'exercice 2011, le Conseil d'Administration de GDF SUEZ, s'est réuni à 14 reprises, avec un taux de participation de 86%. 10 séances sont programmées pour l'année 2012 et deux séances se sont déjà tenues en 2012 à la date du présent Rapport (8 février 2012).

Lors de ces réunions, le Conseil d'Administration de GDF SUEZ a notamment examiné et délibéré sur les sujets suivants : la marche des affaires et la stratégie du Groupe, la politique d'approvisionnement en matière énergétique, la finalisation du rapprochement avec International Power, l'état d'avancement du programme d'optimisation du portefeuille d'actifs, la revue et cartographie des risques du Groupe, le renouvellement anticipé des crédits syndiqués, l'arrêté des comptes de l'exercice 2010, les prévisions budgétaires 2011, le paiement d'un acompte sur le dividende 2011, l'examen de l'indépendance des Administrateurs, la modification du Règlement du Conseil (fenêtres négatives), la convocation de l'assemblée des actionnaires et la nomination d'une femme administrateur à cette occasion, la situation nucléaire, la réponse aux questions écrites des actionnaires, les informations financières des premier et troisième trimestres 2011, l'arrêté des comptes semestriels 2011, la situation résultant des décisions de l'État sur les tarifs du gaz et la loi NOME, le projet d'organisation de la branche Énergie Europe, le renouvellement de l'autorisation d'émettre des obligations et de l'autorisation concernant les cautions, avals et garanties, les modifications du capital social suite aux levées d'options, les attributions d'actions de performance et de jetons de présence, les documents de gestion prévisionnelle, le bilan santé et sécurité 2010, la politique de recherche et d'innovation, l'appel d'offre éolien offshore en France. Un séminaire de réflexion stratégique du Conseil d'Administration, tenu à Londres, a été consacré aux sujets suivants : synthèse stratégique et financière, électricité et gaz à l'international, chaîne gazière, efficacité énergétique, nucléaire et grand cycle de l'eau ; les trois derniers thèmes de ce séminaire (branche Énergie Europe, innovation et marketing, et ressources humaines) ont été traités début 2012.

4.1.5 LES COMITÉS PERMANENTS DU CONSEIL

L'article 15.2 des statuts prévoit que le Conseil d'Administration, pour l'aider dans ses réflexions, peut créer, en son sein, des comités permanents sur lesquels il s'appuie pour prendre ses décisions. Ces comités ont pour mission, en application des articles 15.2 des statuts et 3 du Règlement Intérieur du Conseil, d'étudier toutes questions relatives à la Société que le Conseil ou le Président soumet pour avis à leur examen, de préparer les travaux et décisions du Conseil relativement à ces sujets et projets, et de rapporter leurs conclusions au Conseil sous forme de comptes rendus, propositions, avis, informations ou recommandations. Les comités accomplissent leur mission sous la responsabilité du Conseil d'Administration. Un comité ne peut traiter de sa propre initiative de questions qui déborderaient le cadre propre de sa mission. Les comités n'ont pas de pouvoir de décision. Le Conseil, sur proposition de son Président et après concertation, désigne les membres composant les comités ainsi que leur Président, en tenant compte des compétences, de l'expérience, et de la disponibilité des Administrateurs.

La durée du mandat des membres des comités est en principe de deux exercices financiers annuels, sauf lorsque la durée restante des mandats d'Administrateurs concernés ne permet pas d'accomplir entièrement ces deux exercices ; dans ce dernier cas, les mandats d'Administrateurs et de membres des comités s'achèvent simultanément. Ces mandats de membres des comités sont renouvelables sous réserve du maintien de la qualité d'Administrateur des personnes concernées. La Présidence de tout comité est assurée par un Administrateur indépendant.

Cinq comités assistent le Conseil d'Administration de GDF SUEZ, dont le Comité d'Audit, le Comité de la Stratégie et des Investissements, le Comité des Nominations, le Comité des Rémunérations et le Comité pour l'Éthique, l'Environnement et de Développement Durable, composés comme suit :

Comité d'Audit	Comité de la Stratégie et des Investissements	Comité des Nominations	Comité des Rémunérations	Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable
Aldo Cardoso*, Président Edmond Alphandéry* Olivier Bourges Thierry de Rudder*	Thierry de Rudder*, Président Olivier Bourges Pierre-Franck Chevet Anne Lauvergeon*	Jean-Louis Beffa*, Président René Carron* Paul Desmarais Jr* Ramon Fernandez	Lord Simon of Highbury*, Président Jean-Louis Beffa* Olivier Bourges René Carron* Paul Desmarais Jr*	Edmond Alphandéry*, Président Jean-Paul Bailly Anne Lauvergeon* Anne-Marie Mourer

* Administrateurs indépendants.

Le Comité d'Audit

Le Comité d'Audit est composé de quatre membres : Aldo Cardoso (Président), Edmond Alphandéry, Olivier Bourges et Thierry de Rudder.

Chacun des membres du Comité d'Audit a des compétences particulières en matière financière ou comptable, comme indiqué dans leur biographie respective figurant dans le chapitre 4.1.1.3.

Fonctionnement

L'article 3.1 du Règlement Intérieur définit les règles et modalités de fonctionnement du Comité d'Audit, conformément à la réglementation et en tenant compte de son évolution.

Le Comité d'Audit a trois fonctions principales. La première est d'examiner de façon détaillée les projets de comptes, la pertinence et la permanence des principes et règles comptables utilisées ainsi que le contenu des documents rendus publics. Dans ce cadre, il est également chargé d'assurer le suivi du contrôle légal des comptes annuels et des comptes consolidés par les Commissaires aux comptes. La seconde est de prendre connaissance des procédures de contrôle interne et externe afin de veiller à ce que celles-ci couvrent de façon appropriée les zones de risques. La troisième

est l'examen régulier de la situation financière, de la situation de la trésorerie, des engagements et des risques significatifs du Groupe, ainsi que la politique du Groupe en matière de maîtrise des risques et de procédures d'évaluation et de gestion de ces risques.

Le Comité d'Audit s'est réuni à neuf reprises au cours de l'année 2011, avec un taux moyen de participation de 92%. Les Commissaires aux comptes ont assisté à toutes les séances. Onze séances sont programmées pour l'année 2012, dont deux se sont déjà tenues à la date du présent Rapport.

Activités

En 2011, le Comité a notamment abordé les sujets suivants :

- s'agissant des aspects financiers : les prévisions budgétaires 2011, les estimations et prévisions de clôture 2010, l'arrêté des comptes consolidés et sociaux au 31 décembre 2010, les estimations et options de clôture semestrielle, l'arrêté des comptes semestriels consolidés et sociaux au 30 juin 2011, l'attribution d'un acompte sur dividende au titre de l'exercice 2011, les *reportings* trimestriels (1^{er} et 3^e trimestres 2011), les options et hypothèses de clôture 2011, les tests de valeurs sur les actifs et l'application de la procédure de *look back* ;

- s'agissant de l'audit interne : les rapports d'activité trimestriels, le planning des missions d'audit 2011 et l'indépendance de l'audit interne ;
- s'agissant du contrôle interne : la revue du contrôle interne Groupe ;
- s'agissant de l'audit externe : le suivi des honoraires 2010 et 2011, l'approbation préalable des travaux confiés aux Commissaires aux comptes en dehors de leurs missions d'audit, l'indépendance des Commissaires aux comptes ;
- s'agissant des risques : la revue et la cartographie des risques Groupe, la protection du patrimoine immatériel et un focus sur deux risques prioritaires Groupe (risque « projets », risque de sécurité industrielle).

Ce Comité a, en outre, abordé des points thématiques lui permettant d'appréhender des questions spécifiques telles que l'activité de *trading* du Groupe (organisation, environnement de contrôle, gestion des risques, résultats 2010 et perspectives), ainsi que le modèle de détermination du Gaz en Compteur.

Le Comité de la Stratégie et des Investissements

Le Comité de la Stratégie et des Investissements est composé de quatre membres : Thierry de Rudder (Président), Olivier Bourges, Pierre-Franck Chevet et Anne Lauvergeon.

Fonctionnement

L'article 3.2 du Règlement Intérieur définit les règles et modalités de fonctionnement du Comité de la Stratégie et des Investissements.

Le plafond de délégation du Président-Directeur Général et du Vice-Président, Directeur Général Délégué pour les investissements et les désinvestissements est de 500 millions d'euros, étant précisé que les opérations comprises entre 350 et 500 millions d'euros font l'objet d'une information du Comité.

Ce Comité a pour mission d'exprimer au Conseil d'Administration son avis sur les grandes orientations stratégiques de la Société, en particulier sur le plan stratégique et le Contrat de service public, et sur tous les projets de croissance externe et interne, de cessions, d'accords stratégiques, d'alliances ou de partenariat qui sont soumis au Conseil. Ce Comité est également saisi sur les questions de création et de modernisation d'équipements industriels et de travaux sur base annuelle ou pluriannuelle, de politique d'achat et de projets immobiliers significatifs.

Le Comité de la Stratégie et des Investissements s'est réuni à neuf reprises au cours de l'année 2011 avec un taux moyen de participation de 67%. Dix séances sont programmées pour l'année 2012, dont une s'est déjà tenue à la date du présent Rapport.

Activités

En 2011, le Comité a notamment abordé les sujets suivants : la politique d'approvisionnement du Groupe, la pérennité des subventions dans l'éolien, la stratégie du Groupe dans ce secteur, le processus de renouvellement des concessions hydro-électriques en France, les activités du Groupe au Moyen-Orient et une série de projets nécessitant l'accord du Conseil d'Administration parmi lesquels l'ouverture du capital de GRTgaz et de l'Exploration & Production, ainsi que l'acquisition et la cession de participations.

Ce Comité a, en outre, abordé des points thématiques lui permettant d'appréhender des questions spécifiques telles

que la vision stratégique de GDF SUEZ et son plan d'actions, l'activité d'exploration-production au sein du Groupe, le bilan et les perspectives de l'aval gaz et électricité en France, l'exposition du Groupe au risque « Pays », ainsi que son environnement concurrentiel.

Le Comité des Nominations

Le Comité des Nominations est composé de quatre membres : Jean-Louis Beffa (Président), René Carron, Paul Desmarais Jr et Ramon Fernandez.

Fonctionnement

L'article 3.3 du Règlement Intérieur de GDF SUEZ (modifié comme indiqué ci-après dans « Activités ») définit les règles et modalités de fonctionnement du Comité des Nominations. Il a pour mission d'examiner et de faire des recommandations au Conseil d'Administration sur toutes candidatures à un poste d'Administrateur ou de censeur devant être soumises à l'approbation de l'Assemblée Générale, ainsi qu'à un poste de membre des comités et de leurs Présidents. Ce Comité formule également les recommandations au Conseil quant à la succession du Président-Directeur Général et du Vice-Président, Directeur Général Délégué de la Société, à l'approche de l'expiration du mandat de ceux-ci.

Le Comité des Nominations de GDF SUEZ s'est réuni cinq fois en 2011 (avec un taux de participation de 65%). Une réunion s'est déjà tenue en 2012 à la date du présent Rapport.

Activités

Au début de l'exercice 2011, le Comité a eu à s'exprimer sur les renouvellements de mandats de cinq Administrateurs venant à échéance. Il a décidé d'ajouter à l'ordre du jour de l'Assemblée Générale de 2011 une résolution supplémentaire permettant à celle-ci – par la désignation de Mme Françoise Malrieu, dont il s'était préalablement assuré de l'indépendance – d'accélérer la mise en œuvre du principe de représentation équilibrée des femmes et des hommes au sein des Conseils d'administration instauré par la loi du 27 janvier 2011 et le Code AFEP-MEDEF.

Il a également examiné et formulé au Conseil d'Administration ses recommandations quant à la qualité d'Administrateur indépendant des membres du Conseil, qui doit, chaque année, être examinée avant l'Assemblée Générale des actionnaires statuant sur les comptes de l'exercice écoulé (cf. section 4.1.1.5 du présent Rapport). Il a pris connaissance de diverses réorganisations des structures de direction du Groupe, dont celles relatives à la composition du Comité de Direction et du Comité Exécutif en avril 2011 et au remplacement du Directeur Général Adjoint en charge des Finances le 1^{er} octobre 2011. Au cours du second semestre, il s'est également penché sur les projets d'organisation de la future branche Énergie Europe et de nomination de son responsable.

Le Comité des Rémunérations

Le Comité des Rémunérations est composé de cinq membres : Lord Simon of Highbury (Président), Jean-Louis Beffa, Olivier Bourges, René Carron et Paul Desmarais Jr.

Fonctionnement

L'article 3.4 du Règlement Intérieur définit les règles et modalités de fonctionnement du Comité des Rémunérations. Le Comité des

Rémunérations examine et fait des recommandations au Conseil d'Administration sur la rémunération, le régime de retraite et de prévoyance, les avantages en nature et les droits pécuniaires divers y compris, le cas échéant, les attributions d'options de souscription ou d'achat d'actions de la Société ainsi que les attributions d'Actions de Performance, attribués au Président-Directeur Général et au Vice-Président, Directeur Général Délégué ainsi qu'aux éventuels membres du Conseil titulaires de contrats de travail signés avec la Société. En outre, il examine, une fois par an au moins, les conditions dans lesquelles est mise en œuvre la convergence des conditions d'emploi entre les salariés venant de Gaz de France et ceux de SUEZ, de même que leur compétitivité par rapport aux groupes comparables à dimension mondiale.

Ce Comité procède également à des recommandations sur les options de souscription ou d'achat d'actions ainsi que les Actions de Performance attribuées aux Directeurs Généraux Adjointes.

Le Comité des Rémunérations s'est réuni cinq fois au cours de l'année 2011 avec un taux moyen de participation de 85%. Quatre séances sont programmées pour l'année 2012, dont une s'est déjà tenue à la date du présent rapport.

Activités

Le Comité des Rémunérations a finalisé en vue de la prise de décision au Conseil d'Administration du 13 janvier 2011 ses propositions sur la mise en place d'un plan d'attribution d'Actions de Performance au titre de 2010 à près de 7 000 collaborateurs du Groupe, y compris les dirigeants mandataires sociaux mais en limitant l'attribution à ces derniers à un niveau inférieur au benchmark externe. Réaffirmant son attachement au principe du système de *long term incentive*, il a émis en décembre 2011 ses recommandations pour l'attribution d'Actions de Performance au titre de 2011 à une population d'un nombre inférieur au plan de 2010, et en reportant en 2012 l'attribution aux deux dirigeants mandataires sociaux.

Au cours de l'exercice 2011, le Comité des Rémunérations a fait part au Conseil de ses réflexions et exprimé ses recommandations en matière de rémunérations des deux dirigeants mandataires sociaux. S'agissant de leurs rémunérations fixes, le Comité des Rémunérations a proposé pour une seconde année consécutive de maintenir les rémunérations 2011 à l'identique de celles de l'exercice précédent. Pour la partie variable de leurs rémunérations, le Comité a examiné les indices de réalisation de leurs objectifs au regard de ceux qui leur étaient assignés au titre de 2010, et proposé au Conseil les montants respectifs des deux parts variables correspondantes. Il a également proposé les critères servant à l'appréciation de leur part variable pour l'exercice 2011 (objectifs de bonus cible, paramètres quantitatifs et qualitatifs ainsi que la quote-part respective de ces paramètres dans la détermination de la part variable).

Il a également recommandé au Conseil d'autoriser le transfert du contrat de travail suspendu de M. Mestrallet à GDF SUEZ Management Company, la reprise corrélative de ses droits par cette dernière et la convention de remboursement consécutive entre GDF SUEZ et GDF SUEZ Management Company comme il est indiqué dans la section Régime de retraite sous 4.5.1.2.

Enfin, le Comité des Rémunérations s'est penché sur des points techniques comme l'appréciation de la réalisation partielle des conditions de performance du plan d'Actions de Performance du 12 novembre 2008, ainsi que sur le montant des jetons de présence

versés aux présidents de certains comités du Conseil d'Administration. Le Comité a également été informé, conformément aux dispositions du statut des Administrateurs salariés, des propositions faites par le *management* sur l'évolution de la rémunération en 2011 de chacun d'entre eux.

Le Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable

Le Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable est composé de quatre membres : Edmond Alphandéry (Président), Anne Lauvergeon, Jean-Paul Bailly et Anne-Marie Mourer.

Fonctionnement

L'article 3.5 du Règlement Intérieur définit les règles et modalités de fonctionnement du Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable. Celui-ci veille au respect des valeurs individuelles et collectives sur lesquelles le Groupe fonde son action ainsi qu'au respect des règles de conduite que chaque collaborateur doit appliquer.

Le Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable s'est réuni à sept reprises au cours de l'année 2011, avec un taux moyen de participation de 89%. Six séances sont programmées pour l'année 2012.

Activités

Le Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable de GDF SUEZ s'est tenu informé du développement des dispositifs éthiques et de conformité dans le Groupe dans le but de s'assurer que ceux-ci avaient été déployés normalement, qu'ils avaient fait l'objet de procédures d'application et de contrôle, afin de maintenir les standards de comportement élevés sur lesquels le Groupe a établi sa réputation.

Le Comité s'est ainsi fait présenter la procédure de conformité annuelle et le rapport annuel du déontologue du Groupe qui font notamment le point sur l'organisation des branches et filiales, sur le déploiement de la Charte éthique et du guide « les pratiques de l'éthique », sur le développement du réseau de plus de 175 déontologues, et sur les actions de formation spécifiques. Il a aussi été tenu informé de l'évolution des principaux litiges.

En matière de pilotage de l'éthique, le Comité s'est fait présenter le tableau de bord, mis en place pour répondre à sa demande, et permettant de mesurer les avancées du Groupe en matière d'éthique au travers de 14 points de contrôle.

En ce qui concerne le *management* de la conformité éthique, le Comité a noté le déploiement dans toutes les branches d'un outil de *reporting* en temps réel des incidents dans les principaux domaines de risques du Groupe. Il a également examiné la revue des risques éthiques du Groupe, travail engagé à sa demande, ainsi que le plan d'action afférent qui fait l'objet d'un *reporting* annuel.

En matière de Développement Durable, le Comité a poursuivi son rôle de vigilance en ce qui concerne les politiques engagées, les perspectives et les plans d'action. Le Comité a pris connaissance du rapport annuel sur la performance environnementale du Groupe, du bilan annuel des plans d'action développement durable ainsi que des priorités de recherches et de développement en la matière. Lui a également été présenté le bilan annuel en matière de santé et de sécurité au travail pour le Groupe et les branches.

Le Comité a, par ailleurs, pris connaissance des politiques de responsabilité sociale, de diversité, de lutte contre les discriminations du Groupe ainsi que de l'audit sur la responsabilité sociale de GDF SUEZ. Il a examiné le *management* des risques de sécurité industrielle, dont ceux relatifs aux activités d'exploration-production, ainsi que la question de la sûreté nucléaire dans le Groupe.

Suite à la catastrophe de Fukushima, une réunion exceptionnelle a été organisée fin avril, élargie à tous les Administrateurs du Conseil, pour s'informer sur l'analyse faite par les équipes du Groupe sur

l'accident japonais et l'évaluation des incidences – qui est plutôt rassurante – concernant le parc de centrales de GDF SUEZ.

En application du Règlement Intérieur, un processus d'évaluation du fonctionnement du Conseil d'Administration a été engagé en 2011 sous la responsabilité du Président du Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable, en partenariat avec un expert externe.¹

Enfin, le Comité a rencontré le Président du Comité d'Éthique et Développement Durable de SUEZ Environnement pour échanger sur les travaux des deux Comités.

4.1.6 PRINCIPES ET RÈGLES DE DÉTERMINATION DES RÉMUNÉRATIONS ET AVANTAGES DES MANDATAIRES SOCIAUX

Les rémunérations et avantages de toute nature accordés aux mandataires sociaux sont décidés par le Conseil d'Administration sur proposition du Comité des Rémunérations, en tenant compte des comparaisons effectuées dans les sociétés comparables en France et en Europe, ainsi que du taux de satisfaction des objectifs quantitatifs et qualitatifs assignés à chacun.

Les principes et règles de détermination de ces rémunérations et avantages sont présentés dans le Document de Référence 2011, sous la section 4.5 « Rémunérations et avantages des membres des organes d'administration et de direction ».

4.1.7 DISPOSITIONS STATUTAIRES APPLICABLES À LA PARTICIPATION DES ACTIONNAIRES AUX ASSEMBLÉES GÉNÉRALES

Les statuts de la Société prévoient que tout actionnaire a le droit d'assister aux Assemblées Générales à condition que ses actions soient libérées des versements exigibles. Chaque action donne droit au vote et à la représentation dans les Assemblées Générales, dans les conditions légales et statutaires. La propriété d'une action emporte de plein droit adhésion aux présents statuts et à toutes décisions des Assemblées Générales des actionnaires de la Société. Sauf dans le cas où la loi en dispose autrement, chaque actionnaire a autant de droits de vote et exprime en assemblée autant de voix qu'il possède d'actions libérées des versements exigibles.

Les modalités relatives à la participation des actionnaires aux Assemblées Générales sont détaillées à la section 7.1.5 du Document de Référence.

Les dispositions afférentes aux modalités de participation des actionnaires aux Assemblées Générales et à leurs droits de vote sont précisées à la section 7.1.3 du Document de Référence au paragraphe intitulé « Droits, privilèges et restrictions attachés aux actions » et dans les statuts (articles 10, 11, 12 et 20).

Les informations prévues par l'article L. 225-100-3 du Code de commerce sont publiées dans le Document de Référence, sous les sections 3.3, 4.5, 5.1, 5.2 et 7.1.

4.1.8 PROCÉDURES DE CONTRÔLE INTERNE ET DE GESTION DES RISQUES MISES EN PLACE PAR LA SOCIÉTÉ

Le dialogue continu entre les démarches de *management* global des risques et de contrôle interne renforce chacune d'entre elles : le programme de contrôle interne prend en compte les constats de la démarche de *management* global des risques et, réciproquement, participe à la maîtrise de risques.

4.1.8.1 Pilotage des activités

L'organisation de GDF SUEZ relative au pilotage des activités a reposé, au cours de l'année 2011, sur les principes ci-dessous présentés :

(1) Les mesures d'amélioration figurent au chapitre 7.1.2 du Document de Référence

4.1 RAPPORT DU PRÉSIDENT DU CONSEIL D'ADMINISTRATION

- le Conseil d'Administration, de par les missions et les activités qu'il exerce (cf. *supra*), fixe les objectifs du dispositif de contrôle interne de GDF SUEZ ; des rapports périodiques sur l'état du contrôle interne sont présentés au Comité d'Audit ;
- le Président-Directeur Général dirige GDF SUEZ et met en œuvre les orientations décidées par le Conseil d'Administration. À ce titre il s'assure du bon déploiement du contrôle interne dans les directions fonctionnelles et les branches du Groupe ; il est assisté par le Vice-Président, Directeur Général Délégué ;
- le Comité de Direction, présidé par le Président-Directeur Général ou le Vice-Président, Directeur Général Délégué, est composé du Président-Directeur Général, du Vice-Président, Directeur Général Délégué et des Directeurs Généraux Adjointes ; il est en charge du pilotage du Groupe ;
- le Comité Exécutif, présidé par le Président-Directeur Général ou le Vice-Président, Directeur Général Délégué, est composé de membres représentant les activités opérationnelles et fonctionnelles ; il examine les questions et décisions relatives à la stratégie, au développement ou à l'organisation du Groupe et à son pilotage d'ensemble ; il examine en tant que de besoin les sujets et thématiques qui lui sont proposés ;
- un nombre limité de comités de niveau Entreprise (Comité Financier, Comité des Engagements, Comité de Politique Énergétique, Comité des Risques de Marché Énergie, Comité de Régulation Économique et des Transferts, Comité de Recherche et d'Innovation, Comité *Management* Carrières, Comité de Surveillance Sécurité et Sûreté Nucléaire, comités de branches, comité du Centre) assurent la coordination entre les différentes entités de GDF SUEZ pour l'instruction ou la prise de décisions transverses ;
- trois niveaux de gestion :
 - le Centre pilote l'Entreprise et est responsable du cadrage de la stratégie et de la performance financière ; il coordonne les choix structurants et est responsable des arbitrages ; il organise l'Entreprise par l'élaboration de ses politiques dans les grands domaines fonctionnels dont il contrôle la mise en application. Les directions fonctionnelles du Centre sont les suivantes : Direction Financière, Direction des Systèmes d'Information, Direction de la Stratégie et du Développement Durable, Direction Audit et Risques, Secrétariat Général, Direction des Ressources Humaines Groupe, Direction Santé Sécurité et Système de *Management*, Direction Commerciale et Marketing Groupe, Direction de la Communication et de la Communication Financière, Direction des Relations Européennes et Internationales, Direction Recherche et Innovation, Direction Performance Groupe, Direction Achats, Direction du Développement Nucléaire, Direction Sûreté Nucléaire et Radioprotection,
 - les branches (branche Énergie France, branche Énergie Europe & International, branche Global Gaz & GNL, branche Infrastructures, branche Énergie Services, branche Environnement) sont un échelon de pilotage managérial, un niveau de gestion et ont une autorité hiérarchique sur les *Business Units* (BUs) de leur périmètre de responsabilité,
 - les BUs constituent la maille de *reporting* minimale de GDF SUEZ et le niveau de gestion auquel le suivi de la performance par les branches s'effectue.

La performance est au cœur du dialogue de gestion Centre – branches – BUs. Le programme de performance Efficio est mis en place pour animer, coordonner et consolider au niveau de l'Entreprise les actions de performance des branches, directions fonctionnelles ou projets transverses ;

- le pilotage des activités intègre le respect des principes d'éthique. L'organisation mise en place par le Groupe s'appuie sur une direction dédiée, des instances de pilotage et de contrôle comprenant plus de cent soixante-dix déontologues et correspondants éthiques. Au cours de l'année 2011, les points suivants méritent d'être notés :
 - déploiement du « Référentiel Intégrité » et du dispositif INFORM'ethics

Le « Référentiel Intégrité » validé par le Comité Exécutif en juillet 2010 a été déployé auprès des managers en 2011. Ce référentiel est un support de mise en œuvre du principe d'éthique « ancrer une culture d'intégrité » et décrit la façon dont le Groupe est organisé pour appréhender le risque auquel expose tout manquement à l'intégrité. Il constitue ainsi le socle du programme de prévention et de détection de la fraude et de la corruption du Groupe. Le développement du programme de contrôle interne (périmètre entités et processus) prend en compte la sensibilité au risque de fraude. Par ailleurs, le déploiement dans les branches et unités du dispositif INFORM'ethics de reporting des incidents éthiques a été poursuivi en 2011 et une revue des risques éthiques a été menée dans le cadre de la démarche de management des risques du Groupe.

- actions engagées

Au cours de l'année, plusieurs projets ont été engagés et doivent être finalisés en début d'année 2012 :

- un référentiel « *Management* de la conformité éthique » qui décrit le mode opératoire du pilotage de l'éthique et a pour vocation de préciser la façon dont le Groupe s'organise pour passer de l'étape de la mise en place des dispositifs à celle de la mesure de l'état de conformité ;
- les « Principes directeurs de la relation commerciale » ;
- une procédure de sélections des agents commerciaux.

En outre l'offre de formation en matière d'éthique a été élargie à des thèmes nouveaux par deux modules de sensibilisation destinés aux dirigeants : « Les droits de l'homme en entreprise » (trois sessions en 2011) et « Comprendre et prévenir le risque de corruption » (session pilote en fin d'année 2011).

4.1.8.2 Référentiel du Groupe

GDF SUEZ a retenu une organisation et des procédures de contrôle interne fondées sur le modèle promu par le *Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission* (COSO). Cette organisation et ces procédures sont conformes aux principes décrits dans le cadre de référence et prennent en compte le guide d'application, documents publiés en janvier 2007 par l'AMF et actualisés en matière de gestion des risques en juillet 2010. Elles prennent également en compte le rapport sur le Comité d'Audit publié par l'AMF à la date du 14 juin 2010.

4.1.8.3 Dispositif de gestion globale des risques

Le Groupe s'est doté d'une politique de *management* global des risques en novembre 2009 (*Enterprise Risk Management*) dont les principes sont cohérents avec les standards professionnels (ISO 31000, *Federation of European Risk Management Associations* notamment) ; celle-ci explicite l'ambition de GDF SUEZ de mieux gérer ses risques pour mieux atteindre ses objectifs, notamment pour préserver et améliorer en permanence sa valeur et sa réputation ainsi que la motivation interne.

Rôle du Comité d'Audit de GDF SUEZ

La politique de *management* des risques a été validée en Comité Exécutif et présentée au Comité d'Audit. Ce Comité d'Audit examine la revue des risques au moins une fois par an. À sa demande, il est tenu informé tout au long de l'année de l'exposition de GDF SUEZ aux risques financiers ainsi qu'à d'autres risques stratégiques et opérationnels. Le Conseil d'Administration auquel est présentée la revue des risques peut ainsi exercer sa mission de suivi de l'efficacité des systèmes de gestion des risques et de contrôle interne conformément à l'ordonnance du 8 décembre 2008 transposant en France la huitième directive européenne sur la gouvernance d'entreprise.

Politique de *management* global des risques de GDF SUEZ

Le système de *management* global des risques du Groupe a été optimisé depuis sa création lors de la fusion GDF SUEZ en se fondant sur les pratiques déjà fort développées des deux anciens groupes. Il est bâti en pleine conformité avec les standards internationaux en la matière (ISO 31000 et référentiel FERMA – *Federation of the European Risk Management Associations*). Il est d'application dans l'ensemble du Groupe, toutes activités et entités confondues.

Dans sa politique de *management* global des risques, le Groupe a inscrit sa volonté de « Mieux maîtriser ses risques pour assurer sa performance ». Considérant comme risque « tout événement incertain susceptible d'avoir des impacts positifs ou négatifs sur la pérennité de l'Entreprise, sa réputation ou l'atteinte de ses objectifs stratégiques, financiers et opérationnels », cette politique préconise une prise de risque raisonnable au regard des lois et règlements, acceptable par l'opinion et supportable au plan économique. La prise de risque est associée à la prise de décision : tout manager est un risk manager. Les Comités de Direction des entités du Groupe sont en principe les instances où sont décidées les actions à entreprendre pour gérer les risques, sauf lorsqu'un comité de risque est créé spécifiquement, comme pour le risque de marché.

Pour mettre en œuvre cette ambition, GDF SUEZ a désigné comme *Chief Risk Officer* le membre du Comité Exécutif en charge de la Direction Audit et Risques, qui supervise le service du *management* des risques. Ce dernier a pour objectif de s'assurer que le Groupe dispose partout d'une compétence adéquate pour une bonne gestion des risques. Il anime le réseau des *Risk Officers* des branches, des BUs et des directions fonctionnelles, ainsi que le Comité *Enterprise Risk Management* (ERM) du Groupe qui assure un rôle de coordination et d'expertise.

Le processus ERM du Groupe débute par la revue de risques, notamment avec les décisions concernant les risques majeurs et

les actions à mettre en œuvre pour les réduire. Ainsi, le Groupe identifie ses risques prioritaires coordonnés par un membre de son Comité Exécutif, en charge d'en établir un bilan : évaluation du risque pour l'ensemble du Groupe, actions de traitement et de pilotage. La campagne ERM est lancée en début d'année, en indiquant les orientations à prendre en compte dans la gestion des risques durant l'année. Le *management* des risques fait l'objet de points intermédiaires en cours d'année, après avoir vérifié qu'aucun événement majeur ne conduirait à revoir l'évaluation de certains risques et leur plan de réduction. Les entités opérationnelles tiennent leur revue de risques au premier semestre, les branches et directions fonctionnelles au troisième trimestre et le Groupe au quatrième trimestre.

La connaissance des risques provenant de la remontée d'informations est complétée par des entretiens avec les dirigeants des entités et une analyse des publications des observateurs externes (analystes financiers et agences de notation, *think tanks* ERM, études panoramiques, événements majeurs survenus dans le monde), pour améliorer la prise en compte des risques au sein du Groupe. Les principaux facteurs de risques auxquels le Groupe est exposé sont décrits au chapitre 2.

4.1.8.4 Objectifs du contrôle interne

Les objectifs du contrôle interne de GDF SUEZ consistent à mettre en œuvre un processus destiné à fournir une assurance raisonnable de la maîtrise des opérations au regard des objectifs suivants :

- conformité aux lois et réglementations en vigueur ;
- fiabilité de l'information comptable et financière ;
- réalisation et optimisation des opérations.

Comme tout système de contrôle, il ne peut donner qu'une assurance raisonnable que les risques d'erreurs ou de fraudes sont convenablement maîtrisés ou éliminés.

L'ambition de GDF SUEZ est d'être doté de dispositifs de contrôle interne performants à chaque niveau de responsabilité et reposant sur :

- un environnement favorable à la mise en place de dispositifs de contrôle ;
- la responsabilité de tous les acteurs, en particulier des opérationnels qui sont au cœur des processus et en charge de l'amélioration continue de leur dispositif ;
- la prise en compte, lors de la conception des contrôles, du coût de mise en œuvre du contrôle au regard du niveau du risque et de l'ajustement en fonction du niveau d'assurance souhaité.

4.1.8.5 Pilotage du contrôle interne

Le Groupe s'est doté d'un programme de contrôle interne - *Internal Control Management and Efficiency* (INCOME) - validé par le Comité Exécutif et présenté au Comité d'Audit ; le suivi de son déploiement et de son fonctionnement est présenté régulièrement à ces deux instances.

L'organisation de GDF SUEZ en matière de pilotage du contrôle interne repose sur les principes ci-dessous exposés.

Orientations générales du contrôle interne de GDF SUEZ

Les orientations générales de l'Entreprise GDF SUEZ en matière de contrôle interne portent sur :

- le développement et le suivi d'un programme de pilotage efficace et rigoureux, sous la responsabilité des dirigeants, différencié en fonction des besoins de chaque niveau de gestion et qui s'adapte aux organisations et aux risques ;
- la formalisation d'un engagement des dirigeants et du *management* aux différents niveaux de l'organisation sur la mise en œuvre d'un dispositif de contrôle interne sur leur périmètre de responsabilité ainsi que d'actions d'amélioration identifiées notamment par les résultats de l'évaluation de l'environnement général de contrôle, des contrôles du programme INCOME et les missions d'audit ;
- le déploiement d'une filière « contrôle interne » en appui aux dirigeants et au *management*.

Mise en œuvre des orientations générales de contrôle interne de l'Entreprise GDF SUEZ

Les orientations générales de l'Entreprise GDF SUEZ en matière de contrôle interne sont mises en œuvre de la manière suivante :

- les branches et directions fonctionnelles définissent leur propre procédure de contrôle en fonction des référentiels et des politiques du Groupe et de manière adaptée à chacun de leurs métiers. Elles s'inscrivent dans une dynamique de convergence avec le programme INCOME qui leur permet de superviser le dispositif de contrôle interne au sein des activités de leur périmètre respectif de responsabilité et de valider son efficacité au regard de leurs besoins. Ainsi, à titre d'illustration, la Direction Santé Sécurité et Système de *Management* est en charge d'animer les acteurs de la sécurité industrielle, de la santé sécurité au travail, de la protection des patrimoines matériels et immatériels et des systèmes de *management*. Elle s'assure de la bonne compréhension et de la prise en compte des politiques et des standards du Groupe dans ces domaines par un dispositif qui comprend des revues de direction avec chaque branche, le système de *reporting* des accidents et un programme de contrôle, selon un référentiel spécifique, couvrant chaque année des filiales de chaque branche. Elle promeut ainsi l'auto-évaluation et l'autodiagnostic, en particulier dans le domaine de la sécurité industrielle pour lequel un référentiel concernant les activités d'exploitation et de maintenance a été intégré au programme INCOME ;
- la Direction Audit et Risques est rattachée au Président-Directeur Général. Elle rend compte régulièrement de ses travaux au Comité Exécutif du Groupe, au Comité de Direction du Groupe, au Président-Directeur Général et au Comité d'Audit. Son organisation consacre la complémentarité des fonctions de contrôle interne, d'audit interne et de *management* des risques dont les missions sont présentées ci-dessous :
 - le Service du Contrôle Interne pilote le réseau des quelque deux cents correspondants et responsables en charge d'animer le contrôle interne des branches, filiales et directions fonctionnelles en fournissant méthodologie et instructions et en organisant des sessions d'information et de formation. Il organise en collaboration avec les directions fonctionnelles

et les branches le pilotage du programme pour, notamment, contribuer à la maîtrise des risques les plus significatifs de l'Entreprise. Afin de mieux impliquer le *management* à la préparation des décisions structurantes relatives au contrôle interne, telles que la politique ou les évolutions du référentiel et de mieux connaître et comprendre les attentes du *management* vis-à-vis du contrôle interne, a été créé « l'Observatoire Managérial ». Cette instance, présidée par un Directeur de branche, membre du Comité de Direction de GDF SUEZ, a ainsi examiné les orientations proposées pour accroître l'appui à la performance par le dispositif de contrôle interne et évaluer son efficacité ; elle se réunit à un rythme semestriel. En outre le Service du Contrôle Interne procède à l'amélioration continue du dispositif de contrôle interne en analysant les résultats des auto-évaluations du contrôle interne et ceux des audits internes et externes, afin de déterminer, coordonner et suivre des plans d'actions.

Les responsables en charge d'animer le contrôle interne au niveau de la branche coordonnent les correspondants contrôle interne des BUs et entités légales du périmètre de la branche, s'assurent de la mise en œuvre du programme de contrôle interne au sein de la branche et préparent - en coordination avec les acteurs portant d'autres démarches d'amélioration - les éléments en appui de la signature de l'attestation de contrôle interne par le Directeur de branche.

Les correspondants contrôle interne auprès du Directeur de BU ou d'entité légale assistent les responsables de processus en charge de la mise en œuvre des contrôles internes au sein des activités, assurent la mise en œuvre du programme de contrôle interne et préparent - en coordination avec les acteurs portant d'autres démarches d'amélioration - les éléments, tels que résultats des auto-évaluations de l'environnement général de contrôle, de contrôles internes, les audits internes et les audits externes qui sont utilisés en appui de la signature de l'attestation de contrôle interne signée par le Directeur de la BU ou de l'entité légale.

Les correspondants contrôle interne auprès d'une direction fonctionnelle assurent la mise en œuvre du programme de contrôle interne, s'appuient sur la filière contrôle interne pour le suivi de la mise en œuvre des décisions de leur Direction au sein du Groupe et préparent les éléments tels que résultats des auto-évaluations de l'environnement général de contrôle, de contrôles internes, les audits internes et les audits externes qui sont utilisés en appui de la signature de l'attestation de contrôle interne signée par le Directeur fonctionnel.

- le Service d'Audit Interne, fonction indépendante et objective, est chargé d'évaluer le bon fonctionnement de l'Entreprise dans tous les domaines, la gestion des risques et, en particulier, la pertinence et l'efficacité du système de contrôle interne. Il exerce cette responsabilité en direct et s'appuie sur les organisations d'audit interne déployées dans les branches et sur lesquelles il exerce une autorité hiérarchique. L'audit interne Groupe assure la mise en œuvre et le contrôle du respect des normes professionnelles, le niveau approprié des ressources et des compétences ainsi que l'assurance qualité de l'audit interne. Il procède, entre autres, à la planification adéquate des missions d'audit, leur exécution en conformité avec le plan d'audit annuel, ainsi que le *reporting* discipliné des constats et le suivi des recommandations d'audit.

L'audit interne de branche assure la mise en œuvre, au sein de son périmètre, des standards professionnels ainsi que des procédures et des instructions définies par l'audit interne Groupe.

En parallèle des équipes d'audit de branche, des filières d'auditeurs experts, constituées d'auditeurs disposant des connaissances techniques requises et mettant leurs compétences particulières au service de l'ensemble des entités, traitent de manière transversale les sujets d'intérêt commun pour l'Entreprise (gouvernance, santé sécurité et gestion environnementale, systèmes d'information, finance et commodités, fraude et investigations).

Le Service d'Audit Interne du Groupe établit annuellement son plan d'audit selon une démarche en quatre étapes :

- identification de l'univers couvert par le plan annuel d'audit : clarification des entités auditables et délimitation du périmètre de responsabilités pour chacune des branches d'activité du Groupe ;
- analyse et évaluation des thématiques d'audit en concertation avec les différentes parties prenantes : analyse des activités industrielles, commerciales et financières avec le *management*, compréhension de l'organisation, des processus principaux et des attentes du *management*, évaluation des principaux risques identifiés par les *Risk Officers*, évaluation de l'efficacité du contrôle interne telle qu'estimée par ses correspondants, échanges avec les Commissaires aux comptes, prise en considération des rapports et recommandations d'audit interne précédents, suivi des plans d'actions considérés comme significatifs sur l'année précédente ;
- consolidation des thématiques d'audit identifiées dans les différentes branches d'activité et entités du Groupe : accent sur le principe de transversalité des missions d'audit de manière à assurer une couverture optimisée des risques majeurs du Groupe et des processus de contrôle interne ;
- enrichissement du plan annuel d'audit par validation auprès des organes de Direction Générale du Groupe et des branches et présentation pour approbation au Comité d'Audit.

Le Service d'Audit Interne émet un avis sur la qualité des dispositifs de contrôle interne (niveau de maîtrise, caractère adéquat) en se fondant notamment sur des travaux visant à évaluer la conception adéquate et le bon fonctionnement des systèmes de contrôle interne au sein de l'Entreprise, en particulier par le biais de tests des contrôles clés identifiés dans chacune des principales entités.

Les auditeurs internes coordonnent leurs travaux avec les Commissaires aux comptes en vue d'assurer la cohérence et l'efficacité de leurs interventions mutuelles.

- le Service du Management des Risques (cf. supra paragraphe 4.1.8.3 « Dispositif de gestion globale des risques »).

4.1.8.6 Mise en œuvre du contrôle interne

Conformités aux lois et règlements

Au sein du Secrétariat Général, la Direction Juridique contribue à sécuriser juridiquement le fonctionnement du Groupe et les décisions de ses dirigeants. Au sein de cette Direction, des équipes sont chargées d'apporter, chacune dans leur domaine d'expertise et de compétences, l'appui nécessaire aux branches et directions fonctionnelles. Cet appui est notamment effectué par les contributions opérationnelles aux contractualisations, litiges et arbitrages, par les actions des centres d'expertise en droit de la concurrence et en droit financier, par les analyses juridiques effectuées à l'occasion des comités d'engagement, par la cartographie des risques juridiques et plus généralement par la mission de pilotage de la filière juridique dont la Direction Juridique est chargée.

Le respect des lois et des règlements demeure de la responsabilité de chaque branche ou de chaque direction fonctionnelle dans son domaine de compétences. La mise en œuvre des objectifs de contrôle interne en matière de conformité aux lois et règlements est assurée à chaque niveau de gestion du Groupe. Par exemple, certains objectifs de conformité transversaux sont gérés par les directions fonctionnelles du Siège concernées :

- la Direction Financière veille à la conformité de GDF SUEZ en matière comptable, financière et fiscale. Elle réalise le *reporting* financier réglementaire ;
- au sein du Secrétariat Général, la Direction Éthique et Compliance est chargée de la définition des règles d'éthique et de conformité de GDF SUEZ, ainsi que de la vérification de leur prise en compte, dans le respect des lois et règles en vigueur ;
- la Direction Ressources Humaines Groupe assure le respect des lois et des règlements sociaux en vigueur et réalise le *reporting* social réglementaire ;
- la Direction de la Stratégie et du Développement Durable veille à la conformité de GDF SUEZ en matière environnementale, évalue le niveau de maturité environnementale des différentes composantes du Groupe et réalise le *reporting* environnemental réglementaire.

Fiabilité de l'information comptable et financière

Les principes et procédures suivants de contrôle interne, relatifs à la préparation de l'information comptable et financière, sont mis en place par la Société.

Cadre de référence de l'AMF

Le dispositif de contrôle interne relatif à l'information comptable et financière a pris en compte le cadre de référence de l'AMF. Ce dispositif couvre non seulement les processus de préparation de l'information financière, tant pour les arrêtés comptables que pour la consolidation, les phases prévisionnelles ou la communication financière, mais également l'ensemble des processus opérationnels en amont concourant à la production de cette information.

Normes et procédures comptables

Les principales procédures mises en place en matière d'établissement des comptes sociaux et consolidés reposent sur deux outils :

- le manuel des principes comptables édictés pour le Groupe par le Centre d'Expertise Normes Comptables (CENC), au sein de la Direction des Comptabilités. Il est accessible via intranet à l'ensemble de la communauté financière du Groupe. Sa mise à jour s'effectue de façon régulière en fonction de l'évolution des normes internationales. Il comprend également la définition des indicateurs de performance utilisés par le Groupe ;
- les instructions de clôture diffusées préalablement à chaque phase de consolidation. Ces instructions portent sur les hypothèses de clôture (taux de change, d'actualisation et d'impôt par exemple), le périmètre, le calendrier de la remontée des informations, les points d'attention relatifs à la clôture et les principales nouveautés réglementaires. Ces instructions sont également disponibles via intranet.

Principes d'organisation

Les responsabilités relatives à l'élaboration de l'information comptable et financière se déclinent à chaque niveau de l'organisation du Groupe (Centre, branches, BUs et entités de *reporting*). Celles-ci incluent la mise en place et le maintien d'un système de contrôle interne efficient.

Au niveau du Siège, les Directions des Comptabilités d'une part, du Plan et du Contrôle de Gestion d'autre part, coordonnent les processus relatifs à l'élaboration de l'information comptable et financière. Ces directions corporate sont rattachées à la Direction Financière et coordonnent étroitement leurs activités lors de réunions hebdomadaires réunissant leurs principaux responsables.

Dans ce cadre, la Direction des Comptabilités anime le processus de production des comptes consolidés du Groupe GDF SUEZ qui bénéficie du soutien des équipes de consolidation et des départements de contrôle de gestion des branches dans ce rôle d'animation vis-à-vis des BUs et des entités de *reporting*. Chacun de ces acteurs, sur son périmètre de responsabilité, effectue les contrôles permettant d'assurer la diffusion, l'assimilation et la correcte application des normes et des procédures comptables du Groupe. Ce principe de subsidiarité permet la mise en place de contrôles de deuxième niveau sur l'information ainsi préparée :

- des contrôles au niveau des branches sur les informations qui leur sont communiquées par les BUs et entités de *reporting* ;
- des contrôles au niveau du Centre sur les informations qui leur sont communiquées par les branches.

Des centres d'expertise (Centre d'Expertise Outil de Consolidation – CEOC, décrit ci-dessous –, Centre d'Expertise Process Consolidation – regroupant les équipes des branches des métiers de l'énergie – et Centre d'Expertise Normes Comptables par exemple) existent au niveau du Siège afin d'optimiser le traitement et la résolution de problématiques techniques complexes.

Ces centres, qui résultent d'une mutualisation des ressources d'expertise au sein du Groupe en vue de leur mise à disposition, permettent de conforter la qualité et l'homogénéité des analyses effectuées et des positions adoptées.

Le rôle de la Direction du Plan et du Contrôle de Gestion est explicité dans le paragraphe « Fixation des objectifs et pilotage ».

Gestion des systèmes d'information

Les entités de *reporting* du périmètre de consolidation de GDF SUEZ utilisent l'application informatique SMART pour leurs besoins de consolidation et de *reporting* de Contrôle de Gestion au Groupe.

La responsabilité de la gestion de cette application est assumée conjointement par :

- le CEOC, au sein de la Direction des Comptabilités, pour ce qui relève des missions d'administration (gestion des droits d'accès, relations avec les prestataires supports et exploitation), de paramétrage (l'identification des besoins d'évolution, la réalisation du cahier des charges et la validation des mises à jour sont effectuées par le département consolidation) et d'aide à l'exploitation par les utilisateurs (mise à disposition d'une hotline) ;
- la Direction des Systèmes d'Information pour ce qui relève des infrastructures sous-jacentes spécifiques.

Les autres systèmes d'information concourant à l'élaboration de l'information comptable et financière sont gérés, pour leur périmètre respectif, de manière décentralisée par les départements informatiques des filiales.

Élaboration de l'information comptable et financière

À chaque niveau de l'organisation, sont réalisées des opérations concourant à l'établissement de l'information comptable et financière. Leur réalisation s'effectue en conformité avec la méthodologie de contrôle interne définie au niveau du Centre par la Direction Audit et Risques et diffusée dans le cadre du programme INCOME. Les acteurs concernés sont notamment :

- la Direction Financière de chaque BU et entité légale, qui valide formellement le *reporting* comptable et financier préparé en accord avec les principales procédures établies au niveau du Groupe ;
- les différentes Directions Financières au niveau des branches qui sont en charge de la mise en œuvre des procédures auprès de l'ensemble des filiales opérationnelles. Cela inclut, en particulier, un contrôle de gestion décentralisé (cf. paragraphe « Fixation des objectifs et pilotage ») ;
- la Direction des Comptabilités, elle-même rattachée à la Direction Financière, qui est en charge du *reporting* financier, du contrôle des comptes sociaux (de la Société GDF SUEZ et des véhicules financiers gérés par le Siège) et consolidés et des relations avec les services comptables de l'AMF.

Le Groupe met en œuvre un système d'engagement formalisé de la part des responsables opérationnels et financiers, sur la fidélité et la sincérité de l'information financière remontée par les entités de *reporting* vers les branches puis par les branches vers le Centre, ainsi que sur les dispositifs de contrôle interne qui concourent à la fiabilité de cette information, tout au long de la chaîne mentionnée dans le paragraphe ci-dessus, « Principes d'organisation ».

Fixation des objectifs et pilotage

La Direction Générale actualise et communique les objectifs généraux de GDF SUEZ ainsi que l'allocation de ressources

aux branches. La Direction du Plan et du Contrôle de Gestion, rattachée à la Direction Financière, élabore des notes d'instructions à l'intention de chacune des branches opérationnelles qui incluent les hypothèses macro-économiques à prendre en compte (taux de change, taux d'intérêts, prix des *commodities*...), les indicateurs financiers et non financiers qui seront mesurés au cours de l'exercice suivant, le calendrier et la segmentation du périmètre d'activité. Chaque branche a la responsabilité de transmettre ces instructions aux filiales et entités de *reporting* de son périmètre après les avoir complétées des spécificités métier.

Le contrôle de gestion s'effectue de manière décentralisée afin de tenir compte des spécificités de chaque métier. Sa mission est encadrée, notamment, par les instructions périodiques élaborées par la Direction du Plan et du Contrôle de Gestion, l'application informatique SMART et le manuel des principes comptables édictés par le Groupe.

Le Comité de branche d'automne valide, pour chaque branche, les objectifs fixés pour l'année suivante et le budget correspondant. Ce Comité, préparé par la filière financière sous la responsabilité de la Direction du Plan et du Contrôle de Gestion, rassemble, autour de la Direction Générale, les directions opérationnelles et fonctionnelles du Groupe ainsi que les directions opérationnelle et financière de la branche. Le budget consolidé du Groupe est présenté en Comité d'Audit puis en Conseil d'Administration. La Direction Générale envoie à chaque branche la lettre budgétaire récapitulant ses objectifs quantitatifs et qualitatifs.

Lors des Comités de branche suivants, les performances sont comparées au budget et les ajustements éventuels sur les perspectives annuelles sont validés par la Direction Générale du Groupe et la Direction Générale de la branche. Le Comité de branche du printemps examine également les perspectives, au-delà de l'année en cours, issues du Plan d'Affaires à Moyen Terme (PAMT) sur lesquelles s'appuie le processus d'*impairment test*, des *goodwills* et actifs à long terme.

Communication financière

Préparation et validation du rapport annuel

Le Secrétariat Général est en charge de l'élaboration du Document de Référence déposé à l'AMF, qui inclut le rapport annuel, ce qui implique notamment :

- la définition du processus de remontée et de validation des informations figurant dans le Document de Référence ;
- la supervision de la réalisation des travaux effectués par le comité de pilotage du Document de Référence ;
- l'application de la réglementation AMF et les relations avec celle-ci.

Préparation et validation des communiqués de presse

GDF SUEZ dispose des fonctions nécessaires à la présentation d'une information financière fidèle et de qualité. Les principes relatifs à l'exercice de ces activités avec les médias sont fixés par la procédure « Communication à la Presse » et induisent notamment : la coordination des actions entre les équipes de communication du Centre et des branches, la mise en œuvre du processus de validation de chaque information diffusée en interne et en externe, un dispositif de veille et des règles de communication et de gestion de crise appropriées.

Relations avec les analystes et les investisseurs

La procédure « Missions et principes de fonctionnement de la Communication Financière » en vigueur précise les principes de gestion pour la communication financière du Groupe et définit précisément ses activités dans les domaines suivants : relations investisseurs et analystes, veille de marché et services marketing, relations actionnaires individuels, y compris la communication envers les actionnaires salariés, mission exercée en appui de la Direction des Ressources Humaines Groupe et avec la contribution de la communication interne. En outre, la Communication Financière pilote et coordonne le processus de communication au marché comme notamment les informations financières trimestrielles, semestrielles et annuelles et les opérations majeures.

Réalisation et optimisation des opérations

Le contrôle interne contribue à la maîtrise des risques de dysfonctionnement des processus et, plus généralement, à l'amélioration de la maîtrise des activités. Il est intégré aux processus opérationnels et fonctionnels du Groupe.

Chaque Directeur de BU (ou d'entité légale) est responsable de la mise en œuvre du dispositif de contrôle interne au sein de sa BU (ou de son entité légale). Ainsi :

- il développe et maintient dans la BU (ou l'entité légale), en l'évaluant, un environnement général de contrôle adapté ;
- il délègue aux responsables de processus (*Business Process Owner*) la mise en place de contrôles permettant de maîtriser les risques de dysfonctionnement des activités de leur périmètre ;
- il procède à une auto-évaluation du dispositif de contrôle interne au sein de la BU (ou de l'entité légale) ;
- il s'appuie sur un représentant de la filière contrôle interne (*Internal Control Coordinator*) pour coordonner la mise en œuvre du Programme INCOME et apporter un appui aux responsables de processus ;
- il s'engage vis-à-vis de son niveau hiérarchique supérieur ;

Chaque manager responsable d'un processus intégré au programme de pilotage réalise une auto-évaluation annuelle des contrôles à enjeux au regard des objectifs fixés par chaque niveau de gestion.

Cette auto-évaluation permet au responsable de processus de vérifier si le contrôle est toujours adapté aux risques de dysfonctionnement et de s'assurer de sa correcte mise en œuvre. Les dysfonctionnements identifiés sont analysés et des actions correctives appropriées sont mises en place puis suivies dans le cadre du programme de pilotage.

L'ensemble du dispositif s'inscrit ainsi dans une démarche d'amélioration continue qui fait l'objet d'un suivi.

4.1.8.7 Démarche d'amélioration des dispositifs de gestion des risques et de contrôle interne

Les actions mises en œuvre sont placées sous la responsabilité des directions fonctionnelles et des branches et sont pilotées par les filières contrôle interne et *management* des risques au niveau adéquat de l'organisation. Elles font l'objet de présentations en tant que de besoin au Comité d'Audit.

Le Groupe GDF SUEZ poursuit sa démarche d'amélioration des dispositifs de gestion des risques et de contrôle interne en ligne avec les orientations générales et les priorités fixées par le Président-Directeur Général, le Comité Exécutif et le Comité d'Audit. Ainsi, à titre d'exemples :

- les travaux entrepris au cours de l'année 2011 pour améliorer l'évaluation de l'environnement général de contrôle ont abouti à la confection de trames d'aide à cette évaluation adaptées aux différents types d'entité du Groupe, laissant la possibilité à ces dernières de les enrichir en tant que de besoin ;
- les synergies entre contrôle interne et *management* des risques consistant à identifier les processus du programme INCOME et les contrôles associés contribuant à la maîtrise de risques ont été actualisées au cours de l'année 2011 en prenant en compte le retour d'expérience de l'année 2010 ;
- les travaux engagés au cours de l'année 2010 pour développer :
 - l'automatisation des contrôles informatiques,
 - un outil de gestion de la séparation des tâches intégré dans la gouvernance informatique du Groupe,

ont abouti au cours de l'année 2011 à l'enrichissement du référentiel INCOME ; ils se poursuivent dans le cadre d'un projet d'implémentation pluriannuel auquel sont associées les parties prenantes que sont notamment la Direction des Systèmes d'Information, les branches et les entités ;

- le dispositif de contrôle interne relatif à la détermination de la créance de « gaz livré, non facturé et non relevé » a été adapté aux nouveaux modèles d'évaluation. Un pilotage managérial spécifique mesure les résultats des actions engagées et des contrôles réalisés pour confirmer la fiabilité des nouveaux modèles ;
- la fraude dans ses dimensions prévention et détection du risque est prise en compte dans la détermination du programme annuel de contrôle interne INCOME ; des travaux sont en cours pour améliorer cette démarche ;
- les incidents reportés dans l'outil INFORM'ethics ont été analysés afin d'identifier les améliorations qu'il conviendrait d'apporter au dispositif de contrôle interne ;
- un plan d'action est mis en place pour adapter le déploiement d'INFORM'ethics à l'organisation évolutive du Groupe et pour prolonger la dynamique de remontée des incidents qui a été enclenchée ;
- en 2011, GDF SUEZ a conduit une veille sur les risques émergents et a intégré davantage le *management* des risques dans la prise de décision managériale ;
- chaque risque prioritaire a été évalué dans le Groupe sous la coordination d'un membre du Comité Exécutif ; le pilotage transverse a été renforcé si nécessaire. Au-delà des risques prioritaires, le Groupe porte une attention particulière aux risques projets et autres risques majeurs.

4.2 RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES, ÉTABLI EN APPLICATION DE L'ARTICLE L. 225-235 DU CODE DE COMMERCE, SUR LE RAPPORT DU PRÉSIDENT DU CONSEIL D'ADMINISTRATION DE LA SOCIÉTÉ GDF SUEZ

Aux Actionnaires,

En notre qualité de Commissaires aux comptes de la société GDF SUEZ et en application des dispositions de l'article L. 225-235 du Code de commerce, nous vous présentons notre rapport sur le rapport établi par le Président de votre société conformément aux dispositions de l'article L. 225-37 du Code de commerce au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2011.

Il appartient au Président d'établir et de soumettre à l'approbation du Conseil d'Administration un rapport rendant compte des procédures de contrôle interne et de gestion des risques mises en place au sein de la société et donnant les autres informations requises par l'article L. 225-37 du Code de commerce relatives notamment au dispositif en matière de gouvernement d'entreprise.

Il nous appartient :

- de vous communiquer les observations qu'appellent de notre part les informations contenues dans le rapport du Président, concernant les procédures de contrôle interne et de gestion des risques relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière, et
- d'attester que ce rapport comporte les autres informations requises par l'article L. 225-37 du Code de commerce, étant précisé qu'il ne nous appartient pas de vérifier la sincérité de ces autres informations.

Nous avons effectué nos travaux conformément aux normes d'exercice professionnel applicables en France.

Informations concernant les procédures de contrôle interne et de gestion des risques relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière

Les normes d'exercice professionnel requièrent la mise en œuvre de diligences destinées à apprécier la sincérité des informations

concernant les procédures de contrôle interne et de gestion des risques relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière contenues dans le rapport du Président. Ces diligences consistent notamment à :

- prendre connaissance des procédures de contrôle interne et de gestion des risques relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière sous-tendant les informations présentées dans le rapport du Président ainsi que de la documentation existante ;
- prendre connaissance des travaux ayant permis d'élaborer ces informations et de la documentation existante ;
- déterminer si les déficiences majeures du contrôle interne relatif à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière que nous aurions relevées dans le cadre de notre mission font l'objet d'une information appropriée dans le rapport du Président.

Sur la base de ces travaux, nous n'avons pas d'observation à formuler sur les informations concernant les procédures de contrôle interne et de gestion des risques de la société relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière contenues dans le rapport du Président du Conseil d'Administration, établi en application des dispositions de l'article L. 225-37 du Code de commerce.

Autres informations

Nous attestons que le rapport du Président du Conseil d'Administration comporte les autres informations requises à l'article L. 225-37 du Code de commerce.

Neuilly-sur-Seine et Paris-La Défense, le 6 mars 2012

Les Commissaires aux comptes

DELOITTE & ASSOCIES

ERNST & YOUNG et Autres

MAZARS

Véronique Laurent

Pascal Macioce

Isabelle Sapet

Pascal Pincemin

Charles-Emmanuel Chosson

Thierry Blanchetier

4.3 DIRECTION GÉNÉRALE

Dans sa volonté de poursuivre la continuité de l'exercice de la Direction Générale selon le mode de cumul des fonctions de Président et de Directeur Général, le Conseil d'Administration, lors de sa séance du 22 juillet 2008 à l'issue de la fusion-absorption de Gaz de France et de SUEZ, a décidé que la fonction exécutive de GDF SUEZ est assurée par le Président du Conseil d'Administration et le Vice-Président, Directeur Général Délégué. Depuis cette date, la Direction Générale de la Société est assumée par Gérard Mestrallet, Président-Directeur Général, et Jean-François Cirelli, Vice-Président, Directeur Général Délégué. Conformément à la loi, le Directeur Général Délégué assiste le Directeur Général.

Ce cumul des fonctions de Président-Directeur Général, complété par la présence d'un Vice-Président, Directeur Général Délégué, permet dans un environnement en constante évolution et particulièrement concurrentiel, la plus grande cohésion entre stratégie et fonction opérationnelle et la plus grande efficacité

dans les processus de décisions, tout en assurant le respect des meilleurs principes de gouvernance.

Le Conseil d'Administration, dans sa séance du 17 décembre 2008, a décidé, sur proposition du Président, de nommer un Vice-Président non-exécutif dont la mission est de présider le Conseil en cas d'absence du Président. Le mandat de Vice-Président non-exécutif est actuellement assumé par Albert Frère.

Le Président-Directeur Général et le Vice-Président, Directeur Général Délégué disposent des mêmes pouvoirs de représentation de la Société vis-à-vis des tiers. Dans l'ordre interne, les pouvoirs respectifs du Président-Directeur Général et du Vice-Président, Directeur Général Délégué sont déterminés par le Conseil d'Administration et par le Règlement Intérieur du Conseil qui en fixe les limitations (voir section 4.1.4.1).

4.3.1 LE COMITÉ DE DIRECTION

Le Comité de Direction de GDF SUEZ, présidé par le Président-Directeur Général ou le Vice-Président, Directeur Général Délégué, est composé au 1^{er} janvier 2012 de neuf membres ; il est en charge du pilotage du Groupe. Il établit les décisions stratégiques de GDF SUEZ selon les orientations définies par le Conseil d'Administration. Il se réunit en principe toutes les semaines. Le Comité de Direction est composé des membres suivants :

Gérard Mestrallet, *Président-Directeur Général*

Jean-François Cirelli, *Vice-Président, Directeur Général Délégué, en charge de la branche Énergie Europe* ⁽¹⁾

Dirk Beeuwsaert, *Directeur Général Adjoint, en charge de la branche Énergie International* ⁽⁵⁾

Valérie Bernis, *Directeur Général Adjoint, Communications et Marketing*

Jean-Louis Chaussade, *Directeur Général Adjoint, en charge de la branche Environnement*

Jean-Marie Dauger, *Directeur Général Adjoint, en charge de la branche Global Gaz & GNL*

Jean-Claude Depail, *Directeur Général Adjoint, en charge de la branche Infrastructures*

Henri Ducre, *Directeur Général Adjoint, en charge d'Énergie France* ⁽²⁾

Gérard Lamarche, *Directeur Général Adjoint, en charge des Finances* ⁽³⁾

Isabelle Kocher, *Directeur Général Adjoint* ⁽⁴⁾, *en charge des Finances*

Jérôme Tolot, *Directeur Général Adjoint, en charge de la branche Énergie Services*

(1) Depuis le 1^{er} janvier 2012.

(2) Membre du Comité de Direction jusqu'au 31 décembre 2011, H. Ducre est depuis le 1^{er} janvier 2012 membre du Comité Exécutif en charge d'Énergie France.

(3) Directeur Général Adjoint jusqu'au 31 décembre 2011, G. Lamarche était en charge des Finances jusqu'au 30 septembre 2011.

(4) Depuis le 1^{er} octobre 2011.

(5) Jusqu'au 31 décembre 2011, D. Beeuwsaert était en charge de la branche Énergie Europe & International.

4.3.2 LE COMITÉ EXÉCUTIF

Le Comité Exécutif examine les questions et décisions relatives principalement à la stratégie, au développement, à l'organisation du Groupe et à son pilotage d'ensemble. Il est composé au 1^{er} janvier 2012 de 26 membres, dont les membres du Comité de Direction, ainsi que les responsables de certaines directions fonctionnelles. Il se réunit en principe toutes les deux semaines. Le Comité Exécutif est composé des membres suivants :

Gérard Mestrallet, *Président-Directeur Général*

Jean-François Cirelli, *Vice-Président, Directeur Général Délégué, en charge de la branche Énergie Europe* ⁽¹⁾

Dirk Beeuwsaert, *Directeur Général Adjoint, en charge de la branche Énergie International* ⁽⁵⁾

Valérie Bernis, *Directeur Général Adjoint, Communications et Marketing*

Jean-Louis Chaussade, *Directeur Général Adjoint, en charge de la branche Environnement*

Jean-Marie Dauger, *Directeur Général Adjoint, en charge de la branche Global Gaz & GNL*

Jean-Claude Depail, *Directeur Général Adjoint, en charge de la branche Infrastructures*

Gérard Lamarche, *Directeur Général Adjoint, en charge des Finances* ⁽³⁾

Isabelle Kocher, *Directeur Général Adjoint, en charge des Finances* ⁽⁴⁾

Jérôme Tolot, *Directeur Général Adjoint, en charge de la branche Énergie Services*

Bruno Bensasson, *membre du Comité Exécutif* ⁽⁶⁾, *Directeur de la Stratégie et du Développement durable*

Jean-Louis Blanc, *membre du Comité Exécutif* ⁽⁶⁾, *Directeur de la Direction Commerciale et Marketing Groupe*

Claire Brabec-Lagrange, *membre du Comité Exécutif* ⁽⁶⁾, *Directeur Achats Groupe*

Alain Chaigneau, *membre du Comité Exécutif, Secrétaire Général* ⁽⁶⁾

Pierre Clavel, *membre du Comité Exécutif, Directeur Adjoint de la branche Global Gaz & GNL, en charge du Business Development* ⁽⁷⁾

Phil Cox, *membre du Comité Exécutif* ⁽⁸⁾, *Directeur Général de International Power PLC*

Henri Ducré, *Directeur Général Adjoint, en charge d'Énergie France* ⁽²⁾

Véronique Durand-Charlot, *membre du Comité Exécutif* ⁽⁶⁾, *Directeur des Systèmes d'Information*

Marc Florette, *membre du Comité Exécutif* ⁽⁶⁾, *Directeur de la Recherche et Innovation*

Yves de Gaulle, *membre du Comité Exécutif, Chargé de missions auprès du Président-Directeur Général de GDF SUEZ en charge de la Politique des Énergies Renouvelables* ⁽⁶⁾

Jean-Pierre Hansen, *membre du Comité Exécutif, Président du Comité de Politique Énergétique*

Emmanuel Hedde, *membre du Comité Exécutif* ⁽⁹⁾, *en charge de la Direction de l'Intégration, des Synergies et de la Performance*

Philippe Jeunet, *membre du Comité Exécutif, en charge de la Direction Audit et Risques*

Christelle Martin, *membre du Comité Exécutif, en charge des Ressources Humaines* ⁽¹⁰⁾

Paul Rorive, *membre du Comité Exécutif* ⁽⁶⁾, *Directeur du Développement Nucléaire*

Philippe Saimpert, *membre du Comité Exécutif, Chargé de mission auprès du Président-Directeur Général* ⁽¹⁰⁾

Denis Simonneau, *membre du Comité Exécutif* ⁽⁶⁾, *Directeur des Relations Européennes et Internationales*

Emmanuel van Innis, *membre du Comité Exécutif, Chargé de mission auprès du Président-Directeur Général* ⁽¹⁰⁾

Les secrétariats du Comité de Direction et du Comité Exécutif sont assurés par le Secrétariat Général.

(1) Depuis le 1^{er} janvier 2012.

(2) Membre du Comité de Direction jusqu'au 31 décembre 2011, H. Ducré est depuis le 1^{er} janvier 2012 membre du Comité Exécutif en charge d'Énergie France.

(3) Directeur Général Adjoint jusqu'au 31 décembre 2011, G. Lamarche était en charge des Finances jusqu'au 30 septembre 2011.

(4) Depuis le 1^{er} octobre 2011.

(5) Jusqu'au 31 décembre 2011, D. Beeuwsaert était en charge de la branche Énergie Europe & International

(6) Depuis le 1^{er} mai 2011.

(7) Membre du Comité Exécutif, P. Clavel est depuis le 1^{er} janvier 2012, Directeur Adjoint de la branche Global Gaz & GNL, en charge du Business Development.

(8) Depuis le 3 février 2011.

(9) Jusqu'au 31 décembre 2011.

(10) Depuis le 1^{er} juillet 2011.

4.4 RAPPORT SPÉCIAL DES COMMISSAIRES AUX COMPTES SUR LES CONVENTIONS ET ENGAGEMENTS RÉGLEMENTÉS, TRANSACTIONS ENTRE PARTIES LIÉES, CONTRATS DE SERVICES

4.4.1 RAPPORT SPÉCIAL DES COMMISSAIRES AUX COMPTES SUR LES CONVENTIONS ET ENGAGEMENTS RÉGLEMENTÉS

Aux Actionnaires,

En notre qualité de Commissaires aux comptes de votre société, nous vous présentons notre rapport sur les conventions et engagements réglementés.

Il nous appartient de vous communiquer, sur la base des informations qui nous ont été données, les caractéristiques et les modalités essentielles des conventions et engagements dont nous avons été avisés ou que nous aurions découverts à l'occasion de notre mission, sans avoir à nous prononcer sur leur utilité et leur bien-fondé ni à rechercher l'existence d'autres conventions et engagements. Il vous appartient, selon les termes de l'article R. 225-31 du Code de commerce, d'apprécier l'intérêt qui s'attachait à la conclusion de ces conventions et engagements en vue de leur approbation.

Par ailleurs, il nous appartient, le cas échéant, de vous communiquer les informations prévues à l'article R. 225-31 du Code de commerce relatives à l'exécution, au cours de l'exercice écoulé, des conventions et engagements déjà autorisés par l'Assemblée Générale.

Nous avons mis en œuvre les diligences que nous avons estimé nécessaires au regard de la doctrine professionnelle de la Compagnie nationale des Commissaires aux comptes relative à cette mission. Ces diligences ont consisté à vérifier la concordance des informations qui nous ont été données avec les documents de base dont elles sont issues.

Conventions et engagements soumis à l'approbation de l'Assemblée Générale

Conventions et engagements autorisés au cours de l'exercice écoulé

En application de l'article L. 225-40 du Code de commerce, nous avons été avisés des conventions et engagements suivants qui ont fait l'objet de l'autorisation préalable de votre Conseil d'Administration.

1. Avec les sociétés CNP Assurances, CDC infrastructure, la Caisse des Dépôts et Consignations (CDC), Société d'Infrastructures Gazières (SIG) et GRTgaz

Administrateurs concernés

M. Alphantery, administrateur de GDF SUEZ et Président de CNP Assurances, M. Bailly, administrateur de GDF SUEZ et de CNP Assurances, et M. Fernandez, administrateur de GDF SUEZ, et de CNP Assurances et membre de la Commission de Surveillance de la CDC

a. Nature, objet et modalités : Opération d'investissement de la Société d'Infrastructures Gazières (SIG) dans le capital social de GRTgaz

L'accord d'investissement, signé le 27 juin 2011 par CNP Assurances, CDC Infrastructure, la CDC, SIG, GRTgaz et GDF SUEZ détermine les termes et les conditions de l'investissement de SIG au capital social de GRTgaz. Cet investissement a été réalisé le 12 juillet 2011 pour partie par souscription de SIG à une augmentation du capital de GRTgaz et pour une autre partie, par l'acquisition concomitante par SIG d'actions de GRTgaz auprès de GDF SUEZ.

Le prix d'acquisition d'environ 18,2% du capital étant fixé à 810 millions d'euros et la souscription d'actions pour environ 6,8% du capital à 300 millions d'euros, le montant total de l'opération s'élève à 1 110 millions d'euros.

Des déclarations et garanties ont été données par GDF SUEZ parmi lesquelles les déclarations usuelles (notamment propriété des actions GRTgaz cédées, sincérité des comptes de GRTgaz, détention par GRTgaz des actifs nécessaires à ses activités, conformité aux lois). GDF SUEZ s'est engagée à indemniser les pertes subies par SIG du fait de l'inexactitude des déclarations et garanties dans la limite d'un plafond égal à 15% du montant de l'investissement et sans limitation s'agissant des pertes subies par SIG du fait de l'inexactitude de certaines déclarations spécifiques (notamment absence de pollution de nature à imposer des travaux de dépollution à la charge de GRTgaz dont le coût ne serait pas pris en charge par le tarif). La durée des garanties est de dix-huit mois, sauf s'agissant de la garantie spécifique relative à l'environnement dont la durée est de vingt ans.

Le Conseil d'Administration, dans sa séance du 22 juin 2011, a autorisé la conclusion de l'accord d'investissement, dont le projet lui a été présenté.

b. Nature, objet et modalités : Pacte d'actionnaires relatif à la société GRTgaz

Le pacte d'actionnaires conclu le 27 juin 2011 entre GDF SUEZ et SIG, et en présence de GRTgaz, CNP Assurances, CDC Infrastructure et la CDC organise les droits et obligations des actionnaires de la société GRTgaz et établit les règles de gouvernance dans le respect de la réglementation spécifique applicable à GRTgaz. Ce pacte d'actionnaires est conclu pour une durée de vingt ans (renouvelable une fois pour une période de dix ans).

Ce pacte d'actionnaires octroie à SIG les droits usuels dont bénéficie un actionnaire minoritaire.

Le Conseil d'Administration, dans sa séance du 22 juin 2011, a autorisé la conclusion du pacte d'actionnaires dont le projet lui a été présenté.

2. Avec la société GDF SUEZ Management Company

Nature, objet et modalités : Dispositif de retraite des mandataires sociaux exécutifs

Le Conseil d'Administration, dans sa séance du 12 novembre 2008, avait expressément approuvé les propositions du Comité des rémunérations relatives au maintien des dispositions afférentes aux régimes de retraite dont bénéficient le Président-Directeur Général, M. Gérard Mestrallet, et le Vice-Président Directeur Général Délégué, M. Jean-François Cirelli.

Se référant à sa décision du 12 novembre 2008, approuvée par l'Assemblée Générale des actionnaires du 4 mai 2009, reconduisant le régime collectif de retraite supplémentaire dont bénéficie M. Gérard Mestrallet au même titre que l'ensemble des cadres dirigeants ex-SUEZ, et constatant que la modification de l'organisation interne au Groupe consécutive à la fusion des sociétés Gaz de France et SUEZ consistant en la création de la société GDF SUEZ Management Company pourrait avoir pour effet de compromettre la mise en œuvre régulière de sa décision du 12 novembre 2008, le Conseil d'Administration du 20 septembre 2011 a autorisé à l'unanimité (i) le transfert du contrat de travail suspendu de M. Gérard Mestrallet de GDF SUEZ à GDF SUEZ Management Company, (ii) la reprise corrélative de ses droits acquis au titre des régimes collectifs de prévoyance et de retraite applicables aux dirigeants de GDF SUEZ et (iii) la convention de remboursement consécutive entre GDF SUEZ et GDF SUEZ Management Company.

Conventions et engagements déjà approuvés par l'Assemblée Générale

Conventions et engagements approuvés au cours d'exercices antérieurs

a) dont l'exécution s'est poursuivie au cours de l'exercice écoulé

En application de l'article R. 225-30 du Code de commerce, nous avons été informés que l'exécution des conventions et engagements suivants, déjà approuvés par l'Assemblée Générale au cours d'exercices antérieurs, s'est poursuivie au cours de l'exercice écoulé.

1. Avec les sociétés Crédit Agricole Corporate and Investment Bank et BNP Paribas

Nature, objet et modalités : Acquisition d'une participation de 9% dans la société Nord Stream AG (Phase I)

Dans le cadre de l'acquisition par GDF SUEZ Holding Switzerland AG, d'une participation de 9% du capital de Nord Stream AG, société suisse dont l'objet est la construction et l'exploitation de deux pipelines de gaz naturel offshore traversant la mer Baltique de la Russie à l'Allemagne, GDF SUEZ agira en tant que « Sponsor » pour le financement de ce projet et sera amené à signer :

- un contrat d'accession au Subordination Deed (Accession Memorandum to the Subordination Deed), dont l'objet est notamment de subordonner les créances de GDF SUEZ sur Nord Stream AG aux créances des prêteurs ;
- une garantie d'achèvement (Completion Guarantee) non solidaire aux termes de laquelle GDF SUEZ garantit l'exécution par GDF SUEZ Holding Switzerland AG de ses obligations de garantie de Nord Stream AG de remboursement de la dette senior. L'engagement de GDF SUEZ est limité à 9% et jusqu'à la mise en service du premier gazoduc (environ 400 millions d'euros et jusqu'à une date estimée à novembre 2011) ;

Par ailleurs GDF SUEZ sera amené à s'engager à signer, notamment, les contrats suivants, le cas échéant :

- un « Change in Law Commitment Agreement » couvrant le risque d'un changement de loi (à l'exclusion du droit russe) qui empêcherait Nord Stream AG de réaliser la prestation de transport pour son client Gazprom Export au titre du Gas Transportation Agreement, seule source de revenu pour Nord Stream AG. L'engagement de GDF SUEZ est limité à 9% des contributions des actionnaires nécessaires à Nord Stream AG pour payer les « senior debt obligations » et « operating costs » pour la durée du financement (environ 6 100 millions d'euros pour 100% et pour une durée estimée de dix à seize ans) ;
- un « Disputed Claim Commitment Agreement » couvrant les éventuelles réclamations contestées par Nord Stream AG en lien avec les contrats majeurs de construction au moment de l'achèvement de la phase I du gazoduc. L'engagement de GDF SUEZ est limité à 9% des dites réclamations ;
- un « Decommissioning Commitment Agreement » et un « Shareholder Commitment Agreement » qui devraient être fournis, en cas d'abandon de la construction du second pipeline, afin de couvrir respectivement les coûts de démantèlement éventuel des travaux de phase II qui auraient été engagés avant l'achèvement de la phase I et les coûts de projet (développement, études, etc.) en lien avec la phase II. L'engagement de GDF SUEZ est limité à 9% desdits coûts.

Ces garanties devraient être émises à l'issue de la phase I et découlent de la *Completion Guarantee* qui sera quant à elle émise à la signature des contrats d'acquisition des 9% dans Nord Stream AG.

Les garanties susvisées (y compris la *Completion Guarantee*) et le contrat d'accession seront émis au profit de Nord Stream AG et de Société Générale agissant en tant que Security Agent pour son compte et pour l'ensemble des banques prêteuses au titre desquelles figurent BNP Paribas et Crédit Agricole Corporate and Investment Bank. Bien que l'engagement de GDF SUEZ soit limité à 9% des obligations garanties, ces dernières ne prévoient pas de maximum.

Le Conseil d'Administration de GDF SUEZ, dans sa séance du 20 janvier 2010, a expressément autorisé le principe et dans sa séance du 23 juin 2010 la signature et l'émission du contrat d'accession et des garanties susvisées.

Le contrat d'accession au Subordination Deed et la garantie d'achèvement (Completion Guarantee) ont été signés le 1^{er} juillet 2010. Ces conventions n'ont pas eu d'effet sur l'exercice 2011. En outre, aucun des Commitments ci-dessus visés n'a été signé à ce jour.

2. Avec la société SUEZ Environnement Company

Nature, objet et modalités : Accord de financement avec SUEZ Environnement

L'accord cadre de financement initial conclu le 5 juin 2008 entre SUEZ, SUEZ Environnement et SUEZ Environnement Company prenant fin au 31 décembre 2010, SUEZ Environnement Company a demandé par anticipation sa prolongation au-delà de cette date, notamment en vue de conserver une ligne de back up et de conforter ses sources de liquidité et son rating.

Ce prolongement du soutien à SUEZ Environnement s'inscrivait dans un contexte de prolongation des accords de 2008 et d'absence de tension de liquidité au niveau de SUEZ Environnement (estimée à 2,5 milliards d'euros fin 2010).

La nouvelle convention entre GDF SUEZ, GDF SUEZ Finance et SUEZ Environnement Company et SUEZ Environnement, fixe les principales modalités des financements du groupe SUEZ Environnement Company pour la période 2011-2013. Les financements seront fournis par GDF SUEZ Finance ou toute autre entité du groupe GDF SUEZ et pourront être octroyés à toute entité du groupe SUEZ Environnement Company, SUEZ Environnement Company ou SUEZ Environnement devant en garantir le remboursement en cas d'octroi à l'une de leurs filiales. Le montant global des financements octroyés est limité au montant total des besoins de financement du groupe SUEZ Environnement Company tel que convenu annuellement entre GDF SUEZ et SUEZ Environnement Company. Les prêts sont consentis à des conditions de marché, en fonction de la durée du prêt.

Le Conseil d'Administration de GDF SUEZ, dans sa séance du 15 septembre 2010, a autorisé la signature d'une nouvelle convention de financement d'un montant de 350 millions d'euros, à échéance du 15 juillet 2013. Cette convention a pris effet le 1^{er} janvier 2011.

Au 31 décembre 2011, le montant des prêts et des avances en compte courant accordés par le groupe GDF SUEZ au groupe SUEZ Environnement Company s'élevait à 148,2 millions d'euros. Les produits financiers nets générés se sont élevés à 7,4 millions d'euros pour l'exercice clos le 31 décembre 2011.

3. Avec Electrabel et International Power Plc

Nature, objet et modalités : Rapprochement avec International Power Plc

Des pourparlers ont été engagés avec International Power Plc fin 2009 et ont abouti dans le courant de l'été 2010 à un projet de rapprochement sur la base de l'acquisition par GDF SUEZ de 70% du capital d'International Power Plc par voie d'apports d'actifs provenant de la branche GDF SUEZ Énergie International d'Electrabel et assortie du versement d'un dividende exceptionnel de 92 pence par action aux actionnaires d'International Power Plc.

Le Conseil d'Administration de GDF SUEZ, dans sa séance du 19 juillet 2010, a autorisé le Président-Directeur Général, M. Gérard Mestrallet, à présenter une offre à International Power Plc et lui a donné tous pouvoirs pour négocier, arrêter les termes de l'accord et signer le *Memorandum of understanding*.

À la suite de l'autorisation donnée par le Conseil d'Administration du 19 juillet 2010, un projet d'accord a été conclu entre GDF SUEZ et International Power, le 8 août 2010, qui a été approuvé par les conseils d'administration des deux sociétés réunis le 9 août 2010.

Le Conseil d'Administration du 9 août 2010 a, notamment, autorisé à l'unanimité la conclusion du *Memorandum of understanding*, ainsi que sa signature, et donné tous pouvoirs au Président-Directeur Général afin de poursuivre la négociation.

Dans sa séance du 15 septembre 2010, le Conseil d'Administration a pris acte de l'avis favorable émis par le comité d'entreprise européen du Groupe et autorisé la signature :

- du Merger Agreement, équivalent en droit français du traité d'apport ; il contient notamment la description des actifs et passifs apportés, la parité d'échange et certaines déclarations et garanties ;
- du Relationship Agreement qui est un pacte conclu entre GDF SUEZ, Electrabel et International Power ; il régit essentiellement la gouvernance d'International Power ;
- du Services Agreement, conclu entre Electrabel et International Power Plc pour une durée de cinq ans renouvelable annuellement et qui prévoit la fourniture par Electrabel de services de support dans divers domaines relatifs à la stratégie, le contrôle interne, l'audit et la gestion des risques, la finance, la fiscalité, les systèmes d'information, la gestion des ressources humaines et la communication ;
- de l'Expatriate Services Agreement, conclu entre Electrabel et International Power Plc pour une durée de cinq ans renouvelable annuellement et qui prévoit la fourniture par Electrabel de services de gestion des expatriés pour le compte d'International Power Plc ;
- du Financing Framework Agreement qui détermine les conditions applicables aux accords de financement entre Electrabel, GDF SUEZ et International Power Plc.

À la suite de ces décisions du conseil, le *Memorandum of understanding* a été transformé en accords engageants, qui ont été signés le 13 octobre 2010, et l'Assemblée Générale des actionnaires d'International Power Plc a approuvé l'opération, à 99%, le 16 décembre 2010.

Le closing de la transaction est intervenu le 3 février 2011.

Au 31 décembre 2011, les prêts et avances accordés par le Groupe à International Power Plc au titre du Financing Framework Agreement, s'élevaient à 957 millions d'euros et les produits d'intérêts nets y afférant ont été de 20 millions d'euros en 2011. Pour les Services Agreement, les prestations facturées à International Power Plc en 2011 s'élèvent à 26 millions d'euros et pour l'Expatriate Services Agreement à 13 millions d'euros.

4. Avec l'État français

Nature, objet et modalités : Contrat de service public

GDF SUEZ a signé en décembre 2009 un Contrat de service public avec l'État français. Ce contrat a pour objet de constituer la référence des engagements pris par GDF SUEZ S.A, au titre des activités gérées directement ainsi que des activités relevant du gestionnaire de réseau de distribution (GrDF), du gestionnaire du réseau de transport (GRTgaz) et des filiales « stockage » (Storengy) et « terminaux » (Elengy) en vue d'assurer la pérennité des missions de service public que le législateur lui a confiées. Ce contrat porte sur la période 2010-2013.

Ce contrat présente les engagements pris par le Groupe en matière de (i) responsabilité vis-à-vis des utilisateurs, (ii) sécurité des biens et des personnes, (iii) solidarité et prise en charge des clients les plus démunis, et (iv) de développement durable et de recherche.

Concernant les tarifs de ventes, ce contrat redéfinit le cadre réglementaire global de fixation et d'évolution des tarifs réglementés du gaz naturel en France. En outre, un arrêté ministériel a précisé le mode d'évolution des tarifs en 2010. L'ensemble de ce dispositif précise les conditions d'évolution des tarifs réglementés et détermine les règles et les responsabilités des différents acteurs sur la période 2010-2013.

Le gouvernement publiera, chaque année, un arrêté fixant les conditions d'évolution des tarifs réglementés du gaz naturel pour l'année à venir. Entre deux arrêtés, GDF SUEZ saisira la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) pour toute révision de tarif justifiée par l'évolution de la valeur des indices de la formule tarifaire.

Le Conseil d'Administration, dans sa séance du 9 décembre 2009, a expressément autorisé cette convention.

5. Avec les sociétés Groupe Bruxelles Lambert, Caisse des Dépôts et Consignations, CNP Assurances, Sofina, Areva et SUEZ Environnement Company

Nature, objet et modalités : Pacte d'actionnaires de SUEZ Environnement Company

Dans le cadre de l'opération d'apport-distribution du Pôle Environnement de SUEZ (« l'Apport-Distribution »), les sociétés SUEZ, Groupe Bruxelles Lambert, Sofina, la Caisse des Dépôts et Consignations, Areva et CNP Assurances, ainsi que SUEZ Environnement Company ont conclu le 5 juin 2008 un pacte d'actionnaires d'une durée de cinq ans renouvelable, à compter de la réalisation de l'apport-distribution. Le pacte d'actionnaires est constitutif entre les parties d'un concert au sens de l'article L. 233-10 du Code de commerce, au sein duquel GDF SUEZ joue un rôle prédominant. Il a pour effet de conférer le contrôle de SUEZ Environnement Company à GDF SUEZ.

Le pacte serait résilié par anticipation dans l'hypothèse où (i) l'ensemble des titres soumis au pacte représenterait moins de 20% du capital de SUEZ Environnement Company, ou (ii) GDF SUEZ ne serait plus l'actionnaire prédominant au sein du concert. Par ailleurs, dans le cas où une partie viendrait à détenir moins du tiers de sa participation initiale, le pacte sera résilié à son égard mais sera maintenu dans toutes ses dispositions à l'égard des autres parties.

Le Conseil d'Administration de SUEZ a expressément autorisé cette convention lors de sa séance du 4 juin 2008.

Nature, objet et modalités : Avenant au pacte d'actionnaires de SUEZ Environnement Company

À la suite de la signature le 5 juin 2008 du pacte d'actionnaires précité, il a été décidé de conclure un avenant à ce pacte.

Aux termes du pacte, les organes sociaux de SUEZ Environnement et de SUEZ Environnement Company devaient être composés de façon identique et les décisions concernant les filiales contrôlées de SUEZ Environnement Company qui devaient, si elles étaient prises au niveau de la société, être soumises au Conseil d'Administration, feraient l'objet d'une délibération préalable du Conseil d'Administration de SUEZ Environnement Company.

Dans un souci de simplification du fonctionnement opérationnel du groupe SUEZ Environnement Company, les parties au pacte ont convenu, par voie d'avenant, de supprimer l'obligation de répliquer la composition des organes sociaux de SUEZ Environnement Company au sein des organes sociaux de SUEZ Environnement, étant entendu que SUEZ Environnement Company fera en sorte que les décisions intéressant les filiales contrôlées soient effectivement mises en œuvre par les filiales concernées, conformément aux décisions prises par le Conseil d'Administration.

Le Conseil d'Administration de GDF SUEZ a expressément autorisé l'avenant au pacte d'actionnaires de SUEZ Environnement Company dans sa séance du 22 octobre 2008. L'avenant est entré en vigueur le 18 décembre 2008 et a perduré jusqu'en 2011 sans modification.

6. Avec la société SUEZ Environnement Company

Nature, objet et modalités : Contrat de coopération et de fonctions partagées

Un contrat de coopération et de fonctions partagées a été conclu entre SUEZ et SUEZ Environnement Company. À travers ce contrat, SUEZ et SUEZ Environnement Company conviennent de poursuivre leur coopération principalement dans les domaines de la stratégie, de la comptabilité, du contrôle interne, de l'audit et des risques, de la finance, de la politique fiscale, des services informatiques et de la communication, étant précisé que l'ensemble des droits et obligations de SUEZ au titre du contrat a été transféré à GDF SUEZ.

Sous réserve des dispositions législatives et réglementaires, les salariés de SUEZ Environnement Company et ses filiales seront éligibles aux futures opérations d'attribution de stock-option et d'actions gratuites, ainsi qu'aux futurs plans d'actionnariat salarié de GDF SUEZ.

Enfin, SUEZ Environnement Company et SUEZ conviennent que SUEZ Environnement Company continuera de bénéficier de services centralisés fournis par GDF SUEZ et notamment des centres d'expertise de GDF SUEZ.

Le Conseil d'Administration de SUEZ a expressément autorisé cette convention lors de sa séance du 4 juin 2008.

7. Avec la société SUEZ Environnement

Nature, objet et modalités : Contrat de licence de marque

Dans le cadre de l'opération d'apport-distribution du Pôle Environnement de SUEZ (« l'Apport-Distribution »), SUEZ et SUEZ Environnement ont conclu un contrat de licence de marque aux termes duquel SUEZ concède à SUEZ Environnement, pour une durée de cinq ans à compter de la réalisation de la fusion entre Gaz de France et SUEZ (renouvelable par tacite reconduction), le droit d'utiliser de manière non-exclusive et à titre gratuit la marque « SUEZ » dans sa dénomination sociale ainsi que dans certaines marques. Le contrat prévoit que SUEZ dispose d'un droit de regard sur les actions de communication et de promotion envisagées par SUEZ Environnement.

Le Conseil d'Administration de SUEZ a expressément autorisé cette convention lors de sa séance du 4 juin 2008.

Nature, objet et modalités : Transfert économique au profit de SUEZ Environnement des droits et obligations liés aux participations détenues par SUEZ dans les sociétés argentines Aguas Argentinas et Aguas Provinciales de Santa Fe

Dans le cadre de l'opération d'apport-distribution du Pôle Environnement de SUEZ (« l'Apport-Distribution »), SUEZ et SUEZ Environnement ont conclu un accord portant sur le transfert économique, au profit de SUEZ Environnement, des droits et obligations liés aux participations détenues par SUEZ dans les sociétés argentines Aguas Argentinas et Aguas Provinciales de Santa Fe, s'y rapportant ou en découlant (les « Droits Argentins »).

Le Conseil d'Administration de SUEZ a expressément autorisé cette convention lors de sa séance du 4 juin 2008.

En 2011, SUEZ Environnement a refacturé 1,5 millions d'euros d'honoraires d'avocats et de conseils à GDF SUEZ S.A.

8. Avec Crédit Agricole S.A.

Nature et objet

SUEZ a accordé une garantie de passif à la société Crédit Agricole S.A. dans le cadre de la cession du contrôle majoritaire de la Banque Indosuez à cette dernière.

Modalités

Cette convention a fait l'objet, en décembre 2011, d'un appel en garantie d'un montant de 10,3 millions d'euros. Le montant pouvant encore être appelé au titre de cette garantie s'élève au 31 décembre 2011 à 351 millions d'euros.

b) sans exécution au cours de l'exercice écoulé

Par ailleurs, nous avons été informés de la poursuite des conventions et engagements suivants, déjà approuvés par l'Assemblée Générale au cours d'exercices antérieurs, qui n'ont pas donné lieu à exécution au cours de l'exercice écoulé.

1. Avec la société Electrabel

Nature, objet et modalités : Cession des titres SUEZ Tractebel

Le 19 juillet 2007, SUEZ a conclu avec Electrabel un accord de cession de la totalité des titres SUEZ Tractebel à cette dernière, le transfert de propriété étant intervenu le 24 juillet 2007. Le Conseil d'Administration de SUEZ, dans sa séance du 4 juillet 2007, a expressément autorisé l'opération de cession, ainsi que la convention.

La convention de cession est assortie d'une clause de garantie de passif d'un montant maximal de 1,5 milliard d'euros et d'une période maximale allant jusqu'au 31 mars 2013.

Cette convention n'a pas eu d'effet sur l'exercice 2011.

2. Avec des sociétés du groupe GDF SUEZ membres du GIE SUEZ Alliance

Nature, objet et modalités : Adhésion au GIE SUEZ Alliance (devenu GIE GDF SUEZ Alliance)

Le Conseil d'Administration de SUEZ, dans sa séance du 4 juillet 2001, a autorisé la création d'un véhicule de financement ad hoc, le GIE SUEZ Alliance, devenu GIE GDF SUEZ Alliance, et l'adhésion de SUEZ à ce GIE.

Il a, en outre, décidé l'octroi par SUEZ d'une garantie au profit des autres membres du GIE, filiales de SUEZ. Ainsi, en sa qualité de société tête du groupe, GDF SUEZ est le garant ultime à l'égard des autres membres pour toute dette que l'un de ceux-ci aurait à payer et qui dépasserait sa quote-part.

Ces conventions n'ont pas eu d'effet sur l'exercice 2011.

3. Avec des sociétés du groupe GDF SUEZ non membres du GIE SUEZ Alliance (devenu GIE GDF SUEZ Alliance)

Nature, objet et modalités

Dans sa séance du 9 mars 2005, le Conseil d'Administration de SUEZ a expressément autorisé l'élargissement des activités du GIE SUEZ Alliance (devenu GIE GDF SUEZ Alliance) aux filiales de SUEZ les plus significatives non membres du GIE SUEZ Alliance, afin de faciliter leurs financements.

En sa qualité de société tête du Groupe, GDF SUEZ est le garant ultime à l'égard de ces filiales pour toute dette que l'une de celles-ci aurait à payer et qui dépasserait la quote-part de la société membre qui se porte garante.

Cette convention n'a pas eu d'effet sur l'exercice 2011.

4. Avec la société FirstMark Communication France

Nature, objet et modalités

Le Conseil d'Administration de SUEZ, dans sa séance du 26 avril 2002, a autorisé l'apport par SUEZ de FirstMark Communication France à Neuf Telecom (ex-LD Com), pour un montant de 210 millions d'euros.

Cette opération d'apport comporte en faveur de Neuf Telecom certains engagements directs et la garantie de l'ensemble des obligations de trois filiales de SUEZ fusionnées avec SUEZ Communication au cours de l'exercice 2004. Seules subsistent à ce jour les garanties de type fiscal et les garanties relatives au report déficitaire.

Cette convention n'a pas eu d'effet sur l'exercice 2011.

5. Avec la société Ondeo Nalco

Nature, objet et modalités

Dans le cadre de la cession par Ondeo Nalco de son siège social, suivie d'un contrat de location pour une durée de vingt-cinq ans, pouvant être renouvelé, le Conseil d'Administration de SUEZ, dans sa séance du 20 novembre 2002, a autorisé une garantie sur toutes les obligations d'Ondeo Nalco. Dans sa séance du 26 août 2003, il a maintenu cette garantie après la cession d'Ondeo Nalco.

La garantie est illimitée pour la durée des obligations afférentes au bail (y compris les renouvellements) et aux autres accords. Cette garantie est irrévocable et inconditionnelle.

Ondeo Nalco contre-garantissant SUEZ et les deux sociétés étant signataires d'un « Participation Agreement », dans le cadre de cette opération, les conventions correspondantes avaient été préalablement autorisées.

Cette garantie n'a pas eu d'effet sur l'exercice 2011.

6. Avec la société GDF SUEZ Énergie Services

Nature, objet et modalités

Le Conseil d'Administration de SUEZ, dans sa séance du 4 juillet 2001, a autorisé l'engagement de bonne fin en faveur de la société GDF SUEZ Énergie Services (ex-Elyo), relatif à la construction et à l'exploitation d'une usine d'incinération d'ordures ménagères à Rillieux-la-Pape (Rhône). Cette convention prendra fin le 30 juin 2019.

Cette convention n'a pas eu d'effet sur l'exercice 2011.

7. Avec la société Cofixel

Nature, objet et modalités

Le Conseil d'Administration de SUEZ, dans sa séance du 4 juillet 2001, a autorisé la cession de Ineo, Entrepose et Delattre-Levivier à la société Cofixel (holding française de Fabricom).

Au cours de cette même séance, le Conseil d'Administration de SUEZ a autorisé notamment des garanties, pour un montant limité globalement à 40 millions d'euros, et portant sur l'ensemble des sociétés cédées. Seules demeuraient, en 2011, les garanties qui avaient fait l'objet d'un appel conservatoire lié à des litiges en cours.

Cette convention, désormais expirée, n'a pas eu d'effet sur l'exercice 2011.

8. Avec la société Findim

Nature, objet et modalités

La caution solidaire de SUEZ donnée à l'acquéreur d'ISM S.A. pour le paiement de toutes les sommes dues par la société Findim, concernant la mise en œuvre des garanties accordées dans le cadre de la cession d'ISM S.A., a expiré au cours de l'exercice 2008. Seuls subsistent à ce jour les appels en garantie exercés avant la date d'expiration de la caution solidaire.

Cette convention n'a pas eu d'effet sur l'exercice 2011.

Conventions et engagements approuvés au cours de l'exercice écoulé

Nous avons par ailleurs été informés de l'exécution, au cours de l'exercice écoulé, des conventions et engagements suivants, déjà approuvés par l'Assemblée Générale du 2 mai 2011, sur rapport spécial des Commissaires aux comptes du 10 mars 2011.

Avec les sociétés Crédit Agricole Corporate and Investment Bank et BNP Paribas

Nature, objet et modalités : Acquisition d'une participation de 9% dans la société Nord Stream AG (Phase II)

Au cours de la séance du 13 janvier 2011 le Conseil d'Administration de GDF SUEZ a examiné le projet de financement de la phase II du projet Nordstream.

Agissant en qualité de « sponsor », GDF SUEZ sera amené à signer une garantie d'achèvement (*Phase II Completion Guarantee*) non solidaire aux termes de laquelle GDF SUEZ garantit l'exécution par GDF SUEZ Holding Switzerland AG de ses obligations de garantie de Nord Stream AG de remboursement de la dette senior, pour la Phase II du gazoduc. L'engagement de GDF SUEZ est limité à 9% et jusqu'à la mise en service du deuxième gazoduc (environ 250 millions d'euros et jusqu'en juin 2014).

GDF SUEZ devra, en outre, s'engager au titre des contrats suivants et à les signer, le cas échéant, à savoir :

- un « Change in Law Commitment Agreement », autorisé par le Conseil d'Administration du 23 juin 2010, a été amendé pour couvrir le risque d'un changement de loi (à l'exclusion du droit russe) qui empêcherait Nord Stream AG de réaliser la prestation de transport pour son client Gazprom Export au titre du Gas Transportation Agreement, seule source de revenus pour Nord Stream AG. L'engagement de GDF SUEZ est limité à 9% des contributions des actionnaires nécessaires à Nord Stream AG pour payer les « senior debt obligations » et « operating costs » pour une durée du financement de dix à seize ans).
- Cette garantie serait émise en faveur des banques prêteuses pour le financement de la Phase II.
- un « Repair Costs Commitment Agreement » couvrant des contributions des actionnaires nécessaires à Nord Stream AG

pour payer les réparations du gazoduc suite aux dommages qui pourraient survenir pendant la période de test de fiabilité du gazoduc. L'engagement de GDF SUEZ étant également limité à 9% des coûts avec un maximum de 11,7 millions d'euros.

- un « Phase II Disputed Claim Commitment Agreement » couvrant les éventuelles réclamations contestées par Nord Stream AG en lien avec les contrats majeurs de construction au moment de l'achèvement de la Phase II du gazoduc. L'engagement de GDF SUEZ est limité à 9% des dites réclamations.

Bien que les garanties données au titre du « *Change in Law Commitment Agreement* » et du « *Phase II Disputed Claim Commitment Agreement* » soient limitées à 9% des obligations garanties, ces dernières ne prévoient pas de maximum.

Par ailleurs, la durée estimée de l'engagement de GDF SUEZ a été mise à jour suite à la signature de la garantie d'achèvement (*Phase I Completion Guarantee*) le 1^{er} juillet 2010. L'engagement de GDF SUEZ est limité à 9% et jusqu'à la mise en service du premier gazoduc (environ 400 millions d'euros et jusqu'à une date estimée à mai 2013) ;

Le Conseil d'Administration, lors de sa séance du 13 janvier 2011 a :

- confirmé son autorisation du 23 juin 2010 pour la signature des garanties de la Phase I, qui ont été amendées afin de constater l'entrée de GDF SUEZ au projet le 1^{er} juillet 2010, et le financement de la Phase II ;
- autorisé la signature et l'émission des garanties susvisées de la Phase II du projet Nord Stream.

GDF SUEZ a signé la garantie d'achèvement (*Phase II Completion Guarantee*) le 4 mars 2011. Cette convention n'a pas eu d'effet sur l'exercice 2011. En outre, aucun des Commitments ci-dessus visés n'a été signé à ce jour.

Neuilly-sur-Seine et Paris-La Défense, le 6 mars 2012

Les Commissaires aux comptes

DELOITTE & ASSOCIES

ERNST & YOUNG et Autres

MAZARS

Véronique Laurent

Pascal Macioce

Isabelle Sapet

Pascal Pincemin

Charles-Emmanuel Chosson

Thierry Blanchetier

4.4.2 TRANSACTIONS ENTRE PARTIES LIÉES

Se référer à la note 24 des Comptes Consolidés.

4.4.3 CONTRATS DE SERVICE LIANT LES MEMBRES DES ORGANES D'ADMINISTRATION OU DE DIRECTION

À la connaissance de GDF SUEZ, il n'existe pas de contrat de service liant les membres des organes d'administration ou de direction à la Société ou à l'une quelconque de ses filiales, prévoyant l'octroi d'avantages au terme d'un tel contrat.

4.5 RÉMUNÉRATIONS ET AVANTAGES DES MEMBRES DES ORGANES D'ADMINISTRATION ET DE DIRECTION

4.5.1 RÉMUNÉRATION DES DIRIGEANTS MANDATAIRES SOCIAUX

La rémunération des dirigeants mandataires sociaux est décidée par le Conseil d'Administration sur proposition du Comité des Rémunérations, en tenant compte des comparaisons effectuées dans les sociétés comparables en France et en Europe, ainsi que du taux de satisfaction des objectifs quantitatifs et qualitatifs assignés à chacun.

4.5.1.1 Rémunération fixe

Sur recommandation du Comité des Rémunérations, le Conseil d'Administration a décidé de maintenir à l'identique les rémunérations fixes 2011 des deux dirigeants mandataires sociaux, par rapport à l'exercice 2010.

Le total de la rémunération fixe effectivement versée en 2011 par GDF SUEZ à Gérard Mestrallet, Président-Directeur Général, s'est élevé à 1 405 469 euros, en ce compris l'avantage en nature (5 469 euros).

Le total de la rémunération fixe effectivement versée en 2011 par GDF SUEZ à Jean-François Cirelli, Vice-Président, Directeur Général Délégué, s'est élevé à 1 001 216 euros, en ce compris l'avantage en nature (1 216 euros).

Lors de sa réunion du 8 février 2012, sur proposition du Comité des Rémunérations, le Conseil d'Administration a décidé que la rémunération fixe 2012 des deux dirigeants mandataires sociaux demeurerait inchangée par rapport à l'exercice 2011.

4.5.1.2 Régime de retraite

En matière de retraite, le Conseil d'Administration de GDF SUEZ, dans sa séance du 12 novembre 2008, a approuvé les propositions du Comité des Rémunérations de ne pas interrompre, et de reconduire, les droits à retraite du Président-Directeur Général, lequel continuera à bénéficier du système collectif de retraite des dirigeants de l'ex-Groupe SUEZ, et du Vice-Président, Directeur Général Délégué, lequel continuera à bénéficier du régime spécial de retraite des industries électriques et gazières applicable à Gaz de France. Cette décision, qui a pris la forme d'une convention réglementée, a été soumise et approuvée par l'Assemblée Générale des actionnaires de GDF SUEZ du 4 mai 2009.

Gérard Mestrallet ne bénéficie d'aucun avantage de retraite accordé à titre individuel. En complément des régimes de droit commun (CNAV, ARRCO et AGIRC), il continue de bénéficier des régimes

collectifs de retraite de l'ex-Groupe SUEZ qui se décomposent comme suit :

- un régime à cotisations définies : l'assiette est la rémunération brute annuelle et les taux de cotisations sont : 5% Tranche A (une fois le plafond de la Sécurité sociale), 8% Tranche B (trois fois le plafond de la Sécurité sociale), 5% Tranche C (quatre fois le plafond de la Sécurité sociale) ; et
- un régime à prestations définies qui concerne les salariés dont la rémunération globale est comprise entre quatre fois et cinquante fois le plafond annuel de la Sécurité sociale. Il prévoit le versement d'une rente égale à la somme des éléments annuels de rente calculés sur 2% de la partie (désignée Tranche C) de la rémunération brute annuelle comprise entre quatre et huit fois le plafond de la Sécurité sociale et de 4% de la partie (désignée Tranche D) de la rémunération brute annuelle comprise entre huit et 50 fois le plafond de la Sécurité sociale, diminuée des rentes acquises au titre d'autres régimes de retraite supplémentaires calculés sur la Tranche C de la rémunération.

Les droits au titre du régime à prestations définies sont calculés sur un maximum de 10 années de présence dans le Groupe et sont « aléatoires » car ils sont subordonnés à la présence du salarié au sein du Groupe au moment de la liquidation de sa pension au titre d'un régime légalement obligatoire d'assurance vieillesse. Lorsque la durée maximum de dix années n'est pas atteinte, les droits correspondants sont calculés au prorata de la présence effective.

Le régime de retraite collectif dont bénéficie Gérard Mestrallet est désormais géré par la société GDF SUEZ Management Company, filiale française à 100% de GDF SUEZ, qui regroupe les cadres dirigeants de GDF SUEZ sous contrat de travail de droit français et bénéficiant, comme Gérard Mestrallet, d'un régime de retraite et de prévoyance qui était celui de l'ex-SUEZ.

À cet effet, le Conseil d'Administration, dans sa séance du 20 septembre 2011, a approuvé les propositions du Comité des Rémunérations consistant à transférer de GDF SUEZ à GDF SUEZ Management Company le contrat de travail suspendu de Gérard Mestrallet depuis qu'il exerce un mandat social, au même titre que ceux des cadres dirigeants qui bénéficient comme lui du régime de retraite et de prévoyance de l'ex-SUEZ. Ce transfert a pris la forme d'une convention réglementée qui sera soumise à l'approbation de l'Assemblée Générale Annuelle de 2012 appelée à statuer sur les comptes de l'exercice 2011. Ce contrat de travail reste suspendu.

Gérard Mestrallet a précisé que, dès lors qu'il serait reconduit dans ses fonctions actuelles, son contrat de travail, suspendu

4.5 RÉMUNÉRATIONS ET AVANTAGES DES MEMBRES DES ORGANES D'ADMINISTRATION ET DE DIRECTION

automatiquement lorsqu'il est devenu dirigeant mandataire social, serait définitivement résilié à son initiative, conformément au Code AFEP-MEDEF (voir 4.5.1.4 note (a)). Gérard Mestrallet sollicitera la liquidation de ses droits à retraite du régime général auprès de la Caisse Nationale d'Assurance Vieillesse, des régimes ARRCO, AGIRC et du régime supplémentaire GDF SUEZ, mais il renoncera, pour autant de temps qu'il serait reconduit dans ses fonctions actuelles, à percevoir tous arrérages de rente résultant du régime de retraite supplémentaire GDF SUEZ.

Le régime de retraite dont bénéficie Jean-François Cirelli est un régime spécial, légal et obligatoire, qui est défini dans le cadre du

statut national du personnel des Industries Électriques et Gazières (IEG), institué par la loi de nationalisation du 8 avril 1946 et le décret du 22 juin 1946. Ce régime de retraite est géré par la Caisse Nationale des Industries Électriques et Gazières.

Le montant de retraite perçu au titre d'une carrière dans le cadre de l'affiliation au régime spécial des IEG est proportionnel à la rémunération de fin de carrière IEG hors primes. Le coefficient de proportionnalité est égal au nombre d'années de service IEG multiplié par le rapport 75% sur durée de services requise (actuellement 41 ans), soit 1,83% par année de service aux IEG.

4.5.1.3 Indemnités de départ et clause de non concurrence

Aucun système de versement de prime d'arrivée ou de départ en faveur des dirigeants mandataires sociaux n'est en vigueur au sein de GDF SUEZ. Par ailleurs, aucune indemnité n'est due aux dirigeants mandataires sociaux au titre de clauses de non concurrence.

4.5.1.4 Contrat de travail, retraites spécifiques, indemnités de départ et clause de non concurrence

	Contrat de travail	Régime de retraite supplémentaire	Indemnités ou avantages dus ou susceptibles d'être dus à raison de la cessation ou du changement de fonctions	Indemnités relatives à une clause de non concurrence
Gérard Mestrallet Président-Directeur Général	Oui ^{(1) (2)}	Oui ⁽²⁾	Non ⁽¹⁾	Non
Jean-François Cirelli Vice-Président, Directeur Général Délégué	Non	Non ⁽²⁾	Non	Non

(1) Ce contrat de travail date de juin 1986, date d'entrée de Gérard Mestrallet dans le Groupe, et est suspendu automatiquement depuis sa nomination aux fonctions de Président-Directeur Général de SUEZ en juillet 1995. Ce contrat de travail suspendu n'a, depuis, jamais été modifié par le Conseil d'Administration. Il ne prend donc en compte ni sa rémunération, ni la durée de ses fonctions de Président-Directeur Général.

(2) Se référer à la section 4.5.1.2.

4.5.1.5 Rémunération variable

La rémunération variable versée en 2011 au titre de l'exercice 2010 a été fixée par le Conseil d'Administration de GDF SUEZ, dans sa séance du 2 mars 2011, sur proposition du Comité des Rémunérations, à 1 917 099 euros pour Gérard Mestrallet et 1 022 501 euros pour Jean-François Cirelli.

La structure de cette rémunération variable se décompose en deux parties : une partie quantitative (70%) et une partie qualitative (30%). Pour la partie quantitative, les paramètres qui ont été retenus sont pour 1/3 EBITDA et *free cash flow*, 1/3 RNRPG (résultat net récurrent part du Groupe) et taux d'endettement, 1/3 Efficio. Les objectifs cibles quantitatifs pour 2010 ont été calés sur le budget prévisionnel du Groupe tel qu'il avait été arrêté par le Conseil d'Administration du 20 janvier 2010.

S'agissant de la part variable au titre de l'exercice 2011 qui sera versée en 2012, la structure de cette rémunération variable se décompose en deux parties : une partie quantitative (70%) et une partie qualitative (30%).

Pour la partie quantitative, les paramètres qui ont été retenus sont pour 1/3 EBITDA et *free cash flow*, 1/3 *earning per share* ajusté du Groupe et ROCE, 1/3 Efficio et taux d'endettement du Groupe (dette nette). Les objectifs cibles quantitatifs pour 2011 ont été calés sur le budget prévisionnel du Groupe tel qu'il avait été arrêté par le Conseil d'Administration du 2 mars 2011.

Au titre de 2011, le pourcentage de bonus cible de Gérard Mestrallet est fixé à 130% de sa rémunération fixe et plafonné à 150% ; pour Jean-François Cirelli, le bonus cible est égal à 100% avec un maximum de 120%.

Lors de sa séance du 29 février 2012, le Conseil d'Administration, sur proposition du Comité des Rémunérations, a fixé comme suit le montant des rémunérations variables au titre de 2011 :

- pour Gérard Mestrallet : 1 683 898 euros, contre 1 917 099 euros au titre de 2010, soit une diminution de 12,2 % ;
- pour Jean-François Cirelli : 842 036 euros, contre 1 022 501 euros au titre de 2010, soit une diminution de 17,6 %.

4.5.1.6 Récapitulatif des rémunérations de chaque dirigeant mandataire social

En euros	Exercice 2011		Exercice 2010	
	Montants dus	Montants versés	Montants dus	Montants versés
Gérard Mestrallet <i>Président-Directeur Général</i>				
Rémunération fixe ⁽¹⁾	1 400 000	1 400 000	1 400 000	1 400 000
Rémunération variable ⁽²⁾	1 683 898	1 917 099	1 917 099	1 935 266
Rémunération exceptionnelle	0	0	0	0
Jetons de présence	0	0	Cf. rémunération fixe	Cf. rémunération fixe
Avantages en nature ⁽³⁾	5 469	5 469	5 469	5 469
TOTAL	3 089 367	3 322 568	3 322 568	3 340 735
Jean-François Cirelli <i>Vice-Président, Directeur Général Délégué</i>				
Rémunération fixe	1 000 000	1 000 000	1 000 000	1 000 000
Rémunération variable ⁽²⁾	842 036	1 022 501	1 022 501	1 063 334
Rémunération exceptionnelle	0	0	0	0
Jetons de présence	0	0	0	0
Avantages en nature ⁽⁴⁾	1 216	1 216	1 285	1 285
TOTAL	1 843 252	2 023 717	2 023 786	2 064 619

(1) Les jetons de présence versés en 2010 avaient été déduits du salaire fixe dû au titre du même exercice. Ainsi en 2010, pour Gérard Mestrallet, 207 313 euros ont été perçus en jetons de présence, le solde de 1 192 687 ayant été versé en salaire fixe.

(2) Le montant global de la rémunération variable due au titre de 2010 a été décidé et versé en mars 2011.

Le montant global de la rémunération variable due au titre de 2011 a été décidé le 29 février 2012 et versé en mars 2012.

(3) Les avantages en nature comprennent : véhicule.

(4) Les avantages en nature comprennent : énergie.

4.5 RÉMUNÉRATIONS ET AVANTAGES DES MEMBRES DES ORGANES D'ADMINISTRATION ET DE DIRECTION

4.5.1.7 Synthèse des éléments de rémunération de chaque dirigeant mandataire social

En euros	Exercice 2011	Exercice 2010
Gérard Mestrallet <i>Président-Directeur Général</i>		
Rémunérations dues au titre de l'exercice <i>(détaillées au tableau précédent)</i>	3 089 367	3 322 568
Valorisation des options attribuées au cours de l'exercice **	0	0
Valorisation des Actions de Performance attribuées : **		
• Au titre de 2010 (Conseil du 13/01/2011)	0	1 706 070*
TOTAL	3 089 367	5 028 638
Jean-François Cirelli <i>Vice-Président, Directeur Général Délégué</i>		
Rémunérations dues au titre de l'exercice <i>(détaillées au tableau précédent)</i>	1 843 252	2 023 786
Valorisation des options attribuées au cours de l'exercice **	0	0
Valorisation des Actions de Performance attribuées : **		
• Au titre de 2010 (Conseil du 13/01/2011)	0	1 176 600*
TOTAL	1 843 252	3 200 386

* Selon la méthode retenue pour les comptes consolidés

** Aucun instrument de couverture des options ou Actions de Performance attribuées aux dirigeants mandataires sociaux n'est mis en place

L'ensemble des rémunérations et avantages du Président-Directeur Général et du Vice-Président, Directeur Général Délégué, se répartit comme suit en 2011 :

En euros	Rémunérations fixes	Rémunérations variables	Rémunérations totales	Valorisation des options attribuées	Valorisation des Actions de Performance attribuées*
Gérard Mestrallet <i>Président-Directeur Général</i>	1 405 469	1 683 898	3 089 367	0	1 706 070
Jean-François Cirelli <i>Vice-Président, Directeur Général Délégué</i>	1 001 216	842 036	1 843 252	0	1 176 600

* Selon la méthode retenue pour les comptes consolidés. Il s'agit du plan du 13 janvier 2011 au titre de l'exercice 2010.

4.5.2 RÉMUNÉRATION DES DIRIGEANTS NON MANDATAIRES SOCIAUX (MEMBRES DU COMITÉ DE DIRECTION ET AUTRES MEMBRES DU COMITÉ EXÉCUTIF)

La rémunération de ces dirigeants est composée d'une partie fixe et d'une partie variable.

L'évolution de la partie fixe de la rémunération est liée à la modification des situations spécifiques, élargissement ou changement significatif des responsabilités, repositionnements rendus nécessaires au regard de l'équité interne ou d'un décalage manifeste par rapport au marché externe.

La part variable a pour objet principal de rétribuer la contribution des dirigeants aux résultats du Groupe.

La part variable versée en 2011 au titre de l'exercice 2010 a été déterminée pour 40% sur des critères économiques (EBITDA, *free cash flow*, RNRPG (résultat net récurrent part du Groupe), et pour 60% sur des critères qualitatifs.

TABLEAU DE SYNTHÈSE DES RÉMUNÉRATIONS BRUTES, AVANTAGES EN NATURE INCLUS, DES DIRIGEANTS NON MANDATAIRES SOCIAUX (MEMBRES DU COMITÉ DE DIRECTION ET AUTRES MEMBRES DU COMITÉ EXÉCUTIF) *

	2011	2010
GDF SUEZ		
Fixe (en euros)	11 864 960	9 315 616
Variable (en euros)	13 466 951	11 329 008
TOTAL (en euros)	25 331 911	20 644 624
Nombre de membres	26	17

* Les rémunérations des membres du Comité Exécutif sont calculées par rapport à leur période de présence dans le Comité au cours de l'exercice (en 2010, deux membres pour deux et dix mois ; en 2011, sept membres pour huit mois, trois membres pour onze mois, six mois et trois mois).

4.5.3 PROVISION DE RETRAITE

Le montant global des engagements de retraite au bénéfice des membres du Comité Exécutif (y compris les membres du Comité de Direction) s'élève à 89 millions d'euros au 31 décembre 2011. Le Groupe a une politique de financement des engagements de retraite *via* des actifs de couverture sans que ceux-ci soient spécifiquement dédiés aux engagements de retraite des membres du Comité Exécutif.

4.5.4 RÉMUNÉRATION DES MANDATAIRES SOCIAUX NON DIRIGEANTS ET DES CENSEURS

4.5.4.1 Les Administrateurs et les censeurs désignés par l'Assemblée Générale des actionnaires

Sur proposition du Conseil d'Administration, l'Assemblée Générale fixe le montant global de l'enveloppe annuelle des jetons de présence, à répartir par le Conseil entre ses membres.

Les Conseils d'Administration du 29 août 2008, du 20 janvier 2010 et du 6 décembre 2011 de GDF SUEZ, sur proposition du Comité des Rémunérations, ont arrêté les règles de répartition de

l'enveloppe annuelle fixée par l'Assemblée Générale du 16 juillet 2008 de Gaz de France d'un montant de 1,4 million d'euros, selon un système de distribution individuelle des jetons de présence, alliant une part fixe à une part variable en fonction de la présence des Administrateurs et des censeurs aux séances du Conseil et à celles des comités du Conseil. Les règles de répartition sont rappelées ci-après, étant précisé que Gérard Mestrallet, Président-Directeur Général, et Jean-François Cirelli, Vice-Président, Directeur Général Délégué, ne perçoivent aucun jeton de présence au titre de leur participation au Conseil d'Administration de GDF SUEZ.

RÈGLE DE RÉPARTITION DES RÉMUNÉRATIONS DES ADMINISTRATEURS NON DIRIGEANTS ET DES CENSEURS DÉSIGNÉS PAR L'ASSEMBLÉE GÉNÉRALE**Administrateur**

• Part fixe	35 000 euros par an
• Part variable liée à la présence	2 571 euros par séance La part variable individuelle maximale est plafonnée à 17 997 euros par an

Censeur

• Part fixe	20 000 euros par an
• Part variable liée à la présence	2 571 euros par séance, dans la limite de sept séances La part variable individuelle maximale est plafonnée à 17 997 euros par an

Comité d'Audit

Président :

• Part fixe	40 000 euros par an
• Part variable liée à la présence	Néant

Membre du Comité :

• Part fixe	10 000 euros par an
• Part variable liée à la présence	1 000 euros par séance

Comité de la Stratégie et des Investissements

Président :

• Part fixe	25 000 euros par an
• Part variable liée à la présence	Néant

Membre du Comité :

• Part fixe	7 000 euros par an
• Part variable liée à la présence	1 000 euros par séance

Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable

Président :

• Part fixe	15 000 euros par an
• Part variable liée à la présence	Néant

Membre du Comité :

• Part fixe	7 000 euros par an
• Part variable liée à la présence	1 000 euros par séance

Comité des Rémunérations

Président :

• Part fixe	15 000 euros par an
• Part variable liée à la présence	Néant

Membre du Comité :

• Part fixe	7 000 euros par an
• Part variable liée à la présence	1 000 euros par séance

Comité des Nominations

Président :

• Part fixe	15 000 euros par an
• Part variable liée à la présence	Néant

Membre du Comité :

• Part fixe	7 000 euros par an
• Part variable liée à la présence	1 000 euros par séance

4.5 RÉMUNÉRATIONS ET AVANTAGES DES MEMBRES DES ORGANES D'ADMINISTRATION ET DE DIRECTION

Par ailleurs, le Président du Comité d'Audit reçoit les ordres du jour du Comité de la Stratégie et des Investissements et peut participer à ses réunions ; il en va de même pour le Président du Comité de la Stratégie et des Investissements en ce qui concerne les réunions du Comité d'Audit ; ce faisant, ils ont droit (avec effet au 1^{er} janvier 2011) à une rémunération de membres de ces comités (part fixe et part variable liée à la présence).

Sur ces bases, il a été versé, au titre de l'exercice 2011, aux mandataires sociaux non dirigeants les jetons de présence figurant au tableau ci-après, étant précisé que – sauf autre indication – aucune autre rémunération ne leur a été versée de la part de la Société ou de la part des sociétés contrôlées au titre dudit exercice.

MONTANT DES RÉMUNÉRATIONS VERSÉES AUX ADMINISTRATEURS NON DIRIGEANTS ET AUX CENSEURS DÉSIGNÉS PAR L'ASSEMBLÉE GÉNÉRALE

En euros	Exercice 2011 ⁽¹⁾	Exercice 2010 ⁽¹⁾
Albert Frère	42 713 ⁽²⁾	50 426 ⁽²⁾
Edmond Alphandéry	83 997	86 997
Jean-Louis Beffa	76 997	75 426
Aldo Cardoso	104 997	92 997
René Carron	75 997	66 080
Étienne Davignon ⁽⁴⁾	N/A	32 130 ⁽²⁾
Paul Desmarais Jr	68 997 ⁽²⁾	68 997 ⁽²⁾
Jacques Lagarde ⁽⁴⁾	N/A	30 142 ⁽²⁾
Anne Lauvergeon	74 997	74 997
Françoise Malrieu ⁽³⁾	41 330	N/A
Thierry de Rudder	96 997	92 497 ⁽²⁾
Lord Simon of Highbury	67 997 ⁽²⁾	67 997 ⁽²⁾
Richard Goblet d'Alviella (censeur)	37 997 ⁽²⁾	37 997 ⁽²⁾
Philippe Lemoine (censeur)	37 997	37 997
TOTAL	811 013	814 680

(1) Les jetons de présence dus au titre de l'exercice 2010 (pour la période du 1^{er} janvier au 31 décembre 2010) ont été versés en 2010. Les jetons de présence dus au titre de l'exercice 2011 (pour la période du 1^{er} janvier au 31 décembre 2011) ont été versés en 2011.

(2) Avant déduction de la retenue à la source de 25% qui frappe les jetons de présence versés aux Administrateurs résidant hors de France.

(3) Administrateur depuis le 2 mai 2011.

(4) Administrateur jusqu'au 3 mai 2010.

4.5.4.2 Les Administrateurs représentants de l'État

Les Administrateurs représentants de l'État n'ont perçu, personnellement, aucune rémunération (jetons de présence ou autre) de la part de la Société ou de la part des sociétés contrôlées par la Société au titre de leur mandat, étant précisé que le montant des jetons de présence correspondant à leurs mandats (386 698 euros) est versé directement au Trésor Public en application de la réglementation.

Il s'agit de : Jean-Paul Bailly, Bruno Bézard, Olivier Bourges, Pierre-Franck Chevet, Ramon Fernandez et Pierre Mongin.

4.5.4.3 Les Administrateurs représentant les salariés et les salariés actionnaires

Les Administrateurs représentant les salariés et les salariés actionnaires au sein du Conseil d'Administration de GDF SUEZ n'ont perçu aucune rémunération (jetons de présence ou autre) de la part de la Société ou de la part des sociétés contrôlées par la Société en contrepartie de l'exercice de leur mandat d'Administrateur.

Il s'agit de : Alain Beullier, Anne-Marie Mourer, Patrick Petitjean et Gabrielle Prunet.

4.5.5 INFORMATION SUR LES STOCK-OPTIONS ET LES ATTRIBUTIONS GRATUITES D'ACTIONS OU D'ACTIONS DE PERFORMANCE

4.5.5.1 Disponibilité des actions issues de levées de stock-options et des Actions de Performance

La loi n° 2006-1770 du 30 décembre 2006 pour le développement de la participation et de l'actionnariat salarié et portant diverses dispositions d'ordre économique et social (dite « Loi Balladur ») impose des restrictions à la libre disponibilité des actions résultant de la levée d'options et des Actions de Performance consenties aux dirigeants mandataires sociaux à l'occasion des plans d'attribution mis en œuvre à partir du 1^{er} janvier 2007.

Conformément à ces dispositions légales, un dispositif a été mis en place prévoyant l'obligation de conserver sous forme d'actions un certain pourcentage, que le Conseil d'Administration détermine, des options exercées, et des Actions de Performance acquises, l'objectif étant qu'au bout d'un certain temps, les dirigeants mandataires sociaux, et plus largement les membres du Comité Exécutif, détiennent un portefeuille d'actions GDF SUEZ correspondant à une fraction de leur rémunération.

Le Conseil d'Administration de l'ex-SUEZ SA avait appliqué ce dispositif nominativement : pour chaque membre du Comité Exécutif, le Conseil d'Administration avait fixé un nombre d'actions à détenir en portefeuille à l'horizon de cinq ans. Lorsque ce nombre d'actions était atteint, l'obligation d'immobiliser en actions issues de la levée d'options 25% de la plus-value brute et de conserver 25% des Actions de Performance acquises tombait.

Ce dispositif a été repris par le Conseil d'Administration de GDF SUEZ, lors de sa séance du 12 novembre 2008, pour l'ensemble des membres du Comité Exécutif de GDF SUEZ, puis lors de sa séance du 20 janvier 2010. Il est rappelé que l'obligation de détention d'actions a été fixée par le Conseil d'Administration à 200% de la rémunération fixe pour les deux dirigeants mandataires sociaux ⁽¹⁾, et à respectivement 150% et 100% de cette même rémunération fixe pour les autres membres du Comité de Direction et pour les autres membres du Comité Exécutif. Le délai fixé pour atteindre ces seuils est de quatre années à partir de janvier 2010 pour les dirigeants de l'ex-société SUEZ SA et de cinq années pour les dirigeants de l'ex-société Gaz de France SA.

4.5.5.2 Dispositif de gestion programmée des stock-options

Le Conseil d'Administration de GDF SUEZ du 12 novembre 2008, a décidé de poursuivre le dispositif de gestion programmée des stock-options accordées aux dirigeants de l'ex-SUEZ SA. Ce dispositif a largement anticipé les recommandations AMF du 3 novembre 2010 relatives à la prévention des manquements d'initiés imputables aux dirigeants. Le principe en est que les intéressés donnent un mandat irrévocable à un établissement financier afin d'exercer en leur nom et pour leur compte, aux dates et aux conditions

fixées préalablement par une instruction annuelle, les options de souscription ou d'achat d'actions GDF SUEZ et de céder sur le marché les actions correspondantes, avec ou sans la détermination d'un prix unitaire de réserve. Cette instruction annuelle comporte le nombre et la répartition par trimestre des opérations à exercer plan par plan sur la prochaine période de 12 mois. À l'intérieur de chacune de ces périodes trimestrielles, le mandataire procède librement, aux dates et pour les volumes qu'il juge appropriés dans le cadre et les limites de l'instruction annuelle, aux levées d'options et aux cessions de titres. L'instruction annuelle est adressée chaque année au mandataire dans les 15 jours suivant la date de publication des comptes annuels et sous réserve de ne pas disposer à cette date d'information privilégiée. Une fois cette instruction donnée, elle est irrévocable et l'intéressé s'interdit d'exercer ses options autrement que dans le cadre du mandat. L'interdiction de levée des options et de céder les titres pendant les fenêtres négatives précédant la publication des comptes annuels, semestriels et des informations trimestrielles est maintenue.

Le Conseil d'Administration de GDF SUEZ a, par ailleurs, décidé que ce système est obligatoire pour les dirigeants mandataires sociaux et pour les autres membres du Comité de Direction et facultatif pour les autres membres du Comité Exécutif.

4.5.5.3 Plans d'options d'achat d'actions et d'attributions gratuites d'actions ou d'Actions de Performance mis en œuvre durant l'exercice 2011

Autorisations de l'Assemblée Générale du 3 mai 2010

L'Assemblée Générale Mixte des actionnaires de GDF SUEZ du 3 mai 2010 a décidé, dans ses 16^e et 17^e résolutions, d'autoriser le Conseil d'Administration à l'effet de, respectivement, consentir des options de souscription et d'achat d'actions et procéder à des attributions gratuites d'actions en faveur des salariés et/ou mandataires sociaux de la Société et/ou des sociétés du Groupe dans la limite de 0,5% du capital de la Société au jour de la décision d'attribution. Aucune attribution n'a été réalisée en 2010 dans le cadre de cette autorisation.

Plans d'attribution d'Actions de Performance au titre de 2010 (Conseils du 13 janvier 2011 et du 2 mars 2011)

Le Conseil d'Administration, lors de sa séance du 13 janvier 2011, a décidé, dans le cadre de l'autorisation de l'Assemblée Générale du 3 mai 2010, de mettre en œuvre des plans d'attribution d'actions gratuites, dites Actions de Performance en faveur de certains membres du personnel de GDF SUEZ et de ses filiales, ainsi qu'en faveur des deux dirigeants mandataires sociaux. Les principales caractéristiques de ce plan figurent en pages 224 et suivantes du Document de Référence 2010 de GDF SUEZ déposé auprès

(1) Compte tenu de cette obligation contraignante, l'acquisition d'actions supplémentaires lors de la disponibilité des actions de performance attribuées (Code AFEP-MEDEF article 20.2.3) n'a pas été imposée.

4.5 RÉMUNÉRATIONS ET AVANTAGES DES MEMBRES DES ORGANES D'ADMINISTRATION ET DE DIRECTION

de l'AMF sous le no D.11-0186 le 28 mars 2011. Par ailleurs, le Conseil d'Administration, lors de sa séance du 2 mars 2011, a décidé, dans le cadre de l'autorisation de l'Assemblée Générale du 3 mai 2010, de mettre en œuvre un plan d'attribution d'Actions de Performance en faveur de certains membres du personnel (traders) de Gaselys, filiale du Groupe GDF SUEZ, en conformité avec l'arrêté du 3 novembre 2009 relatif à la rémunération des professionnels des marchés financiers et avec la Directive européenne CRD3 du 24 novembre 2010. Les principales caractéristiques de ce plan figurent en page 226 du Document de Référence 2010 de GDF SUEZ déposé auprès de l'AMF sous le no D.11-0186 le 28 mars 2011.

Autorisations de l'Assemblée Générale du 2 mai 2011

L'Assemblée Générale Mixte des actionnaires de GDF SUEZ du 2 mai 2011 a décidé, dans sa 15^e résolution d'autoriser le Conseil d'Administration à l'effet de procéder à des attributions gratuites d'actions en faveur des salariés et/ou mandataires sociaux de la Société et/ou des sociétés du Groupe dans la limite de 0,5% du capital de la Société au jour de la décision d'attribution. Par ailleurs, il est précisé qu'il n'était pas demandé à l'Assemblée Générale de renouveler l'autorisation de consentir des stock-options.

Plans d'attribution d'Actions de Performance au titre de 2011 (Conseils du 6 décembre 2011 et du 29 février 2012)

Le Conseil d'Administration, lors de sa séance du 6 décembre 2011, a décidé, dans le cadre de l'autorisation de l'Assemblée Générale du 2 mai 2011, de mettre en œuvre des plans d'attribution d'actions gratuites, dites Actions de Performance en faveur de certains membres du personnel de GDF SUEZ et de ses filiales et de reporter à 2012 sa décision pour une attribution aux dirigeants mandataires sociaux. Les principales caractéristiques de ce plan sont les suivantes :

- un plan sous double condition de performance, en application duquel 1 592 900 actions de Performance sont attribuées à 464 bénéficiaires ;
- un plan sous une seule condition de performance, en application duquel 1 404 020 actions de Performance sont attribuées à 5 531 bénéficiaires, la majorité recevant de 60 à 150 actions de Performance chacun. Le timing et les conditions fixés par le Conseil d'Administration sont les suivants :

Période d'acquisition	Du 6 décembre 2011 au 14 mars 2015 (2016 pour certains pays)
Condition de présence ⁽¹⁾	Au 14 mars 2015 (2016 pour certains pays)
Date d'acquisition définitive	15 mars 2015 (2016 pour certains pays)
Période de conservation ⁽²⁾	Du 15 mars 2015 au 14 mars 2017 (pas de conservation si acquisition en 2016)
Date de cessibilité	À partir du 15 mars 2017 (2016 pour certains pays)
Conditions de performance ⁽³⁾ :	
Plan à double condition	pour moitié sur l'EBITDA de GDF SUEZ pour l'exercice 2014 par rapport à l'EBITDA cible de 2014 pour moitié sur le TSR (performance boursière, dividende réinvesti) du titre GDF SUEZ par rapport à celui des sociétés de l'indice sectoriel Eurostoxx Utilities (Eurozone)
Plan à une seule condition	sur le TSR (performance boursière, dividende réinvesti) du titre GDF SUEZ par rapport à celui des sociétés de l'indice sectoriel Eurostoxx Utilities (Eurozone)

(1) Contrat en vigueur avec une société du Groupe à ces dates, sauf retraite, décès, invalidité, ou décision exceptionnelle.

(2) Conservation obligatoire, sauf décès et invalidité.

(3) Conditions de performance

(a) condition interne liée à l'évolution de l'EBITDA pour l'exercice 2014 par rapport à l'EBITDA cible de 2014 (au pro forma) :

EBITDA 2014 < EBITDA 2011 : taux de réussite de 0%

EBITDA 2014 = EBITDA 2011 : taux de réussite de 33%

EBITDA 2014 > EBITDA 2011 : taux de réussite progressif et linéaire à partir de 33% et < EBITDA cible 2014

EBITDA 2014 >= EBITDA cible 2014 : taux de réussite de 100%

(b) condition externe liée au TSR (performance boursière, dividende réinvesti) du titre GDF SUEZ par rapport au TSR (performance boursière, dividende réinvesti) des sociétés de l'indice Eurostoxx Utilities Eurozone

TSR GDF SUEZ <= 90% TSR des sociétés Eurostoxx Utilities Eurozone : taux de réussite = 0%

TSR GDF SUEZ = 100% TSR des sociétés Eurostoxx Utilities Eurozone : taux de réussite = 70%

TSR GDF SUEZ > = 103% TSR des sociétés Eurostoxx Utilities Eurozone : taux de réussite = 100%

Pour résultats intermédiaires (de 90% à 100% et de 100% à 103%) : taux de réussite progressif et linéaire

Afin de lisser des effets éventuels de volatilité (aubaine ou perte), le TSR (performance boursière, dividende réinvesti) sera calculé en prenant les moyennes des TSR (performance boursière, dividende réinvesti) de GDF SUEZ et des sociétés faisant partie de l'indice Eurostoxx Utilities Eurozone sur une durée de deux mois, soit octobre-novembre 2011, puis janvier-février 2015.

Pour le plan à « double condition », la somme des taux de réussite en (a) et en (b) est divisée par deux pour établir un taux global de réussite.

4.5 RÉMUNÉRATIONS ET AVANTAGES DES MEMBRES DES ORGANES D'ADMINISTRATION ET DE DIRECTION

Par ailleurs, le Conseil d'Administration, lors de sa séance du 29 février 2012, a décidé, dans le cadre de l'autorisation de l'Assemblée Générale du 2 mai 2011, de mettre en œuvre un plan d'attribution d'Actions de Performance en faveur de certains membres du personnel (traders) de GDF SUEZ Trading (anciennement Gaselys), filiale du Groupe GDF SUEZ, en conformité avec l'arrêté du 3 novembre 2009 et avec la Directive européenne CRD3 du 24 novembre 2010, relatif à la rémunération des professionnels des marchés financiers.

L'arrêté du 13 décembre 2010 modifiant diverses dispositions réglementaires relatives au contrôle des rémunérations des personnels exerçant des activités susceptibles d'avoir une incidence sur le profil de risque des établissements de crédit et entreprises d'investissement ainsi que diverses dispositions de

nature prudentielle, étend l'obligation de différer une partie de la rémunération variable à d'autres acteurs ayant un impact important sur le profil de risque des sociétés visées par cette régulation. Ainsi, une partie importante de la rémunération variable des bénéficiaires de ce plan est différée sur trois exercices postérieurs à celui de l'attribution ; elle est également liée aux titres de la Société dont l'acquisition définitive est soumise à des conditions de performance spécifiques au métier. En 2012 l'activité de *trading* en Belgique est devenue une filiale de GDF SUEZ Trading. En conséquence, la population couverte par un dispositif de rémunération obligatoirement différée est en augmentation par rapport à 2010.

L'attribution a concerné 32 salariés de GDF SUEZ Trading, pour un nombre total de 70 778 Actions de Performance GDF SUEZ.

Le timing et les conditions fixés par le Conseil d'Administration sont les suivants :

Période d'acquisition	Du 29/02/2012 au 14/03/2014 pour un tiers des titres Du 29/02/2012 au 14/03/2015 pour les deux autres tiers
Condition de présence ⁽¹⁾	Au 14/03/2014 pour un tiers des titres Au 14/03/2015 pour les deux autres tiers
Date d'acquisition définitive	Le 15/03/2014 pour un tiers des titres Le 15/03/2015 pour les deux autres tiers
Période de conservation ⁽²⁾	Du 15/03/2014 au 14/03/2016 pour un tiers des titres Du 15/03/2015 au 14/03/2017 pour les deux autres tiers
Date de cessibilité	À partir du 15/03/2016 pour un tiers des titres À partir du 15/03/2017 pour les deux autres tiers
Conditions de performance	<ul style="list-style-type: none"> • sur l'EBITDA de GDF SUEZ Trading pour l'exercice 2013 pour un tiers des titres • sur l'EBITDA de GDF SUEZ Trading pour l'exercice 2014 pour les deux autres tiers

(1) Contrat en vigueur avec une société du Groupe à ces dates, sauf retraite, décès, invalidité.

(2) Conservation obligatoire, sauf décès et invalidité.

Plan mondial d'attribution gratuite d'actions du 22 juin 2011

Se référer à la section 3.3.5.1 du présent Document de Référence.

4.5.6 OPTIONS DE SOUSCRIPTION OU D'ACHAT D' ACTIONS CONSENTIES ET LEVÉES PAR CHAQUE DIRIGEANT MANDATAIRE SOCIAL – HISTORIQUE DES PLANS EN VIGUEUR

4.5.6.1 Options de souscription ou d'achat d'actions GDF SUEZ consenties par la Société GDF SUEZ et par toutes les sociétés du Groupe GDF SUEZ durant l'exercice 2011 aux dirigeants mandataires sociaux

Néant.

4.5.6.2 Options de souscription ou d'achat d'actions GDF SUEZ levées durant l'exercice 2011 par les dirigeants mandataires sociaux de GDF SUEZ

	Plan	Nombre d'options levées durant l'exercice	Prix d'exercice (en euros)
Gérard Mestrallet <i>Président-Directeur Général</i>	Plan Suez du 19/11/2003	50 000*	12,39
TOTAL		50 000	
Jean-François Cirelli <i>Vice-Président, Directeur Général Délégué</i>	N/A	N/A	N/A
TOTAL		N/A	

* Options de souscription d'actions.

4.5.6.3 Historique des plans en vigueur d'options d'achat d'actions GDF SUEZ

	Plan du 12/11/2008	Plan du 10/11/2009
Date de l'AG d'autorisation	16/07/2008	04/05/2009
Point de départ d'exercice des options ⁽¹⁾	12/11/2012	10/11/2013
Date d'expiration	11/11/2016	09/11/2017
Nombre total d'actions pouvant être achetées	6 375 900 ⁽²⁾	5 121 406 ⁽²⁾
Nombre total d'actions pouvant être achetées par les dirigeants mandataires sociaux :		
• Gérard Mestrallet	0 ⁽³⁾	0 ⁽³⁾
• Jean-François Cirelli	0 ⁽³⁾	0 ⁽³⁾
Modalités d'exercice	⁽⁴⁾	⁽⁷⁾
Prix d'achat (en euros)	32,74	29,44
Nombre d'options levées ⁽⁵⁾	0	0
Nombre d'options annulées ⁽⁶⁾	41 646	32 407
Solde au 31/12/2011	6 334 254	5 088 999

(1) Les options peuvent également être exercées d'une manière anticipée en cas de départ à la retraite ou de décès.

(2) Solde au 31 décembre 2010.

(3) Gérard Mestrallet et Jean-François Cirelli ont renoncé à leurs options au titre des exercices 2008 et 2009.

(4) Pour les autres membres du Comité Exécutif, 45% des options sont sous conditions « simples » et 10% sous conditions « renforcées ». Pour les autres cadres dirigeants du Groupe, 50% des options sont sous conditions « simples ». Ces conditions seront testées en novembre 2012.

(5) Levées du 1^{er} janvier au 31 décembre 2011.

(6) Annulées du 1^{er} janvier au 31 décembre 2011.

(7) Pour les cadres dirigeants du Groupe, 50% des options sont sous conditions « simples ». Ces conditions seront testées en novembre 2013.

4.5 RÉMUNÉRATIONS ET AVANTAGES DES MEMBRES DES ORGANES D'ADMINISTRATION ET DE DIRECTION

4.5.6.4 Historique des plans en vigueur d'options de souscription d'actions GDF SUEZ

Il est précisé que les plans d'options de souscription d'actions consentis antérieurement par l'ex-SUEZ SA et en cours de validité, ont été repris par GDF SUEZ, conformément aux engagements pris par l'Assemblée Générale des actionnaires de Gaz de France ayant approuvé le 16 juillet 2008 la fusion par absorption de SUEZ, dans sa quatrième résolution.

	Plan 2001	Plan 2002	Plan 2003	Plan 2004	Plan 2005	Plan 2006	Plan 2007
Date de l'AG d'autorisation	04/05/2001	04/05/2001	04/05/2001	27/04/2004	27/04/2004	27/04/2004	04/05/2007
Nombre total au 31/12/2010 d'actions pouvant être souscrites (ajusté pour la fusion)	5 682 343	1 780 240	1 591 168	5 459 192	6 071 401	5 763 617	4 493 070
Nombre total au 31/12/2010 d'actions pouvant être souscrites par les mandataires sociaux ⁽¹⁾	562 141	0	50 000	314 841	408 899	403 504	0
Point de départ d'exercice des options ⁽²⁾	28/11/2005	20/11/2006	19/11/2007	17/11/2008	09/12/2009	17/01/2011	14/11/2011
Date d'expiration	28/11/2011	19/11/2012	18/11/2011	16/11/2012	08/12/2013	16/01/2015	13/11/2015
Modalités d'exercice	<i>Pas de modalités particulières</i>		⁽³⁾	⁽⁴⁾	⁽⁵⁾	⁽⁶⁾	⁽⁷⁾
Prix de souscription en euros (ajusté pour la fusion) ⁽⁸⁾	30,70	15,71	12,39	16,84	22,79	36,62	41,78
Levées du 01/01/2011 au 31/12/2011	0	152 235	1 447 520	371 676	369 020	0	0
Annulées du 01/01/2011 au 31/12/2011	5 682 343	10 668	143 648	25 116	11 249	21 960	20 856
Solde au 31/12/2011	0	1 617 337	0	5 062 400	5 691 132	5 741 657	4 472 214

(1) Gérard Mestrallet.

(2) Les options peuvent également être exercées d'une manière anticipée en cas de départ à la retraite ou de décès.

(3) Pour les membres du Comité Exécutif de l'époque, toutes les options étaient sous une condition de performance, cette condition était remplie en novembre 2007.

(4) Pour les membres du Comité Exécutif de l'époque, 45% des options étaient sous conditions « simples » et 10% sous conditions « renforcées ».

Pour les autres cadres dirigeants du Groupe, 50% sont sous conditions « simples ». Ces conditions étaient remplies en novembre 2008. Ces conditions étaient remplies en novembre 2008.

(5) Pour les membres du Comité Exécutif de l'époque, 45% des options étaient sous conditions « simples » et 10% sous conditions « renforcées ». Ces conditions étaient remplies en décembre 2009.

Pour les autres cadres dirigeants du Groupe, 50% sont sous conditions « simples ». Ces conditions étaient remplies en décembre 2009.

(6) Pour les membres du Comité Exécutif de l'époque, 45% des options étaient sous conditions « simples » et 10% sous conditions « renforcées ». Ces conditions étaient remplies en janvier 2011.

Pour les autres cadres dirigeants du Groupe, 50% sont sous conditions « simples ». Ces conditions étaient remplies en janvier 2011.

(7) Pour les membres du Comité Exécutif de l'époque, 45% des options étaient sous conditions « simples » et 10% sous conditions « renforcées ». Ces conditions étaient remplies en novembre 2011.

Pour les autres cadres dirigeants du Groupe, 50% sont sous conditions « simples ». Ces conditions étaient remplies en novembre 2011.

(8) Les options ont été ajustées lors de la fusion, en conformité avec les dispositions légales et les modalités approuvées par les actionnaires lors des assemblées générales de fusion du 16 juillet 2008 (se référer au prospectus de fusion).

4.5.6.5 Historique des options de souscription ou d'achat d'actions détenues par Gérard Mestrallet au 31 décembre 2011

Plan	SUEZ 17/11/2004	SUEZ 09/12/2005	SUEZ 17/01/2007
Date exerçable	17/11/2008	09/12/2009	17/01/2011
Date fin	16/11/2012	08/12/2013	16/01/2015
Prix de levée ou d'achat en euros ⁽¹⁾	16,84	22,79	36,62
Solde d'options au 31/12/2011 :			
• Condition de présence uniquement	88 564	185 863	180 515
• Condition de performance	188 564 ⁽²⁾	185 863 ⁽⁴⁾	185 824 ⁽⁶⁾
• Condition de performance majorée	37 713 ⁽³⁾	37 173 ⁽⁵⁾	37 165 ⁽⁷⁾

(1) Prix ajusté pour les effets de la fusion.

(2) Les options étaient sous une condition de performance, cette condition était remplie en novembre 2008.

(3) Les options étaient sous une condition de performance majorée, cette condition était remplie en novembre 2008.

(4) Les options étaient sous une condition de performance, cette condition était remplie en décembre 2009.

(5) Les options étaient sous une condition de performance majorée, cette condition était remplie en décembre 2009.

(6) Les options étaient sous une condition de performance, cette condition était remplie en janvier 2011.

(7) Les options étaient sous une condition de performance majorée, cette condition était remplie en janvier 2011.

4.5.6.6 Historique des options de souscription ou d'achat d'actions détenues par Jean-François Cirelli au 31 décembre 2011

Néant.

4.5.7 ACTIONS DE PERFORMANCE ATTRIBUÉES ET DISPONIBLES POUR CHAQUE DIRIGEANT MANDATAIRE SOCIAL – HISTORIQUE DES PLANS EN VIGUEUR

4.5.7.1 Actions de Performance GDF SUEZ attribuées par la Société GDF SUEZ et par toutes les sociétés du Groupe GDF SUEZ durant l'exercice 2011 à chaque dirigeant mandataire social de GDF SUEZ

	Plan	Nombre d'actions attribuées	Valorisation des actions (en euros) ⁽²⁾	Date d'acquisition	Date de disponibilité	Conditions de performance
Gérard Mestrallet <i>Président-Directeur Général</i>	13/01/2011 ⁽¹⁾	87 000	1 706 070	15/03/2014	15/03/2016	- EBITDA 2013 (1/3)- Rendement par Action / Eurostoxx Utilities (1/3)- ROCE 2013 (1/3)
Jean-François Cirelli <i>Vice-Président, Directeur Général Délégué</i>	13/01/2011 ⁽¹⁾	60 000	1 176 600	15/03/2014	15/03/2016	- EBITDA 2013 (1/3)- Rendement par Action / Eurostoxx Utilities (1/3)- ROCE 2013 (1/3)

(1) Plan au titre de 2010.

(2) Selon la méthode retenue pour les comptes consolidés.

4.5.7.2 Actions de Performance GDF SUEZ devenues disponibles pour chaque dirigeant mandataire social de GDF SUEZ durant l'exercice 2011

	Plan	Date d'acquisition	Date de disponibilité	Nombre d'actions devenues disponibles
Gérard Mestrallet <i>Président-Directeur Général</i>	Plan SUEZ 12/07/2007	15/03/2009	15/03/2011	3 186 actions GDF SUEZ ⁽¹⁾
Jean-François Cirelli <i>Vice-Président, Directeur Général Délégué</i>	Plan Gaz de France 20/06/2007	23/06/2009	01/07/2011	30 actions GDF SUEZ ⁽²⁾

(1) Les actions acquises entrent dans le dispositif dit « Balladur » de conservation (cf. section 4.5.5.1 du présent Document de Référence).

(2) Ces actions ne peuvent être cédées durant l'exercice du mandat social.

4.5.7.3 Historique des plans en vigueur d'Actions de Performance GDF SUEZ

Il est précisé que les plans d'attribution gratuite d'Actions de Performance consentis antérieurement par l'ex-SUEZ SA et en cours de validité, ont été repris par GDF SUEZ, conformément aux engagements pris par l'Assemblée Générale Mixte des actionnaires de Gaz de France ayant approuvé le 16 juillet 2008 la fusion par absorption de SUEZ.

4.5 RÉMUNÉRATIONS ET AVANTAGES DES MEMBRES DES ORGANES D'ADMINISTRATION ET DE DIRECTION

Au titre de l'année :	2007	2008	
	Plan 2007	Plan du 01/06/2008	Plan 2008
Date de l'AG d'autorisation	04/05/2007	04/05/2007	16/07/2008
Date du CA de décision	14/11/2007	06/05/2008	12/11/2008
Valeur de l'action en euros ⁽¹⁾	42,4	39,0	28,5
Début de la période d'acquisition ⁽²⁾	14/11/2007	01/06/2008	12/11/2008
Fin de la période acquisition	14/03/2010 ⁽³⁾	31/05/2012 ⁽⁷⁾	14/03/2011 ⁽⁴⁾
Début de la période de conservation	15/03/2010 ⁽⁴⁾	Néant ⁽⁷⁾	15/03/2011 ⁽⁴⁾
Fin de la période de conservation	14/03/2012 ⁽⁵⁾	Néant ⁽⁷⁾	14/03/2013 ⁽¹⁰⁾
Conditions associées	⁽⁶⁾	⁽¹⁸⁾	⁽¹¹⁾
Droits en acquisition au 31/12/2010	186 826	18 551	1 766 203
Actions acquises du 01/01/2011 au 31/12/2011	85	0	527 243
Actions annulées du 01/01/2011 au 31/12/2011	2 768	0	1 095 001
Solde des droits au 31/12/2011	183 973	18 551	143 959

(1) Selon la méthode retenue pour les comptes consolidés.

(2) Acquisition anticipée possible en cas de décès ou d'invalidité permanente. Condition de présence à la date d'acquisition.

(3) Pour la France, la Belgique, l'Italie et l'Espagne ; pour les autres pays, le 14/03/2012.

(4) Pour la France et la Belgique, l'Italie et l'Espagne ; pour les autres pays, pas de période de conservation.

(5) Pour la France et la Belgique ; pour l'Italie et l'Espagne, le 14/03/2013 ; pour les autres pays, pas de période de conservation.

(6) Condition sur l'EBITDA 2009, remplie à 60,1%.

(7) Sauf pour la France : fin de période d'acquisition le 31/05/2010, début de conservation le 01/06/2010 et fin de conservation le 31/05/2012.

(8) Condition 50% sur l'EBITDA 2009 du Groupe remplie à 60,1% ; 50% sur l'EBITDA et le Capex de SITA UK des exercices 2008 à 2011.

(9) Pour la France, la Belgique, l'Italie et l'Espagne ; pour les autres pays, le 14/03/2013.

(10) Pour la France et la Belgique ; pour l'Italie et l'Espagne, 14/03/2014 ; pour les autres pays, pas de période de conservation.

(11) Condition sur l'EBITDA 2010, remplie à 38,54%.

(12) Pour la France, la Belgique, l'Italie et l'Espagne ; pour les autres pays, le 14/03/2014.

(13) Pour la France et la Belgique ; pour l'Italie et l'Espagne, le 14/03/2015 ; pour les autres pays, pas de période de conservation.

(14) Condition sur l'EBITDA 2011.

(15) Condition 50% sur l'EBITDA 2011, et 50% sur l'évolution du cours par rapport à Eurostoxx Utilities.

(16) 14/03/2012 pour 1/3 et 14/03/2013 pour 2/3.

(17) 15/03/2012 pour 1/3 et 15/03/2013 pour 2/3.

(18) 14/03/2014 pour 1/3 et 14/03/2015 pour 2/3.

(19) ROE GDF SUEZ Trading 2011 pour 1/3 et ROE GDF SUEZ Trading 2012 pour 2/3.

(20) Pour la France, la Belgique, l'Espagne et la Roumanie, avec conservation du 15/03/2014 au 14/03/2016 inclus et cessibilité à partir du 15/03/2016 ; pour les autres pays, acquisition le 14/03/2015 sans période de conservation.

(21) Pour 3 367 bénéficiaires, double condition : 50% sur l'EBITDA 2013, et 50% sur l'évolution du cours par rapport à Eurostoxx Utilities ; pour 3 480 bénéficiaires, une seule condition sur l'EBITDA 2013 ; pour les mandataires sociaux, triple condition : 1/3 sur l'EBITDA 2013, 1/3 sur le TSR par rapport aux sociétés de l'indice Eurostoxx Utilities, 1/3 sur le ROCE 2013.

(22) EBITDA GDF SUEZ Trading 2012 pour 50% et EBITDA GDF SUEZ Trading 2013 pour 50%.

(23) Pour la France, la Belgique et l'Espagne ; avec conservation du 15/03/2015 au 14/03/2017 inclus et cessibilité à partir du 15/03/2017 ; pour les autres pays, acquisition le 14/03/2016 sans période de conservation.

(24) Pour 464 bénéficiaires, double condition : 50% sur EBITDA 2014 et 50% sur le TSR (performance boursière, dividende réinvesti) de GDF SUEZ par rapport au TSR (performance boursière, dividende réinvesti) des sociétés de l'indice Eurostoxx Utilities Eurozone ; pour 5 531 bénéficiaires, condition simple sur le TSR (performance boursière, dividende réinvesti) de GDF SUEZ par rapport au TSR (performance boursière, dividende réinvesti) des sociétés de l'indice Eurostoxx Utilities Eurozone.

(25) EBITDA GDF SUEZ Trading 2013 pour 50% et EBITDA GDF SUEZ Trading 2014 pour 50%.

4.5 RÉMUNÉRATIONS ET AVANTAGES DES MEMBRES DES ORGANES D'ADMINISTRATION ET DE DIRECTION

	2009			2010		2011	
	Plan 2009	Plan du 20/01/2010	Plan Traders 03/03/2010	Plan 2010	Plan Traders 02/03/2011	Plan 2011	Plan Traders 29/02/2012
	04/05/2009	04/05/2009	04/05/2009	03/05/2010	03/05/2010	02/05/2011	02/05/2011
	10/11/2009	20/01/2010	03/03/2010	13/01/2011	02/03/2011	06/12/2011	29/02/2012
	24,8	18,5	21,5	18,1	23,3	11,3	15,1
	10/11/2009	20/01/2010	03/03/2010	13/01/2011	02/03/2011	06/12/2011	29/02/2012
	14/03/2012 ⁽¹²⁾	14/03/2012	14/03/2012 ⁽¹⁶⁾ et 14/03/2013	14/03/2014 ⁽²⁰⁾	14/03/2013 et 14/03/2014	15/03/2015 ⁽²³⁾	14/03/2014 et 14/03/2015
	15/03/2012 ⁽⁴⁾	15/03/2012	15/03/2012 ⁽¹⁷⁾ et 15/03/2013	15/03/2014 ⁽²⁰⁾	15/03/2013 et 15/03/2014	15/03/2015 ⁽²³⁾	15/03/2014 et 15/03/2015
	14/03/2014 ⁽¹³⁾	14/03/2014	14/03/2014 ⁽¹⁸⁾ et 14/03/2015	14/03/2016 ⁽²⁰⁾	15/03/2015 et 15/03/2016	14/03/2017 ⁽²³⁾	15/03/2016 et 15/03/2017
	⁽¹⁴⁾	⁽¹⁵⁾	⁽¹⁹⁾	⁽²¹⁾	⁽²²⁾	⁽²⁴⁾	⁽²⁵⁾
	1 660 094	348 660	47 779	0	0	0	0
	420	0	0	90	0	0	0
	19 370	0	0	37 362	0	0	0
	1 640 304	348 660	47 779	3 388 734	57 337	2 996 920	70 778

4.5 RÉMUNÉRATIONS ET AVANTAGES DES MEMBRES DES ORGANES D'ADMINISTRATION ET DE DIRECTION

4.5.7.4 Historique des Actions de Performance détenues par Gérard Mestrallet au 31 décembre 2011

Plan	SUEZ 13/02/2006	SUEZ 12/02/2007	GDF SUEZ 12/11/2008	GDF SUEZ 13/01/2011
Conditions	ROCE 2007	ROCE 2008	EBITDA 2010	- EBITDA 2013 (1/3) - TSR (performance boursière, dividende réinvesti)/ Eurostoxx Utilities Eurozone (1/3) - ROCE 2013 (1/3)
Date d'acquisition ⁽¹⁾	15/03/2008	15/03/2009 ⁽³⁾	15/03/2011 ⁽³⁾	15/03/2014 ⁽³⁾
Droits en cours d'acquisition	0	0	0	87 000
Actions acquises	2 000 ⁽²⁾	3 186 ⁽⁴⁾	3 469 ⁽⁵⁾	0
Date de cessibilité	15/03/2010	15/03/2011	15/03/2013	15/03/2016

(1) Sous réserve d'une double condition de performance et de présence.

(2) Ces 2 000 titres SUEZ, sont devenues, suite à la distribution de 65% de SUEZ Environnement Company et la fusion avec Gaz de France :

⇔ 1 890 actions GDF SUEZ ;

⇔ 500 actions SUEZ Environnement Company ; et

⇔ 20 actions SUEZ (« rompus ») donnant droit à des actions GDF SUEZ (indemnisées en août 2010 en conformité avec le prospectus de fusion entre SUEZ et Gaz de France).

(3) Les actions acquises entrent dans le dispositif dit « Balladur » de conservation (cf. section 4.5.5.1 du présent Document de Référence).

(4) Condition remplie.

(5) Condition partiellement remplie.

4.5.7.5 Historique des Actions de Performance détenues par Jean-François Cirelli au 31 décembre 2011

Plan	Gaz de France 20/06/2007*	Gaz de France 28/05/2008*	GDF SUEZ 12/11/2008	GDF SUEZ 13/01/2011
Conditions	EBO 2007 et EBO 2008 ⁽¹⁾	EBO 2008 et EBO 2009 ⁽³⁾	EBITDA 2010 ⁽⁴⁾	- EBITDA 2013 (1/3) - TSR (performance boursière, dividende réinvesti) /Eurostoxx Utilities Eurozone (1/3) - ROCE 2013 (1/3)
Date d'acquisition	23/06/2009	01/06/2010	15/03/2011	15/03/2014
Droits en cours d'acquisition	0	0	0	60 000 ⁽⁶⁾
Actions acquises	30	15 ⁽⁵⁾	2 312 ⁽⁵⁾	0
Date de cessibilité	01/07/2011 ⁽²⁾	01/06/2012 ⁽²⁾	15/03/2013 ⁽⁶⁾	15/03/2016

* Plans mondiaux d'attribution gratuite d'actions à l'ensemble des salariés et mandataires sociaux de Gaz de France.

(1) Conditions remplies.

(2) Ces actions ne peuvent être cédées durant l'exercice du mandat social.

(3) Condition de présence, et sur 50% des actions, une condition de performance.

(4) Double condition de performance et de présence.

(5) Condition de performance partiellement remplie.

(6) Les actions acquises entrent dans le dispositif dit « Balladur » de conservation (cf. section 4.5.5.1 du présent Document de Référence).

4.5.8 OPTIONS DE SOUSCRIPTION OU D'ACHAT D' ACTIONS CONSENTIES AUX DIX SALARIÉS NON MANDATAIRES SOCIAUX LES PLUS DOTÉS ET LEVÉES PAR LES DIX SALARIÉS NON MANDATAIRES SOCIAUX AYANT EXERCÉ LE NOMBRE D'OPTIONS LE PLUS ÉLEVÉ

4.5.8.1 Options de souscription ou d'achat d'actions consenties durant l'exercice 2011 par la Société GDF SUEZ et par toute société comprise dans le périmètre d'attribution des options GDF SUEZ, aux dix salariés non mandataires sociaux les plus dotés de l'émetteur et de ces sociétés

Néant

4.5.8.2 Options de souscription ou d'achat d'actions GDF SUEZ levées durant l'exercice 2011 par les dix salariés non mandataires sociaux de GDF SUEZ, dont le nombre d'options achetées ou souscrites est le plus élevé

Nombre total d'options levées	Prix moyen pondéré (en euros)	Plans
30 000	15,71	20/11/2002*
151 085	12,39	19/11/2003*
38 794	16,84	17/11/2004*
241 538	22,79	09/12/2005*

* Options de souscription.

4.5.9 ACTIONS DE PERFORMANCE CONSENTIES AUX DIX SALARIÉS NON MANDATAIRES SOCIAUX LES PLUS DOTÉS

ACTIONS DE PERFORMANCE CONSENTIES DURANT L'EXERCICE 2011 PAR GDF SUEZ ET PAR TOUTE SOCIÉTÉ COMPRISE DANS LE PÉRIMÈTRE D'ATTRIBUTION DES ACTIONS GDF SUEZ, AUX DIX SALARIÉS NON MANDATAIRES SOCIAUX LES PLUS DOTÉS DE L'ÉMETTEUR ET DE CES SOCIÉTÉS

Nombre total d'actions attribuées	Valeur de l'action * (en euros)	Sociétés émettrices	Plans
258 400	17,46	GDF SUEZ	13/01/2011
216 900	12,75	GDF SUEZ	06/12/2011

* Valeur moyenne, selon la méthode retenue pour les comptes consolidés.

4.5.10 RÉCAPITULATIF DES OPÉRATIONS DÉCLARÉES PAR LES DIRIGEANTS ET LES MANDATAIRES SOCIAUX DURANT L'ANNÉE 2011

ACTIONS GDF SUEZ

	Date de la transaction	Type de la transaction	Quantité	Prix unitaire (en euros)	Prix de l'opération (en euros)
Françoise Malrieu	15/09/2011	Achat	1 000	20,42	20 420

OPTIONS DE SOUSCRIPTION D'ACTIONS GDF SUEZ

	Date de la transaction	Type de transaction	Plan concerné	Nombre de stock-options exercées	Prix d'exercice ou de cession unitaire (en euros)	Prix de cession (en euros)
	07/01/2011	Levée*	Plan Suez	23	12,39	285
Gérard Mestrallet	07/01/2011	Vente*	du 19/11/2003	23	27,00	621
	13/01/2011	Levée*		39 977	12,39	495 915
	13/01/2011	Vente*	Plan Suez	1 018	27,00	27 486
Gérard Mestrallet	13/01/2011	Vente*	du 19/11/2003	38 959	27,01	1 052 283
			Plan Suez			
Gérard Mestrallet	20/09/2011	Levée*	du 19/11/2003	10 000	12,39	123 900
	20/01/2011	Levée*	Plan Suez	12 300	22,79	280 317
Gérard Lamarche	20/01/2011	Vente*	du 09/12/2005	12 300	29,00	356 700

* Options exercées par l'intermédiaire d'un mandataire professionnel suite à la mise en place d'un système de levée programmée des options de souscription et d'achat d'actions GDF SUEZ (se référer à la section 4.5.5.2 « Dispositif de gestion programmée des stock-options » ci-dessus).

Informations sur le capital et l'actionnariat

	Pages		Pages
5.1		5.2	
INFORMATIONS SUR LE CAPITAL SOCIAL	226	ACTIONNARIAT	236
5.1.1	226	5.2.1	236
5.1.2	227	5.2.2	237
5.1.3	227	5.2.3	238
5.1.4	230	5.2.4	238
5.1.5	232	5.2.5	239
5.1.6	233		

5.1 INFORMATIONS SUR LE CAPITAL SOCIAL

5.1.1 CAPITAL SOCIAL ET DROITS DE VOTE

5.1.1.1 Capital social

Les actions GDF SUEZ sont cotées à l'Eurolist d'Euronext Paris (compartiment A) sous le code ISIN FR0010208488 et code mnémorique GSZ. Elles sont également cotées à Euronext Bruxelles et à la bourse de Luxembourg. L'action GDF SUEZ fait partie de l'indice CAC 40, principal indice publié par NYSE Euronext Paris et est éligible au Service du Règlement Différé (SRD). GDF SUEZ est représenté dans l'ensemble des principaux indices : CAC 40, BEL 20, Dow-Jones STOXX 50, Dow-Jones EURO STOXX 50, Euronext 100, FTSE Eurotop 100, FTSE Eurotop MSCI Europe et ASPI Eurozone.

Au 31 décembre 2011, le capital social de GDF SUEZ s'établit à 2 252 636 208 euros, divisé en 2 252 636 208 actions entièrement libérées de 1 euro de nominal chacune. Au cours de l'exercice 2011, le capital social de GDF SUEZ a été marqué par les opérations suivantes :

- création de 871 535 actions résultant de l'exercice de levées d'options de souscription d'actions intervenues entre le 1^{er} janvier et le 30 juin 2011 ;
- création de 1 468 916 actions résultant de l'exercice de levées d'options de souscription d'actions intervenues entre le 1^{er} juillet et le 31 décembre 2011.

5.1.1.2 Nantissement, garanties et sûretés

Nantissement des actifs

Le pourcentage des actions nanties est non significatif.

AUTRES NANTISSEMENTS

En millions d'euros	Valeur totale	2012	2013	2014	2015	2016	De 2017 à 2021	> 2021	Total du compte	% correspondant
Immobilisations incorporelles	453	9	-	438	-	-	1	6	13 334	3%
Immobilisations corporelles	8 929	3 744	111	791	99	99	671	3 414	90 012	10%
Titres de participation	4 446	1 014	495	311	-	-	533	2 092	5 918	75%
Comptes bancaires	530	293	-	53	1	-	13	170	14 675	4%
Autres actifs	343	155	14	100	-	-	4	70	39 199	1%
TOTAL	14 702	5 215	621	1 692	100	99	1 221	5 753	163 138	9%

Remarque : le total du nantissement sur titres peut porter sur des titres consolidés dont la valeur est nulle dans le bilan consolidé (élimination de ces titres par la consolidation).

5.1.1.3 Droits de vote

Aux termes de l'article 11 des statuts de la Société, sauf dans le cas où la loi en dispose autrement, chaque actionnaire a autant de droit de vote et exprime en assemblée autant de voix qu'il possède d'actions libérées des versements exigibles.

Au 31 décembre 2011, la Société comptait, après déduction des actions en autodétention, 2 213 752 714 actions ayant autant de droits de vote exerçables.

En vertu de l'article 24.1 de la loi n° 2004-803 du 9 août 2004 et du décret n° 2007-1790 du 20 décembre 2007, le capital social de GDF SUEZ comprend une action spécifique résultant de la transformation d'une action ordinaire de l'État français et visant à préserver les intérêts essentiels de la France dans le secteur de l'énergie, et notamment la continuité et la sécurité d'approvisionnement en énergie (pour les détails concernant l'action spécifique de l'État, se référer à la section 5.2.4 ci-après du présent Document de Référence).

5.1.2 CAPITAL POTENTIEL ET TITRES DONNANT ACCÈS AU CAPITAL

Il n'existe, au 31 décembre 2011, aucun titre ou droit donnant accès directement ou indirectement au capital de GDF SUEZ.

Au 31 décembre 2011, 22 584 740 options de souscription d'actions peuvent donner lieu à la création de 22 584 740 actions GDF SUEZ.

En cas d'exercice de ces options de souscription d'actions, le capital potentiel de GDF SUEZ représenterait 101,00% du capital social de GDF SUEZ au 31 décembre 2011 et le pourcentage

de dilution représenterait 1,00% du capital, étant précisé que la participation de l'État dans le capital de la Société doit rester supérieure au tiers, conformément aux dispositions de l'article 24 de la loi n° 2004-803 du 9 août 2004, tel que modifié par l'article 39 de la loi n° 2006-1537 du 7 décembre 2006.

Les tableaux relatifs aux différents plans d'options de souscription d'actions figurent dans la Note 23 de la section 6.2 ci-après.

5.1.3 AUTORISATIONS RELATIVES AU CAPITAL ET AUX VALEURS MOBILIÈRES DONNANT DROIT À L'ATTRIBUTION DE TITRES DE CRÉANCES ET UTILISATION DES AUTORISATIONS

Les actionnaires de la Société ont consenti au Conseil d'Administration les délégations de compétence et autorisations en matière financière ci-après :

AUTORISATIONS DONNÉES PAR L'ASSEMBLÉE GÉNÉRALE MIXTE DES ACTIONNAIRES DU 3 MAI 2010

Résolution	Nature d'autorisation ou de délégation de compétence	Durée de l'autorisation et date d'expiration	Montant nominal maximal par autorisation	Utilisation de l'autorisation	Autorisation non utilisée
5 ^e	Autorisation d'opérer en bourse sur les propres actions de la Société	18 mois (jusqu'au 3 novembre 2011)	Prix maximum d'achat : 55 euros. Détention maximum : 10% du capital. Montant cumulé des acquisitions : ≤ 12 milliards d'euros	GDF SUEZ détenait 1,67% de son capital au 31 octobre 2011	Autorisation caduque
6 ^e	Émission, avec maintien du droit préférentiel de souscription, d'actions et/ou de valeurs mobilières donnant accès à des actions de la Société ou de filiales et/ou émission de valeurs mobilières donnant droit à l'attribution de titres de créance	26 mois (jusqu'au 3 juillet 2012)	250 millions d'euros pour les actions ^{(1) (2)} + 5 milliards d'euros pour les valeurs mobilières ^{(1) (2)} représentatives de créances	Néant	Intégralité de l'autorisation
7 ^e	Émission, avec suppression du droit préférentiel de souscription, d'actions et/ou de valeurs mobilières donnant accès à des actions de la Société, ou de filiales, ou d'actions de la Société auxquelles donneraient droit des valeurs mobilières à émettre par des filiales, y compris à l'effet de rémunérer des titres apportés dans le cadre d'une offre publique d'échange et/ou émission de valeurs mobilières donnant droit à l'attribution de titres de créance	26 mois (jusqu'au 3 juillet 2012)	250 millions d'euros pour les actions ^{(1) (2)} + 5 milliards d'euros pour les valeurs mobilières ^{(1) (2)} représentatives de créances	Néant	Intégralité de l'autorisation

(1) Il s'agit d'un plafond commun fixé par l'Assemblée Générale Mixte du 3 mai 2010, pour les émissions décidées au titre des 6^e, 7^e, 8^e, 10^e résolutions.

(2) Le plafond global des émissions décidées en vertu des 6^e, 7^e, 8^e, 10^e, 11^e et 12^e résolutions est fixé, par la 13^e résolution de l'AGM du 3 mai 2010, à 310 millions d'euros.

5.1 INFORMATIONS SUR LE CAPITAL SOCIAL

Résolution	Nature d'autorisation ou de délégation de compétence	Durée de l'autorisation et date d'expiration	Montant nominal maximal par autorisation	Utilisation de l'autorisation	Autorisation non utilisée
8 ^e	Émission, avec suppression du droit préférentiel de souscription, d'actions et/ou de valeurs mobilières donnant accès à des actions de la Société, dans le cadre de placement privé au profit d'investisseurs qualifiés ou d'un cercle restreint d'investisseurs et/ou émission de valeurs mobilières donnant droit à l'attribution de titres de créance	26 mois (jusqu'au 3 juillet 2012)	250 millions d'euros pour les actions ^{(1) (2)} + 5 milliards d'euros pour les valeurs mobilières ^{(1) (2)} représentatives de créances	Néant	Intégralité de l'autorisation
10 ^e	Émission d'actions et/ou de valeurs mobilières donnant accès à des actions de la Société, dans la limite de 10% du capital social, à l'effet de rémunérer des apports en nature consentis à la Société et constitués de titres de capital	26 mois (jusqu'au 3 juillet 2012)	250 millions d'euros pour les actions ^{(1) (2)} + 5 milliards d'euros pour les valeurs mobilières ^{(1) (2)} représentatives de créances	Néant	Intégralité de l'autorisation
11 ^e	Augmentation de capital réservée aux salariés adhérant à un Plan d'Épargne du Groupe GDF SUEZ	21 mois (jusqu'au 16 juin 2012)	40 millions d'euros, soit 40 millions d'actions ⁽²⁾	Néant	Autorisation caduque (privée d'effet par la 13 ^e résolution de l'AGM du 2 mai 2011)
12 ^e	Augmentation de capital réservée à toute entité ayant pour objet exclusif de favoriser l'accès au capital social de GDF SUEZ dans le cadre du plan international d'actionariat salarié du Groupe GDF SUEZ	12 mois (jusqu'au 4 novembre 2011)	20 millions d'euros, soit 20 millions d'actions ⁽²⁾	Néant	Autorisation caduque (privée d'effet par la 14 ^e résolution de l'AGM du 2 mai 2011)
14 ^e	Augmentation de capital par émission d'actions et/ou de valeurs mobilières donnant accès à des actions de la Société, par incorporation de primes, réserves, bénéfices ou autres	26 mois (jusqu'au 3 juillet 2012)	Montant global des sommes pouvant être incorporées en cas d'incorporation de primes, réserves, bénéfices ou autres	Néant	Intégralité de l'autorisation
15 ^e	Autorisation de réduire le capital par annulation d'actions autodétenues	26 mois (jusqu'au 3 juillet 2012)	10% du capital par période de 24 mois	Annulation de 36 898 000 actions du capital social le 9 août 2010, soit 1,63% du capital social au 9 août 2010	8,37% du capital social
16 ^e	Autorisation au Conseil d'Administration à l'effet de consentir des options de souscription et d'achat d'actions aux mandataires sociaux et aux salariés de la Société et/ou des sociétés du Groupe	18 mois (jusqu'au 3 novembre 2011)	Détention maximum : 0,5% du capital imputable sur les 0,5% de la 17 ^e résolution approuvée par l'AGM du 3 mai 2010	Néant	Autorisation caduque

(1) Il s'agit d'un plafond commun fixé par l'Assemblée Générale Mixte du 3 mai 2010, pour les émissions décidées au titre des 6^e, 7^e, 8^e, 10^e résolutions.

(2) Le plafond global des émissions décidées en vertu des 6^e, 7^e, 8^e, 10^e, 11^e et 12^e résolutions est fixé, par la 13^e résolution de l'AGM du 3 mai 2010, à 310 millions d'euros.

Résolution	Nature d'autorisation ou de délégation de compétence	Durée de l'autorisation et date d'expiration	Montant nominal maximal par autorisation	Utilisation de l'autorisation	Autorisation non utilisée
17 ^e	Autorisation de procéder à des attributions gratuites d'actions en faveur des mandataires sociaux et des salariés de la Société et/ou des sociétés du Groupe	12 mois (jusqu'au 4 novembre 2011)	Détention maximum : 0,5% du capital imputable sur les 0,5% de la 16 ^e résolution approuvée par l'AGM du 3 mai 2010	Attribution le 13 janvier 2011 de 3 429 186 actions de performance existantes, et le 2 mars 2011 de 57 337 actions de performance existantes, soit 0,15% du capital. Soit un total de 0,15% du capital, compte tenu de l'ensemble des autorisations utilisées au titre des 16 ^e et 17 ^e résolutions de l'AGM du 3 mai 2010	Autorisation caduque (privée d'effet par la 15 ^e résolution de l'AGM du 2 mai 2011)

(1) Il s'agit d'un plafond commun fixé par l'Assemblée Générale Mixte du 3 mai 2010, pour les émissions décidées au titre des 6^e, 7^e, 8^e, 10^e résolutions.

(2) Le plafond global des émissions décidées en vertu des 6^e, 7^e, 8^e, 10^e, 11^e et 12^e résolutions est fixé, par la 13^e résolution de l'AGM du 3 mai 2010, à 310 millions d'euros.

AUTORISATIONS DONNÉES PAR L'ASSEMBLÉE GÉNÉRALE MIXTE DES ACTIONNAIRES DU 2 MAI 2011

Résolution	Nature d'autorisation ou de délégation de compétence	Durée de l'autorisation et date d'expiration	Montant nominal maximal par autorisation	Utilisation de l'autorisation	Autorisation non utilisée
5 ^e	Autorisation d'opérer en bourse sur les propres actions de la Société	18 mois (jusqu'au 2 novembre 2012)	Prix maximum d'achat : 55 euros. Détention maximum : 10% du capital. Montant cumulé des acquisitions : ≤ 12 milliards d'euros	GDF SUEZ détient 1,73% de son capital au 31 décembre 2011	8,27% du capital
13 ^e	Augmentation de capital réservée aux salariés adhérant à un Plan d'Épargne du Groupe GDF SUEZ	26 mois (jusqu'au 2 juillet 2013)	40 millions d'euros ⁽¹⁾	Néant	Intégralité de l'autorisation
14 ^e	Augmentation de capital réservée à toute entité constituée dans le cadre de la mise en œuvre du plan d'actionariat salarié international du Groupe GDF SUEZ	18 mois (jusqu'au 2 novembre 2012)	20 millions d'euros ⁽¹⁾	Néant	Intégralité de l'autorisation
15 ^e	Autorisation de procéder à l'attribution d'actions gratuites en faveur des salariés et/ou des mandataires sociaux de la Société et/ou des sociétés du Groupe	18 mois (jusqu'au 2 novembre 2012)	Détention maximum : 0,5% du capital	Attribution le 22 juin 2011 de 4 199 167 actions gratuites et le 6 décembre 2011 de 2 996 920 actions de performance existantes, soit 0,32% du capital au 31 décembre 2011	0,18% du capital social au 31 décembre 2011

(1) Le plafond global des émissions décidées en vertu des 13^e et 14^e résolutions de l'AGM du 2 mai 2011 et des 6^e, 7^e, 8^e, et 10^e résolutions de l'AGM du 3 mai 2010 est fixé, par la 13^e résolution de l'AGM du 3 mai 2010, à 310 millions d'euros.

5.1.4 ÉVOLUTION DU CAPITAL AU COURS DES CINQ DERNIERS EXERCICES

ÉMISSION D' ACTIONS

Date	Événement	Nominal (en euros)	Prime (en euros)	Capital (en euros)	Nombre d'actions	Valeur nominale par action (en euros)
22/07/2008	Augmentation du capital social au titre de la fusion-absorption de SUEZ par Gaz de France	1 207 660 692	27 756 244 783	2 191 532 680	2 191 532 680	1,00
21/01/2009	Augmentation du capital social résultant de l'exercice des levées d'options de souscription d'actions	2 111 140*	-	2 193 643 820	2 193 643 820	1,00
02/06/2009	Augmentation du capital social résultant de la souscription de 65 398 018 actions dans le cadre de l'option du paiement d'une partie du dividende 2008 en actions	65 398 018	1 311 230 260,90	2 259 041 838	2 259 041 838	1,00
26/08/2009	Augmentation du capital social résultant de l'exercice de 585 870 options de souscription d'actions	585 870	9 092 759,77	2 259 627 708	2 259 627 708	1,00
20/01/2010	Augmentation du capital social résultant de l'exercice de 1 348 559 options de souscription d'actions	1 348 559**	21 122 672,59	2 260 976 267	2 260 976 267	1,00
09/08/2010	Augmentation du capital social résultant de l'exercice de 395 068 options de souscription d'actions	395 068	6 150 334,28	2 261 371 335	2 261 371 335	1,00
09/08/2010	Réduction du capital social résultant de l'annulation de 36 898 000 actions autodétenues	36 898 000	1 377 800 021	2 224 473 335	2 224 473 335	1,00
24/08/2010	Augmentation du capital social résultant de la souscription de 22 165 290 actions dans le cadre de l'augmentation de capital réservée aux salariés adhérents d'un plan d'épargne du Groupe GDF SUEZ	22 165 290	416 264 146,20	2 246 638 625	2 246 638 625	1,00

* Ces actions nouvelles étaient déjà comptabilisées dans les comptes de GDF SUEZ au 31 décembre 2008.

** Ces actions nouvelles étaient déjà comptabilisées dans les comptes de GDF SUEZ au 31 décembre 2009.

*** Ces actions nouvelles étaient déjà comptabilisées dans les comptes de GDF SUEZ au 31 décembre 2010.

**** Ces actions nouvelles étaient déjà comptabilisées dans les comptes de GDF SUEZ au 31 décembre 2011.

Date	Événement	Nominal (en euros)	Prime (en euros)	Capital (en euros)	Nombre d'actions	Valeur nominale par action (en euros)
24/08/2010	Augmentation du capital social résultant de l'émission de 521 056 actions gratuites par prélèvement sur la prime d'émission de 416 264 146,20 euros ci-dessus visée, dans le cadre de l'augmentation de capital réservée aux salariés adhérents d'un plan d'épargne du Groupe GDF SUEZ	521 056	-521 056,00	2 247 159 681	2 247 159 681	1,00
24/08/2010	Augmentation du capital social résultant de la souscription de 2 016 272 actions suite aux augmentations de capital réservées aux entités ayant pour objet exclusif de souscrire, détenir et céder des actions GDF SUEZ dans le cadre du plan international d'actionariat salarié du Groupe GDF SUEZ	2 016 272	37 865 588,16	2 249 175 953	2 249 175 953	1,00
13/01/2011	Augmentation du capital social résultant de l'exercice de 1 119 804 options de souscription d'actions	1 119 804***	17 772 036,01	2 250 295 757	2 250 295 757	1,00
09/08/2011	Augmentation du capital social résultant de l'exercice de 871 535 options de souscription d'actions	871 535	14 816 093,98	2 251 167 292	2 251 167 292	1,00
13/01/2012	Augmentation du capital social résultant de l'exercice de 1 468 916 options de souscription d'actions	1 468 916****	17 838 829,31	2 252 636 208	2 252 636 208	1,00

* Ces actions nouvelles étaient déjà comptabilisées dans les comptes de GDF SUEZ au 31 décembre 2008.

** Ces actions nouvelles étaient déjà comptabilisées dans les comptes de GDF SUEZ au 31 décembre 2009.

*** Ces actions nouvelles étaient déjà comptabilisées dans les comptes de GDF SUEZ au 31 décembre 2010.

**** Ces actions nouvelles étaient déjà comptabilisées dans les comptes de GDF SUEZ au 31 décembre 2011.

Au total, 2 340 451 actions GDF SUEZ ont été créées entre le 1^{er} janvier 2011 et la date du présent Document de Référence.

5.1.5 RACHAT D' ACTIONS

5.1.5.1 Actions propres

L'Assemblée Générale Mixte du 2 mai 2011, dans sa 5^e résolution, a autorisé la Société à opérer sur ses propres actions en vue de la gestion de ses fonds propres dans les conditions fixées par les conditions légales et réglementaires applicables.

Conditions :

- prix maximum d'achat : 55 euros par action (hors frais d'acquisition) ;
- détention maximum : 10% du capital social ;
- montant maximum cumulé des acquisitions : 12 milliards d'euros.

Un contrat de liquidité d'un an, renouvelable par tacite reconduction, d'un montant initial de 55 millions d'euros a été conclu le 2 mai 2006 sur Euronext Paris avec Rothschild et Cie Banque ; le montant de ce contrat a été porté à 150 millions d'euros le 22 juillet 2008. Une extension pour 15 millions d'euros de ce contrat sur Euronext Bruxelles, mise en place à la même date, a pris fin le 13 janvier 2009 en raison de la mise en œuvre par Euronext du carnet d'ordres centralisé entre Paris et Bruxelles.

Ce contrat a notamment pour objet de réduire la volatilité de l'action GDF SUEZ, et donc le risque perçu par les investisseurs ; il est conforme à la Charte de déontologie établie par l'Association française des entreprises d'investissement. Ce contrat a poursuivi ses effets en 2011.

Entre le 1^{er} janvier et le 31 décembre 2011, la Société a acquis 15 741 982 actions pour une valeur globale de 412 millions d'euros (soit une valeur unitaire de 26,18 euros) au titre du contrat de liquidité. Sur la même période, GDF SUEZ a cédé 9 041 982 actions dans le cadre du contrat de liquidité, pour une valeur de cession globale de 250 millions d'euros (soit une valeur unitaire de 27,67 euros).

Par ailleurs, entre le 1^{er} janvier et le 31 décembre 2011, GDF SUEZ a acquis 9 751 000 actions en couverture de ses engagements envers les bénéficiaires d'options, d'actions gratuites et de plans d'épargne d'entreprise pour une valeur globale de 200 millions d'euros (soit une valeur unitaire de 20,48 euros).

Entre le 1^{er} janvier et le 29 février 2012, GDF SUEZ a acquis 805 000 actions pour une valeur globale de 16 millions d'euros (soit une valeur unitaire de 20,28 euros) au titre du contrat de liquidité. Sur la même période, GDF SUEZ a cédé 755 000 actions dans le cadre du contrat de liquidité, pour une valeur de cession globale de 16 millions d'euros (soit une valeur unitaire de 21,39 euros).

Par ailleurs, entre le 1^{er} janvier et le 29 février 2012, GDF SUEZ a acquis 2 398 000 actions en couverture de ses engagements envers les bénéficiaires d'options, d'actions gratuites et de plans d'épargne d'entreprise pour une valeur globale de 49 millions d'euros (soit une valeur unitaire de 20,36 euros).

Au 29 février 2012, la Société détenait 1,83% de son capital, soit 41 329 070 actions, dont 6 750 000 actions dans le cadre du contrat de liquidité et 34 579 070 actions en couverture de ses engagements envers les bénéficiaires d'options, d'actions gratuites et de plans d'épargne d'entreprise.

5.1.5.2 Descriptif du programme de rachat d'actions propres soumis à l'Assemblée Générale Mixte des actionnaires du 23 avril 2012 (5^e résolution)

Le présent descriptif du programme a pour objet, en application des articles 241-1 à 241-6 du Règlement général de l'AMF, de décrire les objectifs et les modalités du programme de rachat par GDF SUEZ de ses propres actions qui sera soumis à l'Assemblée Générale Mixte des actionnaires convoquée le 23 avril 2012.

A. Principales caractéristiques du programme

Les principales caractéristiques potentielles de ce programme sont précisées ci-après :

- titres concernés : actions cotées sur l'Eurolist – SRD à la bourse de Paris, ou Eurolist à la bourse de Bruxelles ;
- pourcentage de rachat maximum de capital autorisé par l'Assemblée Générale : 10% ;
- prix d'achat unitaire maximum autorisé : 40 euros (hors frais d'acquisition).

B. Objectifs du Programme de rachat

Les objectifs poursuivis par GDF SUEZ dans le cadre de ce programme de rachat d'actions sont présentés ci-après :

- l'animation du cours par un prestataire de services d'investissements dans le cadre de contrats de liquidité ;
- l'annulation ultérieure des actions rachetées dans le cadre d'une réduction de capital qui serait décidée ou autorisée par l'Assemblée Générale Extraordinaire ;
- leur attribution ou leur cession à des salariés ou anciens salariés ou à des mandataires sociaux ou anciens mandataires sociaux du Groupe ;
- la mise en œuvre de plans d'options d'achat ou de souscription d'actions ou de plans d'attribution gratuite d'actions ;
- leur conservation et leur remise ultérieure à l'échange ou en paiement dans le cadre d'opération de croissance externe, dans la limite de 5% du capital social ;
- la couverture de valeurs mobilières donnant droit à l'attribution d'actions de la Société par remise d'actions à l'occasion de l'exercice de droits attachés à des valeurs mobilières donnant droit par remboursement, conversion, échanges, présentation d'un bon ou de toute autre manière à l'attribution d'actions de la Société ;
- la mise en œuvre de toute pratique de marché admise ou qui viendrait à être admise par les autorités de marché.

C. Modalités

Part maximale du capital pouvant être acquise et montant maximal payable par GDF SUEZ

La part maximale du capital acquise par GDF SUEZ ne pourra dépasser 10% du capital de la Société estimé à la date de l'Assemblée Générale, soit 225 millions d'actions environ, pour un montant maximal théorique de 9 milliards d'euros. GDF SUEZ se réserve la faculté d'utiliser l'intégralité du programme autorisé.

GDF SUEZ détenait directement au 29 février 2012 : 41 329 070 actions, soit 1,83 % du capital.

En conséquence, les rachats d'actions pourront, sur la base du capital estimé à la date de l'Assemblée, porter sur 184 millions d'actions, représentant 8,17% du capital, soit un montant maximum de 7 milliards d'euros.

Durée du programme de rachat

Le programme de rachat pourra être réalisé, conformément à la cinquième résolution proposée à l'Assemblée Générale du 23 avril 2012, pour une durée de 18 mois à compter de la date de la tenue de l'Assemblée Générale, soit jusqu'au 23 octobre 2012.

5.1.6 TITRES NON REPRÉSENTATIFS DU CAPITAL

5.1.6.1 Titres participatifs

Gaz de France a procédé à l'émission de titres participatifs en 1985 et 1986 sous forme de deux tranches, A et B. Seuls les titres participatifs de la tranche A demeurent en circulation, les titres participatifs de la tranche B ayant été intégralement remboursés en 2000.

CARACTÉRISTIQUES DES TITRES PARTICIPATIFS DE LA TRANCHE A

Valeur nominale unitaire	762,25 euros	
Rémunération*	Partie fixe	63% du taux moyen obligataire
	Partie variable	Dépend de la valeur ajoutée de GDF SUEZ
Rachat	Possibilité de rachat en bourse à tout moment, en tout ou partie, au gré de la Société. Les titres participatifs ainsi rachetés seront annulés. Les titres sont remboursables en tout ou en partie au gré de la Société à un prix égal à 130% du nominal.	
Cotation	Paris	
Code ISIN	FR 0000047748	

* La rémunération annuelle minimale s'élève à 85% du taux moyen obligataire et la maximale à 130% du taux moyen obligataire.

Au 31 décembre 2011, 562 402 titres participatifs de la tranche A étaient en circulation, soit un encours nominal de 428 690 924,50 euros. Leur valeur de marché, sur la base du cours de clôture du 30 décembre 2011 (soit 790 euros) s'élevait à 444 297 580 euros.

RÉMUNÉRATION UNITAIRE DU TITRE PARTICIPATIF DE LA TRANCHE A SUR LES TROIS DERNIERS EXERCICES

En euros	2011	2010	2009
Rémunération fixe	17,11	17,21	19,48
Rémunération variable	49,64	48,06	47,02
Rémunération totale théorique	66,75	65,26	66,50
Rémunération minimale	23,09	23,22	26,29
Rémunération maximale	35,31	35,51	40,20
Rémunération brute par titre	35,31	35,51	40,20

GDF SUEZ est soumise aux dispositions des articles R. 228-49 et suivants du Code de commerce applicables aux émetteurs de titres participatifs et doit à ce titre, en application de l'article R. 228-67 du

Code de commerce, convoquer l'Assemblée Générale des porteurs de titres participatifs par avis inséré au BALO, sauf dans le cas où les titres émis sont tous nominatifs.

ÉVOLUTION DES COURS EXTRÊMES ET DU VOLUME DES TRANSACTIONS SUR LE TITRE PARTICIPATIF DE LA TRANCHE A À PARIS

	Cours le + haut (en euros)	Cours le + bas (en euros)	Volume des transactions (en titres)
2011			
Janvier	822	813	1 081
Février	823	818	1 110
Mars	826	820	1 282
Avril	832	812	514
Mai	845	820	562
Juin	848	832	1 523
Juillet	841	839	977
Août	839	824	786
Septembre	832	815	264
Octobre	820	805	428
Novembre	811	800	794
Décembre	800	725	717

Source : Reuters.

5.1.6.2 Programme Euro Medium Term Notes (EMTN)

GDF SUEZ dispose d'un programme d'Euro Medium Term Notes (EMTN) de 25 milliards d'euros. Ce programme a été actualisé le 9 septembre 2011 et a reçu le visa de l'AMF.

5.1.6.3 Emprunts obligataires

Les principales caractéristiques des émissions obligataires en circulation au 31 décembre 2011 émises par la Société et émises ou garanties par le GIE GDF SUEZ Alliance, dont la Société est membre, sont indiquées ci-après.

Émetteur	Devise	Coupon	Date initiale d'émission	Échéance	Montant en cours (en devises) (en millions)	Place de cotation	Code ISIN
GDF SUEZ	EUR	4,750%	19/02/2003	19/02/2013	968	Paris Luxembourg	FR0000472326
GDF SUEZ	EUR	5,125%	19/02/2003	19/02/2018	750	Paris Luxembourg	FR0000472334
Belgelec Finance	EUR	5,125%	24/06/2003	24/06/2015	662	Luxembourg	FR0000475741
Belgelec Finance	CHF	3,250%	27/12/2007	22/12/2014	340	SIX	CH0035844890
Electrabel	EUR	4,750%	10/04/2008	10/04/2015	600	Luxembourg	BE0934260531
GDF SUEZ Alliance*	EUR	5,500%	26/11/2002	26/11/2012	300	Luxembourg	FR0000471054
GDF SUEZ Alliance	EUR	5,750%	24/06/2003	24/06/2023	1 000	Luxembourg	FR0000475758
GDF SUEZ*	EUR	6,250%	24/10/2008	24/01/2014	845	Luxembourg	FR0010678151
GDF SUEZ*	EUR	6 875%	24/10/2008	24/01/2019	1 200	Luxembourg	FR0010678185
GDF SUEZ*	EUR	4,375%	16/01/2009	16/01/2012	1 140	Luxembourg	FR0010709261
GDF SUEZ*	EUR	5,625%	16/01/2009	18/01/2016	1 500	Luxembourg	FR0010709279
GDF SUEZ*	EUR	6,375%	16/01/2009	18/01/2021	1 000	Luxembourg	FR0010709451
GDF SUEZ*	EUR	5,000%	23/02/2009	23/02/2015	750	Luxembourg	FR0010718189
GDF SUEZ*	GBP	7,000%	30/10/2008	30/10/2028	500	Luxembourg	FR0010680041
GDF SUEZ*	GBP	6,125%	11/02/2009	11/02/2021	700	Luxembourg	FR0010721704
GDF SUEZ*	CHF	3,500%	19/12/2008	19/12/2012	975	SIX	CH0048506874
GDF SUEZ*	JPY	3,180%	18/12/2008	18/12/2023	15 000	Aucune	FR0010697193
GDF SUEZ*	JPY	Yenlibor3m + 120 bp	05/02/2009	05/02/2014	18 000	Aucune	FR0010718205
GDF SUEZ	JPY	1,17%	15/12/2009	15/12/2014	65 000	Aucune	JP525007A9C3
GDF SUEZ*	GBP	5,000%	01/10/2010	01/10/2060	1 100	Paris	FR0010946855
GDF SUEZ*	EUR	2,750%	18/10/2010	18/10/2017	1 000	Paris	FR0010952739
GDF SUEZ*	EUR	3,500%	18/10/2010	18/10/2022	1 000	Paris	FR0010952770
GDF SUEZ*	EUR	3,046%	17/10/2011	17/10/2018	150	Paris	FR0011131846
GDF SUEZ*	CHF	1,500%	20/10/2011	20/10/2017	300	SIX	CH013975685-9
GDF SUEZ*	EUR	3,896%	24/10/2011	24/10/2023	100	Paris	FR0011133495
GDF SUEZ*	EUR	5,950%	16/03/2011	16/03/2111	300	Paris	FR0011022474
GDF SUEZ*	EUR	3,125%	21/11/2011	21/01/2020	1 000	Paris	FR0011147305

* Émissions réalisées dans le cadre du programme EMTN.

5.1.6.4 Billets de trésorerie

La Société dispose de programmes de financement à court terme (billets de trésorerie et *US Commercial Paper*).

GDF SUEZ a mis en place un programme de billets de trésorerie de 5 milliards d'euros le 13 août 2008. Ce programme a été actualisé

le 20 juillet 2011 et a reçu l'approbation de la Banque de France. Au 31 décembre 2011, l'encours s'établissait à 2 967 millions d'euros.

La Société a également un programme de *US Commercial Paper* de 4,5 milliards de dollars US. Au 31 décembre 2011, l'encours s'établissait à 947 millions de dollars US.

5.2 ACTIONNARIAT

5.2.1 COTATION BOURSIÈRE

ÉVOLUTION DES COURS EXTRÊMES ET DU VOLUME DES TRANSACTIONS SUR L'ACTION GDF SUEZ À PARIS

	Cours le + haut (en euros)	Cours le + bas (en euros)	Volume des transactions *
2011			
Janvier	29,94	26,62	4 412 272
Février	29,86	28,35	3 381 583
Mars	28,80	25,73	5 643 793
Avril	28,35	26,48	4 186 195
Mai	27,82	25,25	3 640 087
Juin	25,24	23,92	4 032 337
Juillet	25,34	22,47	3 919 601
Août	22,04	19,18	7 090 295
Septembre	22,94	19,62	6 286 986
Octobre	23,83	20,52	5 778 869
Novembre	20,85	17,98	6 339 118
Décembre	21,39	19,52	3 915 301

* Moyenne journalière (source Bloomberg).

Suite au désenregistrement de GDF SUEZ auprès de la Securities & Exchange Commission intervenu le 30 octobre 2009, GDF SUEZ maintient un programme *American Depositary Receipt* (ADR) *level 1* non coté sur une place boursière américaine. Ces ADR font l'objet de transactions sur le marché hors-cote du Nasdaq.

5.2.2 RÉPARTITION DU CAPITAL – ÉVOLUTION ET PROFIL DE L'ACTIONNARIAT

Au 31 décembre 2011, la Société comptait 2 252 636 208 actions, dont 38 883 494 actions autodétenues.

Durant l'exercice 2011, le capital de la Société a été augmenté de 2 340 451 actions de 1 euro nominal : création de 2 340 451 actions suite à des levées d'options de souscription d'actions.

VARIATION SIGNIFICATIVE DE L'ACTIONNARIAT DE GDF SUEZ DES TROIS DERNIERS EXERCICES

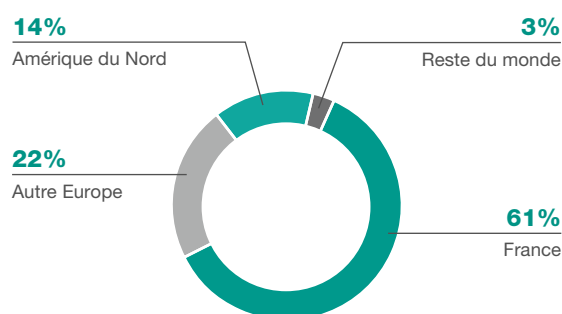
	31 décembre 2011		31 décembre 2010		31 décembre 2009	
	% du capital	% des droits de vote *	% du capital	% des droits de vote	% du capital	% des droits de vote
État	36,0	36,6	36,0	36,5	35,9	36,6
Groupe Bruxelles Lambert (GBL)	5,2	5,3	5,2	5,3	5,2	5,3
Actionnariat salarié	2,9	3,0	2,8	2,8	2,3	2,3
Groupe CDC	2,0	2,0	2,0	2,0	1,9	2,0
CNP Assurances	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
Sofina	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,7
Autodétention	1,7	-	1,1	-	2,0	-
Total dirigeants	ns	ns	ns	ns	ns	ns
Public	50,5	51,4	51,2	51,7	51,0	52,0
	100%	100%	100%	100%	100%	100%

* Calculé sur le nombre de droits de vote exerçables au 31 décembre 2011.

À fin novembre 2011, GDF SUEZ a réalisé une enquête sur les titres au porteur identifiables faisant ressortir 138,0 millions d'actions détenues par des individuels.

Les « individuels et autres » et les « institutionnels » représentent respectivement 10% et 40% du capital.

La répartition géographique du capital (hors détention et non identifiés) s'établit comme suit :



5.2.3 FRANCHISSEMENTS DE SEUIL LÉGAL

DÉCLARATIONS DE FRANCHISSEMENT DE SEUIL LÉGAL REÇUES ENTRE LE 1^{ER} JANVIER 2011 ET LE 29 FÉVRIER 2012

14/09/2011	Baisse	4,97%	Capital Research and Mgt
29/09/2011	Hausse	5,00%	Capital Research and Mgt
11/10/2011	Baisse	4,99%	Capital Research and Mgt
10/11/2011	Hausse	5,06%	Capital Research and Mgt
18/11/2011	Baisse	4,99%	Capital Research and Mgt

À la connaissance de la Société, à la date du présent Document de Référence, seuls l'État et le Groupe Bruxelles Lambert, agissant seul ou de concert, détiennent une participation en capital ou en droits de vote de GDF SUEZ supérieure à l'un des seuils légaux.

La Société n'a pas connaissance d'autres actionnaires détenant au moins 5% du capital de GDF SUEZ et lui ayant fait parvenir une déclaration de franchissement de seuil légal.

5.2.4 ACTION SPÉCIFIQUE

Aux termes de la loi n° 2004-803 du 9 août 2004, telle que modifiée par la loi n° 2006-1537 du 7 décembre 2006, l'État doit détenir à tout moment plus du tiers du capital de la Société.

Conformément à l'article 24.1 de la loi n° 2004-803 du 9 août 2004 et au décret n° 2007-1790 du 20 décembre 2007, le capital social de GDF SUEZ comprend une action spécifique résultant de la transformation d'une action ordinaire appartenant à l'État français, en vue de préserver les intérêts essentiels de la France dans le secteur de l'énergie relatifs à la continuité et à la sécurité d'approvisionnement en énergie. En application de la loi du 7 décembre 2006 susvisée, l'action spécifique confère à l'État, et de manière pérenne, le droit de s'opposer aux décisions de GDF SUEZ et de ses filiales de droit français, ayant pour objet, directement ou indirectement, de céder sous quelque forme que ce soit, de transférer l'exploitation, d'affecter à titre de sûreté ou garantie, ou de changer la destination de certains actifs visés par le décret, s'il considère cette décision contraire aux intérêts essentiels de la France dans le secteur de l'énergie relatifs à la continuité et à la sécurité d'approvisionnement en énergie.

Aux termes de l'article 2 du décret n° 2007-1790 du 20 décembre 2007 et de son annexe, les actifs concernés par le droit d'opposition de l'État en vertu de l'action spécifique sont :

- les canalisations de transport de gaz naturel situées sur le territoire national ;
- les actifs liés à la distribution de gaz naturel situés sur le territoire national ;

- les stockages souterrains de gaz naturel situés sur le territoire national ;
- les installations de gaz naturel liquéfié situées sur le territoire national.

Conformément au décret n° 93-1296 du 13 décembre 1993 pris en application de l'article 10 de la loi n° 86-912 modifiée relative aux modalités des privatisations et concernant certains droits attachés à l'action spécifique, et au décret n° 2007-1790 du 20 décembre 2007, toute décision de cette nature devra être déclarée au ministre chargé de l'Économie.

Les décisions mentionnées ci-dessus sont réputées autorisées si le ministre chargé de l'Économie ne s'y est pas opposé dans le délai d'un mois à compter de leur déclaration, constatée par un récépissé délivré par l'Administration. Ce délai peut être prorogé pour une durée de 15 jours, par arrêté du ministre chargé de l'Économie. Le ministre chargé de l'Économie, avant l'expiration du délai d'un mois susvisé, peut renoncer au droit d'opposition. En cas d'opposition, le ministre chargé de l'Économie communique les motifs de sa décision à la Société concernée. La décision du ministre chargé de l'Économie peut faire l'objet d'un recours.

Par application du décret n° 93-1296 du 13 décembre 1993, toute opération réalisée en contravention avec le décret n° 2007-1790 du 20 décembre 2007 serait, de plein droit, nulle et de nul effet.

À la date du présent Document de Référence, il n'existe, à la connaissance de GDF SUEZ, aucun accord relatif à une option sur une entité membre du Groupe GDF SUEZ, ni aucun accord dont la mise en œuvre pourrait entraîner un changement de son contrôle.

5.2.5 POLITIQUE DE DISTRIBUTION DES DIVIDENDES

GDF SUEZ s'efforce de mener une politique dynamique et attractive de distribution des dividendes. A l'occasion de la publication de ses résultats 2011 le 9 février 2012, la Société a annoncé escompter un résultat net récurrent, part du Groupe⁽¹⁾ de l'ordre de 5 milliards d'euros à climat moyen et régulation stable, à horizon 2015 avec un niveau d'investissements bruts d'environ 9 à 11 milliards d'euros par an⁽²⁾ et une structure financière forte (ratio dette nette/EBITDA inférieur ou égal à 2,5 et maintien d'une notation de catégorie « A ») permettant un dividende stable ou en croissance sur la période 2012-2015.

Les objectifs rappelés ci-dessus ne constituent en aucun cas un engagement de la Société et les dividendes futurs seront appréciés, pour chaque exercice, en fonction des résultats de la Société, de sa situation financière et de tout autre facteur jugé pertinent par le Conseil d'Administration pour établir ses propositions à l'Assemblée Générale.

En considération de ce qui précède et compte tenu des performances atteintes en 2011 et des perspectives favorables du Groupe dans chacun de ses métiers, le Conseil d'Administration, sur avis du Comité d'Audit, a décidé, lors de sa séance du 26 octobre 2011, la mise en paiement, le 15 novembre 2011, d'un acompte sur dividende à valoir sur le dividende de l'exercice 2011 d'un montant net de 0,83 euro par action.

Le Conseil d'Administration, dans sa séance du 8 février 2012, a décidé, sur proposition du Comité d'Audit, de soumettre à l'Assemblée Générale des actionnaires réunie le 23 avril 2012, la distribution d'un dividende, au titre de l'exercice 2011, d'un montant net de 1,50 euro par action (identique au dividende ordinaire versé au titre de l'exercice 2010), dont 0,83 euro par action déjà versé à titre d'acompte le 15 novembre 2011.

Ce dividende sera détaché le 25 avril 2012 et mis en paiement le 30 avril 2012.

Montant du dividende par action

DIVIDENDES GAZ DE FRANCE DES CINQ DERNIERS EXERCICES

Exercice <i>(actions entièrement libérées)</i>	Dividende net par action <i>(en euros)</i>
2006	1,10
2007	1,26
2008	N/A
2009	N/A
2010	N/A

DIVIDENDES SUEZ DES CINQ DERNIERS EXERCICES

Exercice <i>(actions entièrement libérées)</i>	Dividende net par action <i>(en euros)</i>
2006	1,20
2007	1,36
2008	N/A
2009	N/A
2010	N/A

(1) Ces perspectives reposent sur des hypothèses de climat moyen, d'une répercussion totale des coûts d'approvisionnement sur les tarifs réglementés du gaz en France, d'absence d'autre changement substantiel de réglementation. Hors changement de méthode comptable par rapport à 2011. EBITDA 2015 indicatif : 21 milliards d'euros. Par rapport à l'objectif d'un EBITDA 2013 > 20 milliards d'euros et d'un bénéfice par action 2013 > au bénéfice par action 2012 annoncé le 3 mars 2011.

(2) Par rapport au chiffre de 11 milliards d'euros sur la période 2011-2013 annoncé le 3 mars 2011.

DIVIDENDES GDF SUEZ DES CINQ DERNIERS EXERCICES

Exercice <i>(actions entièrement libérées)</i>	Dividende net par action <i>(en euros)</i>
2006	N/A
2007	N/A
2008	* 2,20
2009	1,47
2010	1,50

* Y compris un dividende exceptionnel de 0,80 euro par action

Les dividendes non réclamés dans un délai de cinq ans font l'objet d'un versement au Trésor Public.

Informations financières

	Pages		Pages
6.1		EXAMEN DE LA SITUATION FINANCIÈRE	242
6.1.1	242	Rapport d'activité	
6.1.2	258	Trésorerie et capitaux propres	
6.2		COMPTES CONSOLIDÉS	261
6.2.1	262	États financiers consolidés	
6.2.2	269	Notes aux comptes consolidés	
6.3		RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES SUR LES COMPTES CONSOLIDÉS	393
6.4		COMPTES SOCIAUX	395
6.4.1	396	États financiers sociaux	
6.4.2	400	Notes aux comptes sociaux	
6.4.3	443	Cessions totales ou partielles, filiales et participations impliquant des franchissements de seuils	
6.4.4	444	Résultats et autres éléments caractéristiques de la société au cours des cinq derniers exercices	
6.5		RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES SUR LES COMPTES ANNUELS	445

6.1 EXAMEN DE LA SITUATION FINANCIÈRE

6.1.1 RAPPORT D'ACTIVITÉ

Les résultats 2011 du Groupe GDF SUEZ sont solides, en dépit d'un environnement difficile, caractérisé notamment par des conditions climatiques exceptionnellement chaudes, des problématiques tarifaires pour le gaz en France, ainsi que par la persistance du phénomène de décorrélation gaz/pétrole dans un contexte de prix des énergies toujours incertain et volatil.

Le **chiffre d'affaires** de 90,7 milliards d'euros est en progression brute de + 7,3% (croissance organique de + 2,1%) par rapport à 2010. Cette croissance provient du fort développement du Groupe à l'international, de l'intégration d'International Power depuis février 2011, de la progression des ventes chez Global Gaz & GNL, notamment dans l'Exploration-Production et le GNL ainsi que du bon niveau d'activité chez SUEZ Environnement.

L'**EBITDA**, qui s'élève à 16,5 milliards d'euros, est en croissance brute de + 9,5% (décroissance organique limitée de - 0,3%, en dépit des conditions climatiques défavorables et des problématiques tarifaires en France). Cette progression brute s'explique par la contribution d'International Power, l'impact des mises en service dans tous les métiers du Groupe, la contribution du programme de performance Efficio, mais également par la croissance des métiers de l'environnement ainsi que par la robustesse des activités de services, pourtant confrontées à un contexte économique difficile dans la plupart de ses marchés européens. Ces éléments de croissance permettent d'ailleurs de largement surcompenser les effets très défavorables du climat et des tarifs du gaz naturel en France. Corrigée de ces deux impacts, la croissance organique de l'EBITDA serait positive, et le niveau absolu de l'indicateur ainsi corrigé est en cohérence avec l'objectif annoncé par le Groupe d'un EBITDA 2011 compris entre 17,0 et 17,5 milliards d'euros.

Le **résultat opérationnel courant** est en croissance brute de + 2,1%, impacté par l'augmentation des dotations nettes aux amortissements et provisions résultant des regroupements d'entreprises et des mises en service intervenues sur la période. Cet agrégat est également affecté d'un effet comptable et non récurrent de *mark-to-market* en lien avec la comptabilisation du regroupement d'entreprises d'International Power.

Le résultat net part du Groupe s'élève à 4,0 milliards d'euros, en recul par rapport à celui du 31 décembre 2010, sous l'effet des impacts défavorables du climat et des tarifs du gaz naturel en France.

La marge brute d'autofinancement opérationnelle s'établit à 16,1 milliards d'euros, en hausse de + 9,4% par rapport au 31 décembre 2010, en lien avec l'évolution de l'EBITDA.

Corrigée de certains actifs directement adossés aux financements ainsi que de certains instruments dérivés, la dette nette⁽¹⁾ s'élève à 37,6 milliards d'euros à fin décembre 2011 et diminue de 4 milliards d'euros par rapport au niveau pro forma, y compris International Power, de la dette à fin 2010. Cette évolution s'explique par un bon niveau de génération de *cash flows*, par la concrétisation, pour 6,5 milliards d'euros de cessions entrant dans le cadre du programme de rotation d'actifs du Groupe de 10 milliards d'euros, et enfin par le classement en actif détenu en vue d'être cédé de notre participation dans la centrale de Hidd Power Company (- 0,6 milliard d'euros).

6.1.1.1 Évolution de l'activité et du résultat des opérations

En millions d'euros	31/12/2011	31/12/2010	Variation brute en %
Chiffre d'affaires	90 673	84 478	7,3%
EBITDA	16 525	15 086	9,5%
Dotations nettes aux amortissements et aux provisions	(7 115)	(5 899)	
Charges nettes décaissées des concessions	(294)	(265)	
Paiements en actions	(138)	(126)	
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT	8 978	8 795	2,1%

(1) Nouvelle définition de la dette nette (voir Note 14 des comptes consolidés).

Le chiffre d'affaires du Groupe en 2011 s'établit à 90,7 milliards d'euros, en hausse de + 7,3% par rapport à 2010. Hors effets de périmètre et de change, le chiffre d'affaires est en croissance organique de + 2,1%.

Les effets de périmètre ont un impact de + 4 785 millions d'euros.

Les entrées de périmètre contribuent à hauteur de + 5 841 millions d'euros au chiffre d'affaires et correspondent essentiellement à l'entrée des entités d'International Power (+ 4 050 millions d'euros), à la réorganisation des activités du Groupe auparavant réalisées en partenariat avec Acea en Italie, à l'impact de l'intégration globale d'Agbar chez SUEZ Environnement, à l'entrée au périmètre des activités de Services des sociétés Utilicom, ProEnergie et Thion – Ne Varietur ainsi qu'à l'acquisition de différents sites de stockage de gaz en Allemagne.

Les sorties de périmètre s'élèvent à 1 056 millions d'euros et concernent essentiellement les opérations de réorganisation du

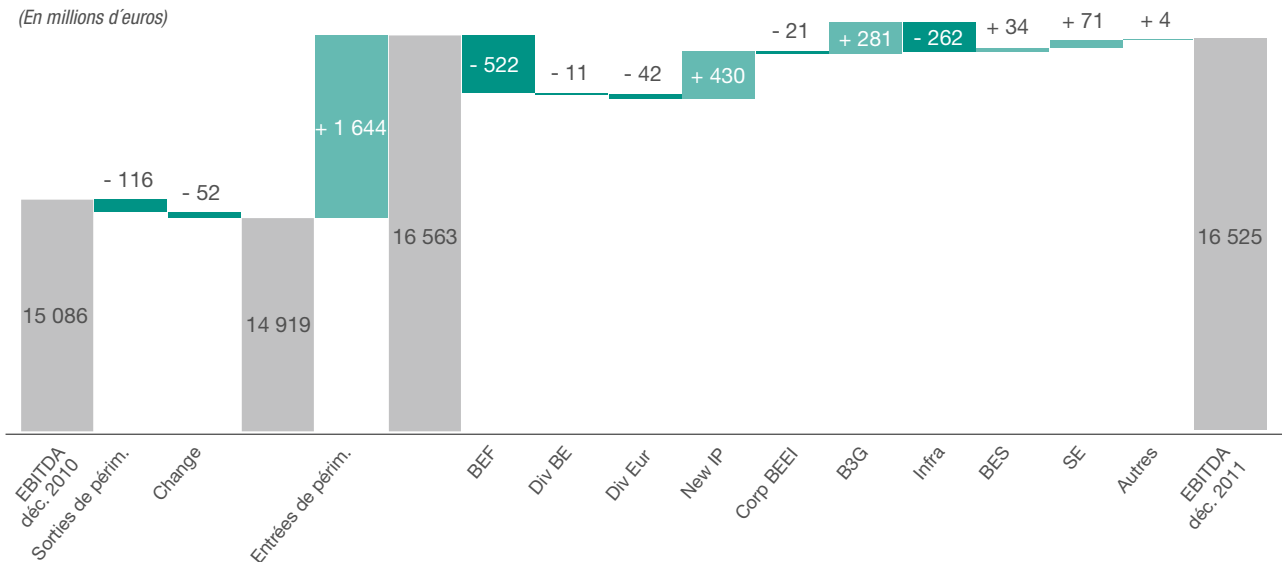
Groupe en Italie, la cession d'Adeslas et Bristol Water chez SUEZ Environnement.

Les effets de change impactent le chiffre d'affaires du Groupe à hauteur de - 297 millions d'euros, du fait principalement de l'évolution du dollar américain.

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

L'EBITDA progresse de + 9,5% pour s'établir à 16,5 milliards d'euros. Hors effets de périmètre et de change, l'EBITDA est presque stable (- 0,3%).

(En millions d'euros)



Les effets de périmètre ont un impact net de + 1 528 millions d'euros.

Les entrées de périmètre contribuent à hauteur de + 1 644 millions d'euros à l'EBITDA et correspondent aux opérations déjà évoquées ci-avant, portées par les branches Énergie Europe & International (dont 1 263 millions d'euros liés à International Power et Hidd Power Company), SUEZ Environnement, Énergie Services et la branche Infrastructures.

Les sorties de périmètre représentent 116 millions d'euros et concernent principalement les mêmes entités que celles commentées pour le chiffre d'affaires.

Les impacts de change sont peu significatifs, à - 52 millions d'euros.

L'évolution organique de l'EBITDA s'établit à - 38 millions d'euros (- 0,3%), hors correction climatique et impact des tarifs du gaz naturel en France :

- L'EBITDA de la branche Énergie France est en fort recul organique (- 50,7%), les activités de commercialisation de gaz ayant été très significativement impactées par les conditions climatiques exceptionnellement chaudes (ventes de gaz naturel) de l'année 2011. Le surcroît de retard tarifaire, dont l'impact 2011 s'établit à - 395 millions d'euros, pèse également dans ce recul.

6.1 EXAMEN DE LA SITUATION FINANCIÈRE

- L'EBITDA de la Division GDF SUEZ Énergie Benelux & Allemagne est en quasi-stabilité organique (- 0,5%), les efforts constants de réduction des coûts opérationnels et l'impact année pleine de la mise en service d'une centrale électrique aux Pays-Bas permettant de compenser la contraction des marges électriques (prix moindres), les effets climatiques négatifs principalement sur les ventes de gaz ainsi que de la non-reconduction des éléments non récurrents ayant impactés positivement les résultats de l'année 2010 (produit lié aux taxes pour sites non utilisés).
- L'EBITDA de la Division GDF SUEZ Énergie Europe (- 4,3%) est impacté négativement par les conditions de marché peu favorables en Europe (prix, volumes, climat, régulation) ainsi que par la non-reconduction d'éléments non récurrents positifs de l'année 2010.
- La Division International Power, en revanche, est en forte croissance organique (+ 17,3%), avec un EBITDA tiré par les performances opérationnelles des activités réalisées en Amérique Latine (effets volumes et prix positifs au Brésil et au Chili) et Amérique du Nord (bonne tenue des activités GNL).
- La branche Global Gaz & GNL renoue avec une croissance organique à deux chiffres de son EBITDA (+ 13,5%), la bonne performance des activités d'Exploration-Production (effets volumes des mises en service récentes et effets prix positifs sur le Brent), des activités de GNL (accroissement des re-routages de cargaisons) permettant dorénavant de surcompenser les effets défavorables du *spread* gaz/pétrole, l'aléa climatique chaud ainsi que la contraction des ventes aux Grands Comptes Européens.
- La branche Infrastructures voit son EBITDA reculer de - 8,1% en organique, la mise en service du terminal de regazéification de Fos Cavaou, les augmentations de tarifs de transport et de distribution n'ayant que partiellement compensé la diminution des volumes liés aux effets climatiques exceptionnels de l'année 2011.
- La branche Énergie Services connaît une croissance organique de son EBITDA de + 3,7%, ce qui démontre sa capacité à faire face à un contexte économique difficile dans la plupart de ses marchés européens.
- SUEZ Environnement bénéficie d'une croissance organique de + 3,1% de son EBITDA sous l'effet de volumes en croissance et de prix des matières premières secondaires soutenus dans les déchets, de la croissance très significative d'Agbar tandis que le segment International est affecté par le retard dans la construction de l'usine de Melbourne.

Le résultat opérationnel courant est en croissance brute de + 2,1% par rapport au 31 décembre 2010 et s'établit à 9,0 milliards d'euros. Hors effets de change et de périmètre, l'indicateur est en recul organique de - 6,8%. Ce recul est lié à l'augmentation des dotations nettes aux amortissements et provisions, celle-ci résultant de l'effet des mises en service intervenues sur la période. La charge d'amortissement intègre par ailleurs l'impact d'un effet comptable et non récurrent (- 121 millions d'euros) de *mark-to-market* en lien avec l'intégration d'International Power.

6.1.1.2 Évolution des métiers du Groupe

6.1.1.2.1 Branche Énergie France

Contributifs au Groupe

En millions d'euros	31/12/2011	31/12/2010	Variation brute en %
Chiffre d'affaires	13 566	14 982	- 9,5%
EBITDA	505	1 023	- 50,7%
Dotations nettes aux amortissements et aux provisions	(430)	(374)	
Paiements en actions	(5)	(3)	
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT	70	646	- 89,2%

VOLUMES VENDUS PAR LA BRANCHE

En TWh	31/12/2011	31/12/2010	Variation brute en %
Ventes de gaz	219,2	292,4	- 25%
Vente d'électricité	41,2	36,5	13%

CORRECTION CLIMATIQUE FRANCE

En TWh	31/12/2011	31/12/2010	Variation
Volumes de correction climatique (signe négatif = climat chaud, signe positif = climat froid)	(30,4)	25,8	(56,2)

À fin décembre 2011, le **chiffre d'affaires** de la branche Énergie France est en recul de 1 416 millions d'euros. La baisse des volumes de gaz vendus est partiellement compensée par la progression des ventes d'électricité en prix et en volume ainsi que par la hausse des tarifs du gaz, qui ne reflète cependant qu'une partie de la hausse des coûts d'approvisionnement.

Les **ventes de gaz** naturel s'établissent à 219 TWh en retrait de 25% par rapport à 2010, principalement du fait de la différence de climat entre les deux périodes. GDF SUEZ maintient une part de marché d'environ 88% sur le marché des particuliers et d'environ 65% sur le marché d'affaires. Les **ventes d'électricité** progressent de 13% et atteignent 41 TWh grâce à la croissance des ventes aux clients directs.

La **production d'électricité** (30 TWh) recule de 8% du fait d'une hydraulité exceptionnellement faible, en partie compensée par les mises en service de deux centrales thermiques en 2010 (Combigolfe et Montoir-de-Bretagne) et par le développement du parc éolien.

L'**EBITDA** est en retrait de 518 millions d'euros par rapport au 31 décembre 2010 du fait de la combinaison des effets principaux suivants :

- le différentiel très important de conditions climatiques pesant pour 56 TWh pour les ventes de gaz et près de 4,5 TWh pour la production d'électricité (hydraulité) ;

- le surcroît de retard tarifaire, dont l'impact 2011 s'élève à 395 millions d'euros ;
- partiellement compensés par des effets prix positifs, en lien avec les politiques de couverture mises en place (ventes couvertes à des prix élevés de 2008 notamment).

Le **résultat opérationnel courant** suit la même tendance que celle de l'EBITDA et est également impacté par la croissance des dotations aux amortissements associée aux mises en service des actifs éoliens et thermiques.

Évolution des tarifs

Tarifs de distribution publique

Le tableau ci-dessous présente le niveau moyen des évolutions de tarifs de distribution publique (DP) décidées depuis 2009. Les tarifs sont restés stables entre juillet 2010 et mars 2011. La forte hausse des coûts d'approvisionnement en gaz a conduit à une augmentation de 2,45 €/MWh au 1^{er} avril 2011. Au 1^{er} juillet 2011 et au 1^{er} octobre, les hausses de 1,38 €/MWh et de 2,16 €/MWh n'ont concerné que les clients industriels et tertiaires.

Ce gel partiel a été en partie suspendu par une ordonnance du Conseil d'État. Suite à cette décision, un nouvel arrêté a été pris par le gouvernement en date du 22 décembre 2011 qui actualise la formule d'approvisionnement retenue pour l'élaboration des tarifs et prévoit une hausse de 4,4% en moyenne au 1^{er} janvier 2012.

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

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

6.1 EXAMEN DE LA SITUATION FINANCIÈRE

Niveau moyen de modification tarifaire
pour les clients industriels et tertiaires

1 ^{er} juillet	1,38 € par MWh
1 ^{er} octobre	2,16 € par MWh

Tarifs à souscription

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

Année Niveau moyen de modification tarifaire

Année	Niveau moyen de modification tarifaire
2009	
1 ^{er} janvier	- 8,52 € par MWh
1 ^{er} avril	- 9,69 € par MWh
1 ^{er} juillet	1,38 € par MWh
1 ^{er} octobre	3,88 € par MWh
2010	
1 ^{er} janvier	0,48 € par MWh
1 ^{er} avril	1,41 € par MWh
1 ^{er} juillet	3,14 € par MWh
1 ^{er} octobre	- € par MWh
2011	
1 ^{er} janvier	- 0,58 € par MWh
1 ^{er} avril	3,29 € par MWh
1 ^{er} juillet	3,68 € par MWh
1 ^{er} octobre	- 0,33 € par MWh

6.1.1.2.2 Branche Énergie Europe & International

Chiffres clés

Contributifs au Groupe <i>En millions d'euros</i>	31/12/2011				31/12/2010				Variation brute en %
	Division Benelux/ Allemagne	Division Europe	International Power	BEEI - Énergie Europe & International	Division Benelux/ Allemagne	Division Europe	International Power	BEEI - Énergie Europe & International	
Chiffre d'affaires	13 901	7 001	15 754	36 656	14 257	6 491	11 022	31 770	15,4%
EBITDA	2 216	1 061	4 225	7 453	2 272	1 053	2 533	5 831	27,8%
Dotations nettes aux amortissements et aux provisions	(737)	(459)	(1 470)	(2 666)	(610)	(447)	(827)	(1 884)	
Paiements en actions	(9)	(3)	(1)	(12)	(6)	(1)	(3)	(10)	
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT	1 471	600	2 754	4 775	1 657	604	1 704	3 937	21,3%

Les données des tableaux chiffrés ci-dessus n'intègrent pas la contribution des entités Corporate.

Division Benelux & Allemagne

Les **volumes d'électricité** vendus sur la zone sont en recul de - 8,3% à 120,4 TWh et le chiffre d'affaires diminue de - 557 millions d'euros par rapport à 2010 avec une forte disparité selon les pays : diminution sensible des volumes vendus en Belgique et au Luxembourg, moindre aux Pays-Bas et une stabilité en Allemagne.

- En Belgique et au Luxembourg, la baisse des volumes, qui concerne principalement les ventes aux clients affaires est quasiment compensée par une augmentation du prix de vente provenant de la répercussion de la hausse des coûts des réseaux de transport et distribution.
- Aux Pays-Bas, le chiffre d'affaires diminue de - 187 millions d'euros (- 12,2%) en raison d'une contraction des volumes et du prix moyen de vente sur l'ensemble des segments de clientèle.
- En Allemagne, l'augmentation des ventes de + 40 millions d'euros (+ 3,1%) est essentiellement attribuable à l'augmentation du prix moyen, tous segments confondus.
- Les ventes en dehors de la région Benelux & Allemagne ne représentent plus que 649 millions d'euros, en diminution de - 4,0 TWh.

Le chiffre d'affaires des **ventes de gaz** est en contraction de - 1,6% pour une diminution des volumes vendus de - 7,9 TWh (- 8,8%). La diminution des volumes est donc en partie compensée par l'augmentation des prix de vente qui reflète l'évolution du marché, en particulier en Belgique. La diminution des volumes vendus est attribuable pour - 11,6 TWh aux températures plus clémentes de 2011.

L'**EBITDA** de la Division GDF SUEZ Énergie Benelux & Allemagne atteint 2 216 millions d'euros à fin décembre 2011 soit une diminution de - 2,5% par rapport à 2010. La décroissance organique est de - 0,5% et résulte des éléments suivants :

- la Division bénéficie en année pleine de la mise en service en octobre 2010 de la nouvelle centrale Maxima aux Pays-Bas ;
- malgré l'amélioration de la performance de la gestion active du portefeuille européen, la marge énergie belge est pénalisée par une réduction des prix de marché de l'électricité ;
- les ventes de gaz sont impactées par les conditions climatiques et reculent nettement ;
- des efforts constants de réductions des coûts opérationnels au sein de la Division permettent d'absorber pour partie ces éléments défavorables.

Le **résultat opérationnel courant (ROC)** de la Division GDF SUEZ Énergie Benelux & Allemagne s'élève à 1 471 millions d'euros par rapport à 1 657 millions d'euros l'année passée. Outre la diminution de l'EBITDA, le ROC se voit réduit d'amortissements plus importants liés à la fermeture anticipée de centrales en Belgique et aux Pays-Bas, à la mise en service des nouvelles centrales de Maxima et de Gelderland (installation Biomasse), et aux actifs acquis auprès d'E.ON.

Division Europe

Les effets de périmètre sur le chiffre d'affaires s'élèvent à +211 millions d'euros et sont essentiellement liés à la réorganisation des activités du Groupe en Italie auparavant réalisées en partenariat avec ACEA. Les effets de change ont un impact de -28 millions d'euros.

L'augmentation organique du **chiffre d'affaires**, de + 5,5% (+ 327 millions d'euros) par rapport à décembre 2010, s'explique principalement par les variations suivantes :

- la région Italie - Grèce (+ 459 millions d'euros) profite de plans de développement avec notamment la mise en service en août 2010 de la centrale Héron 2 en Grèce et de l'accroissement du nombre de clients des activités de commercialisation en Italie. Dans un contexte de marché difficile, le chiffre d'affaires bénéficie également d'une hausse des prix régulés d'électricité et d'un accroissement des ventes du VPP (Virtual Power Plant) ;
- la péninsule ibérique (- 215 millions d'euros) voit sa production d'électricité diminuer significativement (- 4,3 TWh), conséquence des niveaux de *spark spread* défavorables ;
- l'Europe centrale et orientale affiche une croissance du chiffre d'affaires de + 83 millions d'euros. Les activités gazières sont portées par des augmentations de tarifs, ne reflétant dans certains pays que partiellement les coûts, et par une augmentation des volumes vendus et distribués en Roumanie (+ 3,7 TWh).

L'**EBITDA** au 31 décembre 2011 de la Division GDF SUEZ Énergie Europe s'établit à 1 061 millions d'euros, et présente une augmentation brute de + 8 millions d'euros (+ 0,8%). La diminution organique de l'EBITDA de la Division GDF SUEZ Énergie Europe s'élève à - 42 millions d'euros (- 4,3%) et s'analyse comme suit :

- l'Europe centrale et l'Europe orientale affichent une décroissance organique de - 24 millions d'euros, qui s'explique principalement par le recul des activités de commercialisation de gaz en Roumanie, lié à la pression pesant sur les coûts d'approvisionnement, par des difficultés d'approvisionnement en charbon local en Pologne et par la baisse des volumes de services auxiliaires en Hongrie. Cette décroissance est en partie compensée par la Slovaquie qui bénéficie de meilleures conditions d'achat de gaz résultant de la renégociation de son principal contrat d'approvisionnement ;
- la région Italie-Grèce est en croissance organique (+ 18 millions d'euros) malgré des conditions de marché difficiles, du fait du développement des activités de commercialisation, de meilleurs tarifs régulés et de la contribution de la centrale électrique de Héron 2 ;
- la péninsule ibérique (- 59 millions d'euros), est en retrait notamment suite à la prise en résultat en 2010 d'indemnités non récurrentes sur la construction d'une centrale et à un effet volume négatif important.

Le **résultat opérationnel courant** de la Division s'élève à 600 millions d'euros au 31 décembre 2011, en décroissance organique de - 12,0%. Les facteurs explicatifs de son évolution sont essentiellement ceux de l'EBITDA.

International Power

Contributifs au Groupe <i>En millions d'euros</i>	31/12/2011						31/12/2010						Inter- national Power	Variation brute en %
	Amerique Latine	Amerique du Nord	Europe IP	META	Asie	Australie	Amerique Latine	Amerique du Nord	Europe IP	META	Asie	Australie		
Chiffre d'affaires	3 694	4 830	3 410	1 175	1 764	877	15 754	3 208	4 215	1 493	727	1 380	11 022	42,9%
EBITDA	1 736	1 015	600	304	332	347	4 225	1 475	617	95	187	233	2 533	66,7%
Dotations nettes aux amortissements et aux provisions	(404)	(445)	(310)	(59)	(94)	(156)	(1 470)	(349)	(319)	(65)	(20)	(72)	(827)	
Paiements en actions							(1)						(3)	
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT	1 332	570	290	245	238	191	2 754	1 126	298	29	168	162	1 704	61,6%

Les données des tableaux chiffrés ci-dessus n'intègrent pas la contribution des entités Corporate.

Le **chiffre d'affaires** de la Division **International Power** s'établit à 15 754 millions d'euros, en croissance brute de + 42,9% et en progression organique de + 8,3%. Au-delà des effets de périmètre de 4,2 milliards d'euros (principalement l'intégration des actifs acquis d'IP), les ventes sont tirées par la croissance des régions Amérique Latine, (avec notamment les mises en service de centrales au Brésil et au Panama), d'Asie, META (Moyen-Orient, Turquie et Afrique), mais aussi l'Amérique du Nord du fait de l'activité GNL, ainsi que par les activités *retail* dans la région Royaume-Uni et Autre Europe.

L'évolution du chiffre d'affaires à fin décembre 2011 est détaillée dans la publication d'International Power du 8 février 2012.

L'**EBITDA** au 31 décembre 2011, à 4 225 millions d'euros, est en progression encore plus soutenue que le chiffre d'affaires (+ 66,7% en brut et + 17,3% en organique). Cette croissance est essentiellement tirée par les régions Amérique Latine et Amérique du Nord.

Le **résultat opérationnel courant** s'élève à 2 754 millions d'euros contre 1 704 à fin 2010, soit une croissance brute de + 61,7% et organique de + 24,2%.

Région Amérique Latine

Le chiffre d'affaires de la région Amérique Latine est en progression brute de 486 millions d'euros à 3 694 millions d'euros. Il comprend des effets de périmètre nets de 121 millions d'euros nets principalement liés à la prise de contrôle du terminal gazier de Mejillones au Chili au cours du second semestre 2010. Il subit un effet de change négatif de - 60 millions d'euros. La croissance organique du chiffre d'affaires s'explique par l'augmentation du prix de vente moyen, en particulier au Brésil, ainsi que par l'accroissement des activités au Chili et au Panama.

Les **ventes d'électricité** sont stables, s'établissant à 49,2 TWh (+ 0,6 TWh). Les **ventes de gaz** ont augmenté de + 4,1 TWh à 17 TWh, principalement suite à la mise en service du terminal méthanier de Mejillones au Chili au premier semestre 2010.

L'**EBITDA** a augmenté de + 261 millions d'euros pour s'établir à 1 736 millions d'euros, présentant une croissance organique de + 237 millions d'euros (+ 16,2%) :

- au Brésil, de nouveaux contrats à prix plus élevés, l'impact de l'inflation, ainsi qu'une augmentation de la production hydroélectrique (notamment suite à la mise en service des premières unités d'Estreito) expliquent une augmentation des marges. Ces évolutions positives sont compensées par une diminution de la production thermique, dont la production avait été relativement favorable en 2010 ;
- au Chili, l'augmentation des marges est expliquée par une augmentation des volumes vendus (client Minera Esperanza) et par une meilleure refacturation des coûts de production aux clients, E.CI bénéficiant d'une indexation charbon favorable. Les compensations pour retard de mise en service des centrales CTA et CTH sont reconnues pour un montant de 45 millions d'euros ;
- au Panama, la centrale Bahia Las Minas bénéficie des compensations liées au retard de la conversion au charbon et d'une augmentation des marges suite à la mise en service de l'unité charbon. Le volume vendu au comptant est en augmentation. La mise en service des premières unités de Dos Mares : Lorena 1 (18 MW) et de Lorena 2 (18 MW) a également eu un effet positif.

Le **résultat opérationnel courant** a augmenté de + 206 millions d'euros pour s'établir à 1 332 millions d'euros, présentant une croissance organique de + 203 millions d'euros (+ 18,2%). La croissance de l'EBITDA est partiellement compensée par l'augmentation des charges d'amortissement principalement relatives à la mise en service des premières unités d'Estreito (Brésil), des centrales CTA et CTH (Chili), et des premières unités de Dos Mares ainsi que par la mise en service de l'unité charbon au Panama.

Région Amérique du Nord

Les effets de change ont un impact négatif sur le chiffre d'affaires (- 191 millions d'euros) essentiellement du fait de la dépréciation du dollar américain. Les entrées en périmètre pèsent pour

+ 743 millions d'euros et correspondent à l'intégration des actifs d'International Power depuis février 2011.

Les **ventes d'électricité** atteignent 78,3 TWh en progression organique de + 1,5 TWh grâce aux bonnes performances de l'activité *retail*. L'activité production d'électricité quant à elle affiche une décroissance organique de son chiffre d'affaires suite à une baisse des volumes vendus de 2,8 TWh à 25,7 TWh et des effets prix contrastés selon les différents marchés.

Les **ventes de gaz** naturel hors Groupe ⁽¹⁾ s'établissent à 63,4 TWh en ligne avec 2010. Le chiffre d'affaires quant à lui bénéficie notamment de prix plus élevés suite à des détournements de cargaisons GNL vers d'autres marchés ainsi que de l'augmentation du prix moyen après couvertures dans le cadre de l'activité GNL aux États-Unis.

L'**EBITDA** à fin 2011 de la région Amérique du Nord s'établit à 1 015 millions d'euros et présente une augmentation brute de + 398 millions d'euros. Hors effets de change négatifs (- 27 millions d'euros, essentiellement suite à la dépréciation du dollar américain) et des effets de périmètre (+ 274 millions d'euros) suite à l'intégration des actifs d'International Power, la région affiche une croissance organique de + 25,6%, soit + 151 millions d'euros. Cette croissance s'explique en grande partie par :

- l'activité GNL (+ 134 millions d'euros) qui a pu bénéficier notamment de marges élevées suite à des reroutages de cargaisons GNL vers d'autres marchés, entre autres l'Asie et l'Europe.
- une performance solide de l'activité de vente d'énergie *retail* (+ 19 millions d'euros) sous l'influence de volumes et de marges accrus, suite à une moindre volatilité des marchés ainsi qu'à une baisse des coûts d'achat.
- une performance de l'activité production d'électricité stable (diminution organique de - 7 millions d'euros soit - 1,5%) :
 - dans le marché ERCOT (Texas), les activités ont pu bénéficier de prix d'électricité de pointe très élevés suite à des conditions climatiques très favorables ainsi que d'une bonne disponibilité des centrales,
 - en NEPOOL (New England), les conditions de marché restent difficiles avec des prix de capacité déprimés. Les résultats des centrales biomasse ont également été affectés par l'expiration de certains contrats long-terme à fin 2010. Ces effets de marché négatifs ont été plus que compensés par une indemnité d'assurance reçue suite à l'indisponibilité de la centrale hydraulique à accumulation par pompage de Northfield Mountain en 2010,
 - les actifs dans les marchés New York et PJM, ont été affectés par la fin de certains contrats long-terme de fourniture d'électricité favorables courant 2011 ainsi que par des arrêts non programmés,
 - la bonne performance des autres actifs contractés est plus que compensée par des arrêts non programmés de la centrale au charbon de Red Hills au Mississippi.

Le **résultat opérationnel courant** de la région s'élève à 570 millions d'euros au 31 décembre 2011, montrant une croissance organique

de + 194 millions d'euros. Les facteurs explicatifs de cette évolution sont essentiellement ceux de l'EBITDA.

Région Royaume-Uni et Autre Europe

Les effets de change sur le chiffre d'affaires sont négatifs sur la période (- 16 millions d'euros) et les effets de périmètre s'élèvent à 1 844 millions d'euros. Ces derniers se composent essentiellement des actifs européens d'International Power.

Le **chiffre d'affaires**, en augmentation organique de + 6,1% par rapport à l'année précédente, est essentiellement tiré par les activités de commercialisation, notamment du fait de volumes en progression de + 2,2 TWh, combinés à un effet prix positif.

L'**EBITDA** à fin décembre 2011 de la région s'établit à 600 millions d'euros, et présente une croissance brute de 505 millions d'euros. La croissance organique de l'EBITDA s'élève à + 5 millions d'euros (+ 5,0%) et s'explique essentiellement par de moindres coûts de fonctionnement de Teesside, compensés en partie par des volumes d'électricité produits en baisse (- 5,3 TWh), conséquence de prix de marché déprimés, ainsi qu'à de moindres marges sur l'activité de commercialisation.

Le **résultat opérationnel courant** (ROC) de la Division s'élève à 290 millions d'euros au 31 décembre 2011, en décroissance organique de - 2,5%.

Région Moyen-Orient, Turquie et Afrique

Le **chiffre d'affaires** de la région Moyen-Orient, Turquie et Afrique est en progression brute de + 61,6% atteignant 1 175 millions d'euros, principalement suite à l'intégration des actifs d'International Power et au passage en intégration globale de la centrale de Hidd Powder Company à Bahreïn. Après prise en compte de ces effets et de l'impact négatif de l'effet de change (- 41 millions d'euros, principalement du fait de la dépréciation du dollar américain), la croissance organique s'élève à + 142 millions d'euros ou + 20,6%.

Cette croissance est principalement tirée par les ventes d'électricité et de gaz en Turquie, ainsi que par l'activité d'exploitation-maintenance à Oman.

Les **ventes d'électricité** de la région atteignent 18,7 TWh en progression de + 10,6 TWh, principalement suite aux effets périmètres relatifs aux actifs d'International Power.

Les **ventes de gaz** naturel s'élèvent à 3,9 TWh en progression de + 1,1 TWh.

L'**EBITDA** de la région s'établit à 304 millions d'euros soit une augmentation brute de 117 millions d'euros (+ 62,3%). Hors effets de périmètre liés à l'intégration des actifs d'International Power, la région affiche une décroissance organique de - 2,4%, soit - 4 millions d'euros. Cette diminution est principalement due :

- au Moyen-Orient, les honoraires de développement sont en diminution, les honoraires liés aux projets Ras Laffan C et Shuweihat en 2011 ne compensant pas ceux liés aux projets Riyadh II et Barka III/Sohar II en 2010 ;
- les résultats de l'activité exploitation-maintenance sont en croissance, bénéficiant de la première année d'exploitation complète de la centrale Marafiq et de la vente de pièces de rechange ;

(1) À noter que les ventes de gaz naturel y compris intragroupe s'établissent à 88,4 TWh en progression organique de 20,5 TWh.

6.1 EXAMEN DE LA SITUATION FINANCIÈRE

- en Turquie, l'EBITDA de Baymina est en augmentation, une rétrocession exceptionnelle ayant été actée en 2010 à TETAS, le principal client de la centrale. Une augmentation des volumes de gaz vendus expliquent l'accroissement de l'EBITDA d'Izgaz.

Le **résultat opérationnel courant** de la région s'établit à 245 millions d'euros soit une augmentation brute de 78 millions d'euros (+ 46,2%). Hors effets périmètre, la région affiche une décroissance organique de - 13,2%, soit - 21 millions d'euros. Outre la diminution de l'EBITDA, le ROC subit l'effet positif non récurrent de 2010 lié à la reprise de provision TETAS.

Région Asie

Compte tenu de l'appréciation du dollar singapourien et de la dépréciation du Bath Thaïlandais (+ 1 million d'euros), des entrées en périmètre suite à l'intégration des actifs d'International Power et de la consolidation proportionnelle d'actifs de distribution de gaz en Thaïlande, la croissance organique **du chiffre d'affaires** s'élève à + 162 millions d'euros ou + 11,7%.

Cette croissance est principalement tirée par la Thaïlande, suite notamment à la mise en service des centrales CFB 3 et Phase V, et par une meilleure performance des activités à Singapour.

L'**EBITDA** à fin décembre 2011 de la région Asie s'établit à 332 millions d'euros, soit une augmentation brute de + 99 millions

d'euros. Hors effets négatifs de change (- 1 million d'euros) et effets de périmètre (+ 63 millions d'euros), la région affiche un EBITDA en hausse de + 37 millions d'euros.

- en Thaïlande, la croissance liée aux unités CFB3 et Phase V de Glow et aux indemnités perçues par Gheco One sont partiellement compensées par des conditions climatiques défavorables au Laos ;
- à Singapour, Senoko (+ 22 millions d'euros) bénéficie d'une augmentation des marges sur les contrats de vente aux clients industriels ainsi que d'opportunités de marché en milieu d'année.

Le **résultat opérationnel courant** de la région s'élève à 238 millions d'euros au 31 décembre 2011, en augmentation organique de 22 millions d'euros (+ 13,5%). Les facteurs explicatifs de son évolution sont essentiellement ceux de l'EBITDA.

Région Australie

Le **chiffre d'affaires** s'élève à 877 millions d'euros et correspond à la contribution des actifs apportés par International Power.

La contribution de l'Australie en **EBITDA** (347 millions d'euros) et en résultat opérationnel courant (191 millions d'euros) est totalement attribuable aux nouveaux actifs apportés par International Power et représente donc un effet de périmètre.

6.1.1.2.3 Branche Global Gaz & GNL

En millions d'euros	31/12/2011	31/12/2010	Variation brute en %
Chiffre d'affaires branche	21 731	20 793	4,5%
Chiffre d'affaires contributif Groupe	9 936	9 173	8,3%
EBITDA	2 386	2 080	14,7%
Dotations nettes aux amortissements et aux provisions	(1 217)	(1 116)	
Paiements en actions	(5)	(4)	
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT	1 164	961	21,2%

Le **chiffre d'affaires total** de la branche Global Gaz & GNL, y compris prestations intragroupes, s'élève à 21 731 millions d'euros, en croissance brute de 938 millions d'euros (+ 4,5%) par rapport à 2010.

Le **chiffre d'affaires contributif** au 31 décembre 2011 s'élève à 9 936 millions d'euros, en hausse brute de 763 millions (+ 8,3%) par rapport à 2010 et en croissance organique de + 9,6%.

Le chiffre d'affaires contributif a été globalement soutenu par la forte progression des activités Exploration - Production, GNL et dans une moindre mesure des ventes de la Direction Approvisionnements Gaz, compensant une baisse des ventes aux clients Grands Comptes Européens.

L'évolution du chiffre d'affaires contributif Groupe de la branche Global Gaz & GNL s'explique principalement par les effets suivants :

- une hausse du niveau de la production d'hydrocarbures de l'Exploration - Production soutenue par la montée en production des champs de Gjøa et Vega en Norvège et l'impact de la hausse du prix des commodités. La production totale d'hydrocarbures à fin décembre 2011 est en hausse de + 6,7 Mbep, à 57,8 Mbep (51,1 Mbep fin 2010) ⁽¹⁾ ;
- une progression des ventes externes de GNL avec des volumes en hausse de 7 TWh. Ces ventes s'élèvent en 2011 au total à 41 TWh et représentent 45 cargaisons dont 24 vers l'Asie. Elles sont à comparer à des ventes 2010 de 34 TWh pour 39 cargaisons dont 16 vers l'Asie. L'activité est par ailleurs positivement impactée par la hausse du prix des commodités ;

(1) Dont 37,6 Mbep de production contributive fin 2011 à comparer à 34,6 Mbep fin 2010.

- une croissance des ventes, notamment à court terme, dans un contexte de prix de marché en hausse avec des volumes totalisant 111 TWh ⁽¹⁾ à fin décembre 2011 (90 TWh à fin décembre 2010) ;
- une contraction de 20 TWh des ventes de gaz naturel du portefeuille des Grands Comptes Européens, dans un contexte de forte concurrence, avec des volumes de ventes de 144 TWh fin 2011 (164 TWh à fin 2010).

Au 31 décembre 2011, l'**EBITDA** de la branche Global Gaz & GNL s'établit à 2 386 millions d'euros contre 2 080 millions d'euros à fin décembre 2010, en croissance brute de + 306 millions d'euros, soit + 14,7% et en croissance organique de + 13,5%.

Cette progression s'explique par :

- l'amélioration de l'activité exploration-production du fait de la mise en service fin 2010 des champs de Gjøa et Vega en Norvège et de la hausse du prix des commodités constatée sur la période ;
- la meilleure performance de l'activité GNL, notamment sur l'Asie ;
- qui permettent de compenser l'évolution défavorable en 2011 de l'activité Approvisionnements Gaz liée à l'impact du *spread* gaz-pétrole et à l'aléa climatique chaud sur la période, ainsi que la diminution des volumes de ventes aux Grands Comptes Européens.

Le **résultat opérationnel courant** s'élève à 1 164 millions d'euros à fin décembre 2011, en hausse de + 203 millions d'euros, soit + 21,2% de variation brute.

6.1.1.2.4 Branche Infrastructures

En millions d'euros	31/12/2011	31/12/2010	Variation brute en %
Chiffre d'affaires branche	5 703	5 891	- 3,2 %
Chiffre d'affaires contributif Groupe	1 491	1 203	23,9%
EBITDA	2 991	3 223	- 7,2%
Dotations nettes aux amortissements et aux provisions	(1 189)	(1 148)	
Paiements en actions	(10)	(3)	
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT	1 793	2 071	- 13,4%

Le **chiffre d'affaires** total de la branche Infrastructures, y compris intragroupes s'élève à 5 703 millions d'euros pour l'année 2011, en baisse de - 3,2% par rapport à 2010, affecté principalement par la baisse des quantités acheminées par GrDF (- 71 TWh) principalement en raison d'un climat moins rigoureux et par une moindre commercialisation des capacités de stockage en France.

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

- le démarrage des activités commerciales de Fos Cavaou à 20% de ses capacités le 1^{er} avril 2010 et à 100% depuis le 1^{er} novembre 2010 ;
- pour les activités de transport, la révision du tarif en France au 1^{er} avril 2010 (hausse de + 3,9%) et au 1^{er} avril 2011 (hausse de + 2,9%) ;
- la révision du tarif d'accès aux infrastructures de distribution (hausse de + 0,8% au 1^{er} juillet 2010 puis baisse de - 1,85% au 1^{er} juillet 2011) ;
- l'acquisition de sites de stockage de gaz en Allemagne par Storengy le 31 août dernier. GDF SUEZ se classe ainsi parmi

les quatre premiers opérateurs de stockage de gaz naturel en Allemagne, et devient numéro 1 en Europe en termes de vente de capacités de stockage.

Le **chiffre d'affaires contributif** atteint 1 491 millions d'euros, en progression de + 23,9% par rapport au 31 décembre 2010. Cette croissance contributive traduit :

- le développement des activités de transport, stockage et *terminalling* pour le compte de tiers, du fait de l'ouverture croissante des marchés ;
- le démarrage des activités commerciales de Fos Cavaou ;
- l'acquisition de sites de stockage de gaz en Allemagne par Storengy le 31 août dernier.

L'**EBITDA** de la branche Infrastructures s'établit sur la période à 2 991 millions d'euros, en baisse de - 7,2% par rapport à 2010. L'**EBITDA** est affecté principalement par la baisse des revenus.

Le **résultat opérationnel courant** de la branche Infrastructures s'établit sur la période à 1 793 millions d'euros, affichant une baisse de - 13,5% par rapport au 31 décembre 2010. La variation de l'indicateur suit celle de l'**EBITDA**.

(1) Y compris ventes aux autres opérateurs.

6.1.1.2.5 Branche Énergie Services

Contributifs au Groupe

En millions d'euros

	31/12/2011	31/12/2010	Variation brute en %
Chiffre d'affaires	14 206	13 486	5,3%
EBITDA	1 005	923	8,9%
Dotations nettes aux amortissements et aux provisions	(308)	(302)	
Charges nettes décaissées des concessions	(28)	(14)	
Paiements en actions	(14)	(9)	
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT	655	598	9,5%

Le **chiffre d'affaires** de la branche Énergie Services s'établit à 14 206 millions d'euros et est en croissance de 5,3% et de 3,0% en données organiques par rapport à décembre 2010.

En France, le niveau d'activités dans les services (Cofely France) est en baisse (- 1,8% en variation organique), les effets du développement commercial passé et l'amélioration des prix des énergies compensant en partie des conditions climatiques défavorables. Les activités d'installation et de maintenance connaissent une croissance organique de + 9,8%. Cette performance résulte d'une croissance de + 7,5% de l'activité chez Inéo et d'une progression de l'activité du pôle Génie Climatique et Réfrigération (+ 11,8%) et de Endel (+ 13,2%).

En Belgique et aux Pays-Bas, l'activité est en croissance organique, respectivement de + 7,3% et de + 12,3%. En Belgique, les effets du bon niveau de prise de commandes dans les métiers d'installation associés à un développement commercial soutenu des services expliquent cette tendance. Aux Pays-Bas, la dynamique commerciale s'accroît avec la signature de commandes de grande taille qui sont entrées en production rapidement et soutiennent l'activité.

Chez Tractebel Engineering, l'activité est en légère baisse en variation organique de - 1,9%. Cette évolution s'explique par un niveau de grands projets important en 2010 et des retards dans les prises de commandes en infrastructure et dans les filiales internationales partiellement compensés par le dynamisme du pôle énergie.

Hors France et Benelux, les activités de la branche enregistrent une variation organique de - 4,5% en Europe du Nord (principalement UK). Dans les pays du Sud de l'Europe, le niveau d'activité est en recul de - 6,4%. Cette baisse provient essentiellement de l'Italie et de l'Espagne. Enfin, le chiffre d'affaires réalisé à l'International Outre Mer est en croissance organique de + 2,6%.

L'EBITDA de la branche Énergie Services atteint 1 005 millions d'euros, en croissance de + 8,9% et de + 3,7% en organique. Cette progression démontre la capacité de la branche à faire face à un contexte économique difficile dans la plupart de ses marchés européens. Toutes les entités métiers réalisent une forte croissance organique de leur EBITDA ou une stabilité à l'exception de Cofely France.

Les activités de services **en France** ont en effet été pénalisées par les conditions climatiques défavorables sur l'ensemble de l'année, une pression sur les marges lors des renouvellements de contrats et les premières échéances de contrats de cogénération. Les activités d'Installation bénéficient d'un effet volume positif en particulier chez Endel.

En Belgique, la diversité des activités et le dynamisme commercial permettent d'améliorer le niveau de performance. Aux Pays-Bas, la nouvelle organisation et les efforts d'optimisation des coûts de structure entraînent un redressement de la rentabilité conformément aux prévisions établies pour 2011, dans un contexte de reprise de la croissance des ventes.

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

Après l'intégration d'Utilicom (1^{er} avril 2010), puis de ProEnergie (1^{er} octobre 2010) et de Comeron (deuxième semestre 2011), **International Nord** enregistre une forte progression de ses résultats en variation brute. La rentabilité est stable en données organiques, les performances en retrait au Royaume-Uni et dans les pays de l'Est sont compensées par les progressions en Allemagne et en Autriche.

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

L'EBITDA d'**International Outremer** est en nette progression organique pour l'ensemble de ses activités.

À l'instar de l'EBITDA, le **résultat opérationnel courant** de la branche Énergie Services est en forte croissance de + 9,5% (+ 5,8% de croissance organique) à 655 millions d'euros, contre 598 millions d'euros au 31 décembre 2010.

6.1.1.2.6 Branche Environnement

Contributifs au Groupe

En millions d'euros

	31/12/2011	31/12/2010	Variation brute en %
Chiffre d'affaires	14 819	13 863	6,9%
EBITDA	2 513	2 339	7,4%
Dotations nettes aux amortissements et aux provisions	(1 179)	(1 027)	
Charges nettes décaissées des concessions	(265)	(252)	
Paiements en actions	(29)	(36)	
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT	1 039	1 025	1,4%

Le **chiffre d'affaires** de l'année 2011 s'élève à 14 819 millions d'euros, en hausse de + 6,9% par rapport à 2010 et en croissance organique de 5,2%, principalement alimentée par le segment Déchets Europe (+ 8,9%) dont l'activité de valorisation a bénéficié de volumes traités en progression de 3,4% sur l'ensemble de l'année et de prix de matières premières en forte hausse au premier semestre bien qu'en fort repli sur le papier au quatrième trimestre de l'année. L'activité Eau Europe (+ 3,2%) bénéficie d'un contexte tarifaire favorable sur ses trois principaux marchés (France, Espagne, Chili), de volumes en forte progression au Chili tandis qu'ils s'inscrivent en légère hausse en Espagne et en légère baisse en France. Le segment International (+ 1,5%) est affecté par le contrat de Melbourne mais tire parti de volumes en forte hausse sur les pays émergents dans ses deux activités.

L'**EBITDA** s'élève à 2 513 millions d'euros en croissance organique de + 3,1%. Le segment Eau Europe (+ 10,2%) progresse à la faveur d'une activité bien orientée, des réductions de coûts et de synergies réalisées dans le cadre du plan COMPASS ainsi que

d'effets non récurrents. Le segment Déchets Europe (+ 6,5%) bénéficie d'une part de volumes en croissance dans un contexte de prix tendus et d'autre part d'économies opérationnelles additionnelles. Le segment International (- 17,7%) est affecté par le retard et les surcoûts dans la construction de l'usine de Melbourne mais enregistre une progression des résultats sur ses principales positions en Asie-Pacifique et au Maghreb/Moyen-Orient.

Le **résultat opérationnel courant** (+ 1,4% par rapport à 2010) prend acte des difficultés opérationnelles rencontrées sur le contrat de Melbourne mais bénéficie de fondamentaux solides sur les segments Eau et Propreté en Europe et d'une activité dynamique à l'International. Il est également soutenu par l'intégration globale d'Agbar (cinq premiers mois de 2011) qui compense l'incidence des cessions réalisées au cours du quatrième trimestre 2011 et des charges d'amortissement complémentaires afférentes aux installations mises en service au cours de l'exercice.

La performance opérationnelle 2011 est détaillée dans le rapport d'activité de SUEZ Environnement publié le 8 février 2012.

6.1.1.2.7 Autres

Contributifs au Groupe

En millions d'euros

	31/12/2011	31/12/2010	Variation brute en %
Chiffre d'affaires			
EBITDA	(328)	(332)	+ 1,3%
Dotations nettes aux amortissements et aux provisions	(127)	(49)	
Paiements en actions	(63)	(61)	
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT	(518)	(443)	- 17,0%

La quasi-stabilité de l'**EBITDA** de la branche Autres au 31 décembre 2011 (+ 4 millions d'euros) montre une performance intrinsèque des directions centrales globalement en ligne avec l'année passée.

Le **résultat opérationnel courant** par contre se détériore (- 75 millions d'euros) sous l'effet d'une reprise de provision non récurrente survenue sur l'exercice 2010, et de l'augmentation des charges d'amortissements liées aux nouveaux bâtiments et applications informatiques du Siège.

6.1.1.3 Autres éléments du compte de résultat

En millions d'euros	2011	2010	Variation brute en %
Résultat opérationnel courant	8 978	8 795	2,1%
MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel	(105)	(106)	
Pertes de valeur sur actifs corporels, incorporels et financiers	(532)	(1 468)	
Restructurations	(189)	(206)	
Effets de périmètre	1 514	1 185	
Autres éléments non récurrents	18	1 297	
Résultat des activités opérationnelles	9 684	9 497	2,0%
Résultat financier	(2 606)	(2 222)	
Impôts sur les bénéfices	(2 119)	(1 913)	
Quote-part de résultat des entreprises associées	462	264	
Résultat net	5 420	5 626	- 3,7%
dont Résultat net des participations ne donnant pas le contrôle	1 417	1 010	
dont Résultat net part du Groupe	4 003	4 616	- 13,3%

Le résultat des activités opérationnelles (RAO) s'établit à 9 684 millions d'euros, en hausse (+ 2,0%) par rapport à l'exercice précédent, la croissance par rapport à 2010 provenant essentiellement de la contribution du ROC et l'incidence nette des éléments inhabituels ou peu fréquents étant globalement comparable à celle de l'exercice précédent.

La variation de juste valeur des instruments financiers sur matières premières a un impact négatif de 105 millions d'euros sur le résultat des activités opérationnelles (correspondant à l'impact des opérations non qualifiées de couverture comptable), quasi stable par rapport à 2010. L'impact de la période résulte principalement d'un effet prix négatif lié aux variations sur la période des prix des matières premières sous-jacentes. Cet effet négatif net est partiellement compensé par l'effet positif du débouclage de positions dont la valeur de marché était négative à fin décembre 2010.

Le RAO est par ailleurs également impacté par :

- des pertes de valeur sur actifs pour 532 millions d'euros, ce montant concernant principalement les pertes de valeur sur le *goodwill* relatif aux activités Énergie-Europe du Sud ainsi que sur des actifs de production d'électricité en Espagne (Castelnou) et aux États-Unis (centrale de Red Hills) ;
- des charges de restructuration de 189 millions d'euros, qui comprennent notamment des coûts liés à la mise en œuvre du rapprochement et des synergies opérationnelles dans la Division International Power (89 millions d'euros) ainsi que des coûts d'adaptation au contexte économique dans la branche Environnement (40 millions d'euros) et Énergie Services (37 millions d'euros) ;
- la ligne « Effets de périmètre » (résultats de cession de titres consolidés ou de réévaluation résultant de l'application de la norme IFRS 3) s'élève à 1 514 millions d'euros (contre 1 185 millions d'euros au 31 décembre 2010) et comprend principalement les résultats de la cession des titres GDF SUEZ LNG Liquefaction (+ 479 millions d'euros), EFOG (+ 354 millions d'euros), Bristol Water par Agbar (+88 millions d'euros), ainsi

que le résultat réalisé lors de la cession partielle des sociétés intercommunales wallonnes (+ 108 millions d'euros). Il inclut également les effets de la réévaluation à la juste valeur des intérêts précédemment détenus dans les sociétés intercommunales flamandes (+ 425 millions d'euros) suite à la perte d'influence notable et à la comptabilisation de ces titres en tant que « titres disponibles à la vente » ;

- le poste « Autres éléments non récurrents » s'élève à 18 millions d'euros au 31 décembre 2011 (1 297 millions d'euros au 31 décembre 2010). Il comprend essentiellement une plus-value de 33 millions d'euros réalisée dans le cadre de la cession d'un immeuble par SUEZ Environnement.

Le résultat financier au 31 décembre 2011 s'établit à - 2 606 millions d'euros, contre - 2 222 millions d'euros au 31 décembre 2010. Cette évolution s'explique principalement par la hausse du coût de la dette nette, résultant pour l'essentiel d'un effet volume sur la dette brute consécutif à l'acquisition d'International Power.

Le taux effectif d'imposition, corrigé des résultats de cession et des dépréciations d'actifs non déductibles, s'établit à environ 35,3% au 31 décembre 2011 contre 31,3% au 31 décembre 2010. La progression du taux effectif d'impôt provient notamment :

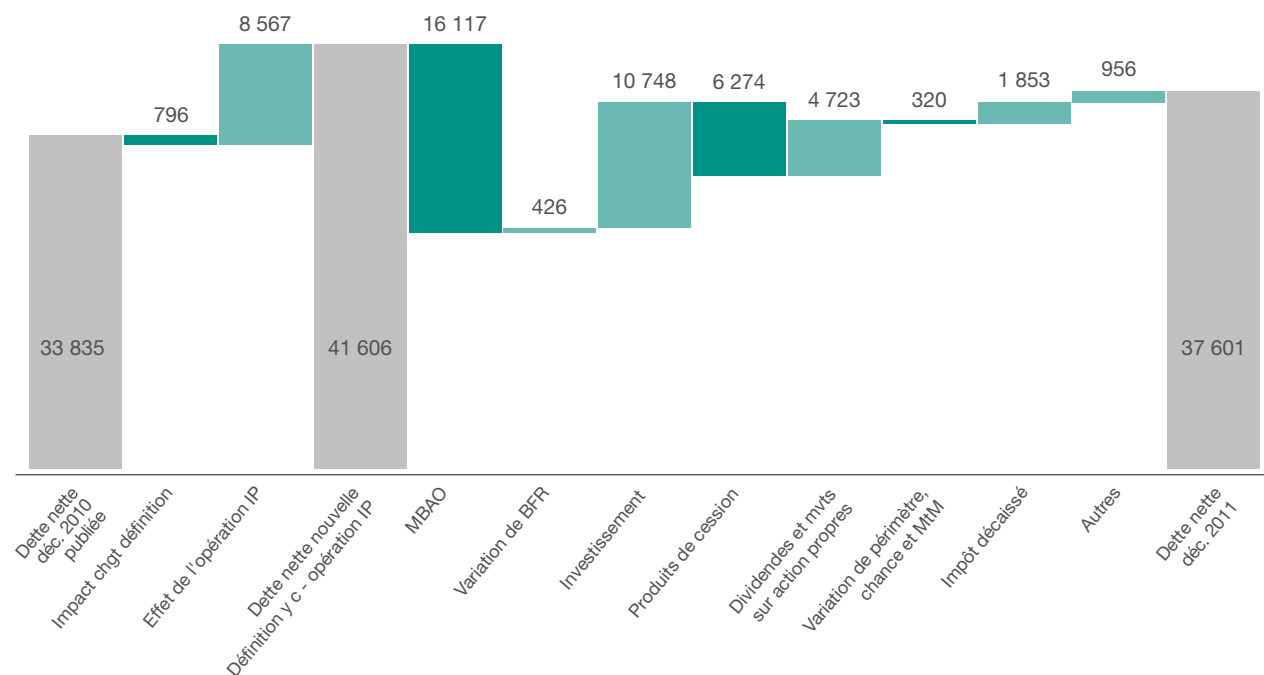
- de l'augmentation de la part relative des résultats réalisés par des entités du secteur de l'exploration production dont le taux d'imposition est supérieur à 50% ;
- de l'augmentation du taux d'impôt (50% à 62%) intervenue fin mars 2011 sur les activités d'exploration production au Royaume-Uni, entraînant une charge non récurrente de fiscalité différée.

La quote-part de résultat des entreprises associées est en hausse de 198 millions d'euros par rapport au 31 décembre 2010. Cette évolution s'explique principalement par les effets de périmètre résultant de l'intégration d'International Power.

Le résultat net des participations ne donnant pas le contrôle s'établit à 1 417 millions d'euros, en hausse de 407 millions d'euros en raison de l'intégration des entités d'International Power.

6.1.1.4 Évolution de l'endettement net

Corrigée de certains actifs directement adossés aux financements ainsi que de certains instruments dérivés, la dette nette⁽¹⁾ s'élève à 37,6 milliards d'euros à fin décembre 2011 et diminue de 4 milliards d'euros par rapport au niveau pro forma, y compris International Power, de la dette à fin 2010. Cette évolution s'explique notamment par :



6.1.1.4.1 Marge brute d'autofinancement opérationnelle

La marge brute d'autofinancement opérationnelle (MBAO) s'élève à 16 117 millions d'euros au 31 décembre 2011, en progression brute de 9,4% par rapport au 31 décembre 2010. L'évolution de la MBAO est en ligne avec celle de l'EBITDA.

6.1.1.4.2 Variation du besoin en fonds de roulement

Le besoin en fonds de roulement (BFR) augmente de 426 millions d'euros. Cette évolution reflète la progression des activités du Groupe ainsi qu'un accroissement des stocks de gaz en lien avec l'évolution fortement contrastée du climat, chaud au cours de cette période et froid au cours de la période précédente.

6.1.1.4.3 Investissements nets des cessions

Les investissements de l'année 2011 s'élèvent à 10 748 millions d'euros et comprennent :

- des investissements financiers pour 1 850 millions d'euros, les principaux étant relatifs aux installations de stockage en Allemagne (915 millions d'euros), à l'opération Acea (217 millions d'euros) et à l'acquisition de titres Waste Services NSW par Sita Australie (174 millions d'euros) ;

- des investissements de développement de 5 405 millions d'euros, les principaux ayant été réalisés par la branche Énergie Europe & International ;

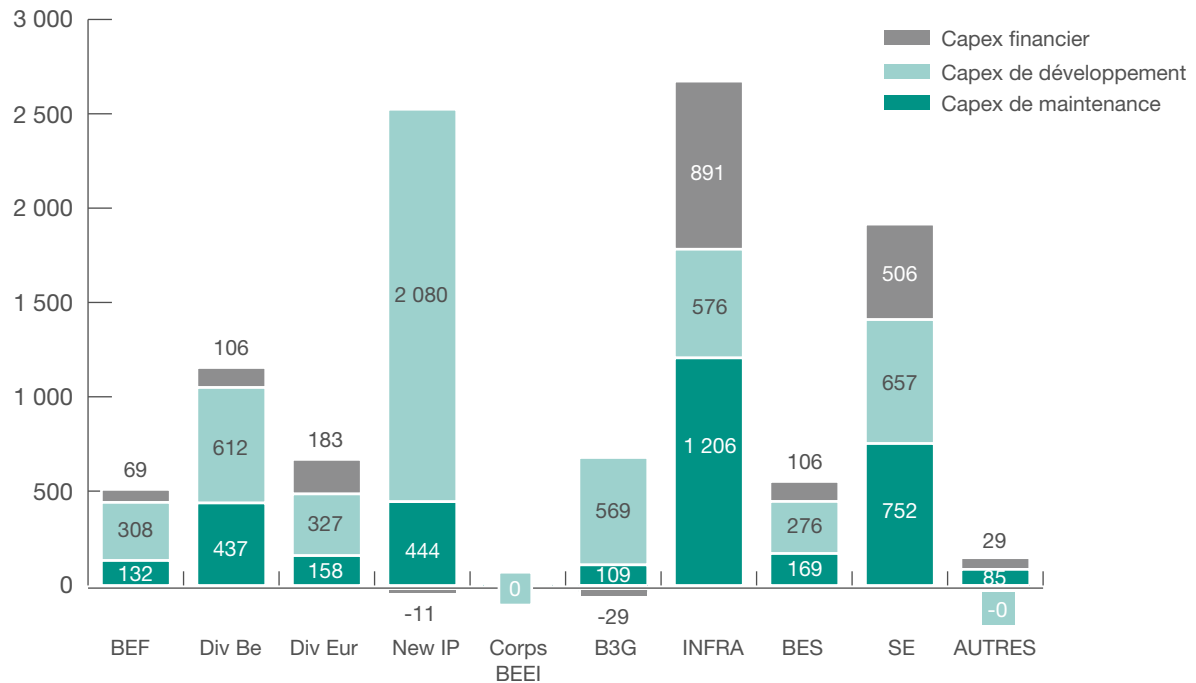
- et des investissements de maintenance de 3 493 millions d'euros.

Les cessions représentent au 31 décembre 2011 un montant de 6 274 millions d'euros et portent essentiellement sur la cession partielle des Intercommunales pour 723 millions d'euros, sur l'ouverture du capital à des actionnaires minoritaires de GRTGaz pour 800 millions d'euros et de E&P International pour 2 491 millions d'euros, sur la cession de la participation dans GDF SUEZ LNG Liquefaction, G6 Rete Gas et Bristol Water.

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

(1) Nouvelle définition de la dette nette (voir Note 14 des comptes consolidés).

6.1 EXAMEN DE LA SITUATION FINANCIÈRE



6.1.1.4.4 Rachat d'actions et dividendes

Le total des dividendes versés en numéraire par GDF SUEZ SA à ses actionnaires s'élève à 3 328 millions d'euros. Ce montant correspond :

- au solde du dividende au titre de 2010 soit 0,67 euros par action, versé le 9 mai 2011 ; et
- l'acompte de 0,83 euro par action sur le dividende au titre de 2011 qui a été versé le 15 novembre 2011.

Les dividendes versés par diverses filiales à leurs actionnaires minoritaires s'élèvent à 1 035 millions d'euros et comprennent principalement les dividendes versés aux minoritaires des entités provenant d'International Power pour 291 millions d'euros.

Le Groupe a par ailleurs procédé à des rachats d'actions propres pour 362 millions d'euros et augmenté son capital d'un montant de 35 millions d'euros essentiellement par le biais d'une souscription réservée à ses salariés.

6.1.1.4.5 Endettement au 31 décembre 2011

Hors coût amorti mais après impact change des dérivés, la dette nette ⁽¹⁾ est exprimée à 52% en euros, 21% en dollars américains, 6% en réal brésilien et 4% en dollars australiens à fin 2011.

La dette nette ⁽¹⁾ est libellée à 88% à taux fixe, après prise en compte des instruments financiers.

La maturité moyenne de la dette nette ⁽¹⁾ est de 11,2 ans, en hausse en raison des émissions d'emprunts obligataires à long terme réalisées sur la période.

Au 31 décembre 2011, le Groupe a un total de lignes de crédit confirmées non tirées (pouvant servir, entre autres, de lignes de back-up des programmes de Commercial Papers/billets de trésorerie) de 15,1 milliards d'euros.

6.1.1.5 Autres postes de l'état de situation financière

Les **immobilisations** (corporelles et incorporelles) s'établissent à 103,4 milliards d'euros contre 91,5 milliards d'euros au 31 décembre 2010, soit une augmentation de + 11,9 milliards d'euros qui résulte pour l'essentiel des variations de périmètre liées à l'acquisition du groupe International Power et à l'opération Acea.

Les **goodwills** augmentent de 3,4 milliards d'euros à 31,4 milliards d'euros, augmentation résultant essentiellement de l'acquisition du groupe International Power.

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

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

Les **capitaux propres totaux** s'établissent à 80,3 milliards d'euros, en hausse de + 9,6 milliards d'euros par rapport au 31 décembre 2010 (70,7 milliards d'euros), s'expliquant essentiellement par le résultat de la période (5,4 milliards d'euros), le versement de dividendes (- 4,5 milliards d'euros) et les impacts des opérations de variations de périmètre de la période (9,8 milliards d'euros).

(1) Nouvelle définition de la dette nette (voir Note 14 des comptes consolidés).

Les **provisions pour risques** sont en hausse de 1,7 milliard d'euros à 16,2 milliards d'euros, résultant principalement des effets de périmètre (0,5 milliard d'euros), des écarts actuariels sur les provisions pour retraites et autres engagements (0,7 milliard d'euros) et de l'impact de la désactualisation (0,6 milliard d'euros).

6.1.1.6 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 2011, le chiffre d'affaires de GDF SUEZ SA ressort à 24 126 millions d'euros en diminution de 4,9% par rapport à 2010, notamment sous l'effet d'un climat défavorable.

Le résultat d'exploitation de l'exercice s'établit à - 1 075 millions d'euros contre - 97 millions d'euros en 2010. Cette baisse provient essentiellement de l'incidence du climat et du retard tarifaire, ainsi que des effets volumes défavorables sur la clientèle industrielle.

Le résultat financier est positif à 3 161 millions d'euros contre 1 491 millions d'euros sur l'exercice 2010. Il intègre principalement les dividendes reçus des filiales pour 4 087 millions d'euros et le coût de la dette pour 801 millions d'euros. Au 31 décembre 2011, les dettes financières, y compris titres participatifs, ressortent à 24 914 millions d'euros et les disponibilités et assimilées s'élevaient à 9 177 millions d'euros.

Les éléments non récurrents intègrent le résultat exceptionnel, positif à 486 millions d'euros sous l'effet des plus-values de cessions de titres (dont GRTGaz) pour 415 millions d'euros, ainsi que l'incidence d'une correction sur la valorisation du Gaz en Compteur des années antérieures pour un montant net d'impôts de 478 millions d'euros.

L'intégration fiscale conduit à dégager un produit net de 295 millions d'euros (356 millions d'euros en 2010) au niveau de la rubrique « Impôt sur les sociétés ».

Le résultat net ressort à 2 389 millions d'euros.

Les capitaux propres s'élevaient à 46 838 millions d'euros contre 47 700 millions d'euros à fin 2010, sous l'effet de la distribution de dividendes partiellement compensé par le résultat net de la période.

Information relative 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 manquements significatifs 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	31/12/2011			31/12/2010		
	Hors Groupe	Groupe	Total	Hors Groupe	Groupe	Total
Échues	1	53	54	1	1	2
À 30 jours	520	98	618	414	136	549
À 45 jours	20	14	34	4	3	7
À + 45 jours	3	27	30	15	2	18
TOTAL	544	192	736	434	142	576

6.1.1.7 Perspectives

Les objectifs financiers du Groupe pour 2012 ⁽¹⁾ sont robustes et s'inscrivent dans le cadre d'une stricte discipline financière. Sur la base d'un climat moyen et d'une régulation stable, ils s'établissent comme suit :

- Résultat net récurrent, part du Groupe : entre 3,5 et 4 milliards d'euros ⁽²⁾
- Investissement bruts : 11 milliards d'euros environ
- Dividende ordinaire égal ou supérieur à celui versé au titre de 2011

- Ratio dette nette/Ebitda inférieur ou égal à 2,5x et maintien d'une notation de catégorie « A »

GDF SUEZ est par ailleurs fortement engagé dans l'atteinte de ses objectifs de développement durable à l'horizon 2015 :

- Embauche de 100 000 collaborateurs sur la période 2011-2015
- Formation annuelle d'au moins deux tiers des salariés du Groupe
- Énergies renouvelables : augmentation des capacités installées de 50 % par rapport à 2009
- Diversité : 25 % de femmes cadres

(1) Ces objectifs reposent sur des hypothèses de climat moyen, d'une répercussion totale des coûts d'approvisionnement sur les tarifs réglementés du gaz en France, d'absence d'autre changement substantiel de réglementation et de l'environnement macro-économique. Les hypothèses sous-jacentes sont les suivantes : prix moyen du Brent 98 \$/baril en 2012 ; prix moyen de l'électricité baseload en Belgique 55 €/MWh en 2012 ; prix moyen du gaz au NBP 27 €/MWh en 2012. Ebitda 2012 indicatif : 17 milliards d'euros.

(2) Par rapport à l'objectif d'un BPA 2012 ≥ BPA 2011 annoncé le 3 mars 2011.

6.1 EXAMEN DE LA SITUATION FINANCIÈRE

- Santé et Sécurité : atteindre un taux de fréquence des accidents inférieur à 6
- Biodiversité : déploiement d'un plan d'actions pour chaque site sensible au sein de l'Union européenne
- Actionnariat salarié : 3 % du capital social du Groupe détenu par les salariés du Groupe

GDF SUEZ escompte un résultat net récurrent, part du Groupe ⁽¹⁾ de l'ordre de 5 milliards d'euros à climat moyen et régulation stable, à horizon 2015 avec un niveau d'investissements bruts d'environ 9 à 11 milliards d'euros par an ⁽²⁾, une structure financière forte (ratio dette nette/EBITDA inférieur ou égal à 2,5x et maintien d'une notation de catégorie « A ») permettant un dividende stable ou en croissance sur la période 2013-2015.

6.1.2 TRÉSORERIE ET CAPITAUX PROPRES

6.1.2.1 Capitaux propres de l'émetteur

Les capitaux propres totaux s'établissent à 80,3 milliards d'euros, en hausse de 9,7 milliards d'euros par rapport au 31 décembre 2010 (70,6 milliards d'euros). Le résultat de l'exercice (5,4 milliards d'euros), l'effet des éléments du résultat global comptabilisés directement en capitaux propres (-1,2 milliard d'euros dont 0,1 milliard d'euros d'écarts de conversion), les augmentations de capital souscrites par le personnel dans le cadre du plan Link ou de la levée de stock-options (0,1 milliard d'euros), ainsi que le changement de méthode de consolidation de diverses entités du fait de leur prise de contrôle (10,1 milliards d'euros) étant partiellement compensés par le versement des dividendes (- 4,5 milliards d'euros), dont 1,7 milliard d'euros de dividende exceptionnel versé aux anciens actionnaires d'International Power, et le rachat de titres (- 0,3 milliard d'euros).

6.1.2.2 Conditions d'emprunt et structure de financement de l'émetteur

Structure de l'endettement

L'endettement brut (hors découverts bancaires hors coût amorti et hors dérivés) à fin 2011 s'élève à 53,3 milliards d'euros, soit une augmentation de 9,3 milliards d'euros par rapport à fin 2010, et se compose principalement de financements obligataires pour 28,7 milliards d'euros et d'emprunts bancaires (y compris les locations financement) pour un montant de 16,8 milliards d'euros. Les emprunts à court terme *Commercial Papers*/billets de trésorerie plus tirages sur lignes de crédit représentent 11,6% de la dette brute totale à fin 2011.

62% de la dette brute est émise sur les marchés financiers (obligataires et *Commercial Papers*/billets de trésorerie).

Hors coût amorti, effet des instruments financiers dérivés et *cash* collatéral, la dette nette atteint 37,0 milliards d'euros à fin 2011.

Hors coût amorti mais après impact change des dérivés, la dette nette est exprimée à 52% en euros, 21% en dollars américains et 6% en reals brésiliens à fin 2011.

Après impact des dérivés, 88% de la dette nette est à taux fixe. Le coût moyen de la dette brute s'établit à 4,57%, stable par rapport à 2010. La durée moyenne de la dette nette est de 11,2 ans à fin 2011.

Principales opérations de l'année 2011

Le 3 février 2011, la prise de contrôle du groupe International Power Plc (« International Power ») est devenue effective, se traduisant par une augmentation de 6 317 millions d'euros de l'endettement net.

À la date d'acquisition, l'endettement brut d'International Power s'élevait à 7,5 milliards d'euros et se décomposait en 2,0 milliards de financements obligataires et 5,5 milliards de financements bancaires.

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

- 229 millions de dollars américains de nominal (soit 177 millions d'euros) à échéance 2023 et portant coupon à 3,75% ;
- 230 millions d'euros de nominal à échéance 2013 et portant coupon à 3,25% ;
- 700 millions d'euros de nominal à échéance 2015 et portant coupon à 4,75%.

En mars 2011, GDF SUEZ a réalisé une émission obligataire de 300 millions d'euros à 100 ans portant un coupon de 5,95%.

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

(1) Ces perspectives reposent sur des hypothèses de climat moyen, d'une répercussion totale des coûts d'approvisionnement sur les tarifs réglementés du gaz en France, d'absence d'autre changement substantiel de réglementation et de l'environnement macro-économique. Hors changement de méthode comptable par rapport à 2011. EBITDA 2015 indicatif : 21 milliards d'euros. Par rapport à l'objectif d'un EBITDA 2013>20 milliards d'euros et d'un BPA 2013≥BPA 2012 annoncé le 3 mars 2011.

(2) Par rapport au chiffre de 11 milliards d'euros sur la période 2011-2013 annoncé le 3 mars 2011.

En mai 2011, SUEZ Environnement Company a lancé une opération combinée de rachat intermédié et d'échange obligataire sur la souche 2014, émise en 2009 et portant un coupon fixe de 4,875%. Cette opération avait pour objectif non seulement de refinancer une partie de cette souche à échéance 2014, mais aussi d'allonger la maturité moyenne de la dette de SUEZ Environnement. À l'issue du processus, 338 millions d'euros d'obligations 2014 ont été rachetées et échangées dans le cadre de l'émission d'une souche obligataire à 10 ans pour un montant total de 500 millions d'euros, portant un coupon fixe de 4,078%, complétée en septembre par un montant de 250 millions d'euros.

En octobre 2011, GDF SUEZ a réalisé une émission obligataire de 300 millions de francs suisses à 6 ans, converti en euros à taux fixe de 2,99%.

En novembre 2011, GDF SUEZ a procédé à deux émissions obligataires de 1 milliard d'euros portant coupon à 3,125% et échéance janvier 2020 pour l'une et de 400 millions de livres sterling à échéance octobre 2060 swappée à un taux fixe euro de 4,7% pour l'autre. Ces deux émissions ont permis le refinancement, dans le cadre d'une offre d'échange, de 157 millions d'euros de l'obligation à échéance février 2013, de 355 millions d'euros de l'obligation à échéance janvier 2014 et de 88 millions d'euros de l'obligation portée par Belgelec à échéance juin 2015.

En novembre 2011, SUEZ Environnement a réalisé une émission de 250 millions de livres sterling à échéance décembre 2030 et portant un coupon de 5,375%.

En 2011, la mise à jour annuelle du prospectus EMTN de GDF SUEZ de 25 milliards d'euros a reçu le visa n° 11-406 de l'AMF en date du 9 septembre 2011.

Notations

Depuis février 2011, GDF SUEZ est noté A/A-1 avec perspective stable par Standard & Poor's, et A1/P-1 avec perspective stable par Moody's.

6.1.2.3 Restriction à l'utilisation des capitaux

Au 31 décembre 2011, le Groupe a un total de lignes de crédit confirmées non tirées (pouvant servir, entre autres, de lignes de *back-up* des programmes de *Commercial Papers*/billets de trésorerie) de 15,1 milliards d'euros. 77% de ces lignes sont gérées de façon centralisée et ne font l'objet d'aucun ratio de crédit ou de référence à une notation. Les contreparties de ces lignes sont bien diversifiées puisqu'aucune ne détient plus de 7% du total de ces lignes centralisées. À fin 2011, aucune ligne centralisée n'est utilisée.

Le Groupe met par ailleurs en place des financements dans certaines filiales dont la documentation comprend des ratios liés

à leurs états financiers. Ces financements sont sans recours sur GDF SUEZ SA ou le GIE GDF SUEZ Alliance.

La définition ainsi que le niveau de ces ratios, également connus comme « *covenants* » financiers, sont déterminés en accord avec les prêteurs et peuvent éventuellement être revus durant la vie du prêt.

Les ratios les plus fréquents sont :

- *Debt Service Cover Ratio* = $\text{Free Cash Flow} / (\text{Principal} + \text{charge d'intérêt})$ ou au service des intérêts (*Interest Cover Ratio* = $\text{EBITDA} / \text{charge d'intérêt}$) ;
- *Loan Life Cover Ratio* (actualisation au coût moyen de la dette des *Free Cash Flows* futurs divisée par le montant emprunté restant dû) ;
- *Dette/Equity ratio* ou maintien d'un montant minimal d'*Equity*.

Au 31 décembre 2011, aucun défaut de paiement n'était en cours sur la dette consolidée du Groupe. Toutes les sociétés du Groupe sont en ligne avec les *covenants* et représentations figurant dans leur documentation financière, à l'exception :

- d'une société du groupe SUEZ Environnement ne respectant pas un covenant financier ;
- d'une société de la branche Énergie Europe & International ne respectant pas un covenant technique.

Aucun défaut n'a été invoqué par les contreparties ; des *waivers* sont en cours de discussion ou déjà octroyés et ces non-respects sont sans impact sur les lignes accessibles au Groupe.

6.1.2.4 Sources de financement attendues pour honorer les engagements relatifs aux décisions d'investissements

Le Groupe estime que les besoins de fonds seront couverts par la trésorerie disponible et l'utilisation éventuelle de ses facilités de crédit existantes. Il pourrait néanmoins recourir au marché des capitaux de manière opportuniste.

Le cas échéant, des financements spécifiques pourraient être mis en place pour des projets bien précis.

Le Groupe a un total de 6,7 milliards d'euros de financements arrivant à échéance durant 2012 (hors maturité des *Commercial Papers*/billets de trésorerie de 4,1 milliards d'euros). Il a par ailleurs une trésorerie de 15,9 milliards d'euros au 31 décembre 2011 (nette des découverts bancaires) et, comme mentionné à la section 6.1.2.3, un montant de 15,1 milliards d'euros de lignes disponibles (non nette du montant des *Commercial Papers*/billets de trésorerie émis), dont 1,2 milliard d'euros à échéance 2012.

6.2 COMPTES CONSOLIDÉS

6.2.1	États financiers consolidés	262		
6.2.2	Notes aux comptes consolidés	269		
NOTE 1	Résumé des méthodes comptables	269	NOTE 15	Risques liés aux instruments financiers 335
NOTE 2	Principales variations de périmètre	285	NOTE 16	Éléments sur capitaux propres 347
NOTE 3	Information sectorielle	294	NOTE 17	Provisions 350
NOTE 4	Éléments du Résultat Opérationnel Courant	300	NOTE 18	Avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages long terme 354
NOTE 5	Résultat des Activités Opérationnelles	301	NOTE 19	Activité Exploration - Production 364
NOTE 6	Résultat financier	304	NOTE 20	Contrats de location - financement 365
NOTE 7	Impôts	305	NOTE 21	Contrats de location simple 367
NOTE 8	Résultat par action	310	NOTE 22	Contrats de concession 368
NOTE 9	Goodwills	311	NOTE 23	Paiements fondés sur des actions 369
NOTE 10	Immobilisations incorporelles	316	NOTE 24	Transactions avec des parties liées 375
NOTE 11	Immobilisations corporelles	318	NOTE 25	Rémunération des dirigeants 378
NOTE 12	Participations dans les entreprises associées	320	NOTE 26	Litiges et concurrence 378
NOTE 13	Participations dans les co-entreprises	322	NOTE 27	Événements postérieurs à la clôture 385
NOTE 14	Instruments financiers	323	NOTE 28	Liste des principales sociétés consolidées au 31 décembre 2011 385
			NOTE 29	Honoraires des Commissaires aux comptes et membres de leurs réseaux 392

6.2.1 ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

État de situation financière

Actif

<i>En millions d'euros</i>	Note	31 déc. 2011	31 déc. 2010 ⁽¹⁾	1 ^{er} jan. 2010 ⁽¹⁾
Actifs non courants				
Immobilisations incorporelles nettes	10	13 226	12 780	11 420
Goodwill	9	31 362	27 933	28 355
Immobilisations corporelles nettes	11	90 120	78 703	69 665
Titres disponibles à la vente	14	3 299	3 252	3 563
Prêts et créances au coût amorti	14	3 813	2 794	2 426
Instruments financiers dérivés	14	2 911	2 532	1 927
Participations dans les entreprises associées	12	2 619	1 980	2 176
Autres actifs		1 173	1 440	1 696
Impôts différés actif	7	1 379	1 909	1 659
TOTAL ACTIFS NON COURANTS		149 902	133 323	122 886
Actifs courants				
Prêts et créances au coût amorti	14	1 311	1 032	947
Instruments financiers dérivés	14	5 312	5 739	7 405
Clients et autres débiteurs	14	23 135	20 501	18 915
Stocks		5 435	3 870	3 947
Autres actifs		9 455	6 957	5 094
Actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat	14	2 885	1 713	1 680
Trésorerie et équivalents de trésorerie	14	14 675	11 296	10 324
Actifs classés comme détenus en vue de la vente	2	1 298	0	0
TOTAL ACTIFS COURANTS		63 508	51 108	48 312
TOTAL ACTIF		213 410	184 430	171 198

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

(1) Données au 31 décembre 2010 et au 31 décembre 2009 retraitées ; voir Note 1.2.

Passif

<i>En millions d'euros</i>	Note	31 déc. 2011	31 déc. 2010 ⁽¹⁾	1 ^{er} jan. 2010 ⁽¹⁾
Capitaux propres part du Groupe		62 930	62 114	60 194
Participations ne donnant pas le contrôle		17 340	8 513	5 241
TOTAL CAPITAUX PROPRES	16	80 270	70 627	65 436
Passifs non courants				
Provisions	17	14 431	12 989	12 790
Dettes financières	14	43 375	38 179	32 155
Instruments financiers dérivés	14	3 310	2 104	1 792
Autres passifs financiers	14	684	780	911
Autres passifs		2 202	2 342	2 489
Impôts différés passif	7	13 038	12 437	11 856
TOTAL PASSIFS NON COURANTS		77 040	68 830	61 993
Passifs courants				
Provisions	17	1 751	1 480	1 263
Dettes financières	14	13 213	9 059	10 117
Instruments financiers dérivés	14	5 185	5 738	7 170
Fournisseurs et autres créanciers	14	18 387	14 835	12 887
Autres passifs		16 738	13 861	12 332
Passifs directement liés à des actifs classés comme détenus en vue de la vente	2	827	0	0
TOTAL PASSIFS COURANTS		56 100	44 973	43 769
TOTAL PASSIF ET CAPITAUX PROPRES		213 410	184 430	171 198

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

(1) Données au 31 décembre 2010 et au 31 décembre 2009 retraitées ; voir Note 1.2.

Compte de résultat

<i>En millions d'euros</i>	Note	31 déc. 2011	31 déc. 2010
Chiffre d'affaires		90 673	84 478
Achats		(46 695)	(44 672)
Charges de personnel		(12 775)	(11 755)
Amortissements, dépréciations et provisions		(7 115)	(5 899)
Autres charges opérationnelles		(17 226)	(14 381)
Autres produits opérationnels		2 116	1 025
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT	4	8 978	8 795
MiM sur instruments financiers à caractère opérationnel		(105)	(106)
Pertes de valeur sur actifs corporels, incorporels et financiers		(532)	(1 468)
Restructurations		(189)	(206)
Effets de périmètre		1 514	1 185
Autres éléments non récurrents		18	1 297
RÉSULTAT DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES	5	9 684	9 497
Charges financières		(3 383)	(2 810)
Produits financiers		778	589
RÉSULTAT FINANCIER	6	(2 606)	(2 222)
Impôt sur les bénéfices	7	(2 119)	(1 913)
Quote-part de résultat des entreprises associées	12	462	264
RÉSULTAT NET		5 420	5 626
Résultat net part du Groupe		4 003	4 616
Résultat net des participations ne donnant pas le contrôle		1 418	1 010
RÉSULTAT NET PART DU GROUPE PAR ACTION (EUROS)	8	1,8	2,1
RÉSULTAT NET PART DU GROUPE PAR ACTION DILUÉ (EUROS)	8	1,8	2,1

État du résultat global

<i>En millions d'euros</i>	Note	31 déc. 2011	31 déc. 2011 Quote-part du Groupe	31 déc. 2011 Quote-part des participations ne donnant pas le contrôle	31 déc. 2010	31 déc. 2010 Quote-part du Groupe	31 déc. 2010 Quote-part des participations ne donnant pas le contrôle
RÉSULTAT NET		5 420	4 003	1 418	5 626	4 616	1 010
Actifs financiers disponibles à la vente	14	(495)	(448)	(47)	(126)	(119)	(7)
Couverture d'investissement net		(70)	(58)	(12)	(106)	(63)	(43)
Couverture de flux de trésorerie (hors matières premières)	15	(214)	(139)	(75)	(16)	11	(27)
Couverture de flux de trésorerie (sur matières premières)	15	317	327	(10)	457	445	12
Impôts différés sur éléments ci-dessus	7	(68)	(87)	19	(137)	(144)	8
Quote-part des entreprises associées sur éléments recyclables, nette d'impôt		(281)	(185)	(96)	45	48	(3)
Écarts de conversion		115	100	15	1 147	877	270
TOTAL ÉLÉMENTS RECYCLABLES		(697)	(491)	(207)	1 265	1 054	210
Pertes et gains actuariels		(755)	(639)	(116)	(500)	(479)	(21)
Impôts différés sur pertes et gains actuariels		248	207	41	157	149	9
Quote-part des entreprises associées sur éléments non recyclables sur pertes et gains actuariels, nette d'impôt		46	46	0	(14)	(14)	(0)
TOTAL ÉLÉMENTS NON RECYCLABLES		(461)	(386)	(75)	(356)	(344)	(12)
RÉSULTAT GLOBAL		4 262	3 126	1 136	6 535	5 326	1 208

État des variations des capitaux propres

<i>En millions d'euros</i>	Nombre d'actions	Capital	Primes	Réserves consolidées	Variations de juste valeur et autres	Écarts de conversion	Actions propres	Capitaux propres part du Groupe	Participations ne donnant pas le contrôle	Total
CAPITAUX PROPRES AU 31 DÉCEMBRE 2009	2 260 976 267	2 261	30 590	28 810	623	(355)	(1 644)	60 285	5 241	65 527
correction d'erreur - cf. Note 1.2				(91)				(91)		(91)
CAPITAUX PROPRES RETRAITÉS AU 1^{ER} JANVIER 2010	2 260 976 267	2 261	30 590	28 720	623	(355)	(1 644)	60 195	5 241	65 436
Résultat net				4 616				4 616	1 010	5 626
Autres éléments du résultat global				(344)	177	877		710	198	909
Résultat global				4 272	177	877		5 326	1 208	6 535
Souscriptions d'actions réservées aux salariés et rémunération sur base d'actions	26 217 490	26	471	120				617		617
Dividendes distribués en numéraire				(3 330)				(3 330)	(581)	(3 911)
Achat/vente d'actions propres				(55)			(436)	(491)		(491)
Transactions entre actionnaires				(190)				(190)	(21)	(211)
Regroupements d'entreprises									1 658	1 658
Émission de titres super-subordonnés									745	745
Annulation d'actions propres	(36 898 000)	(37)	(1 378)				1 415			
Autres variations				(12)				(12)	261	249
CAPITAUX PROPRES RETRAITÉS AU 31 DÉCEMBRE 2010	2 250 295 757	2 250	29 683	29 524	800	522	(665)	62 114	8 513	70 627

En millions d'euros

	Nombre d'actions	Capital	Primes	Réserves consolidées	Variations de juste valeur et autres	Écarts de conversion	Actions propres	Capitaux propres part du Groupe	Participations ne donnant pas le contrôle	Total
CAPITAUX PROPRES RETRAITÉS										
AU 1^{ER} JANVIER 2011	2 250 295 757	2 250	29 683	29 524	800	522	(665)	62 114	8 513	70 627
Résultat net				4 003				4 003	1 418	5 420
Autres éléments du résultat global				(386)	(590)	99		(877)	(282)	(1 158)
Résultat global				3 617	(590)	99		3 126	1 136	4 262
Souscriptions d'actions réservées aux salariés et rémunération sur base d'actions	2 340 451	2	33	122				157	12	169
Dividendes distribués en numéraire				(3 328)				(3 328)	(1 033)	(4 361)
Achat/vente d'actions propres				(97)			(264)	(362)		(362)
Regroupements d'entreprises (International Power - cf. Note 2)				302	28	(175)		155	6 303	6 458
Transactions entre actionnaires (opération GRTgaz - cf. Note 2)				167				167	923	1 090
Transactions entre actionnaires (cession de 30% de l'Exploration Production au CIC - cf. Note 2)				938	1	1		940	1 341	2 281
Autres transactions entre actionnaires				(11)				(11)	(25)	(36)
Augmentations de capital souscrites par les participations ne donnant pas le contrôle									217	217
SUEZ Environnement : distribution de dividendes en actions, variation d'autocontrôle SUEZ Environnement Company et plan Sharing pour le personnel				(2)				(2)	(33)	(35)
Autres variations				(25)				(25)	(14)	(39)
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

État des flux de trésorerie

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2011	31 déc. 2010
RÉSULTAT NET	5 420	5 626
- Quote-part de résultat consolidé d'entreprises associées	(462)	(264)
+ Dividendes reçus d'entreprises associées	265	273
- Dotations nettes aux provisions, amortissements & dépréciations	7 431	7 331
- Effets de périmètre, autres éléments non récurrents	(1 497)	(2 592)
- MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel	105	106
- Autres éléments sans effet de trésorerie	130	121
- Charge d'impôt	2 119	1 913
- Résultat financier	2 606	2 222
MBA avant résultat financier et impôt	16 117	14 736
+ Impôt décaissé	(1 853)	(2 146)
Variation du Besoin en Fonds de Roulement	(426)	(258)
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES	13 838	12 332
Investissements corporels et incorporels	(8 898)	(9 292)
Prise de contrôle sur des filiales nette de la trésorerie et équivalents de trésorerie acquis *	(1 745)	(737)
Acquisitions de participations dans les entreprises associées et co-entreprises	(119)	(139)
Acquisitions de titres disponibles à la vente	(258)	(510)
Cessions d'immobilisations corporelles et incorporelles	167	405
Perte de contrôle sur des filiales nette de la trésorerie et équivalents de trésorerie cédés	1 024	412
Cessions de participations dans les entreprises associées et co-entreprises	1 570	1 239
Cessions de titres disponibles à la vente	76	847
Intérêts reçus d'actifs financiers non courants	81	39
Dividendes reçus sur actifs financiers non courants	138	128
Variation des prêts et créances émis par l'entreprise et autres	60	(176)
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT	(7 905)	(7 783)
Dividendes payés	(4 363)	(3 918)
Remboursement de dettes financières	(6 517)	(7 424)
Variation des actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat	(1 146)	16
Intérêts financiers versés	(1 977)	(1 565)
Intérêts financiers reçus sur trésorerie et équivalents de trésorerie	212	141
Augmentation des dettes financières	8 114	8 709
Augmentation/diminution de capital	569	563
Achat/vente d'actions propres	(362)	(491)
Émission de titres super-subordonnés par SUEZ Environnement		742
Changements de parts d'intérêts dans des entités contrôlées	2 974	(455)
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS DE FINANCEMENT	(2 496)	(3 683)
Effet des variations de change et divers	(58)	106
TOTAL DES FLUX DE LA PÉRIODE	3 379	972
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À L'OUVERTURE	11 296	10 324
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLÔTURE	14 675	11 296

* Dont l'effet lié à l'acquisition du groupe International Power plc présentée en Note 2.1.

6.2.2 NOTES AUX COMPTES CONSOLIDÉS

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

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

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

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

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

En date du 8 février 2012, le Conseil d'Administration du Groupe a arrêté et autorisé la publication des états financiers consolidés du Groupe au 31 décembre 2011.

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 fournies pour les deux derniers exercices 2010 et 2011 et sont établies conformément au règlement (CE) n° 1606/2002 du 19 juillet 2002 sur l'application des normes comptables internationales IFRS. Au 31 décembre 2011, 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 2011 sont conformes à ceux retenus pour la préparation des états financiers au 31 décembre 2010 à l'exception des éléments suivants en 1.1.1 et 1.1.2 :

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

- IAS 24 révisée – *Information relative aux parties liées* : Le Groupe a appliqué par anticipation en 2010 les seules dispositions relatives aux exemptions introduites en matière d'information à fournir pour les entreprises publiques. La nouvelle définition d'une partie liée introduite par la norme révisée appliquée pour la première fois en 2011 n'a pas d'incidence sur le périmètre des parties liées du Groupe au 31 décembre 2011. En revanche, l'information à communiquer au titre des engagements entre parties liées est accrue (voir la Note 24) ;
- Amendement IAS 32 – *Classement des émissions de droits* ;
- IFRIC 19 – *Extinction de passifs financiers avec des instruments de capitaux propres* ;

- Amendement IFRIC 14 – *Paiements d'avance d'exigences de financement minimal* ;
- Improvements to IFRS 2010 – *Améliorations aux normes internationales d'information financière*.

Ces amendements et interprétations n'ont pas induit d'impact significatif sur les États Financiers du Groupe au 31 décembre 2011.

1.1.2 Amendement dont l'application est obligatoire après 2011 et anticipée par le Groupe en 2011

- Amendement IAS 1 – *Présentation des autres éléments du résultat global*⁽²⁾ : Le Groupe a décidé d'appliquer par anticipation cet amendement qui, bien que non encore adopté par l'Europe, constitue une information utile qui n'est pas en contradiction avec les dispositions actuelles de la norme IAS 1. Au sein des Autres éléments du résultat global, sont ainsi regroupés ceux qui seront reclassés ultérieurement en résultat net, et ceux qui ne le seront pas.

1.1.3 Normes IFRS, amendements et interprétations de l'IFRIC dont l'application est obligatoire après 2011 et non anticipée par le Groupe en 2011

Normes et amendements applicables en 2012

- Amendements IAS 12 – *Impôt différé – Recouvrement des actifs sous-jacents*⁽²⁾ ;
- Amendements IFRS 7 – *Instruments financiers : Informations à fournir - Transferts d'actifs financiers*.

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

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

Normes et amendements applicables en 2013

- IFRS 10 – États financiers consolidés ⁽¹⁾ ;
- IFRS 11 – Partenariat ⁽¹⁾ ;
- IFRS 12 – Informations à fournir sur les participations dans d'autres entités ⁽¹⁾ ;
- Amendement IAS 28 – Participations dans des entreprises associées et des co-entreprises ⁽¹⁾ ;
- IFRS 13 – Évaluation à la juste valeur ⁽¹⁾ ;
- Amendements IAS 19 – Avantages du personnel ⁽¹⁾ ;
- Amendements IFRS 7 – Informations sur les compensations entre actifs et passifs financiers ⁽¹⁾.

Amendements applicables en 2014

- Amendements IAS 32 – Compensations entre actifs et passifs financiers ⁽¹⁾.

Norme applicable en 2015

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

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

1.1.4 Rappel des options de transition IFRS 1

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

- les écarts de conversion : le Groupe a choisi de reclasser au sein des capitaux propres en réserves consolidées les écarts de conversion cumulés au 1^{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 Retraitement des états financiers consolidés 2010 conformément à IAS 8

Au cours du 1^{er} semestre 2011, une erreur a été détectée dans la détermination de la créance de « Gaz en Compteur » comptabilisée dans le Secteur Énergie France. Cette erreur résulte de l'utilisation d'un modèle incomplet et de certains paramètres de calcul erronés. L'essentiel de l'incidence cumulée de cette erreur est antérieur au 22 juillet 2008, date de la fusion entre Gaz de France et SUEZ, affectant ainsi la juste valeur des actifs acquis dans le cadre de cette opération, et donc le *goodwill*, le coût du regroupement d'entreprises demeurant inchangé. Au 1^{er} janvier 2010 et au 31 décembre 2010, les postes Goodwill, Clients et autres débiteurs, Impôts différés actifs, Autres dettes, et Capitaux propres ont été corrigés pour respectivement + 366 millions d'euros, - 833 millions d'euros, + 240 millions d'euros, - 137 millions d'euros et - 91 millions d'euros. L'impact de cette erreur sur le résultat au 31 décembre 2010 et sur les indicateurs clés du Secteur Énergie France n'est pas significatif, aussi le compte de résultat 2010 et les indicateurs du secteur Énergie France n'ont-ils pas été retraités. En conséquence, le résultat par action de base et dilué, des périodes

présentées, n'est pas modifié. Il en va de même des résultats des exercices 2009 et 2008.

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

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

1.3 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.

1.4 Utilisation d'estimations et du jugement

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

1.4.1 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 ;

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

- l'évaluation de la valeur recouvrable des *goodwills*, des immobilisations corporelles et incorporelles (se reporter aux § 1.5.4 et 1.5.5) ;
- l'évaluation des provisions et notamment les provisions pour retraitement et stockage des déchets nucléaires, les provisions pour démantèlement des installations, les provisions pour litiges ainsi que les engagements de retraite et assimilés (se reporter au § 1.5.15) ;
- les instruments financiers (se reporter au § 1.5.11) ;
- le chiffre d'affaires réalisé et non relevé, dit en compteur ;
- l'évaluation des déficits fiscaux reportables activés.

1.4.1.1 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*.

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

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

1.4.1.3 Estimation des provisions

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

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

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

La modification de certains paramètres pourrait conduire à une révision significative des provisions comptabilisées. Toutefois, il n'y a aujourd'hui, à la connaissance du Groupe, aucun élément

qui indiquerait que les paramètres retenus pris dans leur ensemble ne sont pas appropriés et il n'existe aucune évolution connue qui serait de nature à affecter de manière significative les montants provisionnés.

1.4.1.4 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.

1.4.1.5 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.

1.4.1.6 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 Compteur » est déterminé sur la base d'une méthode directe prenant en compte une estimation de la consommation des clients, en fonction de leur dernière facture ou de leur dernière relève non facturée homogène avec l'allocation du gestionnaire de réseau de distribution sur la même période. Il est valorisé au prix moyen de l'énergie. Le prix moyen utilisé tient compte de la catégorie de clientèle et de l'ancienneté du Gaz en Compteur. Ces estimations sont sensibles aux hypothèses retenues pour déterminer la quote-part de chiffre d'affaires non facturé à la date de clôture.

1.4.1.7 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. Les prévisions de bénéfices imposables 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.

1.4.2 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.

1.5 Méthodes comptables

1.5.1 Périmètre et méthodes de consolidation

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

- les filiales (sociétés sur lesquelles le Groupe exerce un contrôle exclusif) sont consolidées par intégration globale ;
- les sociétés sur lesquelles le Groupe exerce un contrôle conjoint sont consolidées par intégration proportionnelle, au pourcentage d'intérêt ;
- la mise en équivalence s'applique à toutes les entreprises associées dans lesquelles le Groupe exerce une influence notable. Selon cette méthode, le Groupe enregistre sur une ligne spécifique du compte de résultat consolidé intitulée « Part dans le résultat des entreprises associées » sa quote-part du résultat net de l'entreprise consolidée par mise en équivalence.

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

Toutes les transactions et positions internes sont éliminées en consolidation.

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

1.5.2 Méthodes de conversion

1.5.2.1 Monnaie de présentation des comptes consolidés

Les états financiers consolidés du Groupe sont présentés en euro.

1.5.2.2 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.

1.5.2.3 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.

1.5.2.4 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.

1.5.3 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.

1.5.4 Immobilisations incorporelles

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

1.5.4.1 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 pertes de valeur identifiés. Ces *goodwills* sont testés au niveau d'Unités Génératrices de Trésorerie (UGT) ou de regroupements d'UGT qui constituent des ensembles homogènes générant conjointement des flux de trésorerie largement indépendants des flux de trésorerie générés par les autres UGT.

Les modalités de réalisation de ces tests de perte de valeur sont présentées dans le paragraphe 1.5.8 « 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.

Les pertes de valeur des *goodwills* relatifs à des entreprises associées sont présentées en « Quote-part de résultat des entreprises associées ».

1.5.4.2 Autres immobilisations incorporelles**Frais de développement**

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

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

Autres immobilisations incorporelles acquises ou produites

Les autres immobilisations incorporelles comprennent notamment :

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

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

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

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

1.5.5 Immobilisations corporelles

1.5.5.1 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.

1.5.5.2 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 :

Principales durées d'amortissement (années)	Minimum	Maximum
Installations techniques		
• Énergie		
Stockage - Production - Transport - Distribution	5	60 *
Installation - Maintenance	3	10
Aménagements hydrauliques	20	65
• Environnement	2	70
Autres immobilisations corporelles	2	33

* Hors gaz coussin.

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

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

1.5.6 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.

1.5.7 Concessions

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

Ces interprétations précisent les caractéristiques communes aux contrats de concession :

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

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

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

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

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

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

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

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

En application de ces principes :

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

Les dépenses de renouvellement correspondent à des obligations prévues aux contrats dont les modalités peuvent différer (obligation

de remise en état contractuelle, plan de renouvellement contractuel, compte de suivi contractuel...).

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

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

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

Autres concessions

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

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

1.5.8 Perte de valeur des immobilisations corporelles et incorporelles

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

Indices de perte de valeur

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

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

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

- performance inférieure aux prévisions,
- baisse des réserves pour l'Exploration-Production.

Perte de valeur

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

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

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 « Perte de valeur sur actifs » du compte de résultat.

1.5.9 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.

1.5.9.1 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.

1.5.9.2 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.

1.5.9.3 Comptabilisation des accords qui contiennent des contrats de location

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

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

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

1.5.10 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 (cf. Immobilisations corporelles).

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

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

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

Quotas d'émission de gaz à effet de serre

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

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

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

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.

1.5.11 Instruments financiers

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

1.5.11.1 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 équivalent de trésorerie (se reporter au § 1.5.12). Ces actifs financiers sont évalués à la juste valeur à la date de clôture et les variations de juste valeur sont comptabilisées en résultat.

1.5.11.2 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 comptabilisées 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*.

1.5.11.3 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 « MitM 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.

1.5.12 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.

1.5.13 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.

1.5.14 Paiements fondés sur des actions

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

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

Instruments réglés en actions

1.5.14.1. Plans d'options

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

1.5.14.2 Attributions gratuites d'actions

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

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

1.5.14.3 Plans d'épargne entreprise

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

Instruments réglés en trésorerie

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

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

1.5.15 Provisions

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

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

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

- le coût des régimes à cotisations définies est enregistré en charges sur la base des appels à cotisations dues pour la période ;
- la valorisation du montant de ces engagements de retraite et assimilés, lorsqu'ils sont représentatifs de prestations définies, est effectuée sur la base d'évaluations actuarielles, selon la méthode des unités de crédits projetées. Ces calculs intègrent des hypothèses de mortalité, de rotation du personnel et de projection de salaires qui tiennent compte des conditions économiques propres à chaque pays ou société du Groupe. Les taux d'actualisation sont déterminés en référence au rendement, à la date d'évaluation, des obligations émises par les entreprises de premier rang (ou par l'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 diminués des coûts des services passés non encore comptabilisés sont supérieurs à la juste valeur des actifs de couverture figurent au passif en provisions. Lorsque la valeur des actifs de couverture (plafonnés, le cas échéant) est supérieure aux engagements, le montant concerné est inclus à l'actif de l'état de situation financière en « Autres actifs » courants ou non courants.

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

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

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

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

1.5.15.2 Autres provisions

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

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

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

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

1.5.16 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.

1.5.16.1 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.

1.5.16.2 Prestations de services

Environnement

Eau

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

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

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

Propreté

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

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

Services à l'énergie

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

1.5.16.3 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).

1.5.17 Résultat opérationnel courant (ROC)

Le résultat opérationnel courant est un indicateur utilisé par le Groupe qui permet de présenter « un niveau de performance opérationnelle pouvant servir à une approche prévisionnelle de la performance récurrente » (en conformité avec la Recommandation CNC 2009-R03, relative au format des états financiers des entreprises sous référentiel comptable international). En effet, le ROC est un solde de gestion qui permet de faciliter la compréhension de la performance du Groupe en excluant les éléments qui, par nature, ont un degré de prévisibilité insuffisant, compte tenu de leur caractère inhabituel, anormal ou peu fréquent. Pour le Groupe, ces éléments correspondent au *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 actifs non courants ;
- 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.

1.5.18 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 équivalent de trésorerie » sont classés dans les flux issus des activités de financement, car ces intérêts sont de nature à minorer le coût d'obtention des ressources financières. Cette classification est cohérente avec l'organisation interne du Groupe dans la mesure où dette et trésorerie sont gérées de façon globalisée au sein du département trésorerie Groupe.

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

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

1.5.19 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, co-entreprises 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.

1.5.20 Résultat par action

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

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

NOTE 2 PRINCIPALES VARIATIONS DE PÉRIMÈTRE

2.1 Principales acquisitions de l'exercice 2011

2.1.1 Acquisition du groupe International Power plc

2.1.1.1 Description de la transaction

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

Les principales étapes de ce rapprochement ont été les suivantes :

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

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

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

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

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

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

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

2.1.1.2 Juste valeur de la contrepartie transférée

La juste valeur de la contrepartie transférée pour acquérir 69,78% d'International Power a été évaluée à partir du cours de bourse d'International Power le 3 février 2011, date de réalisation effective du regroupement d'entreprises. La juste valeur transférée s'élève ainsi à 5 130 millions d'euros, elle correspond aux 1 073 millions d'actions International Power acquises (soit 69,78% des actions existantes d'International Power avant la réalisation de la transaction) valorisées au cours de bourse du 3 février, soit 4,08 GBP par action (à un taux de change GBP/EUR de 1,17).

2.1.1.3 Incidences de l'acquisition sur les états financiers consolidés

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

Avant l'acquisition, le Groupe et International Power détenaient respectivement des intérêts de 30% et 40% dans l'entité Hidd Power Company au Moyen-Orient. Cette entité était consolidée par mise en équivalence dans les états financiers de GDF SUEZ et International Power. Suite à l'acquisition d'International Power, le Groupe a pris le contrôle de Hidd Power Company (voir infra Note 2.3).

Au 31 décembre 2011, la comptabilisation du regroupement d'entreprises est définitive.

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

<i>En millions d'euros</i>	Total
Actifs non courants	
Immobilisations incorporelles nettes	430
Immobilisations corporelles nettes	10 941
Titres disponibles à la vente	121
Prêts et créances au coût amorti	1 265
Instruments financiers dérivés	87
Participations dans les entreprises associées	1 158
Autres actifs	89
Impôts différés actif	38
TOTAL ACTIFS NON COURANTS	14 129
Actifs courants	
Prêts et créances au coût amorti	109
Instruments financiers dérivés	31
Clients et autres débiteurs, et autres actifs	1 081
Stocks	334
Trésorerie et équivalents de trésorerie	1 232
TOTAL ACTIFS COURANTS	2 787
Passifs non courants	
Provisions	116
Dettes financières	7 451
Instruments financiers dérivés	152
Autres passifs	132
Impôts différés passif	1 034
TOTAL PASSIFS NON COURANTS	8 885
Passifs courants	
Provisions	230
Dettes financières	669
Instruments financiers dérivés	608
Fournisseurs et autres créanciers, et autres passifs	1 228
TOTAL PASSIFS COURANTS	2 735
TOTAL ACTIF NET (100%)	
TOTAL ACTIF NET (100%)	5 296
Contrepartie transférée	5 130
Réévaluation des intérêts précédemment détenus dans Hidd Power Company	32
Dénouement du dérivés de change en couverture du dividende exceptionnel	23
Participations ne donnant pas le contrôle	2 932
GOODWILL	2 822

Le goodwill de 2 822 millions d'euros représente essentiellement les synergies attendues sur les plans opérationnels (optimisation des coûts centraux et régionaux, et rationalisation des achats et des contrats de maintenance) et financiers (refinancement de certains emprunts à un coût moindre grâce à la réduction du coût du financement pour le nouvel ensemble).

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

La réalisation de cette transaction en février 2011 a un impact net de - 427 millions d'euros sur les flux de trésorerie du Groupe. Cet impact net comprend les effets suivants :

- Trésorerie et équivalents de trésorerie acquis à date d'acquisition : + 1 232 millions d'euros ;
- Paiement du dividende exceptionnel : - 1 659 millions d'euros.

Les frais d'acquisition relatifs à cette acquisition, présentés sur la ligne « Effets de périmètre » du compte de résultat, se sont élevés à 64 millions d'euros. L'essentiel de ces coûts a été comptabilisé au cours du second semestre 2010.

La contribution des entités acquises d'International Power au chiffre d'affaires, au résultat opérationnel courant et au résultat net part du Groupe au 31 décembre 2011 s'élève respectivement à 4 050 millions d'euros, 590 millions d'euros et 208 millions d'euros.

Si l'acquisition avait eu lieu le 1^{er} janvier 2011, le Groupe aurait constaté des compléments de chiffre d'affaires et de résultat net part du Groupe s'élevant respectivement à 334 millions d'euros et 74 millions d'euros.

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

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

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

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

- Le Groupe a acquis la participation d'Acea dans la holding détenant 50% du capital de la société de production d'électricité Tirreno Power pour un prix de 108 millions d'euros. Cette opération a permis au Groupe de porter son pourcentage d'intérêt dans Tirreno Power de 35 à 50%. Tirreno Power, codétenue avec Energia Italiana, demeure consolidée par intégration proportionnelle ;
- Le Groupe a pris le contrôle des activités de négoce d'AceaElectrabel Trading Spa (AET) en acquérant pour 20 millions d'euros la participation d'AceaElectrabel dans cette entité. AET est désormais détenue à 100% par le Groupe ;
- Le Groupe a cédé à Acea sa participation de 40,59% dans AceaElectrabel Elettricità (AEE), société commercialisant du gaz et de l'électricité dans la ville de Rome pour un prix de 57 millions d'euros ;
- Suite à une opération de « spin off » d'AceaElectrabel Produzione Spa (AEP), certains actifs de production électriques d'AEP (les actifs de production hydroélectriques et deux autres centrales électriques situées près de Rome) ont été transférés à une entité détenue à 100% par Acea. En contrepartie de cette cession d'actifs qui s'élève à 130 millions d'euros, le Groupe a pris le contrôle d'AEP, dont il détient désormais 100% (après « spin off ») pour un prix de 76 millions d'euros ;
- Enfin, le Groupe a acquis pour 9 millions d'euros des droits de préemption sur les actifs hydroélectriques transférés à Acea ainsi que sur AEE. Par ailleurs, les deux groupes ont procédé au rachat des prêts actionnaires concernés par les opérations de décroisement, ces opérations se sont traduites par un paiement net de 25 millions d'euros au profit d'Acea.

Suite à la prise de contrôle des entités AEP et AET, le Groupe a, conformément à IFRS 3, réévalué les intérêts précédemment détenus dans ces entités. L'effet net de cette réévaluation et des résultats de cession s'élève à - 6 millions d'euros. Ces impacts sont présentés sur la ligne « Effets de périmètre » du résultat des activités opérationnelles (cf. Note 5.4 « Effets de périmètre »).

Au 31 décembre 2011, la comptabilisation du regroupement d'entreprises est définitive.

Le tableau ci-dessous présente les justes valeurs attribuées aux actifs et passifs identifiables de AET, AEP et ses filiales, ainsi que les valeurs comptables de Tirreno Power au 31 décembre 2011 (en millions d'euros) :

<i>En millions d'euros</i>	Total
Actifs non courants	
Immobilisations incorporelles nettes	97
Immobilisations corporelles nettes	1 354
Autres actifs non courants	58
TOTAL ACTIFS NON COURANTS	1 509
Actifs courants	
Clients et autres débiteurs	646
Autres actifs courants	162
Trésorerie et équivalent de trésorerie	202
TOTAL ACTIFS COURANTS	1 010
Passifs non courants	
Provisions non courantes	37
Dettes financières non courantes	567
Autres passifs non courants	191
TOTAL PASSIFS NON COURANTS	795
Passifs courants	
Provisions courantes	14
Dettes financières courantes	458
Autres dettes courantes	597
TOTAL PASSIFS COURANTS	1 069
TOTAL ACTIF NET (100%)	654

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

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

À l'issue de cette opération d'ensemble, le *goodwill* comptabilisé s'élève à 83 millions d'euros.

L'impact de ces changements de périmètre sur le chiffre d'affaires et sur le résultat net part du Groupe au 31 décembre 2011 s'élève respectivement à + 214 millions d'euros et + 15 millions d'euros.

2.1.3 Acquisition de sites de stockage en Allemagne

Le 31 août 2011, le Groupe a pris le contrôle des sociétés BEB Speicher GmbH (« BEB ») et ExxonMobil Gasspeicher Deutschland GmbH (« EMGSG »).

Ces acquisitions ont été réalisées par la société Storengy Deutschland Infrastructures GmbH, filiale à 100% du Groupe, via les deux transactions suivantes :

- acquisition auprès de BEB Erdgas & Erdol GmbH, joint venture entre Shell et ExxonMobil, de l'intégralité des titres BEB pour un prix de 657 millions d'euros ;
- acquisition auprès de Mobil Erdgas-Erdol GmbH de l'intégralité des titres EMGSG pour un prix de 258 millions d'euros.

Les sociétés acquises exploitent les sites de stockages souterrains de gaz naturel d'Uelsen, Harsefeld, Lesum, Reitbrook et Schmidhausen ; EMGSG détient également une participation de 19,7% dans le site de Breitbrunn-Eggstädt.

Ces prix d'acquisition sont susceptibles d'être ajustés en fonction du résultat des négociations en cours avec le vendeur sur le niveau du besoin en fond de roulement et de l'endettement net de BEB et EMGSG au 31 août 2011. Les prix d'acquisitions définitifs seront arrêtés à la fin du mois de février 2012.

Au 31 décembre 2011, la comptabilisation du regroupement d'entreprises est provisoire et sera finalisée au cours du 1^{er} semestre 2012.

Le tableau ci-dessous présente les justes valeurs provisoires attribuées aux actifs et passifs identifiables à la date d'acquisition :

<i>En millions d'euros</i>	Total
Actifs non courants	
Immobilisations corporelles nettes	403
Titres disponibles à la vente	38
TOTAL ACTIFS NON COURANTS	442
Actifs courants	
Clients et autres débiteurs, stock et autres actifs	25
Trésorerie et équivalents de trésorerie	25
TOTAL ACTIFS COURANTS	50
TOTAL ACTIF	492
Passifs non courants	
Provisions	8
Impôts différés passif	87
TOTAL PASSIFS NON COURANTS	96
Passifs courants	
Fournisseurs et autres créanciers, et autres passifs	47
TOTAL PASSIFS COURANTS	47
TOTAL ACTIF NET (100%)	349
Contrepartie transférée	915
GOODWILL	566

Le goodwill provisoire s'établit à 566 millions d'euros.

Cette transaction a un impact net de 890 millions d'euros sur les flux de trésorerie du Groupe. Cet impact net comprend les effets suivants :

- trésorerie et équivalents de trésorerie acquis à la date d'acquisition : 25 millions d'euros ;
- décaissement : 915 millions d'euros.

En tenant compte de cette opération, la contribution de cette acquisition au chiffre d'affaires et au résultat net part du Groupe au 31 décembre 2011 s'élève respectivement à 34 millions d'euros et à 7 millions d'euros.

2.2 Autres mouvements de périmètre de l'exercice 2011

Le Groupe a lancé début 2011 un programme « d'optimisation de portefeuille » visant à réduire l'endettement net du Groupe de 10 milliards d'euros sur la période 2011-2013.

Les cessions et entrées d'actionnaires minoritaires réalisées en 2011 dans le cadre de ce programme se sont traduites par une réduction de l'endettement net de 6 476 millions d'euros.

Les incidences cumulées des principales de ces cessions effectives sur les états financiers du Groupe au 31 décembre 2011 sont présentées dans le tableau ci-après :

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

Par ailleurs, le Groupe a comptabilisé en tant qu' « actifs non courants détenus en vue de la vente » et « passifs directement liés à des actifs classés comme détenus en vue de la vente » les activités dont la cession est considérée comme hautement probable dans un horizon raisonnable.

Les activités concernées sont présentées dans la Note 2.3 « actifs destinés à être cédés ». La nouvelle classification de ces activités dans l'état de situation financière se traduit par une réduction de l'endettement net de 596 millions d'euros.

2.2.1 Cession de la participation du Groupe dans EFOG

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

Le 31 décembre 2011, le Groupe a cédé au groupe Total sa participation de 22,5% dans la société EFOG pour un prix de 631 millions d'euros. Le Groupe a reçu un paiement de 496 millions

d'euros correspondant au prix de cession de 631 millions d'euros diminué de la créance financière de 135 millions précédemment vis-à-vis du Groupe, reprise par Total dans le cadre de la transaction. La plus-value de cession générée s'élève à 355 millions d'euros dont - 20 millions d'euros au titre du recyclage en résultat des écarts de conversion comptabilisés en « autres éléments du résultat global » (cf. Note 5.4 « Effets de périmètre »).

La contribution d'EFOG au résultat net part du Groupe des exercices 2011 (avant impact du résultat de cession) et 2010 s'élevait respectivement à 55 millions d'euros et 76 millions d'euros.

Les relations et les transactions entre le Groupe et sa partie liée EFOG en 2010 et 2011 sont présentées dans la Note 24 « Transactions avec des parties liées ».

Cette cession se traduit par une réduction de l'endettement net du Groupe de 460 millions d'euros au 31 décembre 2011 (soit le paiement de 496 millions d'euros diminué de la trésorerie et équivalents de trésorerie figurant dans l'état de situation financière d'EFOG avant sa cession).

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

Dans le cadre de l'accord de coopération signé en août 2011 avec China Investment Corporation (« CIC »), le Groupe et CIC ont conclu le 31 octobre 2011 un accord portant sur l'acquisition par CIC d'une participation minoritaire de 30% dans les activités exploration-production du Groupe (« GDF SUEZ E&P »). Aux termes de cet accord, CIC prévoit également d'acquérir la société GDF SUEZ LNG Liquefaction qui détient une participation de 10% dans l'usine de liquéfaction Atlantic LNG, située à Trinité-et-Tobago.

Préalablement à la réalisation de la transaction, et conformément à l'accord d'acquisition du 31 octobre, le Groupe a procédé à des opérations de restructuration et de réduction de l'endettement net de la société GDF SUEZ E&P International « EPI » (société holding des activités de GDF SUEZ E&P) afin de ramener son niveau d'endettement net à 1 milliard de dollars soit 749 millions d'euros.

Les cessions sont devenues effectives le 20 décembre 2011 suite à la levée des dernières conditions suspensives au titre desquelles figuraient notamment les approbations de l'opération par certaines autorités réglementaires ainsi que la restructuration de la dette financière nette d'EPI.

CIC est entré au capital de EPI à hauteur de 30% pour un montant de 3 257 millions de dollars (soit 2 491 millions d'euros) le 20 décembre 2011.

Le Groupe conserve le contrôle exclusif de GDF SUEZ E&P. S'agissant de la cession d'une participation ne donnant pas le contrôle, la différence entre le prix de cession et la valeur comptable cédée, soit 1 094 millions d'euros, a été comptabilisée en capitaux propres part du Groupe. En tenant compte des frais de transaction, cette opération se traduit par une augmentation nette des capitaux propres part du Groupe de 940 millions d'euros. À l'issue de cette transaction, la participation ne donnant pas le contrôle de CIC s'élève à 1 341 millions d'euros dans l'état de situation financière.

Le Groupe a également cédé le 20 décembre pour un prix de 879 millions de dollars (soit 672 millions d'euros) sa participation dans GDF SUEZ LNG Liquefaction. Le paiement du prix a été effectué le 20 décembre 2011. La plus-value constatée en résultat sur la cession de GDF SUEZ LNG Liquefaction s'élève à 479 millions d'euros (cf. Note 5.4 « Effets de périmètre »), dont 418 millions d'euros au titre du recyclage en résultat des écarts de conversion et des variations de juste valeur du titre disponible à la vente Atlantic LNG comptabilisés en « autres éléments du résultat global ». Les engagements d'achats de gaz naturel liquéfié souscrits par le Groupe vis-à-vis d'Atlantic LNG avant la cession sont maintenus.

Enfin, le 21 décembre 2011, EPI a distribué un acompte sur dividende de 345 millions d'euros à ses actionnaires, dont 103 millions d'euros à CIC.

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

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

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

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

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

S'agissant de la cession d'une participation ne donnant pas le contrôle, la différence entre le prix de cession et la valeur comptable cédée, soit 167 millions d'euros, a été comptabilisée en capitaux propres part du Groupe. À l'issue de cette transaction, la participation ne donnant pas le contrôle du consortium public s'élève à 923 millions d'euros dans l'état de situation financière.

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

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

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

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

À l'issue de ces opérations, et compte tenu de la situation particulière propre à la Région flamande, dont notamment le décret régional qui impose à Electrabel la cession totale de ses participations au capital des gestionnaires de réseaux de distribution flamands au plus tard en 2018, le Groupe a décidé, de manière irrévocable, de renoncer

à toute présence au sein des organes d'Eandis, l'opérateur unique des réseaux, et de limiter de façon substantielle ses droits au sein des organes de décision des intercommunales mixtes. Les dispositions prises en matière de gouvernance ont porté tant sur la représentation dans les Conseils d'Administration que sur le pouvoir de vote en Assemblée Générale.

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

En Wallonie, le Groupe a cédé 5% de titres d'intercommunales, ramenant sa participation à 25%. Cette cession s'est traduite par un gain de 83 millions d'euros, présenté en « Effets de périmètre ». Au cours du second semestre 2011 le Groupe a également cédé l'intégralité de sa participation dans Interomosane 1 (intercommunale de Liège), opération qui s'est traduite par un gain de 25 millions d'euros.

Des réductions de capital ont également été réalisées courant juin 2011. La quote-part du Groupe dans ces réductions de capital étant supérieure à la valeur de mise en équivalence, l'excédent a été comptabilisé en résultat pour ramener les titres à une valeur nulle. Il en résulte un impact positif de 49 millions d'euros, présenté en « Quote-part de résultat des entreprises associées », la comptabilisation des quotes-parts dans le résultat de ces entités étant « suspendue » pour les périodes ultérieures jusqu'à apurement de l'excédent. Au 31 décembre 2011, cet excédent s'élève à 70 millions d'euros.

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

2.2.5 Cession des actifs de distribution de gaz naturel en Italie (G6 Rete Gas)

Le 3 octobre 2011, le Groupe a cédé au consortium constitué du fonds d'infrastructures F2I, d'AXA Private Equity et d'Enel

Distribution, la totalité de sa participation dans G6 Rete Gas, société active dans la distribution de gaz en Italie, pour un prix de 402 millions d'euros.

G6 Rete Gas était consolidée par intégration globale dans les états financiers du Groupe jusqu'au 30 septembre 2011, date à laquelle la participation est décomptabilisée.

La contribution de G6 Rete Gas au résultat net part du Groupe des exercices 2011 (avant impact du résultat de cession) et 2010 s'élevait respectivement à 5 millions d'euros et 23 millions d'euros.

Cette cession génère une moins-value de cession de 38 millions d'euros pour le Groupe (cf. Note 5.4 « Effets de périmètre ») et se traduit par une réduction de l'endettement net du Groupe de 737 millions d'euros (soit le paiement de 402 millions d'euros ainsi que l'effet lié à la décomptabilisation de l'endettement net de 335 millions d'euros figurant dans l'état de situation financière de G6 Rete Gas avant sa cession).

2.2.6 Cession de 70% de la participation détenue dans Bristol Water

Le 5 octobre 2011 SUEZ Environnement, via sa filiale AGBAR, a cédé 70% de l'activité régulée de Bristol Water (18,67% au niveau GDF SUEZ), société de distribution d'eau potable au Royaume-Uni consolidée par intégration globale dans les états financiers du Groupe jusqu'à la date de cession. L'opération a été conclue pour un prix de 132 millions GBP (soit 152 millions d'euros). Après prise en compte des frais de transaction, la plus-value de cession générée sur la part cédée s'élève à 57 millions d'euros.

La participation conservée de 30% dans l'activité régulée (8% au niveau GDF SUEZ) est consolidée par mise en équivalence. En application d'IAS 27, les intérêts conservés ont été réévalués à la juste valeur à la date de l'opération.

L'impact cumulé de cette opération, présenté sur la ligne « Effets de périmètre » du résultat des activités opérationnelles (voir Note 5.4 « Effets de périmètre »), s'élève à 88 millions d'euros.

2.3 Actifs destinés à être cédés

Au 31 décembre 2011, 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 1 298 millions d'euros et 827 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 :

<i>En millions d'euros</i>	31 décembre 2011
Immobilisations corporelles nettes	1 125
Autres actifs	173
TOTAL ACTIFS CLASSÉS COMME DÉTENUS EN VUE DE LA VENTE	1 298
Dettes financières	596
Autres passifs	231
TOTAL PASSIFS DIRECTEMENT LIÉS À DES ACTIFS CLASSÉS COMME DÉTENUS EN VUE DE LA VENTE	827

Les actifs présentés sur les lignes « actifs classés comme détenus en vue de la vente » et « passifs directement liés à des actifs classés comme détenus en vue de la vente » au 31 décembre 2011 correspondent à des actifs de production d'électricité du secteur opérationnel « International Power ». Le Groupe s'attend à finaliser la cession de ces actifs au cours du 1er semestre 2012.

- Hidd Power Company (Bahrein)

Comme mentionné dans la Note 2.1.1, le Groupe a pris le contrôle de Hidd Power Company dans le cadre de l'acquisition d'International Power. Cette société était précédemment consolidée par mise en équivalence dans les états financiers de GDF SUEZ et International Power.

Au cours de l'exercice 2011, le Groupe a approuvé la cession d'une partie de sa participation, entraînant la perte de contrôle, dans Hidd Power Company afin de se mettre en conformité avec les limitations de part de marché imposées par le Ministère des Finances du Royaume de Bahrein.

- Choctaw & Hot Spring (Etats-Unis)

Au cours de l'exercice 2011, International Power a approuvé la cession de ses centrales à cycle combiné de Choctaw et Hot Spring (746 MW chacune).

- T-Power (Belgique)

Le Groupe a acquis la participation dans le projet T-Power dans le cadre de l'acquisition d'International Power (cf. Note 2.1.1).

Afin de se conformer aux exigences de la Commission européenne, International Power a conclu le 18 mai 2011 un accord de cession avec Itochu.

2.4 Autres opérations de l'exercice 2011

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

2.5 Principales opérations de l'exercice 2010

Au cours de l'exercice 2010, le Groupe a réalisé les transactions suivantes :

2.5.1 Prise de contrôle d'Agbar de Barcelona

La prise de contrôle par le Groupe GDF SUEZ, via sa filiale SUEZ Environnement, des activités eau et environnement d'Agbar de Barcelona (Agbar) a été finalisée le 8 juin 2010, date à laquelle Criteria Caixa Corp (Criteria), partenaire historique du Groupe dans Agbar, a cédé une partie de ses titres Agbar au Groupe pour un montant de 666 millions d'euros.

Cette transaction avait été précédée :

- d'une offre publique de retrait effectuée en mai 2010 par Agbar sur ses propres actions (investissement de 273 millions d'euros pour Agbar) ;
- la cession par Agbar le 8 juin 2010 de la totalité de sa participation dans Adeslas (activité d'assurance santé) à Criteria pour un montant de 687 millions d'euros.

Criteria et SUEZ Environnement avaient également signé un nouveau pacte d'actionnaires octroyant à SUEZ Environnement le contrôle d'Hisusa, holding détenant lui-même le Groupe Agbar.

Depuis le 8 juin 2010, le Groupe consolide Agbar par intégration globale dans ses états financiers consolidés.

2.5.2 Chili

Le 29 janvier 2010, SUEZ Energy Andino S.A (« SEA »), filiale de GDF SUEZ, et Corporacion Nacional del cobre de Chile (« Codelco ») ont procédé à la fusion de certaines de leurs participations énergétiques actives dans le réseau électrique du Nord du Chili (« SiNG »).

Au terme de cette fusion, le Groupe détient, par le biais de sa filiale SEA, un pourcentage d'intérêt de 52,4% dans E-CL S.A (« E-CL »), E-CL contrôle les entités Gasoducto Norandino S.A, Gasoducto Norandino Argentina, précédemment contrôlées par le Groupe, ainsi que les entités Electroandina S.A, Distrinor S.A, Central Termoelectrica Andina, précédemment contrôlées conjointement avec Codelco. Enfin, E-CL continue de consolider par intégration proportionnelle sa participation dans Inversiones Hornitos.

Les pactes d'actionnaires avec Codelco existants antérieurement ont pris fin à la date de fusion.

2.5.3 Décroisement des participations communes dans l'eau avec Veolia Environnement

Le décroisement de l'ensemble des participations communes de SUEZ Environnement et Veolia Environnement dans des sociétés (dites « paritaires ») de gestion de l'eau en France, a été finalisé au cours du 1^{er} trimestre 2010. Au terme de ce processus, SUEZ Environnement :

- a pris le contrôle de huit sociétés antérieurement consolidées par intégration proportionnelle. Ces huit sociétés sont désormais consolidées par intégration globale dans les états financiers du Groupe ;
- a cédé à Véolia-Eau l'intégralité de ses participations dans Société des Eaux de Marseille et Société des Eaux d'Arles pour un montant de 131 millions d'euros.

2.5.4 Prise de contrôle dans Astoria

Le 7 janvier 2010, le Groupe a porté sa participation de 14.8% à 65.4% dans la centrale au gaz naturel d'Astoria Energy, Phase I, située dans le Queens à New York City. Cette prise de participation complémentaire s'est effectuée pour un montant de 156 millions d'euros.

À compter de cette date, Astoria I est consolidée par intégration globale dans les états financiers du Groupe.

2.5.5 Cessions des participations du Groupe Fluxys et Fluxys LNG

Le Groupe a cédé en 2010 à Publigaz ses participations résiduelles dans le Groupe Fluxys et Fluxys LNG, pour, respectivement, 636 millions d'euros et 28 millions d'euros.

2.5.6 Cession d'Elia

Le Groupe GDF SUEZ a procédé en mai 2010 à la cession à Publi-T de la totalité de ses parts dans Elia S.A. (Elia) pour un montant total de 313 millions d'euros.

NOTE 3 INFORMATION SECTORIELLE

3.1 Secteurs opérationnels

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

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

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

Les informations sectorielles comparatives au titre de l'année 2010 ont été retraitées afin de présenter ces informations selon le nouveau découpage sectoriel en vigueur au sein du Groupe au 31 décembre 2011.

Les huit secteurs opérationnels du Groupe sont les suivants :

- **Branche Énergie France** – les filiales concernées produisent de l'électricité et commercialisent en France des offres de gaz naturel, électricité et services, aux particuliers, professionnels, et entreprises ;
- **Division Énergie Benelux & Allemagne** – les filiales concernées produisent et commercialisent de l'électricité et/ou du gaz, en Belgique, en Hollande, au Luxembourg et en Allemagne ;
- **Division Énergie Europe** – les filiales concernées produisent de l'électricité, et/ou assurent la transmission, la distribution et la commercialisation de gaz et d'électricité en Europe hors France, Royaume-Uni, Benelux et Allemagne ;
- **International Power** – les filiales concernées produisent et commercialisent de l'électricité en Amérique du Nord, Amérique Latine, Asie, Royaume-Uni et Autre Europe, Moyen-Orient et Afrique ainsi qu'en Australie. Elles distribuent et commercialisent du gaz en Amérique du Nord, Asie, Turquie et Australie.

International Power intervient également dans l'importation et la regazéification de gaz en Amérique du Nord et au Chili et dans le dessalement d'eau de mer dans la péninsule arabique.

- **Branche Global Gaz & GNL** – les filiales concernées assurent l'approvisionnement en gaz du Groupe et commercialisent auprès de grands comptes européens des offres d'énergie et de services associés, par sa production en propre et par des contrats long terme en gaz et GNL ;
- **Branche Infrastructures** – les filiales concernées exploitent, essentiellement en France et en Allemagne, des réseaux de transport, de stockage et de distribution de gaz ainsi que des terminaux méthaniers. Elles commercialisent également les droits d'accès des tiers à ces infrastructures ;
- **Branche Énergie Services** – les filiales concernées assurent des prestations d'ingénierie, d'installation, de maintenance ou de gestion déléguée, notamment dans le domaine des équipements électriques ou thermiques, des systèmes de conduites et des réseaux d'énergie ;
- **Branche SUEZ Environnement** – les filiales concernées assurent, au profit de particuliers, de collectivités locales ou d'industriels :
 - des prestations de distribution et de traitement des eaux, notamment dans le cadre de contrats de concession (gestion de l'eau), la conception et 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 et Capitaux Engagés Industriels sont réconciliés aux comptes consolidés.

Les principales relations entre secteurs opérationnels concernent d'une part Énergie France et Infrastructures et d'autre part Global Gaz & GNL et Énergie France/Énergie Benelux & Allemagne.

Les prestations relatives à l'utilisation d'infrastructures gazières du Groupe en France sont, à l'exception des infrastructures de stockage, facturées sur base d'un tarif régulé applicable à tous les utilisateurs du réseau. Les prix relatifs à la réservation et à l'utilisation des activités de stockage sont établis par les stockeurs et résultent de mises aux enchères de capacités disponibles.

Quant aux ventes de molécules entre Global Gaz & GNL et Énergie France/Énergie Benelux & Allemagne, elles sont faites en application de la formule représentative des coûts d'approvisionnement

compris dans le tarif régulé validé par la CRE (Commission de Régulation de l'Énergie).

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. 2011			31 déc. 2010		
	Hors Groupe	Groupe	Total	Hors Groupe	Groupe	Total
Énergie France	13 566	478	14 044	14 982	475	15 457
Énergie Europe et International	36 656	795	37 451	31 770	277	32 047
<i>dont : Division Benelux/Allemagne</i>	13 901	927	14 828	14 257	970	15 228
<i>Division Europe</i>	7 001	334	7 335	6 491	361	6 852
<i>International Power</i>	15 754	415	16 169	11 022	360	11 382
<i>Élimination des transactions intra BEEI</i>		(881)	(881)		(1 414)	(1 414)
Global Gaz & GNL	9 936	11 795	21 731	9 173	11 620	20 793
Infrastructures	1 491	4 212	5 703	1 203	4 688	5 891
Énergie Services	14 206	204	14 409	13 486	209	13 695
SUEZ Environnement	14 819	10	14 829	13 863	6	13 869
Autres	0	0	0	0	0	0
Élimination des transactions internes		(17 493)	(17 493)		(17 274)	(17 274)
TOTAL DU CHIFFRE D'AFFAIRES	90 673	0	90 673	84 478	0	84 478

EBITDA

En millions d'euros	31 déc. 2011	31 déc. 2010
Énergie France	505	1 023
Énergie Europe et International	7 453	5 831
<i>dont : Division Benelux/Allemagne</i>	2 216	2 272
<i>Division Europe</i>	1 061	1 053
<i>International Power</i>	4 225	2 533
Global Gaz & GNL	2 386	2 080
Infrastructures	2 991	3 223
Énergie Services	1 005	923
SUEZ Environnement	2 513	2 339
Autres	(328)	(332)
TOTAL EBITDA	16 525	15 086

RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2011	31 déc. 2010
Énergie France	70	646
Énergie Europe et International	4 775	3 937
<i>dont : Division Benelux/Allemagne</i>	1 471	1 657
<i>Division Europe</i>	600	604
<i>International Power</i>	2 754	1 704
Global Gaz & GNL	1 164	961
Infrastructures	1 793	2 071
Énergie Services	655	598
SUEZ Environnement	1 039	1 025
Autres	(518)	(443)
TOTAL ROC	8 978	8 795

DOTATIONS AUX AMORTISSEMENTS

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2011	31 déc. 2010
Énergie France	(463)	(418)
Énergie Europe et International	(2 603)	(1 811)
<i>dont : Division Benelux/Allemagne</i>	(671)	(563)
<i>Division Europe</i>	(448)	(423)
<i>International Power</i>	(1 484)	(826)
Global Gaz & GNL	(1 180)	(1 095)
Infrastructures	(1 178)	(1 159)
Énergie Services	(334)	(296)
SUEZ Environnement	(1 039)	(975)
Autres	(89)	(85)
TOTAL DOTATIONS AUX AMORTISSEMENTS	(6 886)	(5 839)

CAPITAUX ENGAGÉS INDUSTRIELS

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2011	31 déc. 2010
Énergie France	6 166	6 903
Énergie Europe et International	46 386	36 233
<i>dont : Division Benelux/Allemagne</i>	8 664	9 768
<i>Division Europe</i>	7 458	8 318
<i>International Power</i>	30 262	18 185
Global Gaz & GNL	8 811	9 027
Infrastructures	20 581	19 072
Énergie Services	3 030	2 828
SUEZ Environnement	13 628	13 313
Autres	937	155
TOTAL CAPITAUX ENGAGÉS INDUSTRIELS	99 539	87 530

INVESTISSEMENTS CORPORELS, INCORPORELS ET FINANCIERS (CAPEX)

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2011	31 déc. 2010
Énergie France	510	791
Énergie Europe et International	4 336	4 734
<i>dont : Division Benelux/Allemagne</i>	1 155	1 550
<i>Division Europe</i>	668	743
<i>International Power</i>	2 513	2 441
Global Gaz & GNL	649	1 149
Infrastructures	2 672	1 787
Énergie Services	551	623
SUEZ Environnement	1 916	2 350
Autres	114	472
TOTAL INVESTISSEMENTS	10 748	11 906

Les investissements financiers inclus dans cet indicateur sont hors trésorerie des entités acquises mais comprennent les acquisitions d'intérêts complémentaires dans des entités contrôlées, lesquelles sont présentées en tant que « flux issus des activités de financement » dans le tableau de flux de trésorerie (122 millions d'euros).

3.3 Indicateurs clés par zone géographique

Les indicateurs ci-dessous sont ventilés :

- par zone de commercialisation à la clientèle pour le chiffre d'affaires ;
- par zone d'implantation des sociétés consolidées pour les capitaux engagés industriels.

En millions d'euros	Chiffre d'affaires		Capitaux Engagés Industriels	
	31 déc. 2011	31 déc. 2010	31 déc. 2011	31 déc. 2010
France	31 156	31 502	34 302	33 332
Belgique	11 817	11 997	4 010	5 318
Autres Union européenne	27 640	25 152	29 789	25 460
Autres pays d'Europe	1 676	1 311	1 691	2 040
Amérique du Nord	5 745	5 004	9 947	7 991
Asie, Moyen Orient et Océanie	7 011	4 574	10 285	5 107
Amérique du Sud	4 673	4 050	9 297	8 100
Afrique	957	887	216	180
TOTAL	90 673	84 478	99 539	87 530

3.4 Réconciliation de l'EBITDA

RÉCONCILIATION DE L'EBITDA AVEC LE RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT

En millions d'euros	31 déc. 2011	31 déc. 2010
Résultat Opérationnel Courant	8 978	8 795
Dotations nettes aux amortissements et provisions	7 115	5 899
Paiements en actions (IFRS 2) et autre	138	126
Charges nettes décaissées des concessions	294	265
EBITDA	16 525	15 086

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

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2011	31 déc. 2010
(+) Immobilisations incorporelles et corporelles nettes	103 346	91 483
(+) Goodwills	31 362	27 933
(-) goodwill issu de la fusion Gaz de France - SUEZ ⁽¹⁾	(11 832)	(11 873)
(-) goodwill International Power ⁽¹⁾	(2 894)	0
(+) Créances IFRIC 4 et IFRIC 12	2 483	1 402
(+) Participations dans des entreprises associées	2 619	1 980
(+) Clients et autres débiteurs	23 135	20 501
(-) appels de marge ⁽¹⁾⁽²⁾	(567)	(547)
(+) Stocks	5 435	3 870
(+) Autres actifs courants et non courants	10 628	8 397
(+) Impôts différés	(11 659)	(10 528)
(-) Provisions	(16 183)	(14 469)
(+) pertes et gains actuariels en capitaux propres (nets d'impôts différés) ⁽¹⁾	1 156	657
(-) Fournisseurs et autres créanciers	(18 387)	(14 835)
(+) appels de marge ⁽¹⁾⁽²⁾	518	542
(-) Autres passifs	(19 623)	(16 983)
CAPITAUX ENGAGÉS INDUSTRIELS	99 539	87 530

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

(2) Les appels de marges inclus dans les rubriques « Clients et autres débiteurs » et « Fournisseurs et autres créanciers » correspondent aux avances reçues ou versées dans le cadre des contrats de collatéralisation mis en place par le Groupe afin de diminuer son exposition au risque de contrepartie relatif aux transactions sur matières premières.

NOTE 4 ÉLÉMENTS DU RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT

4.1 Chiffre d'affaires

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

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2011	31 déc. 2010
Ventes d'énergies	59 499	55 694
Prestations de services	28 953	26 620
Produits de location et contrats de construction	2 221	2 164
CHIFFRE D'AFFAIRES	90 673	84 478

En 2011, les produits de location et les contrats de construction représentent respectivement 1 056 millions d'euros et 1 165 millions d'euros (contre 889 millions d'euros et 1 275 millions d'euros en 2010).

4.2 Charges de personnel

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2011	31 déc. 2010
Avantages à court terme	(12 174)	(11 262)
Paiements fondés sur des actions (cf. Note 23)	(145)	(119)
Charges liées aux plans à prestations définies (cf. Note 18.3.4)	(333)	(261)
Charges liées aux plans à cotisations définies (cf. Note 18.4)	(122)	(113)
TOTAL	(12 775)	(11 755)

4.3 Amortissements, dépréciations et provisions

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2011	31 déc. 2010
Dotations aux amortissements	(6 886)	(5 839)
Variation nette des dépréciations sur stocks, créances commerciales et autres actifs	(67)	(48)
Variation nette des provisions	(163)	(12)
TOTAL	(7 115)	(5 899)

Les amortissements se répartissent en 1 130 millions d'euros pour les immobilisations incorporelles et 5 631 millions d'euros pour les immobilisations corporelles. La répartition par nature d'actif est présentée dans les Notes 10 et 11 respectivement.

L'augmentation des charges d'amortissement provient essentiellement de l'effet périmètre lié à l'acquisition d'International Power et des mises en service effectuées en 2011 et au cours de l'exercice 2010 (champs de Gjoa et Vega, centrales thermiques en France, terminaux méthaniers, barrages hydrauliques au Brésil...).

NOTE 5 RÉSULTAT DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2011	31 déc. 2010
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT	8 978	8 795
MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel	(105)	(106)
Perte de valeur des actifs corporels, incorporels et financiers	(532)	(1 468)
Restructurations	(189)	(206)
Effets de périmètre	1 514	1 185
Autres éléments non récurrents	18	1 297
RÉSULTAT DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES	9 684	9 497

5.1 MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel

Cette rubrique présente une charge nette de 105 millions d'euros au 31 décembre 2011 contre une charge nette de 106 millions d'euros au 31 décembre 2010 et résulte essentiellement des éléments suivants :

- l'évolution de la juste valeur des contrats d'achats et de vente d'électricité et de gaz naturel entrant dans le champ d'application d'IAS 39 et des instruments financiers de couvertures économiques non éligibles à la comptabilité de couverture se traduit par une charge nette de 125 millions d'euros (contre une

charge nette de 139 millions d'euros au 31 décembre 2010). Cette charge résulte principalement d'un effet prix négatif lié aux variations sur la période des prix à terme des matières premières sous-jacentes. Cet effet négatif net est partiellement compensé par l'effet positif du débouclage de positions dont la valeur de marché était négative au 31 décembre 2010 ;

- le résultat relatif à la part inefficace des couvertures de flux de trésorerie sur actifs non financiers représente un produit de 20 millions d'euros (contre un produit de 33 millions d'euros au 31 décembre 2010).

5.2 Pertes de valeur sur actifs corporels, incorporels et financiers

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2011	31 déc. 2010
Pertes de valeur :		
Goodwills	(61)	(169)
Immobilisations corporelles et autres immobilisations incorporelles	(332)	(1 220)
Actifs financiers	(212)	(113)
TOTAL DES PERTES DE VALEUR D'ACTIFS	(605)	(1 502)
Reprises de pertes de valeur :		
Immobilisations corporelles et autres immobilisations incorporelles	45	13
Actifs financiers	28	20
TOTAL DES REPRISES DE PERTES DE VALEUR	73	34
TOTAL	(532)	(1 468)

5.2.1 Pertes de valeur sur goodwill

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

La valeur d'utilité de ces activités a été déterminée à partir des prévisions de flux de trésorerie issues du plan à moyen terme sur six ans approuvé par le Comité de Direction Groupe. Une valeur terminale a été déterminée par extrapolation des flux de trésorerie au-delà de cette période en considérant un taux de croissance compris entre 0% et 2% en fonction des activités concernées. Les taux d'actualisation appliqués à ces prévisions sont compris entre 5,8% et 12,3% selon les activités concernées. Une augmentation de 0,1% du taux d'actualisation aurait un impact négatif complémentaire de 54 millions d'euros sur la valeur recouvrable de l'UGT Énergie - Europe du Sud.

Au 31 décembre 2010, le Groupe avait comptabilisé une perte de valeur de 134 millions d'euros sur le goodwill relatif à une société de distribution de gaz en Turquie en raison de difficultés persistantes d'un client industriel important ainsi que du risque de révision du régime tarifaire applicable à compter de 2017. Le Groupe avait également comptabilisé une perte de valeur de 175 millions d'euros au titre de ses activités de transport de gaz en Allemagne suite à la décision du régulateur allemand (BNetzA) de réduire les conditions de tarification des gestionnaires de réseau de transport (partenaires de réseaux pipe-in-pipe) en Allemagne. La perte de valeur avait été imputée sur le goodwill de l'UGT Transport Allemagne, soit 27 millions d'euros, et sur les immobilisations corporelles et incorporelles du réseau Mégal à hauteur de 148 millions d'euros.

5.2.2 Pertes de valeur sur immobilisations corporelles et incorporelles hors goodwill

Les pertes de valeur nettes comptabilisées au 31 décembre 2011 portent essentiellement sur des actifs de production d'électricité en Espagne (Division Énergie Europe - perte de 120 millions d'euros) et aux États-Unis (International Power - perte de 86 millions d'euros). Les autres pertes de valeur comptabilisées ne sont pas individuellement significatives.

La persistance de conditions de marché difficiles en Espagne a conduit le Groupe à comptabiliser une perte de valeur de 120 millions d'euros sur une centrale à cycle combiné. La valeur d'utilité de cet actif a été calculée à partir des prévisions de flux de trésorerie qui se fondent sur le plan à moyen terme sur six ans approuvé par le Comité de Direction Groupe, et, au-delà de cet horizon, sur les projections de flux de trésorerie estimés jusqu'à la fin de la durée de vie de la centrale. Le taux d'actualisation appliqué à ces prévisions s'élève à 7,9%.

Une augmentation du taux d'actualisation de 0,1% n'aurait pas d'incidence significative sur le résultat du test de perte de valeur.

Suite à une succession de problèmes techniques ayant engendré une détérioration du taux de disponibilité et du rendement thermique d'une de nos centrales aux États-Unis, une perte de valeur de 86 millions d'euros a été comptabilisée sur cet actif de production.

La valeur d'utilité de cet actif a été calculée à partir des prévisions de flux de trésorerie qui se fondent sur le plan à moyen terme sur six ans approuvé par le Comité de Direction Groupe, et, au-delà de cet horizon, sur les projections de flux de trésorerie estimés jusqu'à la fin du contrat long terme de vente d'électricité. Le taux d'actualisation appliqué à ces prévisions s'élève à 5,7%. L'incidence cumulée d'une diminution de 1% du taux de disponibilité et de 1% du taux de rendement thermique de l'actif se traduirait par une baisse de 10 millions d'euros de la valeur recouvrable de l'actif.

Au 31 décembre 2010, le Groupe avait constaté des pertes de valeurs essentiellement sur les actifs suivants :

- le portefeuille de contrats d'approvisionnement long terme en gaz (perte de 548 millions d'euros) en raison de la persistance du phénomène de décorrélation des prix du gaz et du pétrole dans un marché marqué par une situation d'excédent de gaz par rapport à la demande ;
- certains actifs de production et licences d'exploration en Égypte, en Lybie, et dans le Golfe du Mexique (perte de 95 millions d'euros) de la branche Global Gaz & GNL du fait de perspectives de développement moins favorables que prévues ;
- un actif de production d'électricité espagnol (perte de 131 millions d'euros) de la Division Énergie Europe ;
- le réseau de transport de gaz Mégal (perte de 148 millions d'euros) de la branche Infrastructures (cf. Note 5.2.1).

5.2.3 Pertes de valeur sur actifs financiers

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

Le Groupe avait comptabilisé au 31 décembre 2010 des pertes de valeurs pour un montant net de 93 millions d'euros dont une perte de valeur complémentaire de 46 millions d'euros sur les titres Gas Natural cédés au cours du second semestre. Les autres pertes de valeur constatées sur les titres disponibles à la vente n'étaient pas significatives individuellement.

5.3 Restructurations

Au 31 décembre 2011, les restructurations comprennent dans la Division International Power (89 millions d'euros) des coûts liés à la mise en œuvre du rapprochement et des synergies opérationnelles, ainsi que des coûts liés à l'adaptation au contexte économique aux États-Unis. Elles intègrent également des coûts d'adaptation au contexte économique dans la branche Environnement (40 millions d'euros) et la branche Énergie Services (37 millions d'euros).

Au 31 décembre 2010, les restructurations comprenaient principalement des coûts d'adaptation au contexte économique dans la branche Environnement (83 millions d'euros) et dans la branche Énergie Services (86 millions d'euros). Ce poste comprenait également les coûts relatifs aux regroupements de sites à Bruxelles (16 millions d'euros).

5.4 Effets de périmètre

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

partielle des sociétés intercommunales wallonnes (+ 108 millions d'euros).

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

En millions d'euros	Référence Note 2	Résultat de cession	Frais de cession	Résultat de réévaluation	Total
Opérations de la période					
Cession des titres GDF SUEZ LNG Liquefaction	2.2.2	508	(29)		479
Cession des titres EFOG	2.2.1	354	1		355
Cession des titres Noverco		28			28
Cession des titres G6 Rete Gas	2.2.5	(34)	(4)		(38)
Cession des titres Bristol Water	2.2.6	63	(6)	31	88
Cession partielle des sociétés intercommunales wallonnes	2.2.4	108			108
Perte d'influence notable sur les intercommunales flamandes	2.2.4			425	425
Autres					69
TOTAL DES EFFETS DE PÉRIMÈTRE					1 514

Au 31 décembre 2010, ce poste comprenait les résultats de cession des titres Fluxys (422 millions d'euros), Elia (238 millions d'euros), ainsi que de la Société des Eaux de Marseille et de la Société des Eaux d'Arles dans le cadre du décroisement des participations communes dans l'eau avec le groupe Veolia Environnement (81 millions d'euros).

Par ailleurs, ce poste incluait également les effets de réévaluation des intérêts précédemment détenus (i) au Chili sur les actifs électriques et de transport pour 148 millions d'euros (ii) dans la Lyonnaise des Eaux suite à la prise de contrôle d'entités dans le cadre du décroisement des participations communes avec le Groupe Veolia Environnement pour 120 millions d'euros et (iii) dans le cadre de la prise de contrôle du groupe Hisusa/Agbar pour 167 millions d'euros.

5.5 Autres éléments non récurrents

Au 31 décembre 2011, ce poste comprend essentiellement une plus value de 33 millions d'euros réalisée dans le cadre de la cession d'un immeuble dans la branche SUEZ Environnement. Les autres éléments considérés individuellement ne sont pas significatifs.

Au 31 décembre 2010, ce poste comprenait essentiellement l'effet de la revue de l'échéance des provisions pour démantèlement des infrastructures gaz en France (Transport et Distribution) pour un montant de 1 141 millions d'euros.

Ces provisions couvrent les obligations de mise en sécurité des réseaux de distribution et de transport à la fin de leur exploitation, laquelle est estimée sur la base des réserves mondiales de gaz connues.

Compte tenu des études récentes sur les réserves de gaz, le Groupe a été conduit, en 2010, à revoir l'échéance de ses obligations juridiques. En effet, sur la base de la publication de l'Agence Internationale de l'Énergie qui repousse l'estimation de la fin des réserves prouvées et probables de gaz compte tenu notamment des niveaux actuels de production à un horizon de 250 ans, l'actualisation de ces provisions sur un horizon aussi lointain conduit à une valeur actuelle quasi nulle. Ces provisions pour démantèlement avaient été constituées en 2008, dans le cadre du regroupement d'entreprises entre SUEZ et Gaz de France, sans contrepartie à l'actif compte tenu de leurs caractéristiques.

En conséquence, la provision pour démantèlement de ces infrastructures gaz en France a été reprise pour sa quasi totalité en résultat.

NOTE 6 RÉSULTAT FINANCIER

	31 déc. 2011			31 déc. 2010		
	Charges	Produits	Total	Charges	Produits	Total
Coût de la dette nette *	(2 188)	243	(1 945)	(1 738)	171	(1 566)
Autres produits et charges financiers *	(1 195)	535	(661)	(1 073)	417	(655)
RÉSULTAT FINANCIER	(3 383)	778	(2 606)	(2 810)	589	(2 222)

* Suite au changement de définition de l'agrégat « endettement financier net » (cf. Note 14.3 « endettement financier net »), des reclassements détaillés ci-après ont été opérés entre « coût de la dette nette » et « autres produits et charges financiers ». Afin d'assurer la comparabilité entre deux exercices, le « coût de la dette nette » 2010 a ainsi diminué de 120 millions d'euros et les « autres charges financières » ont augmenté de 120 millions d'euros.

6.1 Coût de la dette nette

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

En millions d'euros	Charges	Produits	Total	31 déc. 2010
			31 déc. 2011	
Charges d'intérêts sur dette brute	(2 511)	-	(2 511)	(2 074)
Résultat de change sur dettes financières et couvertures	(57)	-	(57)	16
Résultat des couvertures économiques sur emprunts	-	5	5	(6)
Résultat sur trésorerie et équivalents de trésorerie, et actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat	-	238	238	156
Coûts d'emprunts capitalisés	379	-	379	342
COÛT DE LA DETTE NETTE	(2 188)	243	(1 945)	(1 566)

L'augmentation du coût de la dette nette résulte principalement de l'augmentation de l'encours moyen de la dette brute (cf. Note 14.3. « endettement financier net ») par rapport à l'exercice 2010.

6.2 Autres produits et charges financières

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2011	31 déc. 2010
Autres charges financières		
Résultat des couvertures économiques sur autres éléments financiers	(257)	(135)
Désactualisation des provisions	(845)	(791)
Charges d'intérêts sur fournisseurs et autres créanciers	(83)	(86)
Pertes de change	(4)	(43)
Autres charges financières	(6)	(17)
TOTAL	(1 195)	(1 073)
Autres produits financiers		
Rendement attendu sur actifs de couverture de pension	248	204
Produits des titres disponibles à la vente	140	128
Produits d'intérêts sur clients et autres débiteurs	69	50
Produits d'intérêts sur prêts et créances au coût amorti	51	21
Gains de change	15	0
Autres produits financiers	12	14
TOTAL	535	417
TOTAL AUTRES PRODUITS ET CHARGES FINANCIERS	(661)	(655)

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 2 119 millions d'euros (contre 1 913 millions d'euros en 2010). La ventilation de cette charge d'impôt s'établit comme suit :

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2011	31 déc. 2010
Impôt exigible	(1 647)	(2 164)
Impôt différé	(473)	251
CHARGE TOTALE D'IMPÔT COMPTABILISÉE EN RÉSULTAT	(2 119)	(1 913)

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

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

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2011	31 déc. 2010
Résultat net	5 420	5 626
• Part dans les entreprises associées	462	264
• Impôt sur les bénéfices	(2 119)	(1 913)
Résultat avant impôt des sociétés intégrées (A)	7 078	7 275
<i>Dont sociétés françaises intégrées</i>	640	2 010
<i>Dont sociétés étrangères intégrées</i>	6 438	5 265
Taux d'impôt normatif de la société mère (B)	36,10%	34,43%
CHARGE D'IMPÔT THÉORIQUE (C) = (A) X (B)	(2 555)	(2 505)
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	94	125
Différences permanentes	(80)	(117)
Éléments taxés à taux réduit ou nul ^(a)	758	770
Compléments d'impôt ^(b)	(491)	(299)
Effet de la non-reconnaissance d'impôts différés actifs sur les déficits fiscaux reportables et les autres différences temporelles déductibles	(320)	(220)
Reconnaissance ou consommation de produits d'impôt sur les déficits fiscaux reportables et les autres différences temporelles déductibles antérieurement non reconnus	80	91
Effet des changements de taux d'impôt ^(c)	(45)	19
Crédits d'impôt et autres réductions d'impôt ^(d)	435	199
Autres	7	23
CHARGE D'IMPÔT INSCRITE AU COMPTE DE RÉSULTAT	(2 119)	(1 913)
TAUX D'IMPÔT EFFECTIF (CHARGE D'IMPÔT AU COMPTE DE RÉSULTAT RAPPORTÉE AU RÉSULTAT AVANT IMPÔT DES SOCIÉTÉS INTÉGRÉES)	29,9%	26,3%

(a) Comprend notamment les plus-values sur cessions de titres non taxées ou taxées à taux réduit au Luxembourg, en Belgique, en Allemagne, l'effet de la taxation à taux réduit des opérations sur titres en France, l'incidence des régimes fiscaux spécifiques appliqués à certaines entités au Luxembourg, en Belgique, en Thaïlande, et l'effet résultat des réévaluations des intérêts précédemment détenus dans le cadre des acquisitions et changements de méthodes de consolidation présentées dans la Note 5.4 « Effets de périmètre ».

(b) Comprend notamment la taxe sur les dividendes et intérêts appliquée dans plusieurs juridictions fiscales, l'impôt sur les activités nucléaires mis à la charge des exploitants d'électricité d'origine nucléaire en Belgique (212 millions d'euros au titre de 2010 et même montant au titre de 2011), les impôts régionaux sur les sociétés.

(c) Comprend notamment l'effet de l'augmentation du taux d'impôt des activités d'Exploration Production au Royaume-Uni en 2011 (passage de 50% à 62%), l'effet de la diminution du taux d'impôt des autres activités au Royaume-Uni (passage de 27% à 25%) ainsi que l'effet de l'évolution du taux d'impôt en France (pour les reversements de différences temporelles intervenant en 2012) et en Hongrie.

(d) Comprend notamment l'effet des déductions d'intérêts notionnels en Belgique et des crédits d'impôt en Norvège et en Italie.

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.

Pour les sociétés françaises, les différences temporelles dont le reversement est planifié après 2012 continuent d'être valorisées au taux de 34,43%.

La progression du taux effectif d'impôt provient notamment :

- de l'augmentation de la part relative des résultats réalisés dans des juridictions fiscales à taux de taxation élevé et notamment dans le secteur de l'exploration-production dont le taux d'imposition est supérieur à 50% ;
- de l'augmentation du taux d'impôt (50 à 62%) intervenue fin mars 2011 sur les activités d'exploration production au Royaume-Uni ;
- de la baisse des résultats de cession taxés à un taux réduit ou nul comparativement à l'exercice 2010.

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

<i>En millions d'euros</i>	Impacts résultat	
	31 déc. 2011	31 déc. 2010
Impôts différés actifs :		
Reports déficitaires et crédits d'impôts	156	170
Engagements de retraite	(60)	35
Provisions non déduites	177	106
Écart entre les valeurs fiscales et comptables des immobilisations	(45)	20
Mise à juste valeur des instruments financiers (IAS 32/39)	127	(61)
Autres	(547)	226
TOTAL	(192)	496
Impôts différés passifs :		
Écarts entre les valeurs fiscales et comptables des immobilisations	(282)	(118)
Provisions à caractère fiscal	(75)	(38)
Mise à juste valeur des actifs et passifs (IAS 32/39)	(151)	146
Autres	227	(235)
TOTAL	(281)	(245)
IMPÔTS DIFFÉRÉS NETS	(473)	251

7.2 Produits et charges d'impôts différés 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 :

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2011	31 déc. 2010
Actifs financiers disponibles à la vente	(9)	(5)
Écarts actuariels	247	158
Couverture d'investissement net	37	12
Couverture de flux de trésorerie sur matières premières	(129)	(140)
Couverture de flux de trésorerie sur autres éléments	32	(4)
TOTAL HORS QUOTE-PART DES ENTREPRISES ASSOCIÉES	178	21
Quote-part des entreprises associées	30	(1)
TOTAL	208	20

7.3 Impôts différés dans l'état de situation financière

7.3.1 Variation des impôts différés

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

<i>En millions d'euros</i>	Actifs	Passifs	Positions nettes
Au 31 décembre 2010 avant correction	1 669	(12 437)	(10 768)
Correction d'erreur - cf. Note 1.2	240		240
Au 31 décembre 2010 après correction	1 909	(12 437)	(10 528)
Effet résultat de la période	(192)	(280)	(472)
Effet autres éléments du résultat global	478	(224)	254
Effet périmètre	1 190	(2 025)	(835)
Effet change	61	(128)	(67)
Autres effets	120	(131)	(11)
Effet de présentation nette par entité fiscale	(2 187)	2 187	0
AU 31 DÉCEMBRE 2011	1 379	(13 038)	(11 659)

L'effet périmètre provient essentiellement de l'acquisition du Groupe International Power (cf. Note 2 « Principales variations de périmètre »).

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

<i>En millions d'euros</i>	Position de clôture	
	31 déc. 2011	31 déc. 2010
Impôts différés actifs :		
Reports déficitaires et crédits d'impôts	1 835	1 453
Engagements de retraite	1 404	1 171
Provisions non déduites	956	686
Écart entre les valeurs fiscales et comptables des immobilisations	1 321	994
Mise à juste valeur des instruments financiers (IAS 32/39)	1 283	569
Autres	849	1 119
TOTAL	7 648	5 992
Impôts différés passifs :		
Écarts entre les valeurs fiscales et comptables des immobilisations	(16 714)	(14 688)
Provisions à caractère fiscal	(334)	(264)
Mise à juste valeur des actifs et passifs (IAS 32/39)	(1 194)	(539)
Autres	(1 065)	(1 029)
TOTAL	(19 307)	(16 520)
IMPÔTS DIFFÉRÉS NETS	(11 659)	(10 528)

Les impôts différés actifs comptabilisés au titre des déficits fiscaux et crédits d'impôts reportables s'élèvent à 1 835 millions d'euros au 31 décembre 2011 (contre 1 453 millions d'euros au 31 décembre 2010). Comme au 31 décembre 2010, ce montant comprend l'intégralité des reports déficitaires des intégrations fiscales GDF SUEZ SA et SUEZ Environnement.

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.

Concernant l'intégration fiscale SUEZ Environnement, à dispositions fiscales identiques au 31 décembre 2011 par rapport à celles en vigueur au 31 décembre 2010, le groupe d'intégration fiscale en France consommera la majorité de ses impôts différés actifs sur déficits reportables à l'horizon du PAMT (2012 – 2017), qui a été validé par le *management*. Malgré les nouvelles dispositions votées en 2011 (plafonnement des déficits antérieurs à hauteur de 60% du bénéfice fiscale annuel), le Groupe considère que ce groupe d'intégration fiscale pourra néanmoins consommer l'intégralité de ses impôts différés actifs sur déficits reportables, dont environ 40% à l'horizon du PAMT.

En dehors de ces deux groupes d'intégration fiscale, le Groupe considère que l'intégralité des reports déficitaires significatifs comptabilisés en tant qu'impôts différés actifs dans l'état de situation financière sera utilisée sur la période du plan à moyen terme (2012 - 2017) validé par le Management.

7.4 Impôts différés non comptabilisés

7.4.1 Différences temporelles déductibles non comptabilisées

Au 31 décembre 2011, 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 1 112 millions d'euros (versus 783 millions d'euros en 2010). 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 et au Luxembourg).

Suite à un arrêt de la Cour de Justice Européenne en date du 12 février 2009 (arrêt Cobelfret), la Belgique a été condamnée pour le traitement qu'elle appliquait aux déductions fiscales générées suite à l'imputation des revenus définitivement taxés (RDT). Désormais de telles déductions sont reportables dans le temps. En 2011, le Groupe a reçu l'accord formel de la Commission de Ruling belge sur les modalités de transfert et d'utilisation des RDT issus d'opérations de fusion et de scission. Dans certaines entités du Groupe, notamment dans les sociétés GDF SUEZ Belgium et Genfina, ces déductions reportables en avant n'ont pas donné lieu à la comptabilisation d'impôts différés actifs faute de perspectives bénéficiaires suffisantes à moyen terme. L'effet impôt correspondant à ces RDT non comptabilisés s'élève à 340 millions d'euros et est compris dans le montant de 1 112 millions d'euros d'effet impôt relatif aux reports déficitaires et crédits d'impôt reportables en avant non utilisés et non comptabilisés dans l'état de situation financière au 31 décembre 2011.

L'effet impôt des autres différences temporelles déductibles non comptabilisées dans l'état de situation financière s'élève à 238 millions d'euros en 2011 comparés à 198 millions d'euros en 2010.

7.4.2 Impôts différés non comptabilisés au titre des différences temporelles taxables liées à des participations dans des filiales, co-entreprises 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 PAR ACTION

	31 déc. 2011	31 déc. 2010
Numérateur (en millions d'euros) :		
Résultat net part du Groupe *	4 003	4 616
Effet des instruments dilutifs :		
• Emprunts obligataires convertibles International Power	(19)	
Résultat net part du Groupe dilué	3 984	4 616
Dénominateur : (en millions d'actions)		
Nombre moyen d'actions en circulation	2 221	2 188
Effet des instruments dilutifs :		
• Plan d'actions gratuites réservées aux salariés	9	5
• Plan d'options de souscription et d'achat d'actions réservés aux salariés	3	5
NOMBRE MOYEN D' ACTIONS EN CIRCULATION DILUÉ	2 233	2 197
Résultat par action (en euros)		
Résultat net part du Groupe par action	1,8	2,1
Résultat net part du Groupe par action dilué	1,8	2,1

* La quote-part de résultat net de SUEZ Environnement comprise dans le résultat net part du Groupe correspond à une quote-part de résultat après déduction du coupon attribuable aux porteurs des titres hybrides SUEZ Environnement qui sont décrits dans la Note 16.7 « Participations ne donnant pas le contrôle ». L'effet dilutif lié à ces titres est donc déjà pris en compte dans le résultat net part du Groupe par action.

Les instruments dilutifs du Groupe pris en compte dans le calcul des résultats dilués par action sont décrits dans les Notes 23.1 « Plans de stock-options » et 23.3 « Actions gratuites et actions de performance ».

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. Il s'agit des plans de stock-options de 2007, 2008 et 2009 décrits dans la Note 23.1.1 « Historique des plans de stock-options en vigueur ».

Dans le futur, les instruments relatifs au 31 décembre 2011 pourraient potentiellement devenir dilutifs en fonction de l'évolution du cours moyen annuel de l'action.

NOTE 9 GOODWILLS

9.1 Évolution de la valeur comptable

En millions d'euros	Valeur brute	Pertes de valeur	Valeur nette
Au 31 décembre 2009	28 238	(249)	27 989
Correction d'erreur (cf. Note 1.2)	366		366
Solde retraité au 1^{er} janvier 2010	28 604	(249)	28 335
Perte de Valeur		(169)	
Variations de périmètre	(82)	23	
Écarts de conversion	324	(15)	
Autres	(514)	11	
Au 31 décembre 2010	28 332	(399)	27 933
Pertes de Valeur		(61)	
Variations de périmètre et Autres	3 343	23	
Écarts de conversion	107	17	
AU 31 DÉCEMBRE 2011	31 782	(420)	31 362

L'augmentation du montant de *goodwill* dans l'état de situation financière au 31 décembre 2011 provient essentiellement du *goodwill* de 2 822 millions d'euros généré dans le cadre de l'acquisition du groupe International Power, décrite dans la Note 2 « Principales variations de périmètre », du *goodwill* provisoire de 566 millions d'euros dégagé dans le cadre de l'acquisition de sites de stockage souterrains de gaz naturel en Allemagne (cf. Note 2 « Principales variations de périmètre »), et de l'acquisition de Ne Varietur (branche Énergie Services) pour 129 millions d'euros. Ces augmentations sont en partie compensées par la sortie de *goodwill* de 209 millions d'euros consécutive à la cession partielle des Intercommunales wallonnes et à la perte d'influence notable dans les Intercommunales flamandes.

À l'issue des tests de pertes de valeur annuels 2011 sur les UGT *goodwill*, le Groupe a comptabilisé une perte de valeur sur *goodwill* de 61 millions d'euros sur le *goodwill* de l'UGT Énergie - Europe du Sud.

En 2010, les variations de *goodwill* provenaient essentiellement de la prise de contrôle du groupe Hisusa/Agbar (394 millions d'euros), du décroisement des sociétés paritaires anciennement détenues par Lyonnaise des Eaux et le groupe Veolia Environnement (203 millions d'euros), ainsi que de la quote-part de *goodwill* décomptabilisée dans le cadre de la cession des titres Elia (- 155 millions d'euros).

La diminution de 514 millions d'euros présentée sur la ligne « autres » correspondait principalement à la finalisation de l'état de situation financière d'entrée des sociétés allemandes acquises auprès d'E.ON en 2009 (336 millions d'euros).

La perte de valeur comptabilisée portait sur le *goodwill* d'une société de distribution de gaz en Turquie (134 millions d'euros), et sur le *goodwill* de l'UGT Infrastructures-Transport Allemagne (27 millions d'euros).

9.2 Principales UGT goodwill

9.2.1 Définition des UGT goodwill International Power

Suite à l'acquisition d'International Power et à la réorganisation des activités du Groupe dans la production et commercialisation d'énergie à l'International (cf. Note 2 « Principales variations de périmètre » et Note 3 « Secteurs opérationnels »), le Groupe et International Power ont procédé à la détermination des niveaux de regroupement d'unités génératrices de trésorerie (« UGT goodwill ») auxquels doivent être affectés le *goodwill* de 2 822 millions d'euros généré lors de l'acquisition d'International Power, ainsi que les 1 305 millions d'euros de *goodwill*s historiques relatifs aux activités Énergie International apportés à International Power.

Le Groupe et International Power ont identifié six UGT *goodwill* correspondant aux niveaux de *management* régionaux mis en place au sein d'International Power : UGT International Power - Amérique du Nord, UGT International Power - Amérique Latine, UGT International Power - Asie, UGT International Power - Royaume-Uni et autre Europe, UGT International Power - Moyen-Orient, Turquie et Afrique, UGT International Power - Australie.

Au 31 décembre 2011, le Groupe a procédé à une allocation provisoire de ce *goodwill* entre les six UGT *goodwill*. Les tests de perte de valeur annuels 2011 ont été réalisés sur la base de ces six UGT *goodwill* et de cette allocation provisoire.

L'allocation du *goodwill* relatif à l'acquisition d'International Power sera finalisée en 2012.

9.2.2 Présentation des principales UGT goodwill

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

UGT <i>En millions d'euros</i>	Secteur opérationnel	31 déc. 2011	31 déc. 2010
UGT SIGNIFICATIVES ⁽¹⁾			
Énergie - Benelux & Allemagne	Énergie - Benelux & Allemagne	7 536	7 777
Midstream/Downstream	Global Gaz & GNL	4 296	4 266
Distribution ⁽²⁾	Infrastructures	4 009	4 009
Énergie - France	Énergie - France	2 906	2 885
International Power - Amérique du Nord	Énergie - International Power	1 627	696
AUTRES UGT IMPORTANTES			
Stockage ⁽²⁾	Infrastructures	1 359	1 359
International Power - Asie	Énergie - International Power	820	479
International Power - Royaume-Uni et autre Europe	Énergie - International Power	663	23
Transport France ⁽²⁾	Infrastructures	614	614
Énergie - Europe de l'Est	Énergie - Europe	595	627
AUTRES UGT (GOODWILLS INFÉRIEURES INDIVIDUELLEMENT À 600 MILLIONS D'EUROS) ⁽²⁾		6 938	5 198
TOTAL		31 362	27 933

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

(2) Le goodwill de 366 millions d'euros résultant de la correction d'erreur présentée dans la Note 1.2 a été alloué aux UGT Distribution (129 millions d'euros), Stockage (91 millions d'euros), Transport France (78 millions d'euros) et Terminaux (68 millions d'euros) de la branche Infrastructure.

9.3 Tests de pertes de valeur sur les UGT goodwill

Toutes les Unités Génératrices de Trésorerie *goodwill* (UGT) font l'objet d'un test de perte de valeur réalisé sur la base de données à fin juin, complété par une revue des événements du second semestre. La valeur recouvrable des UGT est déterminée en utilisant différentes méthodes dont l'actualisation des flux de trésorerie et l'utilisation de la Base des Actifs Régulés (BAR). La méthode de l'actualisation des flux de trésorerie est réalisée à partir des prévisions de flux de trésorerie établies sur un horizon explicite de six ans résultant du plan à moyen terme approuvé par le Comité de Direction Groupe. Lorsque la méthode de l'actualisation des flux de trésorerie est utilisée, l'évaluation de la valeur d'utilité est calculée selon trois scénarii (« low », « medium » et « high »). Le scénario « medium », considéré comme étant le plus probable par le Management, est privilégié.

Les valeurs recouvrables résultant des trois scénarii (« low », « medium » et « high ») reposent sur des hypothèses clés, dont les taux d'actualisation. 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 examinée. Ils sont fonction d'un taux de marché sans risque et d'une prime de risque pays. Les taux, après impôts, retenus en 2011 lors de

l'examen de la valeur d'utilité des UGT *goodwill* pour l'actualisation des flux de trésorerie étaient compris entre 5,2% et 13,6% alors qu'ils étaient compris entre 4,6% et 11,6% en 2010.

9.3.1 UGT significatives

À l'exception des UGT Énergie - Benelux & Allemagne, « Midstream/Downstream », Distribution, Énergie France, et International Power Amérique du Nord, décrites ci-après, le montant individuel des différents *goodwills* ne représente pas plus de 5% de la valeur totale des *goodwills* du Groupe.

Le Groupe estime, sur base des événements raisonnablement prévisibles à ce jour, que d'éventuels changements des hypothèses clés décrites ci-dessous n'entraîneraient pas une insuffisance de la valeur recouvrable par rapport à la valeur comptable.

Goodwill affecté à l'UGT Énergie – Benelux & Allemagne

Le montant total des *goodwills* affectés à cette UGT s'élève à 7 536 millions d'euros au 31 décembre 2011. Cette UGT regroupe les activités de production, de commercialisation et de distribution d'électricité du Groupe en Belgique, aux Pays-Bas, au Luxembourg et en Allemagne.

Le test annuel sur la valeur recouvrable de cette UGT a été réalisé sur la base d'une estimation de la valeur d'utilité de cette UGT.

Cette estimation utilise des projections de flux de trésorerie établies à partir des prévisions financières approuvées par le Comité de Direction Groupe, couvrant une période de six ans, et des taux d'actualisation compris entre 6,5% et 9%. Une valeur terminale a été déterminée par l'extrapolation des flux de trésorerie au-delà de cette période sur base d'un taux de croissance égal à l'inflation attendue de 1,9%.

Les hypothèses clés comprennent notamment, les taux d'actualisation, et les valeurs assignées aux prix à long terme de l'électricité et des combustibles. Les valeurs utilisées reflètent les meilleures estimations du Groupe des prix des énergies tandis que les consommations de combustibles ont été estimées en tenant compte de l'évolution prévisible du parc de production. Les taux d'actualisation retenus sont en cohérence avec les sources externes d'informations disponibles. Le cadre réglementaire appliqué s'inscrit dans une logique de stabilité sectorielle et tient compte des différentes dispositions en vigueur dans les pays de la zone ou des accords conclus entre le Groupe et les pouvoirs publics.

Une augmentation de 0,5% du taux d'actualisation utilisé aurait un impact négatif de 32,5% 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 48,7% sur ce calcul.

L'impact d'une diminution du *spread* moyen de 1 €/MWh sur la valeur terminale aurait un impact négatif de 12,2% sur l'excédent de la valeur recouvrable par rapport à la valeur comptable, la valeur recouvrable demeurant toutefois supérieure à la valeur comptable. Une augmentation du *spread* moyen de 1 €/MWh sur la valeur terminale aurait quant à elle un impact positif de 12,2% sur ce calcul.

Enfin différentes configurations transformantes ont été examinées. La disparition de toute composante nucléaire dans le portefeuille après 40 ans d'exploitation du parc actuel et l'évolution corrélative des taxes nucléaires afférentes, dont l'impact fortement détériorant (91% sur l'excédent de la valeur recouvrable par rapport à la valeur comptable, sans tenir compte des incidences positives sur la valorisation qui résulteraient des effets de substitution et des effets sur les prix des énergies) ne remettrait toutefois pas en cause la valeur comptable de l'UGT.

Goodwill affecté à l'UGT « Midstream/Downstream »

Le montant total du *goodwill* affecté à cette UGT s'élève à 4 296 millions d'euros au 31 décembre 2011. Cette UGT regroupe les entités du Groupe qui assurent l'approvisionnement en gaz du Groupe au travers des contrats d'approvisionnement et du recours aux marchés organisés, et qui commercialisent des offres d'énergie et de services énergétiques associés auprès des très grands clients du Groupe en Europe.

La valeur recouvrable de l'UGT « Midstream/Downstream » est également calculée à partir de la valeur d'utilité en utilisant les prévisions de flux de trésorerie. Les taux d'actualisation appliqués à ces prévisions sont compris entre 8% et 9,1% en fonction des risques métiers et des pays concernés. La valeur recouvrable intègre une valeur terminale pour la période au-delà de ces six ans, déterminée par application du taux de croissance long terme

(compris entre 0% et 3% selon les activités) à l'EBITDA normatif de la dernière année des prévisions.

Les principales hypothèses et estimations clés comprennent notamment les taux d'actualisation, les prix des hydrocarbures retenus, l'évolution de la parité euro/dollar, les perspectives futures des marchés, ainsi que les prévisions concernant l'horizon de recorrélation des prix du gaz et du pétrole. Les valeurs retenues reflètent les meilleures estimations des prix de marché et de l'évolution future attendue de ces marchés.

Dans le scénario « medium », qui constitue le scénario retenu par le Management dans son plan moyen terme, le Groupe prévoit une recorrélation des prix du gaz et du pétrole à compter de 2013 (partiel) et 2014 (complet). Si cette recorrélation devait être retardée de 1 an, l'excédent de la valeur recouvrable par rapport à la valeur comptable serait diminué de 9,8%, la valeur recouvrable demeurant toutefois supérieure à la valeur comptable.

Une augmentation de 0,5% du taux d'actualisation utilisé aurait un impact négatif de 69,1% 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 un effet positif de 79,9% sur ce calcul.

Une augmentation de 0,5% du taux de croissance long terme utilisé pour la détermination de la valeur terminale aurait un impact positif de 52% 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 aurait quant à elle un impact négatif de 45% sur ce calcul, la valeur recouvrable demeurant toutefois supérieure à la valeur comptable.

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 2011. L'UGT Distribution regroupe les activités de distribution de gaz en France.

La valeur recouvrable de l'UGT Distribution a été déterminée par l'application d'une méthode d'évaluation fondée sur la Base des Actifs Régulés (BAR). La BAR est la valeur attribuée par le régulateur aux actifs exploités par l'opérateur de distribution. Elle est la somme des *cash flows* futurs avant impôt, actualisés à un taux égal au taux de rémunération avant impôt garanti par le régulateur.

Goodwill affecté à l'UGT Énergie-France

Le montant total du *goodwill* affecté à cette UGT s'élève à 2 906 millions d'euros au 31 décembre 2011. L'UGT Énergie France représente un ensemble d'activités comprenant la production d'électricité, la commercialisation de gaz, d'électricité et des services associés et de solutions d'éco-confort dans l'habitat.

La valeur recouvrable est déterminée par référence à la valeur d'utilité du groupe d'actifs, calculée principalement à partir des prévisions de flux de trésorerie qui se fondent sur le plan moyen terme sur six ans approuvé par le Comité de Direction Groupe. Les principales hypothèses utilisées sont liées aux conditions d'exploitation prévues par le Comité de Direction Groupe, notamment les évolutions de la réglementation tarifaire, les prix de marché, les valeurs assignées aux prix à long terme de l'électricité et des combustibles, les perspectives futures de marchés ainsi que les taux d'actualisation à appliquer. Les

valeurs affectées aux hypothèses reflètent l'expérience passée ainsi que les meilleures estimations des prix de marché.

Pour les actifs de production électrique, les horizons de projections de flux de trésorerie futurs suivent soit la durée de vie des actifs sous-jacents soit celle des contrats sur lesquels sont adossées les activités des entités constitutives de cette UGT.

En ce qui concerne la BU Commercialisation de gaz et électricité, une valeur terminale a été déterminée par l'extrapolation des flux de trésorerie au-delà de la période du plan de moyen terme.

Les taux d'actualisation retenus, compris entre 6,1% et 9,5% correspondent à un coût moyen pondéré du capital afin de tenir compte des risques métiers liés aux différents actifs de l'UGT.

Une augmentation de 0,5% du taux d'actualisation utilisé aurait un impact négatif de 19,5% 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 22,2% sur ce calcul.

L'impact d'une diminution des prix de vente du gaz et de l'électricité de 1 €/MWh aurait un impact négatif de 15% 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 des prix de vente du gaz et de l'électricité de 1 €/MWh aurait quant à elle un impact positif de 15,5% sur ce calcul.

Goodwill affecté à l'UGT International Power – Amérique du Nord

Le montant total du *goodwill* affecté à cette UGT s'élève à 1 627 millions d'euros au 31 décembre 2011. 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).

La valeur recouvrable de l'UGT « International Power - 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 qui se fondent sur le plan moyen terme sur six ans approuvé 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 2011 entre 5,7% et 10,3% selon les activités.

Une augmentation de 0,5% du taux d'actualisation utilisé aurait un impact négatif de 83,2% 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 83,1% sur ce calcul.

L'impact d'une diminution des prix du gaz naturel de 1 USD/mmbtu (millions de British Thermal Units) aurait un impact négatif de 90,2% 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 des prix de vente du gaz naturel de 1 USD/mmbtu aurait quant à elle un impact positif de 90,2% sur ce calcul.

9.3.2 Autres UGT importantes

Le tableau ci-dessous décrit les hypothèses utilisées dans l'examen de la valeur recouvrable des principales autres UGT. La méthode de l'actualisation des flux de trésorerie (DCF) ou de l'actualisation des dividendes (DDM) est utilisée dans le cadre de la détermination de la valeur d'utilité. La valeur recouvrable de certaines UGT est déterminée à partir de la BAR ou de valorisations établies dans le cadre de transactions récentes.

UGT	Secteur opérationnel	Méthode de valorisation	Taux d'actualisation
Stockage	Infrastructures	DCF	5,9% - 6,6%
International Power - Asie	Énergie - International Power	DCF + DDM + Prix de cession	7,4% - 13,4%
International Power - Royaume-Uni et autre Europe	Énergie - International Power	DCF + DDM + Prix de cession	5,4% - 10%
Transport France	Infrastructures	Juste Valeur diminuée des coûts de cession	
Énergie - Europe de l'Est	Énergie - Europe	DCF + BAR + Prix de cession	8,4% - 11,8%

9.4 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. 2011	31 déc. 2010
Énergie - France	2 906	2 885
Énergie - Europe et International	12 821	10 292
<i>dont : Division Benelux & Allemagne</i>	7 536	7 777
<i>Division Europe</i>	1 004	1 209
<i>International Power</i>	4 281	1 305
Global Gaz & GNL	4 359	4 331
Infrastructures	6 705	6 139
Énergie Services	1 325	1 157
SUEZ Environnement	3 246	3 128
TOTAL	31 362	27 933

NOTE 10 IMMOBILISATIONS INCORPORELLES

10.1 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 2009	4 394	2 405	9 520	16 319
Acquisitions	501	1	770	1 272
Cessions	(66)	0	(143)	(209)
Écarts de conversion	63	0	96	159
Variations de périmètre	427	0	922	1 349
Autres	(15)	18	86	89
Au 31 décembre 2010	5 304	2 424	11 251	18 979
Acquisitions	369	(0)	606	975
Cessions	(16)	0	(75)	(91)
Écarts de conversion	61	0	50	111
Variations de périmètre	(8)	0	491	483
Autres	51	(70)	41	23
Au 31 décembre 2011	5 762	2 354	12 363	20 480
AMORTISSEMENTS ET PERTES DE VALEUR				
Au 31 décembre 2009	(1 812)	(665)	(2 421)	(4 899)
Dotations aux amortissements et pertes de valeur	(174)	(88)	(1 524)	(1 786)
Cessions	35	0	40	75
Écarts de conversion	(15)	0	(39)	(55)
Variations de périmètre	162	0	271	433
Autres	16	0	16	32
Au 31 décembre 2010	(1 789)	(753)	(3 657)	(6 199)
Dotations aux amortissements et pertes de valeur	(260)	(85)	(815)	(1 160)
Cessions	14	0	61	75
Écarts de conversion	(9)	0	(20)	(29)
Variations de périmètre	22	0	53	75
Autres	(77)	69	(8)	(16)
Au 31 décembre 2011	(2 099)	(769)	(4 387)	(7 254)
VALEUR NETTE COMPTABLE				
Au 31 décembre 2010	3 515	1 671	7 594	12 780
Au 31 décembre 2011	3 664	1 586	7 977	13 226

En 2011, les acquisitions relatives aux droits incorporels sur contrats de concession correspondent aux travaux de construction réalisés sur les infrastructures gérées par les branches SUEZ Environnement et Énergie Services dans le cadre de contrats de concession (respectivement pour 235 et 131 millions d'euros).

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

Les actifs incorporels acquis en 2010 concernaient essentiellement les droits incorporels sur contrats de concessions dans les branches SUEZ Environnement (338 millions d'euros) et Énergie Services (161 millions d'euros), et des licences d'exploration production en Australie (257 millions d'euros).

Les pertes de valeur constatées en 2010 s'élevaient à 751 millions d'euros, et concernaient principalement le portefeuille de contrats d'approvisionnement long terme en gaz dans la branche Global Gaz & GNL (548 millions d'euros), ainsi que des licences d'exploration en Égypte, en Libye et dans le Golfe du Mexique (84 millions d'euros).

10.1.1 Droits incorporels sur contrats de concession

Le Groupe gère des contrats de concession au sens de SIC 29 (se reporter à la Note 22 « Contrats de concession ») dans les domaines de la distribution d'eau potable, de l'assainissement, des déchets et de la distribution d'électricité. Les droits donnés, sur les infrastructures, au Groupe en tant que concessionnaire, entrant dans le champ d'application d'IFRIC 12 et correspondant au modèle incorporel, sont comptabilisés sous cette rubrique. Ils comprennent notamment les droits à facturer les usagers reconnus en application du modèle actif incorporel d'IFRIC 12.

10.1.2 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 (France), et de capacités de production virtuelle (VPP) en Italie.

10.1.3 Autres

Le poste comprend principalement au 31 décembre 2011 des droits de tirage d'eau, des licences et des actifs incorporels acquis dans le cadre de la fusion avec Gaz de France, comprenant essentiellement la marque 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 19 « Activité Exploration – Production ».

La valeur nette des immobilisations incorporelles non amortissables en raison de leur durée de vie indéterminée s'élève à 936 millions d'euros contre 1 007 millions d'euros au 31 décembre 2010 et correspondent essentiellement aux droits de tirage d'eau, et à la marque GDF Gaz de France comptabilisée dans le cadre de l'affectation du coût du regroupement aux actifs et passifs de Gaz de France.

10.2 Information sur les frais de recherche et développement

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

Les frais de recherche et de développement, hors dépenses d'assistance technique, et ne satisfaisant pas les critères d'activation définis par l'IAS 38, s'élèvent à 231 millions d'euros pour l'exercice 2011 et à 222 millions d'euros pour l'exercice 2010. Les dépenses liées à des projets internes en phase de développement répondant aux critères de comptabilisation d'un actif incorporel sont non significatives.

NOTE 11 IMMOBILISATIONS CORPORELLES

11.1 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 2009	2 337	8 216	74 002	1 723	1 072	9 770	1 241	98 360
Acquisitions	87	174	1 235	150	0	6 548	103	8 297
Cessions	(42)	(51)	(380)	(87)	(26)	(147)	(48)	(780)
Écarts de conversion	70	244	1 811	36	18	412	18	2 609
Variations de périmètre	318	126	2 129	(20)	3	53	(107)	2 501
Autres	167	(2 895)	8 772	(10)	581	(6 019)	(32)	563
Au 31 décembre 2010	2 937	5 813	87 568	1 791	1 648	10 618	1 175	111 551
Acquisitions	44	93	1 273	131	0	6 549	91	8 182
Cessions	(45)	(88)	(402)	(85)	0	(0)	(31)	(650)
Écarts de conversion	(9)	(75)	2	1	6	(159)	1	(232)
Variations de périmètre	160	429	9 265	11	11	707	15	10 598
Transfert en Actifs classés comme détenus en vue de la vente	(0)		(1 487)		(12)	(2)	(2)	(1 504)
Autres	122	927	5 029	65	98	(6 359)	43	(75)
Au 31 décembre 2011	3 209	7 100	101 248	1 916	1 751	11 354	1 292	127 869
AMORTISSEMENTS ET PERTES DE VALEUR								
Au 31 décembre 2009	(956)	(2 558)	(22 378)	(1 097)	(732)	(170)	(804)	(28 695)
Dotations aux amortissements et pertes de valeur	(89)	(368)	(4 323)	(165)	(75)	(137)	(179)	(5 336)
Cessions	34	23	241	75	(0)	119	40	531
Écarts de conversion	(31)	(54)	(481)	(22)	(13)	(2)	(11)	(614)
Variations de périmètre	0	91	880	22	(2)	0	89	1 082
Autres	12	593	(555)	30	(10)	52	62	184
Au 31 décembre 2010	(1 029)	(2 273)	(26 616)	(1 158)	(832)	(139)	(802)	(32 848)
Dotations aux amortissements et pertes de valeur	(76)	(358)	(5 018)	(154)	(122)	(70)	(134)	(5 933)
Cessions	23	67	356	81	0	8	27	562
Écarts de conversion	(13)	16	149	1	(4)	(1)	2	151
Variations de périmètre	0	0	(50)	4	2	(0)	0	(43)
Transfert en Actifs classés comme détenus en vue de la vente			455		1		1	458
Autres	(0)	(8)	(105)	(2)	(6)	(5)	32	(95)
Au 31 décembre 2011	(1 094)	(2 555)	(30 828)	(1 229)	(960)	(208)	(874)	(37 749)
VALEUR NETTE COMPTABLE								
Au 31 décembre 2010	1 908	3 540	60 953	634	817	10 479	373	78 703
Au 31 décembre 2011	2 115	4 544	70 420	687	791	11 146	417	90 120

Les variations de périmètre ont un impact net sur les immobilisations corporelles de 10 555 millions d'euros. Elles résultent principalement de l'intégration du bilan d'ouverture du groupe International Power (10 941 millions d'euros), de l'acquisition de sites de stockage de gaz en Allemagne (403 millions d'euros), de l'opération Acea (312 millions d'euros), et de l'acquisition de WSN Environmental Solutions par Sita Australie (144 millions d'euros) mais également des cessions de G6 Rete Gas (- 624 millions d'euros), d'EFOG (- 336 millions d'euros) et de la perte de contrôle sur Bristol Water (- 380 millions d'euros) (cf. Note 2 « Principales variations de périmètre »).

Suite au classement en tant qu'actifs détenus en vue de la vente des centrales de Hidd Power Company, Choctaw et Hot Springs (cf. Note 2.3), la valeur comptable des immobilisations corporelles correspondantes est transférée sur la ligne « Actifs classés comme détenus en vue de la vente » de l'état de situation financière.

Les principaux effets de change sur la valeur brute des immobilisations corporelles au 31 décembre 2011 proviennent essentiellement du dollar américain (+ 457 millions d'euros), du dollar australien (+ 260 millions d'euros), du réal brésilien (- 481 millions d'euros), et du peso chilien (- 178 millions d'euros).

Les pertes de valeur constatées en 2011 s'élèvent à 241 millions d'euros. Ces pertes de valeur, décrites dans la Note 5.2.2 « Pertes de valeur sur immobilisations corporelles et incorporelles hors goodwill », portent principalement sur un actif de production d'électricité en Espagne et sur une centrale aux États-Unis.

Les actifs d'exploration et de production des ressources minérales inclus dans le tableau ci-dessus sont détaillés par nature dans la Note 19 « 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 ».

11.2 Actifs corporels donnés en garantie

Les actifs corporels qui ont été donnés en garantie pour couvrir des dettes financières s'élèvent à 9 383 millions d'euros au 31 décembre 2011 contre 3 538 millions d'euros au 31 décembre 2010. Cette augmentation provient essentiellement des centrales acquises d'International Power qui ont été données en garantie de leur financement de projet.

11.3 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 de co-génération) et pour des contrats de service.

Les engagements contractuels d'investissement en immobilisations corporelles du Groupe s'élèvent à 6 459 millions d'euros au 31 décembre 2011 contre 5 956 millions d'euros au 31 décembre 2010. Cette variation résulte essentiellement de l'effet périmètre lié à l'acquisition du groupe International Power, de l'augmentation des engagements chez GDF Norge liés au champ de Gudrun essentiellement. Elle est partiellement compensée par la diminution des engagements sur la Division Benelux et Allemagne, suite à la réalisation d'une partie des travaux relatifs aux constructions de nouvelles centrales.

11.4 Autres informations

Le montant des coûts d'emprunt de la période incorporés dans le coût des immobilisations corporelles s'élève à 379 millions d'euros au titre de l'exercice 2011 contre 342 millions d'euros au titre de l'exercice 2010.

NOTE 12 PARTICIPATIONS DANS LES ENTREPRISES ASSOCIÉES

12.1 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. 2011	31 déc. 2010	31 déc. 2011	31 déc. 2010
Sociétés intercommunales belges	39	416	187	184
GASAG	471	468	16	20
Paiton	614	0	65	0
ISAB Energy srl	153	0	4	0
GTT	88	117	(8)	(3)
Noverco	0	229	7	10
Autres	1 255	750	192	54
TOTAL	2 619	1 980	462	264

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

Comme indiqué dans la Note 2 « Principales variations de périmètre », le Groupe n'exerce plus d'influence notable sur les intercommunales flamandes depuis le 30 juin 2011 et comptabilise désormais sa participation en tant que « titres disponibles à la vente ». Par ailleurs, des réductions de capital ont été réalisées dans les intercommunales flamandes et wallonnes courant juin 2011. La quote-part du Groupe dans ces réductions de capital étant supérieure à la valeur de mise en équivalence, l'excédent a été comptabilisé en résultat pour ramener les titres à une valeur nulle. Il en résulte un impact positif de 49 millions d'euros, présenté en « Quote-part de résultat des entreprises associées », la comptabilisation des quotes-parts dans le résultat de ces entités étant « suspendue » pour les périodes ultérieures jusqu'à apurement de l'excédent. Compte tenu

essentiellement du paiement d'un dividende de 21 millions d'euros intervenu au cours du second semestre et comptabilisé sur la ligne « Quote-part de résultat dans les entreprises associées », l'excédent au 31 décembre 2011 s'établit à 70 millions d'euros.

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

Le montant total des pertes non comptabilisées des entreprises associées (qui correspond au montant cumulé des pertes excédant la valeur comptable des participations dans les entreprises associées), en ce compris les autres éléments du résultat global, s'élève à 412 millions d'euros au 31 décembre 2011. Ces pertes non comptabilisées correspondent essentiellement à la juste valeur négative d'instruments dérivés de couvertures de taux d'intérêt (« autres éléments du résultat global ») mis en place par des entreprises associées au Moyen-Orient dans le cadre du financement de constructions de centrales électriques et de désalinisation d'eau.

12.2 Principaux agrégats des entreprises associées

<i>En millions d'euros</i>	Dernier % de contrôle	Total Actifs ⁽¹⁾	Passifs ⁽¹⁾	Capitaux propres ⁽¹⁾	Chiffre d'affaires ⁽¹⁾	Résultat net ⁽¹⁾
Au 31 décembre 2011						
Sociétés intercommunales wallonnes et bruxelloise ⁽²⁾		4 685	2 816	1 869	1 227	266
PT Paiton Energy Company	44,7	3 658	2 285	1 373	558	145
ISAB Energy	49,0	652	340	312	430	7
Gasag Group	31,6	2 770	2 054	716	1 165	52
GTT	40,0	102	78	24	53	10
Au 31 décembre 2010						
Sociétés intercommunales belges ⁽²⁾		11 735	6 901	4 834	2 827	585
Noverco Group	17,6	4 394	3 090	1 304	1 271	58
Gasag Group	31,6	2 763	2 002	761	1 162	73
GTT	40,0	126	59	67	77	19

(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.

NOTE 13 PARTICIPATIONS DANS LES CO-ENTREPRISES

Les contributions des principales co-entreprises dans les comptes consolidés du Groupe se détaillent comme suit :

<i>En millions d'euros</i>	Pourcentage d'intégration	Actifs courants	Actifs non courants	Passifs courants	Passifs non courants	Chiffre d'affaires	Résultat net
Au 31 décembre 2011							
Energia Sustentavel Do Brasil	50,1	177	1 936	125	1 035	0	15
Groupe SPP	24,5	308	1 655	95	342	752	140
WSW Energie und Wasser	33,1	43	304	57	75	190	11
Senoko	30,0	123	864	217	470	603	28
Tirreno Power	50,0	239	819	210	568	529	17
Eco Electrica Project	50,0	77	416	48	134	136	19
Au 31 décembre 2010							
EFOG	22,5	135	334	5	171	166	76
Energia Sustentavel Do Brasil	50,1	271	1 224	77	849	0	5
Groupe AceaElectrabel	40,6 *	472	734	739	150	1 291	26
Groupe SPP	24,5	277	1 705	92	350	737	144
WSW Energie und Wasser	33,1	42	307	53	73	170	6
Senoko	30,0	90	773	51	539	524	9
Tirreno Power	35,0	146	569	143	411	308	15

* Pourcentage d'intégration des holdings.

Le Groupe et Acea ont mis fin à leur partenariat dans les activités Énergie en Italie lors du 1^{er} trimestre 2011. Suite au décroisement des participations communes, le Groupe a pris le contrôle de certaines entités désormais intégrées globalement. L'opération est décrite dans la Note 2 « Principales variations de périmètre ».

Le Groupe a cédé sa participation de 22,5% dans EFOG le 31 décembre 2011 (cf. Note 2 « Principales variations de périmètre »).

NOTE 14 INSTRUMENTS FINANCIERS

14.1 Actifs financiers

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

En millions d'euros	31 déc.2011			31 déc. 2010		
	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Titres disponibles à la vente	3 299		3 299	3 252		3 252
Prêts et créances au coût amorti	3 813	24 446	28 259	2 794	21 533	24 327
<i>Prêts et créances au coût amorti (hors clients et autres débiteurs)</i>	3 813	1 311	5 124	2 794	1 032	3 825
<i>Clients et autres débiteurs</i>		23 135	23 135		20 501	20 501
Autres actifs financiers évalués à la juste valeur	2 911	8 197	11 108	2 532	7 452	9 984
<i>Instruments financiers dérivés</i>	2 911	5 312	8 223	2 532	5 739	8 271
<i>Actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat hors dérivés</i>		2 885	2 885		1 713	1 713
Trésorerie et équivalents de trésorerie		14 675	14 675		11 296	11 296
TOTAL	10 023	47 319	57 342	8 578	40 280	48 858

14.1.1 Titres disponibles à la vente

En millions d'euros

Au 31 décembre 2009	3 563
Acquisitions	518
Cessions - valeur comptable hors variations de juste valeur en "Autres éléments du Résultat Global"	(648)
Cessions - "Autres éléments de résultat global" décomptabilisés	(27)
Autres variations de juste valeur enregistrée en capitaux propres	(99)
Variation de juste valeur enregistrée en résultat	(69)
Variations de périmètre, change et divers	14
Au 31 décembre 2010	3 252
Acquisitions	249
Cessions - valeur comptable hors variations de juste valeur en "Autres éléments du Résultat Global"	(50)
Cessions - "Autres éléments de résultat global" décomptabilisés	(425)
Autres variations de juste valeur enregistrée en capitaux propres	(70)
Variation de juste valeur enregistrée en résultat	(130)
Variations de périmètre, change et divers	473
Au 31 décembre 2011	3 299

Les titres disponibles à la vente détenus par le Groupe s'élèvent à 3 299 millions d'euros au 31 décembre 2011 et se répartissent entre 1 243 millions d'euros de titres cotés et 2 056 millions d'euros de titres non cotés (respectivement 1 131 millions d'euros et 2 121 millions d'euros en 2010).

Sur la période, les principales acquisitions correspondent aux acquisitions d'obligations réalisées par Synatom dans le cadre de ses obligations de placement.

Les variations de périmètre résultent essentiellement de deux opérations : d'une part, de la comptabilisation de la participation du

Groupe dans les sociétés intercommunales mixtes flamandes en tant que titre disponible à la vente (587 millions d'euros) ; et d'autre part de la cession de GDF SUEZ LNG Liquefaction qui détenait les titres Atlantic LNG dont la valeur historique s'élève à 97 millions d'euros (cf. Note 2 « Principales variations de périmètre »).

Les principales opérations réalisées en 2010 correspondaient à l'acquisition d'une participation de 9% dans le gazoduc Nordstream AG pour 238 millions d'euros et à la cession des titres Gas Natural pour un prix de 555 millions d'euros.

14.1.1.1 Gains et pertes enregistrés en capitaux propres et en résultat sur les titres disponibles à la vente

Les gains et pertes enregistrés en capitaux propres et en résultat sur les titres disponibles à la vente sont les suivants :

En millions d'euros	Dividendes	Évaluation ultérieure à l'acquisition				
		Var. de juste valeur	Effet de change	Perte de valeur	Recyclage en résultat	Résultat de cession
Capitaux propres *	-	(70)	14	-	(425)	-
Résultat	139			(130)	425	33
TOTAL AU 31 DÉCEMBRE 2011	139	(70)	14	(130)		33
Capitaux propres *	-	(99)	38	-	(27)	-
Résultat	128			(69)	27	178
TOTAL AU 31 DÉCEMBRE 2010	128	(99)	38	(69)		178

* Hors effet impôt.

Le résultat de cession de 33 millions d'euros est constitué d'éléments non significatifs individuellement.

Le montant des gains et pertes initialement enregistrés en capitaux propres en « autres éléments du résultat global » et recyclés en compte de résultat consécutivement à la cession de titres disponibles à la vente s'élève à 425 millions d'euros au titre de l'exercice 2011 (contre 27 millions d'euros en 2010). L'effet du recyclage en résultat relatif aux titres Atlantic LNG, soit 421 millions d'euros, est présenté sur la ligne « Effets de périmètre » du compte de résultat (cf. Note 5)

14.1.1.2 Examen des titres disponibles à la vente dans le cadre des tests de perte de valeur

Le Groupe examine la valeur des différents titres disponibles à la vente afin de déterminer au cas par cas, et compte tenu du contexte de marché, s'il y a lieu de comptabiliser des pertes de valeur.

Pour les titres cotés, parmi les éléments pris en considération le Groupe estime qu'une baisse du cours de plus de 50% en dessous du coût historique ou qu'une baisse du cours en deçà du coût historique pendant plus de 12 mois sont des indices de perte de valeur.

Le Groupe a comptabilisé une perte de valeur de 130 millions d'euros sur des titres non cotés. Ce montant ne comprend pas de perte de valeur significative individuellement.

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 2011.

14.1.2 Prêts et créances au coût amorti

En millions d'euros	31 déc.2011			31 déc. 2010		
	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Prêts et créances au coût amorti (hors clients et autres débiteurs)	3 813	1 311	5 124	2 794	1 032	3 825
<i>Prêts aux sociétés affiliées</i>	875	555	1 430	932	230	1 162
<i>Autres créances au coût amorti</i>	1 056	159	1 215	1 157	150	1 307
<i>Créances de concessions</i>	418	466	884	315	453	768
<i>Créances de location financement</i>	1 464	132	1 596	389	198	588
Clients et autres débiteurs		23 135	23 135		20 501	20 501
TOTAL	3 813	24 446	28 259	2 794	21 533	24 327

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

En millions d'euros	31 déc. 2011			31 déc.2010		
	Brut	Dépréciation & Perte de valeur	Net	Brut	Dépréciation & Perte de valeur	Net
Prêts et créances au coût amorti (hors clients et autres débiteurs)	5 504	(380)	5 124	4 224	(399)	3 825
Clients et autres débiteurs	24 133	(997)	23 135	21 592	(1 091)	20 501
TOTAL	29 637	(1 377)	28 259	25 816	(1 490)	24 327

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 15.2 « Risque de contrepartie ».

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

En millions d'euros	Évaluation ultérieure à l'acquisition		
	Intérêts	Effet de change	Perte de valeur
Au 31 décembre 2010	101	(43)	(19)
Au 31 décembre 2011	142	15	17

Prêts et créances au coût amorti (hors créances clients)

La variation des prêts et créances au coût amorti est essentiellement liée à la consolidation en 2011 du Groupe International Power (+ 1 468 millions d'euros en décembre 2011).

Au 31 décembre 2011, comme au 31 décembre 2010, le Groupe n'a pas enregistré de perte de valeur significative sur les prêts et créances au coût amorti (hors créances clients).

Clients et autres débiteurs

Lors de leur comptabilisation initiale, les créances clients sont comptabilisées à leur juste valeur ce qui, dans la plupart des cas, correspond à leur valeur nominale. Une perte de valeur est constituée en fonction du risque de non-recouvrement. La valeur comptable inscrite dans l'état de situation financière représente une évaluation appropriée de la juste valeur.

Les dépréciations et pertes de valeur sur créances clients et autres débiteurs s'élèvent à - 997 millions d'euros au 31 décembre 2011 contre - 1 091 millions d'euros à fin 2010.

14.1.3 Autres actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat

En millions d'euros	31 déc. 2011			31 déc. 2010		
	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Instruments financiers dérivés	2 911	5 312	8 223	2 532	5 739	8 271
<i>Instruments financiers dérivés relatifs à la dette ⁽¹⁾</i>	1 187	314	1 502	1 124	68	1 192
<i>Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières</i>	969	4 916	5 885	994	5 662	6 656
<i>Instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments ⁽²⁾</i>	755	81	836	415	9	423
Actifs financiers à la juste valeur par résultat hors dérivés	0	2 572	2 572	0	1 555	1 555
<i>Actifs financiers qualifiant à la juste valeur par résultat</i>		2 527	2 527		1 511	1 511
<i>Actifs financiers désignés à la juste valeur par résultat</i>		45	45		45	45
Appels de marge sur dérivés de couverture de la dette - actif		314	314		157	157
TOTAL	2 911	8 197	11 108	2 532	7 452	9 984

(1) Suite à la revue de la définition de l'agrégat « endettement financier net » par le Groupe, les instruments dérivés relatifs à la dette sont constitués des instruments de couverture, qualifiés ou non, dont le sous-jacent est inclus dans la dette financière brute (cf. Note 14.3 – « endettement financier net »).

(2) La composante taux des instruments dérivés de couverture (non qualifiés de couverture ou qualifiés de flux de trésorerie) ainsi que les instruments de couverture des investissements nets sont désormais classés en instruments relatif aux autres éléments.

Les données 2010 ont été retraitées à des fins de comparabilité.

Les actifs financiers évalués à la juste valeur (hors dérivés) correspondent essentiellement à des titres d'OPCVM détenus à des fins de transactions et destinés à être cédés dans un futur proche ; ils sont inclus dans le calcul de l'endettement financier net du Groupe (se reporter à la Note 14.3).

Le résultat enregistré sur les actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat (hors dérivés) détenus à des fins de transactions au 31 décembre 2011 s'établit à 26 millions d'euros contre 15 millions d'euros en 2010.

Le résultat enregistré sur les actifs financiers désignés à la juste valeur par résultat au 31 décembre 2011 est non significatif.

14.1.4 Trésorerie et équivalent de trésorerie

La « trésorerie et équivalents de trésorerie » s'élève à 14 675 millions d'euros au 31 décembre 2011 contre 11 296 millions d'euros au 31 décembre 2010.

Ce poste comprend un montant de disponibilités « soumises à restriction » de 600 millions au 31 décembre 2011 contre 231 millions au 31 décembre 2010, du fait notamment de l'intégration d'International Power. Ces disponibilités soumises à restriction sont constituées principalement de disponibilités réservées à la couverture du paiement d'engagements financiers dans le cadre de financements de projets de certaines filiales.

Le résultat enregistré sur la « trésorerie et équivalent de trésorerie » au 31 décembre 2011 s'établit à 206 millions d'euros contre 141 millions d'euros en 2010.

14.1.5 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 17.2 « Obligations relatives aux installations de production nucléaire », La loi belge du 11 avril 2003, modifiée par la loi du 25 avril 2007, attribue 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. 2011	31 déc. 2010
Prêt à des personnes morales externes au Groupe	534	534
Prêt à Eso/Elia	454	454
Prêt à Eandis	80	80
Autres placements de trésorerie	727	578
Portefeuille obligataire	207	136
OPCVM et FCP	520	442
TOTAL	1 261	1 112

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 ».

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

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2011	31 déc. 2010
Actifs financiers et instruments de capitaux propres donnés en garantie	4 789	2 247

Ce poste comprend principalement des instruments de capitaux propres qui ont été donnés en garantie de dettes financières.

14.2 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 2011 ainsi que leur ventilation entre leur part « non courante » et « courante » sont présentées dans le tableau ci-après :

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2011			31 déc. 2010		
	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Dettes financières	43 375	13 213	56 588	38 179	9 059	47 238
Instruments financiers dérivés	3 310	5 185	8 495	2 104	5 738	7 842
Fournisseurs et autres créanciers	-	18 387	18 387	-	14 835	14 835
Autres passifs financiers	684	-	684	780	-	780
TOTAL	47 369	36 784	84 153	41 063	29 632	70 695

14.2.1 Dettes financières

En millions d'euros	31 déc. 2011			31 déc. 2010		
	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Emprunts obligataires	26 197	2 522	28 719	23 975	921	24 896
Billets de trésorerie		4 116	4 116		3 829	3 829
Tirages sur facilités de crédit	1 537	506	2 043	1 286	302	1 588
Emprunts sur location financement	1 250	139	1 389	1 258	243	1 502
Autres emprunts bancaires	12 478	2 935	15 413	9 767	1 110	10 877
Autres emprunts	942	636	1 578	1 226	65	1 290
EMPRUNTS	42 404	10 853	53 257	37 512	6 470	43 982
Découverts bancaires et comptes courants de trésorerie		1 310	1 310		1 741	1 741
ENCOURS DES DETTES FINANCIÈRES	42 404	12 163	54 568	37 512	8 210	45 722
Impact du coût amorti	689	243	932	621	191	812
Impact de la couverture de juste valeur	281	77	358	46	119	165
Appels de marge sur dérivés de couverture de la dette - passif		730	730		539	539
DETTES FINANCIÈRES	43 375	13 213	56 588	38 179	9 059	47 238

La juste valeur de la dette financière brute s'élève au 31 décembre 2011 à 61 112 millions d'euros pour une valeur comptable de 56 588 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 14.3.

14.2.2 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.2011			31 déc. 2010		
	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Instruments financiers dérivés relatifs à la dette ⁽¹⁾	76	331	407	185	157	342
Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières	994	4 699	5 693	1 037	5 512	6 549
Instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments ⁽²⁾	2 241	155	2 396	882	69	951
TOTAL	3 310	5 185	8 495	2 104	5 738	7 842

(1) Suite à la revue de la définition de l'agrégat « endettement financier net » par le Groupe, les instruments dérivés relatifs à la dette sont constitués des instruments de couverture, qualifiés ou non, dont le sous-jacent est inclus dans la dette financière brute (cf. Note 14.3 – « endettement financier net »).

(2) La composante taux des instruments dérivés de couverture (non qualifiés de couverture ou qualifiés de couverture de flux de trésorerie) ainsi que les instruments de couverture des investissements nets sont désormais classés en instruments relatif aux autres éléments.

Les données 2010 ont été retraitées à des fins de comparabilités.

14.2.3 Fournisseurs et autres créanciers

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2011	31 déc. 2010
Fournisseurs	16 780	13 458
Dettes sur immobilisations	1 608	1 377
TOTAL	18 387	14 835

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

14.2.4 Autres passifs financiers

Les autres passifs financiers s'analysent comme suit :

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2011	31 déc. 2010
Dettes sur acquisition de titres	548	643
Autres	136	136
TOTAL	684	780

Les autres passifs financiers correspondent principalement à des dettes vis-à-vis de différentes contreparties résultat d'obligations d'achat (*put* sur « participations ne donnant pas de contrôle ») consenties par le Groupe et portant sur des titres de sociétés consolidées par intégration globale. Ces engagements d'acquisition de titres de capitaux propres ont donc été comptabilisés en tant que passifs financiers (voir Note 1.5.11.2).

Ils correspondent :

- à 33,20% du capital de la Compagnie Nationale du Rhône (CNR) ;
- à 43,16% 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.26 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.

14.3 Endettement financier net

Le Groupe a revu sa définition d'endettement financier net sur l'exercice afin d'apporter une cohérence économique entre les différents éléments inclus dans cet agrégat. Ainsi, les instruments financiers dérivés qualifiés de couverture d'investissement net (participations consolidées dont la devise fonctionnelle est différente de l'euro), de même que la composante taux des instruments dérivés de couverture (non qualifiés de couverture ou qualifiés de couverture de flux de trésorerie) sont exclus de l'endettement net car les éléments couverts ne sont pas inclus dans cet agrégat. Par ailleurs, les actifs financiers relatifs à des instruments de dettes, principalement les dépôts gagés mis en place dans le cadre de financements, sont désormais présentés en déduction de la dette brute.

La définition du coût de la dette nette a également été ajustée (cf. Note 6 « Résultat financier ») afin d'assurer la cohérence avec l'endettement financier net tel que défini désormais. Les données comparatives 2010 ont été modifiées en conséquence et se traduisent par une diminution de l'endettement net 2010 de - 796 millions par rapport à l'ancienne définition.

14.3.1 Endettement financier net par nature

En millions d'euros	31 déc. 2011			31 déc. 2010		
	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
En-cours des dettes financières	42 404	12 163	54 568	37 512	8 210	45 722
Impact du coût amorti	689	243	932	621	191	812
Impact de la couverture de juste valeur ⁽¹⁾	281	77	358	46	119	165
Appels de marge sur dérivés de couverture de la dette - passif		730	730		539	539
DETTES FINANCIÈRES	43 375	13 213	56 588	38 179	9 059	47 238
Instruments financiers dérivés relatifs à la dette au passif ⁽²⁾	76	331	407	185	157	342
DETTE BRUTE	43 451	13 543	56 994	38 364	9 216	47 580
Actifs liés au financement ⁽³⁾	(311)	(20)	(331)	(321)	(20)	(341)
ACTIFS LIÉS AU FINANCEMENT	(311)	(20)	(331)	(321)	(20)	(341)
Actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat	0	(2 572)	(2 572)	0	(1 555)	(1 555)
Appels de marge sur dérivés de couverture de la dette - actif		(314)	(314)		(157)	(157)
Trésorerie et équivalent de trésorerie	0	(14 675)	(14 675)	0	(11 296)	(11 296)
Instruments financiers dérivés relatifs à la dette à l'actif ⁽²⁾	(1 187)	(314)	(1 502)	(1 124)	(68)	(1 192)
TRÉSORERIE ACTIVE	(1 187)	(17 875)	(19 063)	(1 124)	(13 077)	(14 200)
ENDETTEMENT FINANCIER NET	41 952	(4 352)	37 601	36 919	(3 880)	33 039
En-cours des dettes financières	42 404	12 163	54 568	37 512	8 210	45 722
Actifs liés au financement ⁽³⁾	(311)	(20)	(331)	(321)	(20)	(341)
Actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat	0	(2 572)	(2 572)	0	(1 555)	(1 555)
Trésorerie et équivalent de trésorerie	0	(14 675)	(14 675)	0	(11 296)	(11 296)
ENDETTEMENT NET HORS COÛT AMORTI, EFFETS DES INSTRUMENTS FINANCIERS DÉRIVÉS ET CASH COLLATÉRAL	42 093	(5 103)	36 990	37 191	(4 661)	32 530

(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 (se reporter aux Notes 14.1.3 et 14.2.2).

(3) Les actifs financiers liés au financement sont désormais placés en réduction du montant de la dette. Il s'agit généralement de dépôts gagés pour le financement de filiales. Les données 2010 ont été retraitées pour permettre la comparabilité.

14.3.2 Description des principaux évènements de la période

Au cours de l'année 2011, les variations de périmètre ont généré une augmentation de 6 247 millions d'euros de l'endettement net dont 6 317 millions d'euros sont liés à l'entrée du groupe International Power et 174 millions d'euros à l'opération Acea.

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

- 229 millions de dollars américains de nominal (soit 176 millions d'euros) à échéance 2023 et portant coupon à 3,75% ;
- 230 millions d'euros de nominal à échéance 2013 et portant coupon à 3,25% ;
- 700 millions d'euros de nominal à échéance 2015 et portant coupon à 4,75%.

Les obligations convertibles étant libellées dans une autre devise fonctionnelle que celle d'International Power, les options de conversion en actions International Power sont comptabilisées en tant qu'instruments dérivés et évaluées à la juste valeur par résultat. La juste valeur, à la date d'acquisition, de la composante dette de ces instruments s'élève à 1 129 millions d'euros. La juste valeur des instruments dérivés qui s'élève à 380 millions d'euros est comptabilisée en « autres instruments financiers dérivés » et ne fait donc pas partie de l'agrégat endettement net. Les variations de juste valeur de ces dérivés sur l'année s'élèvent à + 1 million d'euros, elles sont présentées dans la rubrique « Résultat des couvertures économiques sur autres éléments financiers » du résultat financier.

Les variations de change se sont traduites par une diminution de l'endettement net de 266 millions d'euros (dont 256 millions d'euros sur le dollar américain).

Le Groupe a effectué les opérations suivantes sur sa dette obligataire au cours de l'année 2011 :

- GDF SUEZ SA a réalisé une émission obligataire de 300 millions d'euros à 100 ans soit une échéance mars 2111 portant coupon

de 5,95% ainsi qu'une émission de 300 millions de francs suisse échéance octobre 2017 couvert par des instruments financiers dérivés permettant une conversion en euros à taux fixe de 2,99% ;

- GDF SUEZ SA a procédé à deux émissions obligataires de 1 milliard d'euros portant coupon à 3,125% et échéance janvier 2020 pour l'une et de 400 millions de livres sterling swappée à un taux fixe euro de 4,7% échéance 2060 pour l'autre. Ces deux émissions ont permis le refinancement dans le cadre d'une offre d'échange de 157 millions d'euros de l'obligation à échéance février 2013, 355 millions d'euros de l'obligation à échéance janvier 2014 et 88 millions d'euros de l'obligation portée par Belgelec à échéance juin 2015 ;
- SUEZ Environnement Company a lancé le 5 mai 2011 une opération combinée de rachat intermédié et d'échange obligataire sur la souche 2014, émise en 2009 et portant coupon fixe de 4,875%. Cette opération avait pour objectif non seulement de refinancer une partie de cette souche à échéance 2014, mais aussi d'allonger la maturité moyenne de la dette SUEZ Environnement. À l'issue de ce processus, 338 millions d'euros d'obligations 2014 ont été rachetées et échangées dans le cadre de l'émission d'une souche obligataire à 10 ans pour un montant total de 750 millions d'euros, portant un coupon fixe de 4,078%. En novembre 2011, SUEZ Environnement a réalisé une émission de 250 millions de livres sterling à échéance décembre 2030 et portant un coupon de 5,375% ;
- Le Groupe a procédé au remboursement des emprunts obligataires Belgelec (400 millions d'euros) et Tractebel Energia (512 millions d'euros) arrivés à échéance au cours de l'année.

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

14.3.3 Ratio d'endettement

En millions d'euros	31 déc. 2011	31 déc. 2010
Endettement financier net	37 601	33 039
Total Capitaux propres	80 270	70 627
Ratio d'endettement	46,8%	46,8%

14.4 Juste valeur des instruments financiers par niveau

14.4.1 Actifs financiers

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

Juste valeur par niveau	31 déc. 2011				31 déc. 2010			
	Total	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Total	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3
<i>En millions d'euros</i>								
Titres disponibles à la vente	3 299	1 243	-	2 057	3 252	1 131	-	2 120
Prêts et créances au coût amorti rentrant dans une relation de couverture de juste valeur	290	-	290	-	256	-	256	-
<i>Prêts et créances au coût amorti (hors clients et autres débiteurs)</i>	290	-	290	-	256	-	256	-
Instruments financiers dérivés	8 223	200	7 926	97	8 271	1 043	7 175	53
<i>Instruments financiers dérivés relatifs à la dette</i>	1 502	-	1 502	-	1 192	-	1 192	-
<i>Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières - afférents aux activités de portfolio management</i>	3 622	180	3 359	83	2 574	257	2 267	51
<i>Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières - afférents aux activités de trading</i>	2 263	20	2 229	14	4 082	786	3 294	2
<i>Instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments</i>	836	-	836	-	423	-	423	-
Actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat	2 572	2 371	200	-	1 555	1 317	238	-
<i>Actifs financiers qualifiant à la juste valeur par résultat</i>	2 527	2 371	156	-	1 511	1 317	194	-
<i>Actifs financiers désignés à la juste valeur par résultat</i>	45	-	45	-	45	-	45	-
TOTAL	14 384	3 814	8 417	2 153	13 335	3 492	7 670	2 173

La définition de ces 3 niveaux de juste valeur est présentée dans la Note 1.5.11.3.

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 2011, 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 2010	2 121
Acquisitions	70
Cessions - valeur comptable hors variations de juste valeur en «Autres éléments du résultat Global»	(43)
Cessions - «Autres éléments du résultat Global» décomptabilisés	(425)
Autres variations de juste valeur enregistrée en capitaux propres	(43)
Variation de juste valeur enregistrée en résultat	(113)
Variations de périmètre, change et divers	490
Au 31 décembre 2011	2 056
Gains et pertes enregistrés en résultat relatifs aux instruments détenus à la fin de période	133

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 ce 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.

14.4.2 Passifs financiers

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

Juste valeur par niveau	31 déc. 2011				31 déc. 2010			
	Total	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Total	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3
<i>En millions d'euros</i>								
Dettes financières rentrant dans une relation de couverture de juste valeur	9 458	-	9 458	-	8 714	-	8 714	-
Instruments financiers dérivés	8 495	89	8 049	357	7 842	992	6 782	69
<i>Instruments financiers dérivés relatifs à la dette</i>	407	-	407	-	342	-	332	10
<i>Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières - afférents aux activités de portfolio management</i>	3 291	81	2 917	293	2 494	168	2 269	57
<i>Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières - afférents aux activités de trading</i>	2 402	9	2 389	4	4 055	824	3 229	2
<i>Instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments</i>	2 396	-	2 335	60	951	-	951	-
TOTAL	17 953	89	17 507	357	16 556	992	15 495	69

Dettes financières

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

Instruments financiers dérivés

Cf. les précisions sur les classements des instruments financiers dérivés présentés dans la Note 14.4.1.

NOTE 15 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.

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

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

Les activités et positions du groupe International Power exposées à ces différents risques sont intégrées dans les procédures de gestion, de suivi et de contrôle des risques mises en place par le Groupe GDF SUEZ telles que présentées dans le chapitre 2 « Facteurs de risques » du Document de Référence 2011.

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

15.1 Risques de marché

15.1.1 Risques de marché sur matières premières

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

- les activités de gestion de portefeuille (appelées *portfolio management*) ; et

- les activités de *trading*.

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

Dans le cadre de son exploitation, le Groupe est exposé aux risques de marché sur matières premières, en particulier gaz, électricité, charbon, pétrole et produits pétroliers, autres combustibles, CO₂ et autres produits verts. Il intervient sur ces marchés de l'énergie, soit à des fins d'approvisionnement, soit pour optimiser et sécuriser sa chaîne de production et de vente d'énergie. Le Groupe a également recours à des produits dérivés pour offrir à ses clients des instruments de couverture et pour couvrir ses propres positions.

15.1.1.1 Activités de *portfolio management*

Le *portfolio management* est l'activité d'optimisation de la valeur de marché des actifs (centrales électriques, contrats d'approvisionnement en gaz, charbon, vente d'énergie, stockage et transport de gaz) aux différents horizons de temps (long terme, moyen terme, court terme). Cette optimisation consiste à :

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

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

Les analyses de sensibilité des activités de *portfolio management*, présentées dans le tableau ci-après, sont calculées sur base du portefeuille d'instruments financiers dérivés figé à une date donnée et peuvent ne pas être représentatives des évolutions futures du résultat et des capitaux propres du Groupe.

Analyse de sensibilité En millions d'euros	Variations de prix	31 déc. 2011		31 déc. 2010	
		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	(159)	123	(194)	269
Gaz naturel	+ 3 €/MWh	267	(77)	87	(26)
Charbon	+ 10 \$US/ton	9	48	12	35
Électricité	+ 5 €/MWh	(394)	17	(37)	49
Droits d'émission de gaz à effet de serre	+ 2 €/ton	33	(2)	(41)	(6)
EUR/USD	+ 10%	(1)	(209)	112	(194)
EUR/GBP	+ 10%	(33)	(3)	34	4
GBP/USD	+ 10%	39	-	-	-

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.

15.1.1.2 Activités de trading

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

Le chiffre d'affaires des activités de *trading* s'est élevée à 227 millions d'euros au 31 décembre 2011 (contre 146 millions d'euros en 2010).

La quantification du risque de marché des activités de *trading* par la *VaR* fournit une mesure du risque, tous marchés et produits confondus. La *VaR* représente la perte potentielle sur la valeur d'un portefeuille compte tenu d'un horizon de détention et d'un intervalle de confiance. 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. 2011	2011 moyenne ⁽¹⁾	Maximum 2011 ⁽²⁾	Minimum 2011 ⁽²⁾	2010 moyenne ⁽¹⁾
Activités de <i>trading</i>	3	4	10	1	9

(1) Moyenne des *VaR* quotidiennes.

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

15.1.2 Couvertures de 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 2011 et 2010 sont présentées dans le tableau ci-dessous :

En millions d'euros	31 déc. 2011				31 déc. 2010			
	Actifs		Passifs		Actifs		Passifs	
	Courant	Non courant	Courant	Non courant	Courant	Non courant	Courant	Non courant
Instruments financiers dérivés afférents aux activités de <i>portfolio management</i>	2 653	969	(2 297)	(994)	1 580	994	(1 457)	(1 037)
<i>Couverture de flux de trésorerie</i>	1 227	349	(710)	(208)	964	464	(837)	(299)
<i>Autres instruments financiers dérivés</i>	1 426	620	(1 587)	(786)	616	531	(620)	(738)
Instruments financiers dérivés afférents aux activités de <i>trading</i>	2 263	-	(2 402)	-	4 082	-	(4 055)	-
TOTAL	4 916	969	(4 699)	(994)	5 662	994	(5 512)	(1 037)

Se reporter également aux Notes 14.1.3 et 14.2.2.

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.

15.1.2.1 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. 2011				31 déc. 2010			
	Actifs		Passifs		Actifs		Passifs	
	Courant	Non courant	Courant	Non courant	Courant	Non courant	Courant	Non courant
Gaz naturel	268	101	(248)	(41)	289	144	(322)	(121)
Électricité	258	93	(220)	(85)	149	57	(143)	(73)
Charbon	22	18	(33)	(27)	69	44	(27)	(23)
Pétrole	546	52	(179)	(26)	437	139	(342)	(84)
Autres	133	85	(30)	(29)	20	79	(3)	2
TOTAL	1 227	349	(710)	(208)	964	464	(837)	(299)

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

Montants notionnels (nets) *	Total						Au-delà
En GWh	au 31 déc. 2011	2012	2013	2014	2015	2016	de 5 ans
Gaz naturel, électricité et charbon	9 651	(10 794)	20 840	(1 466)	1 071	-	-
Produits pétroliers	83 498	64 259	17 999	942	137	138	23
Autres	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL	93 149	53 465	38 838	(524)	1 209	138	23

* Position acheteuse/(position vendeuse).

Montants notionnels (nets) *	Total						Au-delà
En milliers de tonnes	au 31 déc. 2011	2012	2013	2014	2015	2016	de 5 ans
Droits d'émission de gaz à effet de serre	(975)	(1 080)	110	(5)	-	-	-
TOTAL	(975)	(1 080)	110	(5)	-	-	-

* Position acheteuse/(position vendeuse).

Au 31 décembre 2011, un gain de 430 millions d'euros est comptabilisé dans les capitaux propres (contre un gain de 238 millions d'euros en 2010). Un gain de 71 millions d'euros est reclassé de capitaux propres vers le compte de résultat en 2011 (contre une perte de 223 millions d'euros en 2010).

Les gains et pertes relatifs à la partie inefficace des couvertures sont enregistrés en compte de résultat. Au titre de 2011, un gain de 20 millions d'euros a été enregistré (contre un gain de 33 millions d'euros en 2010).

15.1.2.2 Autres instruments financiers dérivés sur matières premières

Les autres instruments financiers dérivés sur matières premières regroupent les dérivés incorporés, les contrats de vente et d'achat de matières premières qui à la date de clôture n'entrent pas dans le cadre de l'activité normale du Groupe et les instruments financiers dérivés qui ne qualifient pas de couverture selon les critères définis par IAS 39.

15.1.3 Risque de change

Le Groupe est exposé aux risques de change définis comme l'impact sur l'état de situation financière et le compte de résultat des fluctuations des taux de change dans l'exercice de ses activités opérationnelles et financières. Ceux-ci se déclinent en (i) risque transactionnel lié aux opérations courantes, (ii) risque transactionnel

spécifique lié aux projets d'investissement ou de fusion-acquisition et (iii) risque translationnel lié à la consolidation, en euro, des états financiers des filiales dont la monnaie fonctionnelle est différente de l'euro. Ce risque est concentré sur les participations aux États-Unis et actifs considérés en base « dollarisée », Brésil, Thaïlande, Norvège, Royaume-Uni et Australie.

15.1.3.1 Instruments financiers par devises

La ventilation par devises 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. 2011		31 déc. 2010	
	Avant impact des dérivés	Après impact des dérivés	Avant impact des dérivés	Après impact des dérivés
Zone Euro	61%	60%	61%	53%
Zone US Dollar	12%	16%	14%	21%
Zone Livre Sterling	8%	4%	6%	2%
Autres devises	19%	20%	19%	24%
TOTAL	100%	100%	100%	100%

ENDETTEMENT NET

	31 déc. 2011		31 déc. 2010	
	Avant impact des dérivés	Après impact des dérivés	Avant impact des dérivés	Après impact des dérivés
Zone Euro	53%	52%	57%	45%
Zone US Dollar	14%	21%	16%	26%
Zone Livre Sterling	9%	2%	6%	2%
Autres devises	24%	25%	21%	27%
TOTAL	100%	100%	100%	100%

15.1.3.2 Analyse de sensibilité au risque de change

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

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

Impact sur le résultat après impact des dérivés de change

Une variation des cours de change des devises contre euro n'a d'impact en résultat que sur les passifs libellés dans une autre devise que la devise fonctionnelle des sociétés les portant dans leur état de situation financière et dans la mesure où ces passifs n'ont pas été qualifiés de couverture d'investissements nets. In fine, l'impact d'une variation uniforme de plus ou moins de 10% des devises contre euro génèrerait un gain ou une perte de 43 millions d'euros.

Impact sur les capitaux propres

Pour les instruments financiers (dettes et dérivés) qualifiés de couverture d'investissement net, une variation uniforme défavorable

de 10% des devises contre euro a un impact en capitaux propres de 300 millions d'euros. Cette variation est compensée par un effet de sens inverse sur l'investissement net en devises couvert.

15.1.4 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 2011, le Groupe dispose d'un portefeuille de couvertures optionnelles (*caps*) le protégeant contre une hausse des taux courts euros, dollars US et livres sterling.

15.1.4.1 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. 2011		31 déc. 2010	
	Avant impact des dérivés	Après impact des dérivés	Avant impact des dérivés	Après impact des dérivés
Variable	42%	41%	41%	44%
Fixe	58%	59%	59%	56%
TOTAL	100%	100%	100%	100%

ENDETTEMENT NET

	31 déc. 2011		31 déc. 2010	
	Avant impact des dérivés	Après impact des dérivés	Avant impact des dérivés	Après impact des dérivés
Variable	15%	12%	18%	22%
Fixe	85%	88%	82%	78%
TOTAL	100%	100%	100%	100%

15.1.4.2 Analyse de sensibilité au risque de taux d'intérêt

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

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

Impact sur le résultat après impact des dérivés

Une augmentation de 1% des taux d'intérêt court terme (uniforme pour toutes les devises) sur le nominal de la dette nette à taux variable, et les jambes à taux variable des dérivés, aurait un impact sur la charge nette d'intérêt de 114 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 139 millions d'euros. La dissymétrie de l'impact est liée au faible niveau des taux court

terme (inférieurs à 1%) applicables à un certain nombre d'actifs et passifs financiers.

Une augmentation de 1% des taux d'intérêt (identique pour toutes les devises) génèrerait, en compte de résultat, un gain de 252 millions d'euros lié à la variation de juste valeur des dérivés non documentés ou qualifiés de couverture d'investissement net. Une diminution de 1% des taux d'intérêts génèrerait a contrario une perte de 368 millions d'euros. La dissymétrie de l'impact est liée au portefeuille de d'options de taux.

Impact sur les capitaux propres

Une variation uniforme de plus ou moins 1% des taux d'intérêt (identique pour toutes les devises) génèrerait, sur les capitaux propres, un gain ou une perte de 439 millions d'euros lié à la variation de juste valeur des dérivés documentés en couverture de flux de trésorerie comptabilisée au bilan.

15.1.4.3 Couvertures du risque de change ou de taux d'intérêt

Les justes valeurs et montants notionnels des instruments financiers dérivés de couverture du risque de change et de taux d'intérêt sont présentées ci après :

Dérivés de change	31 déc. 2011		31 déc. 2010	
	Juste valeur	Nominal	Juste valeur	Nominal
<i>En millions d'euros</i>				
Couverture de juste valeur	404	2 221	288	1 908
Couverture des flux de trésorerie	155	6 089	86	3 219
Couverture d'investissement net	(130)	6 918	(59)	4 659
Dérivés non qualifiés de couverture	(21)	11 196	10	13 056
TOTAL	408	26 424	325	22 842

Dérivés de taux	31 déc. 2011		31 déc. 2010	
	Juste valeur	Nominal	Juste valeur	Nominal
<i>En millions d'euros</i>				
Couverture de juste valeur	563	8 490	378	7 616
Couverture des flux de trésorerie	(694)	7 261	(282)	5 094
Dérivés non qualifiés de couverture	(636)	20 782	(35)	19 680
TOTAL	(766)	36 532	61	32 390

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

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

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

Les instruments dérivés de couverture d'investissement net sont essentiellement des *swaps* de devises.

Les instruments dérivés non qualifiés de couverture correspondent à des instruments qui ne peuvent être qualifiés de couverture comptable, bien qu'ils couvrent économiquement des engagements en devise ainsi que des emprunts. L'effet constaté sur les dérivés de change est d'ailleurs quasi-intégralement compensé par des résultats de change sur les éléments couverts.

Couverture de juste valeur

Au 31 décembre 2011, l'impact net des couvertures de juste valeur enregistré au compte de résultat est non significatif.

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 2011	Total	2012	2013	2014	2015	2016	Au-delà de 5 ans
<i>En millions d'euros</i>							
Juste valeur des dérivés par date de maturité	(539)	(30)	(156)	(108)	(76)	(52)	(117)

Au 31 décembre 2010	Total	2011	2012	2013	2014	2015	Au-delà de 5 ans
<i>En millions d'euros</i>							
Juste valeur des dérivés par date de maturité	(195)	(69)	(24)	(6)	(22)	1	(75)

Au 31 décembre 2011, les pertes et gains enregistrés en capitaux propres sur la période sont de 463 millions d'euros.

Le montant recyclé des capitaux propres et comptabilisé dans le résultat de la période est de 48 millions d'euros.

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

Couverture d'investissement net

La part inefficace comptabilisée en résultat au titre de ces couvertures d'investissement net représente une perte de 3 millions d'euros.

15.2 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).

15.2.1 Activités opérationnelles

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

Le Groupe a défini une politique qui délègue aux branches la gestion de ces risques tout en permettant toutefois au Groupe de conserver la gestion des expositions des contreparties les plus importantes.

La qualité de crédit des contreparties se mesure selon un processus de rating appliqué aux grands clients et intermédiaires dépassant un certain niveau d'engagement et selon un processus simplifié de *scoring* appliqué aux clients commerciaux ayant un niveau de consommation moindre. Ces processus sont fondés sur des méthodes formalisées et cohérentes au sein du Groupe. Le suivi des expositions consolidées est effectué par contrepartie et par segment (qualité de crédit, secteur d'activité...) selon des indicateurs de type exposition courante (risque de paiement, exposition MtM) et exposition potentielle future (Credit VaR).

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	Actifs non dépréciés échus à la date de clôture				Actifs dépréciés	Actifs non dépréciés non échus	Total
	0- 6 mois	6- 12 mois	Au-delà d'1 an	Total	Total	Total	
<i>En millions d'euros</i>							
Au 31 décembre 2011	1 324	285	512	2 121	1 464	20 547	24 132
Au 31 décembre 2010	1 235	261	403	1 900	1 640	18 052	21 592

L'antériorité des créances échues non dépréciées peut varier significativement en fonction des catégories de clients auprès desquels les sociétés du Groupe exercent leur activité, selon qu'il s'agisse d'entreprises privées, de particuliers ou de collectivités publiques. Les politiques de dépréciation retenues sont déterminées, entité par entité, selon les particularités de ces différentes catégories de clients. Le Groupe estime par ailleurs n'être exposé à aucun risque significatif en terme de concentration de crédit.

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

Risques de contreparties ⁽¹⁾ En millions d'euros	31 déc. 2011		31 déc. 2010	
	Investment Grade ⁽²⁾	Total	Investment Grade ⁽²⁾	Total ⁽⁴⁾
Exposition brute	5 079	5 885	7 752	8 128
Exposition nette ⁽³⁾	2 428	2 620	1 670	1 761
% de l'exposition crédit des contreparties « Investment Grade »	92,7%		94,8%	

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

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

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

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

15.2.2 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.

15.2.2.1 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)	Actifs non dépréciés échus à la date de clôture				Actifs dépréciés	Actifs non dépréciés non échus	Total
	0- 6 mois	6- 12 mois	Au-delà d'1 an	Total	Total	Total	
En millions d'euros							
Au 31 décembre 2011	6	10	24	40	412	4 891	5 343
Au 31 décembre 2010	9	9	12	29	433	3 745	4 208

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 - 380 millions d'euros, - 2 millions d'euros et

+ 163 millions d'euros au 31 décembre 2011 (contre - 399 millions d'euros, - 2 millions d'euros et 18 millions d'euros au 31 décembre 2010). L'évolution de ces éléments est présentée en Note 14.1.2 « Prêts et créances au coût amorti ».

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

Le Groupe est exposé au risque de contrepartie sur le placement de ses excédents et au travers de l'utilisation d'instruments financiers

dérivés. Dans le cas des instruments financiers à la juste valeur par résultat, ce risque correspond à la juste valeur positive.

Au 31 décembre 2011, le total des encours exposés au risque crédit est de 19 755 millions d'euros.

En millions d'euros	31 déc. 2011				31 déc. 2010			
	Total	Investment Grade ⁽¹⁾	Sans notation ⁽²⁾	Non Investment Grade ⁽²⁾	Total	Investment Grade ⁽¹⁾	Sans notation ⁽¹⁾	Non Investment Grade ⁽²⁾
Exposition ⁽³⁾	19 755	94%	5%	1%	14 362	90%	9%	1%

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

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

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

Par ailleurs au 31 décembre 2011, aucune contrepartie ne représentait plus de 10% des placements des excédents.

15.3 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 Fond de Roulement (BFR) viennent s'ajouter les appels de marge requis par certaines activités de marché.

Le Groupe a mis en place un comité trimestriel dont la mission est de piloter et suivre le risque de liquidité du Groupe. Il s'appuie pour ce faire sur la diversification du portefeuille de placements, les sources de financement, les projections de flux futurs en terme d'investissements et désinvestissement et des stress tests réalisés sur le portefeuille d'appels de marge.

Le Groupe centralise la quasi-totalité des besoins et des excédents de trésorerie des sociétés contrôlées, ainsi que la majorité de leurs besoins de financement externes à moyen et long termes. La centralisation est assurée *via* des véhicules de financement (long terme et court terme) ainsi que *via* des véhicules dédiés de *cash pooling* du Groupe, situés en France, en Belgique ainsi qu'au Luxembourg.

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

La succession des crises financières depuis 2008 et l'augmentation du risque de contrepartie a conduit le Groupe à renforcer sa politique d'investissement avec un objectif d'extrême liquidité et de protection du capital investi (au 31 décembre 2011, 83% de la trésorerie centralisée était investi en dépôts bancaires au jour le jour ou en OPCVM monétaires réguliers à liquidité jour), et un suivi quotidien des performances et des risques de contrepartie sur ces deux types d'investissements, permettant une réactivité immédiate.

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

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

Le Groupe diversifie ses ressources de financement en procédant le cas échéant à des émissions obligataires publiques ou privées, dans le cadre de son programme d'*Euro Medium Term Note*, et à des émissions de billets de trésorerie (*Commercial Papers*) en France, en Belgique et aux États-Unis.

Au 31 décembre 2011, les ressources bancaires représentent 38% de la dette brute (hors découverts bancaires, coût amorti et effet des dérivés), le reste étant principalement financé par le marché des capitaux (dont 28 719 millions d'euros de dettes obligataires, soit 54% de la dette brute).

Les encours d'émission de papier à court terme représentent 8% de la dette brute et s'élèvent à 4 116 millions d'euros au 31 décembre 2011. Ces programmes sont utilisés de manière conjoncturelle ou structurelle pour financer les besoins à court terme du Groupe en raison de leur coût attractif et de leur liquidité. La totalité des encours est toutefois adossée à des facilités bancaires confirmées afin que le Groupe puisse continuer à se financer dans le cas où l'accès à cette source de financement viendrait à se tarir.

La trésorerie, composée de la trésorerie et équivalents de trésorerie, des actifs financiers qualifiant et désignés à la juste valeur par résultat, nets des découverts bancaires, s'élève à 15 937 millions d'euros au 31 décembre 2011.

Le Groupe dispose également de facilités de crédit confirmées compatibles avec sa taille et les échéances auxquelles il doit faire face. Le montant de ces facilités de crédit confirmées représente 17 191 millions d'euros au 31 décembre 2011, dont 15 149 millions d'euros de lignes disponibles et non tirées. 89% des lignes de crédit totales et 77% 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.

15.3.1 Flux contractuels non actualisés relatifs aux activités financières

Au 31 décembre 2011, les flux contractuels non actualisés sur l'endettement net hors coût amorti et effets des instruments financiers dérivés par date de maturité sont les suivants :

Au 31 décembre 2011 <i>En millions d'euros</i>	Total	2012	2013	2014	2015	2016	Au-delà de 5 ans
Emprunts obligataires	28 719	2 522	1 314	3 138	2 872	1 636	17 236
Billets de trésorerie	4 116	4 116	-	-	-	-	-
Tirages sur facilités de crédit	2 043	506	67	421	60	417	573
Emprunts sur location financement	1 389	139	164	132	97	96	761
Autres emprunts bancaires	15 413	2 935	1 724	2 097	1 000	904	6 754
Autres emprunts	1 578	636	91	102	76	53	620
Découverts bancaires et comptes courants de trésorerie	1 310	1 310	-	-	-	-	-
Encours des dettes financières	54 568	12 163	3 362	5 890	4 104	3 105	25 943
Actifs financiers liés au financement	(331)	(20)	(193)	(11)	(32)	(11)	(63)
Actifs financiers qualifiant et désignés à la juste valeur par résultat	(2 572)	(2 572)	-	-	-	-	-
Trésorerie et équivalents de trésorerie	(14 675)	(14 675)	-	-	-	-	-
ENDETTEMENT NET HORS COÛT AMORTI EFFETS DES INSTRUMENTS FINANCIERS DÉRIVÉS ET CASH COLLATÉRAL	36 990	(5 104)	3 168	5 879	4 072	3 094	25 880

Au 31 décembre 2010 <i>En millions d'euros</i>	Total	2011	2012	2013	2014	2015	Au-delà de 5 ans
ENCOURS DES DETTES FINANCIÈRES	45 722	8 210	4 555	2 922	5 516	3 564	20 956
Actifs financiers liés au financement, actifs financiers qualifiant et désignés à la juste valeur par résultat et Trésorerie et équivalents de trésorerie	(13 192)	(12 871)	(12)	(185)	(11)	(32)	(81)
ENDETTEMENT NET HORS COÛT AMORTI ET EFFETS DES INSTRUMENTS FINANCIERS DÉRIVÉS ET CASH COLLATÉRAL	32 530	(4 661)	4 543	2 736	5 505	3 532	20 874

Au 31 décembre 2011, les flux contractuels d'intérêts non actualisés sur l'encours des dettes financières par date de maturité sont les suivants :

Au 31 décembre 2011 <i>En millions d'euros</i>	Total	2012	2013	2014	2015	2016	Au-delà de 5 ans
Flux contractuels d'intérêts non actualisés sur l'encours des dettes financières	20 882	2 277	1 959	1 827	1 628	1 476	11 716

Au 31 décembre 2010 <i>En millions d'euros</i>	Total	2011	2012	2013	2014	2015	Au-delà de 5 ans
Flux contractuels d'intérêts non actualisés sur l'encours des dettes financières	17 769	1 801	1 902	1 711	1 570	1 370	9 414

Au 31 décembre 2011, 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 2011 <i>En millions d'euros</i>	Total	2012	2013	2014	2015	2016	Au-delà de 5 ans
Dérivés (hors matières premières)	(795)	203	254	(801)	47	(58)	(440)

Au 31 décembre 2010 <i>En millions d'euros</i>	Total	2011	2012	2013	2014	2015	Au-delà de 5 ans
Dérivés (hors matières premières)	214	533	(118)	32	(69)	-	(166)

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 2011 <i>En millions d'euros</i>	Total	2012	2013	2014	2015	2016	Au-delà de 5 ans
Programme de facilités de crédit confirmées non utilisées	15 149	1 199	1 060	2 452	4 470	5 689	279

Au 31 décembre 2010 <i>En millions d'euros</i>	Total	2011	2012	2013	2014	2015	Au-delà de 5 ans
Programme de facilités de crédit confirmées non utilisées	14 588	1 528	5 307	653	1 324	5 193	583

Parmi ces programmes disponibles, 4 116 millions d'euros sont affectés à la couverture des billets de trésorerie émis.

Les lignes de crédit confirmées non utilisées comprennent notamment un crédit syndiqué multi-devises de 4 milliards d'euros (échéance 2015) signé en juin 2010 et visant à refinancer par anticipation les

lignes de crédit venant à échéance en 2012. Ces lignes ne sont pas subordonnées au respect de ratios ou de notes de crédit.

Au 31 décembre 2011, aucune contrepartie ne représentait plus de 5% des programmes de lignes de crédit confirmées non tirées.

15.3.2 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	2012	2013	2014	2015	2016	Au-delà de 5 ans
Instruments financiers dérivés passifs							
<i>afférents aux activités de portfolio management</i>	(3 357)	(2 334)	(524)	(216)	(98)	(92)	(93)
<i>afférents aux activités de trading</i>	(2 390)	(2 390)					
Instruments financiers dérivés actifs							
<i>afférents aux activités de portfolio management</i>	3 658	2 668	671	189	55	33	43
<i>afférents aux activités de trading</i>	2 255	2 255					
TOTAL AU 31 DÉCEMBRE 2011	166	199	146	(27)	(43)	(59)	(50)

Risque de liquidité En millions d'euros	Total	2011	2012	2013	2014	2015	Au-delà de 5 ans
Instruments financiers dérivés passifs							
<i>afférents aux activités de portfolio management</i>	(2 495)	(1 647)	(622)	(116)	(35)	(23)	(52)
<i>afférents aux activités de trading</i>	(4 062)	(4 062)					
Instruments financiers dérivés actifs							
<i>afférents aux activités de portfolio management</i>	2 599	1 624	651	228	32	20	44
<i>afférents aux activités de trading</i>	4 098	4 098					
TOTAL AU 31 DÉCEMBRE 2010	140	14	29	113	(3)	(4)	(9)

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.

15.4 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 France et Énergie Europe & International (exprimés en TWh).

En TWh	Total au 31 déc. 2011	2012	2013-2016	Au-delà de 5 ans	Total au 31 déc. 2010
Achats fermes	(10 005)	(983)	(3 059)	(5 963)	(11 013)
Ventes fermes	2 099	487	686	926	2 115

15.5 Risque sur actions

Au 31 décembre 2011, les titres disponibles à la vente détenus par le Groupe s'élèvent à 1 243 millions d'euros (cf. Note 14.1.1).

Une variation à la baisse de 10% des cours de bourse des titres cotés générerait une perte avant impôts d'environ 124 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 16 ÉLÉMENTS SUR CAPITAUX PROPRES

16.1 Éléments sur capital social

	Nombre d'actions			Valeur (en millions d'euros)		
	Total	Propres	En circulation	Capital social	Primes	Actions propres
AU 31 DÉCEMBRE 2009	2 260 976 267	(45 114 853)	2 215 861 414	2 261	30 590	(1 644)
Émission	26 217 490		26 217 490	26	471	
Annulation d'actions propres	(36 898 000)	36 898 000	0	(37)	(1 378)	1 415
Achats et ventes d'actions propres		(17 637 311)	(17 637 311)			(436)
AU 31 DÉCEMBRE 2010	2 250 295 757	(25 854 164)	2 224 441 593	2 250	29 683	(665)
Émission	2 340 451		2 340 451	2	33	
Achats et ventes d'actions propres		(13 029 330)	(13 029 330)			(264)
AU 31 DÉCEMBRE 2011	2 252 636 208	(38 883 494)	2 213 752 714	2 253	29 715	(930)

Les variations du nombre d'actions durant l'exercice 2011 résultent :

- des levées d'options de souscriptions d'actions à hauteur de 2,3 millions d'actions (cf. Note 23.1.2) ;
- des acquisitions nettes d'actions réalisées dans le cadre du programme de rachat d'actions du Groupe (cf. Note 16.3) dont 6,7 millions au titre du contrat de liquidité et 6,3 millions d'actions au titre de la mise en œuvre de plans d'options d'achat d'actions ou d'attributions gratuites d'actions.

Les variations du nombre d'actions durant l'exercice 2010 résultent :

- des augmentations de capital réservées aux salariés au sein d'un plan mondial d'actionnariat salarié dénommé « LINK 2010 » (cf. Note 23.2). Au total, 24,2 millions d'actions ont été souscrites, et 0,5 million d'actions ont été attribuées gratuitement, portant le montant de l'augmentation de capital du 24 août 2010 à 478 millions d'euros (hors frais d'émission) ;
- des levées d'options de souscription d'actions pour 1,5 million d'actions ;
- de l'annulation, décidée par le Conseil d'Administration du 9 août 2010, de l'intégralité des 36 898 000 actions propres détenues à cette fin au 31 décembre 2009.

16.2 Capital potentiel et instruments donnant accès à de nouvelles actions de GDF SUEZ SA

Les instruments donnant accès à de nouvelles actions de GDF SUEZ SA sont uniquement constitués des options de souscription d'actions attribuées par le Groupe à ses salariés et ses mandataires sociaux. Les plans d'options de souscriptions d'actions en vigueur au 31 décembre 2011 sont décrits dans la Note 23.1.1 « Historique des plans de stock d'options en vigueur ». Le nombre maximal d'actions nouvelles pouvant être créées en cas d'exercice de ces options s'élève à 22,6 millions au 31 décembre 2011.

Les attributions effectuées dans le cadre de plans d'actions gratuites et plans d'actions de performance décrites dans la Note 23.3 « Actions gratuites et actions de performance » seront couvertes par des actions existantes de GDF SUEZ SA.

16.3 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 2 mai 2011. 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 12 milliards d'euros tandis que le prix acquitté devra être inférieur à 55 euros par action.

Au 31 décembre 2011, le Groupe détient 38,9 millions d'actions propres dont 32,2 millions en couverture des engagements du Groupe en matière d'attribution d'actions aux salariés et mandataires sociaux et 6,7 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 300 millions d'euros. Le nombre de titres pouvant être achetés dans le cadre de ce contrat ne pourra excéder 22 500 000.

16.5 Dividendes

Le tableau ci-après présente les dividendes et acomptes sur dividendes versés par GDF SUEZ SA au cours des exercices 2009, 2010 et 2011.

	Montant réparti <i>(en millions d'euros)</i>	Dividende net par action <i>(en euros)</i> <i>(Dividendes versés en numéraire)</i>
Au titre de l'exercice 2009		
Solde du dividende au titre de 2009 (payé le 10 mai 2010)	1 484	0,67
Au titre de l'exercice 2010		
Acompte (payé le 15 novembre 2010)	1 846	0,83
Solde du dividende au titre de 2010 (payé le 9 mai 2011)	1 490	0,67
Au titre de l'exercice 2011		
Acompte (payé le 15 novembre 2011)	1 838	0,83

Dividendes proposés au titre de l'exercice 2011

Il sera proposé à l'Assemblée Générale du Groupe GDF SUEZ statuant sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2011 de verser un dividende unitaire de 1,50 euro par action soit un montant total de 3 321 millions d'euros sur la base du nombre d'actions en circulation au 31 décembre 2011. Un acompte de 0,83 euro par action sur ce dividende a été versé le 15 novembre 2011 soit 1 838 millions d'euros.

16.4 Autres informations sur les primes et réserves consolidées

Les primes et réserves consolidées (y compris le résultat de l'exercice) (60 920 millions d'euros au 31 décembre 2011) intègrent la réserve légale de la Société GDF SUEZ SA pour 226 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 - 1 423 millions au 31 décembre 2011 (- 829 millions d'euros au 31 décembre 2010) ainsi que les impôts différés liés à ces pertes et gains actuariels soit 449 millions au 31 décembre 2011 (236 millions au 31 décembre 2010).

Les primes et réserves distribuables de la Société GDF SUEZ SA s'élèvent à 43 602 millions d'euros au 31 décembre 2011 (contre 44 509 millions d'euros au 31 décembre 2010).

Sous réserve d'approbation par l'Assemblée Générale, ce dividende, net de l'acompte versé, sera mis en paiement le 30 avril 2012, et n'est pas reconnu en tant que passif dans les comptes au 31 décembre 2011, les états financiers à fin 2011 étant présentés avant affectation.

16.6 Total gains et pertes reconnus en capitaux propres (part du Groupe)

En millions d'euros	31 déc. 2011	Variation	31 déc. 2010	Variation	31 dec. 2009
Actifs financiers disponibles à la vente	185	(462)	646	(119)	765
Couverture d'investissement net	(27)	(58)	31	(63)	95
Couverture de flux de trésorerie (hors matières premières)	(283)	(86)	(196)	11	(207)
Couverture de flux de trésorerie (sur matières premières)	677	334	342	445	(103)
Impôts différés sur éléments ci-dessus	(153)	(103)	(50)	(144)	95
Quote-part des entreprises associées sur éléments recyclables, nette d'impôt	(159)	(185)	27	48	(22)
Ecart de conversion	447	(75)	522	877	(355)
TOTAL ÉLÉMENTS RECYCLABLES	687	(636)	1 323	1 054	268
Pertes et gains actuariels	(1 393)	(644)	(748)	(479)	(269)
Impôts différés sur pertes et gains actuariels	447	213	235	149	86
Quote-part des entreprises associées sur éléments non recyclables sur pertes et gains actuariels, nette d'impôt	(29)	46	(75)	(14)	(61)
TOTAL ÉLÉMENTS NON RECYCLABLES	(974)	(385)	(588)	(344)	(244)
TOTAL	(287)	(1 021)	734	710	24

La colonne « Variation » comprend essentiellement les gains et les pertes réalisés sur l'exercice (cf. Etat du Résultat Global), ainsi que les effets générés par les variations de périmètre.

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.

Le montant des écarts de conversion recyclés en compte de résultat sur la période s'établit à 8 millions d'euros au titre de la cession de GDF SUEZ LNG Liquefaction, et à 20 millions d'euros au titre de la cession de la participation dans EFOG.

16.7 Participations ne donnant pas le contrôle

En 2011, le Groupe a pris le contrôle du Groupe International Power plc dont il détient désormais 69,78%. Les participations ne donnant pas le contrôle résultant de cette opération à la date d'acquisition s'élèvent à 6 303 millions d'euros.

Par ailleurs, China Investment Corporation (« CIC ») a pris une participation minoritaire de 30 % dans les activités exploration-production du Groupe (« GDF SUEZ E&P »). Cette opération s'est traduite par la comptabilisation de 1 341 millions d'euros en « participations ne donnant pas le contrôle » à la date de cession.

Enfin, le consortium public composé de CNP Assurances, CDC Infrastructure et de la Caisse des Dépôts a pris une participation minoritaire de 25% dans la société GRTgaz. La « participation ne donnant pas le contrôle » au consortium à la date d'opération s'élève à 923 millions d'euros.

Ces opérations sont décrites dans la Note 2 « Principales variations de périmètre ».

En 2010, SUEZ Environnement Company a réalisé une émission de 750 millions d'euros (impact avant frais d'émission) de titres super-subordonnés à durée indéterminée dits hybrides. Ces titres sont subordonnés à tout créateur senior et portent un coupon initial fixe de 4,82% les cinq premières années.

S'agissant d'un instrument de capitaux propres, le produit de cette émission, diminué des frais d'émission nets d'impôt, a été comptabilisé en tant que « participation ne donnant pas le contrôle » dans les capitaux propres.

16.8 Gestion du capital

GDF SUEZ cherche à optimiser de manière continue sa structure financière par un équilibre optimal entre son endettement financier net (se reporter à la Note 14.3) et ses capitaux propres totaux tels que figurant dans l'état de situation financière. 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, de maintenir une bonne notation tout en assurant la flexibilité financière désirée afin de saisir les opportunités de croissance externe créatrices de valeur. 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 16.3 « Actions propres »), émettre de nouvelles actions, lancer des plans de paiement fondés sur actions 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 Moody's et S&P. 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 et impôts payés et, au dénominateur, l'endettement financier net ajusté. Les ajustements sur l'endettement financier net portent principalement sur la prise

en compte des provisions nucléaires, des provisions pour pensions non couvertes ainsi que des engagements de locations simples.

Les objectifs, politiques et procédures de gestion sont demeurés identiques depuis plusieurs exercices.

En dehors des exigences légales, GDF SUEZ SA n'est sujet à aucune exigence externe en termes de capitaux propres minimums.

NOTE 17 PROVISIONS

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2010	Dotations	Reprises pour utilisation	Reprises pour excédent	Variation de périmètre	Effet de la désactualisation	Écarts de change	Autres	31 déc. 2011
Avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages long terme	4 362	260	(385)	(2)	188	210	5	570	5 209
Gestion de l'aval du cycle du combustible nucléaire	3 936	106	(20)	0	0	196	0	0	4 218
Démantèlement des installations *	2 840	2	(8)	(2)	0	140	(8)	(23)	2 941
Reconstitution de sites	1 362	45	(64)	(7)	33	49	9	108	1 536
Autres risques	1 969	772	(539)	(144)	267	8	4	(58)	2 279
TOTAL PROVISIONS	14 469	1 184	(1 016)	(155)	488	604	11	596	16 183

* Dont 2 532 millions d'euros au 31 décembre 2011 de provisions pour démantèlement des installations nucléaires, contre 2 413 millions d'euros au 31 décembre 2010.

Les variations de périmètre correspondent essentiellement aux effets liés à l'acquisition d'International Power (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 2011 sur les avantages postérieurs à l'emploi,

qui sont comptabilisés en « autres éléments du résultat global », et de l'augmentation des provisions pour reconstitution de sites dans l'activité exploration-production dont la contrepartie est comptabilisée en immobilisations corporelles.

Les flux de dotations, reprises et désactualisation présentés ci-dessus, sont ventilés de la façon suivante dans le compte de résultat :

<i>En millions d'euros</i>	Dotations nettes
Résultat des activités opérationnelles	2
Autres produits et charges financiers	604
Impôts	12
TOTAL	617

L'analyse par nature des provisions et les principes applicables à leurs modalités de calcul sont exposés ci-dessous.

17.1 Avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages long terme

Se reporter à la Note 18.

17.2 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.

17.2.1 Cadre légal

La loi belge du 11 avril 2003, modifiée par la loi du 25 avril 2007, attribuée à Synatom, filiale du Groupe, la gestion des provisions pour le démantèlement des centrales nucléaires et pour la gestion des matières fissiles irradiées dans ces centrales. Cette loi a organisé l'établissement d'une Commission des provisions nucléaires dont la mission est de contrôler le processus de constitution et la gestion de ces provisions. Cette Commission émet également des avis sur la révision du pourcentage maximal des fonds que Synatom peut prêter aux exploitants nucléaires ainsi que sur les catégories d'actifs dans lesquels Synatom peut investir la part des fonds qu'elle ne peut prêter aux exploitants nucléaires.

Pour permettre à la Commission des provisions nucléaires de remplir ses missions, conformément à la loi dont il est question ci-avant, Synatom est tenue de lui transmettre, tous les trois ans, un dossier décrivant les caractéristiques de base de la constitution de ces provisions.

Un dossier de réévaluation trisannuelle des provisions nucléaires a été transmis le 22 septembre 2010 par Synatom à la Commission des provisions nucléaires. Les éléments de base que sont notamment la méthodologie d'estimation, les paramètres financiers et les scénarii de gestion retenus sont demeurés inchangés par rapport au dossier précédent. Les modifications prises en compte ont visé à intégrer les données économiques et les analyses techniques détaillées les plus récentes (tarifs, inventaires physiques et radiologiques, ...).

Dans le cadre de son analyse du dossier de 2010, la Commission des provisions nucléaires a demandé de soumettre, dans l'année 2011, deux études complémentaires que le Groupe a transmises le 22 novembre 2011. La Commission des provisions nucléaires a accepté l'argumentation ainsi que les précisions apportées par Synatom.

L'acceptation de la Commission des provisions nucléaires conduit à une révision à la baisse de l'évaluation du coût actualisé des engagements pour la gestion des matières fissiles irradiées. Cependant, dans le contexte des évolutions les plus récentes du paysage nucléaire et plus spécifiquement des contraintes supplémentaires évoquées en matière de facilité de stockage de combustible dans le cadre des tests de résistance, le montant total de la provision a été, à ce stade, maintenu inchangé (hors évolution récurrente liée aux dotations pour désactualisation et combustible utilisé au cours de l'année). Compte tenu de ces éléments, l'ajustement serait, par ailleurs, non significatif au 31 décembre 2011.

Les provisions constituées intègrent dans leurs hypothèses l'ensemble des obligations réglementaires environnementales existantes ou dont la mise en place est prévue au niveau européen, national ou régional. Si une législation complémentaire devait être introduite dans le futur, les coûts estimés servant de base aux calculs seraient susceptibles de varier. Le Groupe n'a toutefois pas connaissance d'évolutions complémentaires dans la réglementation sur la constitution de ces provisions qui pourraient affecter de manière significative les montants provisionnés.

Les provisions ont été établies au 31 décembre 2011 compte tenu du cadre contractuel et légal actuel qui fixe la durée d'exploitation des unités nucléaires à 40 ans, inchangé par rapport à la clôture de l'exercice précédent.

Un accord a été conclu fin 2009 avec le gouvernement belge qui prévoit, notamment, que ce dernier prendra les dispositions juridiques appropriées afin d'assurer l'extension de la durée d'exploitation, de 40 à 50 ans, de trois unités nucléaires.

Le nouveau gouvernement belge, constitué fin 2011, a cependant « confirmé », dans sa déclaration gouvernementale ainsi que dans sa note de politique générale soumise à la Chambre des Représentants de Belgique le 5 janvier 2012, sa volonté de ne pas revoir la législation en vigueur afin de permettre une extension de 10 ans de la durée de vie opérationnelle des centrales nucléaires Doel 1, Doel 2 et Tihange 1 (passant de 40 à 50 ans). Le Secrétaire d'Etat à l'Energie élaborera pour la mi-2012 un plan d'équipement en nouvelles capacités de production d'énergie diversifiées permettant d'assurer de façon crédible l'approvisionnement électrique du pays à court, moyen et long terme. En fonction de l'agenda précis et détaillé de mise sur le réseau de ces nouvelles capacités, les dates définitives de fermeture des centrales nucléaires seront précisées.

Une extension de la durée d'exploitation des trois unités nucléaires concernées par l'accord de 2009 avec le gouvernement précédent ne devrait pas avoir d'impact significatif sur le montant des provisions pour le démantèlement. Le report du calendrier des opérations sur ces unités induit une articulation moins optimale des tâches par rapport au démantèlement de l'ensemble des unités du parc, dont l'effet est toutefois compensé par un échéancier plus tardif des décaissements. La contrepartie d'une révision de ces provisions consiste, sous certaines conditions, en un ajustement des actifs correspondants à due concurrence.

La provision pour la gestion de l'aval du cycle du combustible nucléaire ne devrait pas non plus faire l'objet d'un ajustement significatif suite à l'extension de la durée d'exploitation des trois plus anciennes unités dans la mesure où le coût unitaire moyen de retraitement du combustible nucléaire irradié, pour l'ensemble des quantités utilisées jusqu'à la fin de la période d'exploitation des centrales, n'en ressort pas substantiellement modifié.

17.2.2 Provisions pour la gestion de l'aval du cycle du combustible nucléaire

Après son déchargement d'un réacteur, le combustible nucléaire irradié doit faire l'objet d'un traitement. Deux scénarii peuvent être considérés pour la gestion du combustible irradié : soit une gestion basée essentiellement sur le retraitement, soit une gestion basée essentiellement sur le conditionnement, sans retraitement. Le gouvernement belge n'a, à ce jour, pas encore arrêté sa décision quant au scénario qui devra être suivi en Belgique.

Le scénario retenu par la Commission des provisions nucléaires est celui du retraitement du combustible nucléaire irradié. Dans ce contexte, le Groupe constitue des provisions qui couvrent l'ensemble des coûts liés à ce scénario de retraitement : stockage sur site, transport, retraitement par un centre approuvé, entreposage et évacuation des résidus après retraitement.

Les provisions pour aval du cycle sont déterminées sur la base des principes et paramètres suivants :

- Le scénario de calcul retenu est un scénario de retraitement, dont les opérations devraient débuter en 2016, dans lequel le combustible déchargé sera retraité et les produits issus de ce retraitement seront évacués, à terme, en dépôt géologique profond. L'hypothèse retenue est la fabrication, à partir du plutonium issu du retraitement, d'assemblages de combustible MOX, utilisés dans les centrales nucléaires belges jusqu'à la fin de leur exploitation et cédés à des tiers pour la période ultérieure ;
- les décaissements devraient s'étaler jusqu'en 2060. À ce moment, les résidus et la provision requise pour couvrir le coût des opérations d'entreposage et d'évacuation profonde seront transférés à l'ONDRAF (Organisme National des Déchets Radioactifs et des Matières Fissiles enrichies). Sur base du scénario retenu, les derniers résidus seraient enfouis vers 2080 ;
- l'engagement à terme est évalué sur base de coûts internes estimés et de coûts externes évalués sur base d'offres reçues de tiers ou de propositions de tarifs émanant d'organismes indépendants ;
- le taux d'actualisation de 5% (taux réel de 3% et taux d'inflation de 2%) est basé sur une analyse de l'évolution et de la moyenne, historiques et prospectives, des taux de référence à long terme ;
- le calcul des dotations à la provision est effectué sur la base d'un coût unitaire moyen pour l'ensemble des quantités utilisées jusqu'à la fin de la période d'exploitation des centrales ;
- une dotation annuelle, correspondant à l'effet de désactualisation de la provision, est également comptabilisée.

Les coûts effectivement supportés dans le futur pourraient différer de ceux estimés compte tenu de leur nature et de leur échéance. Le montant de ces provisions pourrait également être ajusté dans le futur en fonction de l'évolution des paramètres présentés ci-dessus. Ces paramètres sont cependant établis sur base des informations et estimations que le Groupe estime les plus adéquats à ce jour, et approuvés par la Commission des provisions nucléaires.

17.2.3 Provisions pour le démantèlement des sites de production nucléaire

Au terme de leur durée d'exploitation, les centrales nucléaires doivent être démantelées. Les provisions constituées dans les comptes du Groupe sont destinées à couvrir tous les coûts relatifs tant à la phase de mise à l'arrêt définitif, qui concerne les opérations de déchargement et d'évacuation du combustible irradié de la centrale, qu'à la période de démantèlement proprement dite qui conduit au déclassement et à l'assainissement du site.

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

- le montant à décaisser à terme est déterminé en fonction des coûts estimés par centrale nucléaire, sur base d'une étude

réalisée par un bureau d'experts indépendants et en retenant comme hypothèse la réalisation d'un démantèlement en série des centrales ;

- un taux d'inflation de 2% est appliqué jusqu'à la fin du démantèlement pour la détermination de la valeur future de l'engagement ;
- un taux d'actualisation de 5% (y compris 2% d'inflation) est appliqué pour la détermination de la valeur actuelle de l'engagement (NPV). Il est identique à celui retenu pour la provision pour la gestion de l'aval du cycle du combustible nucléaire ;
- les travaux de démantèlement sont réputés débuter 3 à 4 ans après la mise à l'arrêt définitif des unités concernées, dans le cadre actuel d'une durée d'utilité de 40 ans après la mise en service ;
- les décaissements sont étalés sur une durée d'environ 9 à 13 ans après la date de début des travaux de démantèlement ;
- la valeur actuelle de l'engagement au moment de la mise en service constitue le montant initial de la provision avec, en contrepartie, un actif d'un montant identique repris dans les immobilisations corporelles concernées. Cet actif est amorti sur une période de 40 ans depuis la date de mise en service industrielle ;
- une dotation annuelle à la provision, correspondant à la charge d'intérêt sur la provision existante à la fin de l'année précédente, est calculée au taux retenu pour l'actualisation.

Les unités nucléaires sur lesquelles le Groupe détient un droit de capacité font également l'objet d'une provision à concurrence de la quote-part dans les coûts attendus de démantèlement qu'il doit supporter.

17.2.4 Sensibilité

Sur base des paramètres actuellement applicables en matière de coûts estimés et du calendrier des décaissements, une variation du taux d'actualisation de 50 points de base est susceptible d'entraîner une modification du solde des provisions pour démantèlement et traitement de l'aval du cycle du combustible nucléaire de l'ordre de 10%, à la hausse en cas de diminution du taux et à la baisse en cas d'augmentation du taux.

Une variation, à la hausse ou à la baisse, de 5% des coûts de démantèlement ou de gestion de l'aval du cycle du combustible serait susceptible d'induire une évolution des provisions dans une proportion globalement similaire.

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.

17.3 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.

En 2010, sur la base des nouvelles 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, le Groupe a été conduit à revoir l'échéance des provisions pour démantèlement des infrastructures gaz en France et à reprendre ces provisions dont la valeur actuelle est devenue quasi nulle (voir Note 5.5 « Autres éléments non récurrents »).

17.4 Reconstitution de sites

17.4.1 Activité Déchets

La Directive européenne de juin 1998 sur les centres de stockage de déchets a instauré des obligations en termes de fermeture et de suivi long terme de ces centres. Ces obligations imposées au titulaire de l'arrêté d'exploitation (ou à défaut au propriétaire du terrain en cas de défaillance de l'exploitant) fixent des règles et conditions à observer en matière de conception et de dimensionnement des centres de stockage, de collecte et traitement des effluents liquides (lixiviats) et gazeux (biogaz) et instaurent un suivi trentenaire de ces sites.

Ces provisions de deux natures (réaménagement et suivi long terme) sont calculées site par site et sont constituées pendant la durée d'exploitation du site au prorata de la consommation du vide de fouille (rattachement des charges et des produits). Ces coûts qui devront être engagés lors de la fermeture du site ou pendant la période de suivi long terme (30 ans au sein de l'Union européenne après la fermeture du site) font l'objet d'une actualisation. Un actif est constaté en contrepartie de la provision. Il est amorti au rythme de la consommation du vide de fouille ou du besoin de couverture, c'est-à-dire dans l'exercice.

Le calcul de la provision pour réaménagement (lors de la fermeture du centre de stockage) dépend du type de couverture choisie : semi-perméable, semi-perméable avec drain, ou imperméable. Ce choix a une forte incidence sur le niveau de production future de lixiviat et par conséquent sur les coûts futurs de traitement de ces effluents. Le calcul de cette provision nécessite une évaluation du coût de réaménagement de la surface restant à couvrir. La provision comptabilisée dans l'état de situation financière en fin de période doit permettre le réaménagement de la partie non encore traitée (différence entre le taux de remplissage et le pourcentage de la surface du site déjà réaménagée). Chaque année, la provision est réévaluée sur la base des travaux réalisés et de ceux à réaliser.

Le calcul de la provision pour suivi long terme dépend d'une part des coûts liés à la production de lixiviat et de biogaz, et d'autre part de la valorisation du biogaz. Cette valorisation du biogaz est une source de revenu et vient en réduction des dépenses de suivi long terme. Les principaux postes de dépenses de suivi long terme sont :

- la construction d'infrastructures (unité de valorisation de biogaz, installation de traitement des lixiviat) et les travaux de démolition des installations utilisées pendant la période d'exploitation ;
- l'entretien et la réparation de la couverture et des infrastructures (collecte des eaux de surface) ;
- le contrôle et le suivi des eaux de surface, des eaux souterraines et des lixiviat ;
- le remplacement et la réparation des points de contrôle (piézomètres) ;
- les coûts de traitement des lixiviat ;
- les dépenses liées à la collecte et au traitement du biogaz (mais en tenant compte des revenus générés par sa valorisation).

La provision pour suivi long terme devant figurer dans l'état de situation financière de fin de période est fonction du taux de remplissage du centre de stockage à la clôture de la période, des dépenses totales estimées par année et par poste (sur la base de coûts standards ou spécifiques), de la date prévisionnelle de fermeture du site et du taux d'actualisation utilisé pour chaque site (selon sa durée de vie résiduelle).

17.4.2 Activité exploration-production

Une provision est constituée au titre des obligations de reconstitution des sites d'exploration – production.

La provision représente la valeur actuelle des coûts prévisionnels de reconstitution des sites d'exploration-production jusqu'à la fin des activités opérationnelles. Cette provision est établie sur la base d'hypothèses internes du Groupe concernant l'estimation des coûts de reconstitution et le calendrier de réalisation de ces travaux. Ainsi, le planning de reconstitution de sites sur lequel est basé le calcul de la provision est susceptible de varier en fonction du moment où la production sera jugée comme n'étant plus économiquement viable, ce dernier paramètre étant étroitement lié aux évolutions des prix futurs du gaz et du pétrole.

La provision est comptabilisée en contrepartie d'une immobilisation corporelle.

17.5 Autres risques

Ce poste comprend, outre des risques divers liés au personnel, à l'environnement et à divers risques sur affaires, des montants destinés à couvrir des litiges, réclamations et risques fiscaux, qui sont plus amplement détaillés en Note 26 « Litiges et concurrence ».

NOTE 18 AVANTAGES POSTÉRIEURS À L'EMPLOI ET AUTRES AVANTAGES LONG TERME

18.1 Description des principaux régimes de retraite

Les principaux régimes de retraite du Groupe sont commentés ci-dessous.

18.1.1 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 (« CNIÉG »). La CNIÉG est un organisme de sécurité sociale de droit privé, doté de la personnalité morale et placé sous la tutelle conjointe des ministres chargés de la Sécurité sociale, du Budget et de l'Énergie.

Les personnels salariés et retraités des IEG sont, depuis le 1^{er} janvier 2005, affiliés de plein droit à cette caisse. Les principales sociétés du Groupe concernées par ce régime sont GDF SUEZ SA, GrDF, GRTgaz, Elengy, Storengy, GDF SUEZ Thermique France, CPCU, TIRU, GEG, Compagnie Nationale du Rhône (CNR) et la SHEM.

Suite à la réforme du financement du régime spécial des IEG introduite par la loi n° 2004-803 du 9 août 2004 et ses décrets d'application, les droits spécifiques (prestations du régime non couvertes par les régimes de droit commun) relatifs aux périodes validées au 31 décembre 2004 (« droits spécifiques passés ») ont été répartis entre les différentes entreprises des IEG. Le financement des droits spécifiques passés (droits au 31 décembre 2004) afférents aux activités régulées de transport et de distribution (« droits spécifiques passés régulés ») est assuré par le prélèvement de la Contribution Tarifaire d'Acheminement sur les prestations de transport et de distribution de gaz et d'électricité, et n'incombe donc plus au Groupe GDF SUEZ. Les droits spécifiques passés (droits au 31 décembre 2004) des activités non régulées sont financés par les entreprises des IEG dans les proportions définies par le décret n° 2005-322 du 5 avril 2005. Les droits spécifiques du régime constitués depuis le 1^{er} janvier 2005 sont intégralement financés par les entreprises des IEG proportionnellement à leur poids respectif en terme de masse salariale au sein de la branche des IEG.

S'agissant d'un régime à prestation définie, le Groupe constitue une provision pour retraite au titre des droits spécifiques des agents des activités non régulées et des droits spécifiques acquis par les agents des activités régulées à compter du 1^{er} janvier 2005. Cette provision englobe également les engagements au titre des départs anticipés par rapport à l'âge légal de départ à la retraite.

Suite à la loi de réforme des retraites en France publiée au journal officiel le 10 novembre 2010, l'âge de départ légal à la retraite pour le régime spécial des IEG sera progressivement retardé de 2 ans à compter du 1^{er} janvier 2017 à raison de 4 mois pour atteindre 62 ans au 1^{er} janvier 2022 pour les salariés sédentaires ayant 15 ans de service actif. La durée de cotisation pour une pension complète a été allongée à 41,5 ans pour le régime spécial des IEG au 1^{er} janvier 2020.

Les évaluations des engagements de retraites et des autres « engagements mutualisés » sont effectuées par la CNIÉG.

Au 31 décembre 2011, la dette actuarielle « retraite » relative au régime spécial des IEG s'élève à 2,3 milliards d'euros contre 2,1 milliards d'euros au 31 décembre 2010.

18.1.2 Convention de l'électricité et du gaz en Belgique

En Belgique, des conventions collectives régissent les droits du personnel des sociétés du secteur de l'électricité et du gaz, soit principalement Electrabel, Electrabel Customer Solutions (ECS), Laborelec et partiellement GDF SUEZ Belgium.

Ces conventions, applicables au personnel « barémisé » engagé avant le 1^{er} juin 2002 et au personnel cadre engagé avant le 1^{er} mai 1999, prévoient des avantages permettant au personnel d'atteindre, pour une carrière complète et y compris la pension légale, un complément de pension de retraite égal à 75% du dernier revenu annuel. Ces compléments sont partiellement réversibles aux ayants droit. Il s'agit de régimes à prestations définies. En pratique, ces prestations sont, pour la plupart des participants, liquidées sous forme de capital. La plupart des obligations résultant de ces plans de pension sont financées auprès de plusieurs fonds de pension établis pour le secteur de l'électricité et du gaz et de compagnies d'assurances. Les plans de pension 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 12% du total des engagements de retraite et autres au 31 décembre 2011.

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 2011.

La charge comptabilisée en 2011 au titre de ces régimes à cotisation définies s'élève à 16 millions d'euros.

18.1.3 Régimes multi-employeurs

Certaines entités du Groupe voient leur personnel affilié à des régimes de retraite multi-employeurs. C'est notamment le cas aux Pays-Bas, pour la plupart des entités dont le métier rend obligatoire l'affiliation à un régime sectoriel.

Ces régimes prévoient une mutualisation des risques de telle sorte que le financement est assuré par un taux de cotisation déterminé uniformément pour toutes les sociétés affiliées, qui s'applique à la masse salariale. Le Groupe GDF SUEZ comptabilise ces régimes multi-employeurs comme des régimes à cotisations définies.

La charge comptabilisée en 2011 au titre de ces régimes multi-employeurs s'élève à 78 millions d'euros.

18.1.4 Autres régimes de retraite

La plupart des autres sociétés du Groupe accordent également à leur personnel des avantages retraite. En termes de coûts de financement des plans de retraite dans le Groupe, ceux-ci sont presque équitablement répartis entre financement de plans à prestations définies et financement de plan à cotisations définies.

Les principaux régimes de retraite hors France et Belgique concernent :

- Les États-Unis : le régime à prestations définies de United Water couvre le personnel du secteur régulé. Toutes les filiales américaines proposent un plan de type 401(k), plan à cotisations définies, à leur personnel ;
- L'Angleterre : la grande majorité des plans à prestations définies sont fermés aux nouveaux entrants, et pour la plupart, à l'acquisition de droits futurs. Toutes les entités proposent un plan à cotisations définies. Les engagements de retraites du personnel des filiales d'International Power en Angleterre sont couverts par le régime spécial des Industries des Fournisseurs d'Électricité (ESPS). Ce régime est à prestations définies dont les actifs sont investis dans des fonds séparés. Depuis le 1^{er} juin 2008, ce régime est fermé aux nouveaux entrants. Un régime à cotisations définies a été mis en place pour ces nouveaux entrants. Pour les salariés présents avant le 1^{er} juin 2008, ces derniers continuent d'acquiescer des droits dans le cadre de ce plan ;
- L'Allemagne : les différentes filiales ont fermé leurs plans à prestations définies pour les nouveaux entrants. Les entités proposent un plan à contributions 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.

18.2 Description des autres avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme

18.2.1 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.

18.2.1.1 L'avantage en nature énergie

L'article 28 du statut national du personnel des Industries Électriques et Gazières prévoit que l'ensemble des agents (agents actifs et inactifs, sous conditions d'ancienneté) bénéficie d'un régime d'avantage en nature énergie intitulé « Tarif Agent ».

Cet avantage recouvre la fourniture à ces agents d'électricité et de gaz à un tarif préférentiel. Les avantages dont bénéficieront les agents à la retraite constituent des avantages postérieurs à l'emploi à prestations définies. La population inactive bénéficiaire du tarif agent justifie d'au moins 15 années de services au sein des IEG.

En vertu des accords signés avec EDF en 1951, GDF SUEZ fournit du gaz à l'ensemble de la population active et retraitée de GDF SUEZ et d'EDF et, réciproquement, EDF fournit à la même population de l'électricité. GDF SUEZ prend à sa charge (ou bénéficie de) la soule imputable aux agents de GDF SUEZ résultant des échanges d'énergie intervenant entre les deux entreprises.

L'engagement énergie lié à l'avantage accordé aux salariés (actifs et inactifs) au titre des périodes de retraite est évalué par différence entre le prix de vente de l'énergie et le tarif préférentiel accordé aux agents.

La provision relative à l'avantage en nature énergie s'élève à 1,7 milliard d'euros.

18.2.1.2 Indemnités de fin de carrière

Les agents perçoivent dès leur départ en retraite (ou leurs ayants droit en cas de décès pendant la phase d'activité de l'agent), une indemnité de fin de carrière progressive en fonction de leur ancienneté dans les IEG.

18.2.1.3 Rentes accidents du travail et maladies professionnelles

Les salariés des IEG bénéficient de garanties permettant la réparation des accidents du travail et des maladies professionnelles. Les prestations couvrent l'ensemble des salariés et des ayants droit d'un salarié décédé suite à un accident du travail, à un accident de trajet ou à une maladie professionnelle.

Le montant de l'engagement correspond à la valeur actuelle probable des prestations que percevront les bénéficiaires actuels compte tenu des éventuelles réversions.

18.2.2 Autres avantages consentis aux personnels du secteur de l'électricité et du gaz en Belgique

Les sociétés du secteur de l'électricité et du gaz accordent des avantages après la retraite tels que le remboursement de frais médicaux et des réductions sur les tarifs de l'électricité et du gaz ainsi que des médailles du travail et des régimes de prépension. Ces avantages ne font pas l'objet de préfinancements, à l'exception

de « l'allocation transitoire », qui est assimilable à une prime de fin de carrière, (égale à 3 mois de pension légale), qui a fait l'objet d'une externalisation en assurance de groupe.

18.2.3 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...).

18.3 Plans à prestations définies

18.3.1 Montants présentés dans l'état de situation financière et l'état du résultat global

Conformément aux dispositions d'IAS 19, l'information présentée dans l'état de situation financière au titre des avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme correspond à la différence entre la dette actuarielle (engagement brut), la juste valeur des actifs de couverture, et le coût éventuel des services antérieurs non comptabilisés. Lorsque cette différence est positive, une provision est enregistrée (engagement net). Lorsque la différence est négative, un actif de régime est constaté dans l'état de situation financière dès lors que les conditions de comptabilisation d'un actif de régime sont satisfaites.

Les variations des provisions pour avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme, des actifs de régime, et des droits à remboursement constatés dans l'état de situation financière sont les suivantes :

<i>En millions d'euros</i>	Provisions	Actifs de régime	Droits à remboursement
AU 31 DÉCEMBRE 2009	(3 862)	196	143
Différence de change	(32)	(0)	
Effet de périmètre et autres	94	(94)	
Pertes et gains actuariels	(523)	18	(5)
Charge de l'exercice	(445)	(4)	7
Plafonnement d'actifs/IFRIC 14	1	1	
Cotisations/Prestations payées	405	6	(3)
AU 31 DÉCEMBRE 2010	(4 362)	122	142
Différence de change	(7)	0	
Effet de périmètre et autres	(86)	(116)	
Pertes et gains actuariels	(752)	(0)	(17)
Charge de l'exercice	(525)	2	6
Plafonnement d'actifs/IFRIC 14		(0)	
Cotisations/Prestations payées	523	6	(4)
AU 31 DÉCEMBRE 2011	(5 209)	13	128

Les actifs de régime et les droits à remboursement sont présentés dans l'état de situation financière au sein des lignes « autres actifs » non courants et courants.

La charge de l'exercice comptabilisée dans le compte de résultat s'élève respectivement à 523 millions d'euros en 2011 et 449 millions d'euros en 2010. Les composantes de cette charge de

l'exercice relative aux régimes à prestations définis sont présentées dans la Note 18.3.4 « Composantes de la charge de l'exercice ».

Les écarts actuariels cumulés comptabilisés dans les capitaux propres s'élèvent à 1 615 millions d'euros au 31 décembre 2011, contre 892 millions d'euros au 31 décembre 2010.

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2011	31 déc. 2010
Solde d'ouverture	892	376
Pertes et (gains) actuariels générés sur l'exercice	723	516
SOLDE DE CLÔTURE	1 615	892

Le solde de clôture des écarts actuariels présentés ci-avant comprend les écarts de conversion ainsi que les écarts actuariels comptabilisés dans les sociétés mises en équivalence, pour un montant de 30 millions d'euros de gain actuariel en 2011 et 11 millions d'euros de perte actuarielle en 2010. Les pertes et gains actuariels nets générés sur l'exercice présentés sur une ligne distincte de l'état sur les « autres éléments du résultat global » représentent une perte actuarielle de 752 millions d'euros en 2011 et une perte actuarielle de 500 millions d'euros en 2010. Cette perte

actuarielle nette de 500 millions d'euros en 2010 comprenait une perte actuarielle de 133 millions d'euros représentant l'impact de la loi portant la réforme des retraites en France publiée le 10 novembre 2010 au journal officiel. Le Groupe avait en effet considéré que les changements induits par ces mesures sur la dette actuarielle (recul de l'âge de départ à la retraite, allongement de la durée des cotisations) constituaient des changements d'hypothèses actuarielles.

18.3.2 Évolution des engagements et des actifs de couvertures

Les montants des dettes actuarielles et des actifs de couverture du Groupe GDF SUEZ, leur évolution au cours des exercices concernés, ainsi que leur réconciliation avec les montants comptabilisés dans l'état de situation financière sont les suivants :

En millions d'euros	31 déc. 2011				31 déc. 2010			
	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								
Dettes actuarielles début de période	(6 130)	(2 037)	(508)	(8 675)	(5 502)	(1 659)	(465)	(7 626)
Coût normal	(249)	(59)	(51)	(359)	(212)	(24)	(39)	(274)
Intérêt sur la dette actuarielle	(318)	(96)	(23)	(437)	(293)	(81)	(22)	(396)
Cotisations versées	(16)			(16)	(11)			(11)
Modification de régime	3	(1)		2	(1)			(1)
Acquisitions/Cessions de filiales	(349)	(43)	(2)	(394)	(187)	2	1	(184)
Réductions/Cessations de régimes	19	1	1	21	208	1	1	209
Événements exceptionnels	(3)	(3)		(6)	41	(5)		35
Pertes et gains actuariels	(287)	(299)	3	(584)	(402)	(349)	(34)	(785)
Prestations payées	390	122	56	569	351	83	53	486
Autres (écarts de conversion)	(2)	(4)	1	(5)	(121)	(4)	(3)	(128)
Dettes actuarielles fin de période	A (6 942)	(2 418)	(524)	(9 884)	(6 130)	(2 037)	(508)	(8 675)
B - VARIATION DES ACTIFS DE COUVERTURE								
Juste valeur des actifs de couverture en début de période	4 399	47	0	4 447	3 934	39	0	3 973
Rendement attendu des actifs de couverture	243	3		247	205	3		208
Pertes et gains actuariels	(157)	(9)		(166)	240	7		247
Cotisations perçues	318	24		342	262	21		283
Acquisitions/Cessions de filiales	191			191	188	(5)		184
Cessations de régimes	(2)			(2)	(198)			(198)
Prestations payées	(343)	(24)		(367)	(327)	(21)		(348)
Autres (écarts de conversion)	(3)	1		(2)	95	3		98
Juste valeur des actifs de couverture en fin de période	B 4 648	44	0	4 691	4 399	47	0	4 447
C - COUVERTURE FINANCIÈRE	A+B (2 295)	(2 375)	(524)	(5 193)	(1 730)	(1 990)	(508)	(4 228)
Coûts des services passés non constatés	7	(8)		(1)		(11)		(11)
Plafonnement d'actifs ⁽¹⁾		(1)		(1)				0
ENGAGEMENTS NETS DE RETRAITES	(2 288)	(2 384)	(524)	(5 195)	(1 730)	(2 001)	(508)	(4 239)
TOTAL PASSIF	(2 301)	(2 384)	(524)	(5 209)	(1 853)	(2 001)	(508)	(4 362)
TOTAL ACTIF	13			13	122	0		122

(1) Y compris compléments de provision résultant de l'application d'IFRIC 14.

(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.

Les variations de périmètre comptabilisées en 2011 concernent principalement l'acquisition d'International Power (165 millions d'euros).

Le montant enregistré en 2010 en « événements exceptionnels » concerne principalement l'impact de la reprise de provision constituée au titre de la clause de revoyure à fin 2005 et devenue sans objet.

18.3.3 Évolution des droits à remboursement

La juste valeur des droits à remboursement relatifs aux actifs de couverture gérés par Contassur évolue comme suit :

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2011	31 déc. 2010
Juste valeur en début d'exercice	142	143
Rendement attendu des placements	6	7
Pertes et gains actuariels	(17)	(5)
Rendement réel	(11)	2
Cotisations employeurs	14	18
Cotisations employés	2	2
Acquisitions/Cessions hors business combination		
Réductions		
Prestations payées	(20)	(22)
JUSTE VALEUR EN FIN D'EXERCICE	128	142

18.3.4 Composantes de la charge de l'exercice

Les charges constatées en 2011 et 2010 au titre des retraites et engagements assimilés à prestations définies sur l'exercice se décomposent comme suit :

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2011	31 déc. 2010
Coûts des services rendus de la période	359	274
Intérêts sur actualisation	437	396
Rendement attendu des actifs de couverture	(246)	(208)
Pertes et gains actuariels *	(2)	34
Coûts des services passés	(12)	(1)
Profits ou pertes sur réduction, cessions, liquidation de régimes	(19)	(11)
Événements exceptionnels	6	(35)
TOTAL	523	449
Dont comptabilisés en Résultat Opérationnel Courant	333	261
Dont comptabilisés en résultat financier	191	188

* Sur avantages à long terme.

18.3.5 Politique et Stratégie de couverture des engagements

Lorsque les plans à prestations définies font l'objet d'une couverture financière, les actifs sont investis au travers de fonds de pensions et/ou de compagnies d'assurance. La répartition entre ces grandes catégories diffère pour chaque plan selon les pratiques d'investissement propres aux pays concernés. Les stratégies d'investissement des plans à prestations définies visent à trouver un bon équilibre entre le retour sur investissement et les risques associés.

Les objectifs d'investissement se résument ainsi : maintenir un niveau de liquidité suffisant afin de payer les pensions de retraites ou autres paiements forfaitaires ; et, dans un cadre de risque maîtrisé, atteindre un taux de rendement à long terme rémunérant le taux d'actualisation ou, le cas échéant, au moins égal aux rendements futurs demandés.

Lorsque les actifs sont investis au travers de fonds de pension, les allocations de couverture et comportements d'investissement sont déterminés par les organismes de gestion de ces fonds. Concernant les plans français, lorsque les actifs sont investis via une compagnie d'assurance, cette dernière gère le portefeuille d'investissement dans le cadre de contrats en unités de compte et, le cas échéant lorsqu'il s'agit de contrats en euros, garantit un taux de rendement sur les actifs. Ces fonds diversifiés sont caractérisés par une gestion active en référence à des indices composites, adaptés à l'horizon long terme des passifs, et prenant en compte les obligations gouvernementales de la zone euro ainsi que les actions des plus grandes valeurs de la zone euro et hors zone euro.

La seule obligation de la compagnie d'assurance est un taux de rendement fixe minimum dans le cas des fonds en euros.

La couverture des engagements peut être analysée comme suit :

<i>En millions d'euros</i>	Dette actuarielle	Juste valeur des actifs de couverture	Coûts des services passés non constatés	Plafonnement d'actifs *	Total engagement net
Plans dont les engagements sont supérieurs aux fonds	(6 373)	4 464	(5)		(1 914)
Plans dont les fonds sont supérieurs aux engagements	(215)	227	(0)	(1)	10
Plans non financés	(3 297)		5		(3 292)
AU 31 DÉCEMBRE 2011	(9 885)	4 691	(1)	(1)	(5 195)
Plans dont les engagements sont supérieurs aux fonds	(5 308)	4 086	(15)		(1 237)
Plans dont les fonds sont supérieurs aux engagements	(345)	361	(2)	(1)	14
Plans non financés	(3 023)	0	7		(3 016)
AU 31 DÉCEMBRE 2010	(8 676)	4 447	(10)	(1)	(4 239)

* Et provision complémentaire IFRIC 14.

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

	31 déc. 2011	31 déc. 2010
Placements actions	29%	28%
Placements obligations	50%	52%
Immobilier	4%	3%
Autres (y compris monétaires)	17%	18%
TOTAL	100%	100%

18.3.6 Hypothèses actuarielles

Les hypothèses actuarielles ont été déterminées pays par pays et société par société, en relation avec des actuaires indépendants. Les taux pondérés sont présentés comme suit :

	Retraites		Autres avantages postérieurs à l'emploi		Avantages à long terme		Total des engagements	
	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010
Taux d'actualisation des engagements	4,5%	4,8%	4,1%	4,8%	4,0%	4,8%	4,4%	4,8%
Taux d'augmentation des salaires	3,0%	3,0%	NA	NA	2,7%	2,7%	2,8%	2,8%
Rendements attendus des actifs de couverture	5,8%	5,9%	7,2%	5,9%	NA	NA	5,9%	5,9%
Durée résiduelle de service	14 ans	13 ans	15 ans	15 ans	15 ans	15 ans	14 ans	13 ans

18.3.6.1 Taux d'actualisation

Le taux d'actualisation retenu est déterminé par référence au rendement, à la date de l'évaluation, des obligations émises par des entreprises de premier rang, pour une échéance correspondant à la durée de l'engagement.

Les taux utilisés pour la zone euros correspondent à des taux 10, 15, 20 ans sur des Corporate AA dont la source est Bloomberg. Pour le Royaume-Uni, les taux utilisés sont extrapolés à partir de taux d'obligations d'État et du *spread* entre ces obligations et des obligations Corporate AA.

Selon les estimations établies par le Groupe, une variation de +/- 1% du taux d'actualisation entraînerait une variation des engagements d'environ 13%.

18.3.6.2 Taux de rendement attendu des actifs

Pour le calcul du taux de rendement attendu des actifs, le portefeuille d'actifs est éclaté en sous-ensembles homogènes, par grandes classes d'actifs et zones géographiques, sur la base de la composition des indices de références et des volumes présents dans chacun des fonds au 31 décembre de l'exercice précédent.

À chaque sous-ensemble est appliquée une prévision de rendement pour l'exercice, fournie publiquement par un tiers ; une performance globale en valeur absolue est alors reconstituée et rapportée à la valeur du portefeuille de début d'exercice.

Les taux de rendement attendus sur les actifs sont déterminés en fonction des conditions de marché et se construisent à partir d'une prime de risque, définie par rapport au taux de rendement réputé sans risque des emprunts d'État, par grandes classes d'actifs et zones géographiques.

Le rendement réel des actifs de couverture des entités belges du Groupe en 2011 s'est élevé à environ 5% en assurance de groupe et à + 2% en fonds de pension.

Le rendement réel des actifs des entités participant au régime des IEG s'est établi à - 1% pour 2011.

Selon les estimations établies par le Groupe, une variation de +/- 1% du taux de rendement attendu des actifs de couverture entraînerait une variation de leur valeur d'environ 1%.

Le taux de rendement attendu moyen pondéré ventilé par catégorie d'actif est présenté dans le tableau suivant :

	31 déc. 2011	31 déc. 2010
Placements actions	6,3%	7,1%
Placements obligations	3,4%	5,1%
Immobilier	5,3%	6,4%
Autres (y compris monétaires)	2,4%	2,6%
TOTAL	4,1%	5,9%

18.3.6.3 Autres hypothèses

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

Concernant les soins médicaux, une variation d'un point des taux de croissance aurait les impacts suivants :

<i>En millions d'euros</i>	Augmentation d'un point	Diminution d'un point
Effet sur les charges	5	(4)
Effet sur les engagements de retraites	56	(44)

18.3.7 Ajustements d'expérience

La part des ajustements d'expérience dans les écarts actuariels est présentée ci-dessous :

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2011		31 déc. 2010		31 déc. 2009		31 déc. 2008		31 déc. 2007	
	Retraites	Autres engagements	Retraites	Autres engagements	Retraites	Autres engagements	Retraites	Autres engagements	Retraites	Autres engagements
Dette actuarielle fin de période	(6 942)	(2 942)	(6 130)	(2 545)	(5 502)	(2 124)	(5 634)	(2 187)	(4 066)	(713)
Juste valeur des actifs de couverture fin de période	4 648	44	4 399	47	3 934	39	3 831	40	2 452	47
Surplus/déficit	(2 295)	(2 899)	(1 730)	(2 498)	(1 568)	(2 085)	(1 803)	(2 147)	(1 614)	(666)
Ajustements d'expérience sur la dette actuarielle	127	167	236	115	(5)	(15)	(95)	12	(12)	(62)
<i>en % du total</i>	- 2%	- 6%	- 4%	- 5%	0%	1%	2%	- 1%	0%	9%
Ajustements d'expérience sur la juste valeur des actifs de couverture	(157)	(9)	250	7	176	2	528	12	(9)	1
<i>en % du total</i>	- 3%	- 20%	5%	15%	4%	6%	14%	29%	0%	3%

18.3.8 Répartition géographique des engagements nets

En 2011, la répartition géographique des principaux engagements et les hypothèses actuarielles par zone (taux moyens pondérés) sont les suivantes :

En millions d'euros	Zone Euro			Grande-Bretagne			USA			Reste du monde		
	Retraites	Autres avantages postérieurs à l'emploi	Avantages à long terme	Retraites	Autres avantages postérieurs à l'emploi	Avantages à long terme	Retraites	Autres avantages postérieurs à l'emploi	Avantages à long terme	Retraites	Autres avantages postérieurs à l'emploi	Avantages à long terme
Engagements nets	(1 810)	(2 226)	(503)	(125)		(1)	(102)	(55)		(251)	(102)	(20)
Taux d'actualisation des engagements	3,9%	4,0%	3,9%	4,9%		4,8%	5,2%	5,3%		6,5%	4,5%	4,0%
Taux d'augmentation des salaires	2,7%		2,6%	4,3%			3,1%			3,5%		4,8%
Rendements attendus des actifs de couverture	5,1%			5,4%			7,2%	8,5%		7,8%		
Durée résiduelle de service (années)	15	16	16	20		15	13	14		9	14	12

18.3.9 Estimation des cotisations employeurs à verser en 2012 au titre des plans à prestations définies

Le Groupe s'attend à verser, au cours de l'exercice 2012, des cotisations de l'ordre de 239 millions d'euros au profit de ses régimes à prestations définies, dont un montant de 78 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.

18.4 Plans à cotisations définies

En 2011, le Groupe a comptabilisé une charge de 122 millions d'euros au titre des plans à cotisations définies souscrits au sein du Groupe (113 millions d'euros en 2010). Ces cotisations sont présentées dans les « Charges de personnel » au compte de résultat.

NOTE 19 ACTIVITÉ EXPLORATION - PRODUCTION

19.1 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 2009	778	1 420	5 827	8 025
Variations de périmètre				
Acquisitions	286	387	89	762
Cessions			(28)	(28)
Écarts de conversion	19	46	160	225
Autres	17	(1 422)	1 291	(114)
Au 31 décembre 2010	1 101	431	7 339	8 870
Variations de périmètre		(40)	(451)	(491)
Acquisitions	30	377	263	670
Cessions				
Écarts de conversion	22	10	46	79
Autres	(3)	(121)	148	24
AU 31 DÉCEMBRE 2011	1 149	658	7 345	9 151
B. AMORTISSEMENTS ET PERTES DE VALEUR CUMULÉS				
au 31 décembre 2009	(262)	(4)	(1 051)	(1 317)
Variation de périmètre				
Cession				
Amortissements et pertes de valeur	(85)		(745)	(830)
Écarts de conversion	(8)		(20)	(28)
Autres		4		4
Au 31 décembre 2010	(355)	0	(1 816)	(2 170)
Variation de périmètre			165	165
Cession				
Amortissements et pertes de valeur	(20)		(868)	(888)
Écarts de conversion	(7)		(19)	(26)
Autres		(3)	16	12
AU 31 DÉCEMBRE 2011	(382)	(3)	(2 522)	(2 907)
C. VALEUR NETTE COMPTABLE				
Au 31 décembre 2010	746	432	5 523	6 700
AU 31 DÉCEMBRE 2011	767	655	4 823	6 244

La ligne « acquisitions » de l'exercice 2011 comprend notamment l'acquisition d'une participation complémentaire dans le champ de Njord (112 millions d'euros), ainsi que les développements réalisés au cours de l'exercice notamment sur le champ de Gudrun

(145 millions d'euros) et sur la plateforme de Gjoa (96 millions d'euros) en Norvège.

La ligne « variation de périmètre » correspond à la cession d'EFOG.

19.2 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. 2011	31 déc. 2010
Valeur à l'ouverture	272	75
Variation de périmètre		
Coût d'exploration de la période pré-capitalisés	241	206
Montants comptabilisés en charge de l'exercice	(73)	(63)
Autres	(40)	54
VALEUR À LA CLÔTURE	400	272

Les coûts d'exploration pré-capitalisés sont présentés dans l'état de situation financière au sein de la rubrique « Autres actifs ».

19.3 Flux d'investissement de la période

Les dépenses d'investissement réalisées au titre des activités d'exploration-production en 2011 et 2010 s'élèvent respectivement à 636 millions d'euros et 647 millions d'euros. Elles sont présentées au sein de la ligne « investissements corporels et incorporels » du tableau de flux de trésorerie.

NOTE 20 CONTRATS DE LOCATION - FINANCEMENT

20.1 Information sur les contrats de location-financement – GDF SUEZ preneur

La valeur nette comptable des immobilisations corporelles en location-financement est ventilée entre les différentes catégories d'immobilisations corporelles en fonction de leur nature.

Les principaux contrats de location-financement conclus par le Groupe concernent principalement les usines d'incinération de Novergie, certaines centrales électriques d'International Power 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. 2011		Paiements minimaux de leasing au 31 déc. 2010	
	Valeur non actualisée	Valeur actualisée	Valeur non actualisée	Valeur actualisée
Au cours de la 1 ^{re} année	206	191	265	254
Au cours de la 2 ^e année et jusqu'à la 5 ^e y compris	737	631	695	649
Au-delà de la 5 ^e année	936	564	832	559
TOTAL PAIEMENTS FUTURS MINIMAUX	1 879	1 386	1 792	1 462

La réconciliation entre les dettes de location-financement comptabilisées dans l'état de situation financière (cf. Note 14.2.1), et les paiements minimaux non actualisés par échéance se présente de la manière suivante :

<i>En millions d'euros</i>	Total	1^{re} année	2^e à 5^e année	Au-delà de la 5^e année
Dettes de location-financement	1 389	139	489	761
Effet d'actualisation des remboursements futurs de la dette et charges financières futures	489	66	248	175
PAIEMENTS FUTURS MINIMAUX NON ACTUALISÉS	1 879	206	737	936

20.2 Information sur les contrats de location-financement – GDF SUEZ bailleur

Ces contrats relèvent essentiellement de l'interprétation IFRIC 4 de la norme IAS 17. Il s'agit de contrats d'achat/vente d'énergie qui confèrent l'usage exclusif d'un actif de production au profit

de l'acheteur d'énergie et de certains contrats avec des clients industriels portant sur des actifs détenus par le Groupe.

Le Groupe a ainsi comptabilisé des créances de location-financement au titre des centrales de cogénération destinées à Solvay (Belgique), Lanxess (Belgique), Bowin (Thaïlande), Saudi Aramco (Arabie Saoudite) et au titre de certaines centrales électriques d'International Power.

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2011	31 déc. 2010
Paiements minimaux non actualisés	2 358	720
Valeur résiduelle non garantie revenant au bailleur	54	30
TOTAL INVESTISSEMENT BRUT	2 412	749
Produits financiers non acquis	816	163
INVESTISSEMENT NET (BILAN)	1 596	587
• dont valeur actualisée des paiements minimaux	1 561	571
• dont valeur résiduelle non garantie actualisée	35	15

Les montants comptabilisés dans l'état de situation financière au titre des contrats de location-financement sont détaillés en Note 14.1.2 « 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. 2011	31 déc. 2010
Au cours de la 1 ^{re} année	202	141
De la 2 ^e à la 5 ^e année	788	298
Au-delà de la 5 ^e année	1 368	280
TOTAL	2 358	720

NOTE 21 CONTRATS DE LOCATION SIMPLE

21.1 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 2011 et 2010 se décomposent comme suit :

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2011	31 déc. 2010
Loyers minimaux	(1 047)	(831)
Loyers conditionnels	(165)	(93)
Revenus de sous-location	58	19
Charges de sous-location	(93)	(97)
Autres charges locatives	(179)	(231)
TOTAL	(1 425)	(1 232)

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. 2011	31 déc. 2010
Au cours de la 1 ^{re} année	812	696
De la 2 ^e à la 5 ^e année	1 950	1 715
Au-delà de la 5 ^e année	1 867	1 606
TOTAL	4 629	4 017

21.2 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 essentiellement des centrales électriques exploitées par International Power.

Les revenus locatifs des exercices 2011 et 2010 se décomposent comme suit :

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2011	31 déc. 2010
Loyers minimaux	889	767
Loyers conditionnels	18	12
TOTAL	906	779

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. 2011	31 déc. 2010
Au cours de la 1 ^{re} année	724	554
De la 2 ^e à la 5 ^e année	2 475	2 037
Au-delà de la 5 ^e année	1 960	1 999
TOTAL	5 159	4 590

NOTE 22 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 1.5.7).

Comme précisé dans SIC 29 un accord de concession de services implique généralement le transfert par le concédant au concessionnaire, pour toute la durée de la concession :

- (a) du droit d'offrir des services permettant au public d'avoir accès à des prestations économiques et sociales majeures ; et
 - (b) dans certains cas, du droit d'utiliser des immobilisations corporelles, des immobilisations incorporelles et/ou des actifs financiers spécifiés ;
- en échange de l'engagement par le concessionnaire
- (c) d'offrir des services conformément à certains termes et conditions pendant la durée de la concession ; et
 - (d) s'il y a lieu, de restituer en fin de concession, les droits reçus au début de la concession et/ou acquis pendant la durée de la concession.

La caractéristique commune à tous les accords de concession de services est le fait que le concessionnaire à la fois reçoit un droit et contracte une obligation d'offrir des services publics.

Le Groupe gère un grand nombre de contrats de concession au sens de SIC 29 dans les domaines de la distribution d'eau potable, de l'assainissement, des déchets et de la distribution de gaz et d'électricité.

Ces contrats de concession comprennent des dispositions sur les droits et obligations concernant les infrastructures et les droits et obligations afférant au service public en particulier l'obligation de permettre l'accès au service public aux usagers, obligation qui dans certains contrats peut faire l'objet d'un calendrier. La durée des contrats de concession varie entre 10 et 65 ans en fonction principalement de l'importance des investissements à la charge du concessionnaire.

En contrepartie de ces obligations, GDF SUEZ dispose du droit de facturer le service rendu soit à la collectivité concédante (activités d'incinération et BOT d'assainissement essentiellement) soit aux usagers (activités de distribution d'eau potable, de gaz et d'électricité). Ce droit se matérialise, soit par un actif incorporel, soit par une créance, soit par un actif corporel selon le modèle comptable applicable (se reporter à la Note 1.5.7).

Le modèle corporel est utilisé quand le concédant ne contrôle pas l'infrastructure comme, par exemple, les contrats de concession de distribution d'eau aux États-Unis qui ne prévoient pas l'obligation de retour au concédant des infrastructures qui restent en fin de contrat la propriété de GDF SUEZ ou en France, les contrats de concession de distribution de gaz naturel qui s'inscrivent dans le cadre de la loi n° 46-628 du 8 avril 1946.

Il existe également une obligation générale de remise en bon état en fin de contrat des infrastructures du domaine concédé. Cette obligation se traduit le cas échéant (se reporter à la Note 1.5.7) par la constitution d'un passif de renouvellement.

En général, le tarif auquel le service est facturé est fixé et indexé pour toute la durée du contrat. Des clauses de révisions périodiques (généralement quinquennales) sont néanmoins prévues en cas de modification des conditions économiques initialement prévues au moment de la signature des contrats. Par exception, dans certains pays (États-Unis, Espagne) il existe des contrats pour lesquels le prix est fixé annuellement selon les montants des dépenses effectuées au titre du contrat qui sont alors reconnues à l'actif (se reporter à la Note 1.5.7). 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 23 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. 2011	31 déc. 2010
Plans de stock-options	23.1	41	57
Augmentation de capital réservée aux salariés	23.2	3	34
Share Appreciation Rights *	23.2	5	(4)
Plans d'attribution d'actions gratuites/de performance	23.3	86	34
Prime exceptionnelle		-	(3)
Autres plans du Groupe	23.3.5	12	-
TOTAL		145	119

* Emis dans le cadre des augmentations de capital réservées aux salariés, dans certains pays.

23.1 Plans de stock-options

Plans de stock-options GDF SUEZ

En 2011, comme en 2010, le Conseil d'Administration du Groupe a décidé de ne pas attribuer de nouveau plan d'options d'actions GDF SUEZ.

Les dispositifs relatifs aux différents plans antérieurs à 2010 sont décrits dans les précédents Documents de référence de SUEZ, puis de GDF SUEZ.

Plans de stock-options SUEZ Environnement Company

En 2011, le Conseil d'Administration de SUEZ Environnement Company a décidé de ne pas attribuer de nouveau plan d'options d'achat d'actions.

Les dispositifs relatifs aux différents plans antérieurs sont décrits dans les précédents Documents de référence de SUEZ Environnement Company.

23.1.1 Historique des plans de stock-options en vigueur

PLANS GDF SUEZ

Plan	Date de l'AG d'autorisation	Point de départ d'exercice des options	Prix d'exercice ajusté (en euros)	Nombre de bénéficiaires par plan	Nombre d'options attribuées aux membres du Comité Exécutif ⁽²⁾	Solde à lever au 31/12/2010	Levées ⁽³⁾	Annulations	Solde à lever au 31/12/2011	Date d'expiration	Durée de vie restante
28/11/2001	04/05/2001	28/11/2005	30,7	3 160	1 784 447	5 682 343		5 682 343	0	28/11/2011	
20/11/2002 ⁽¹⁾	04/05/2001	20/11/2006	15,7	2 528	1 327 819	1 780 240	152 235	10 668	1 617 337	19/11/2012	0,9
19/11/2003	04/05/2001	19/11/2007	12,4	2 069	1 263 500	1 591 168	1 447 520	143 648	0	18/11/2011	
17/11/2004 ⁽¹⁾	27/04/2004	17/11/2008	16,8	2 229	1 302 000	5 459 192	371 676	25 116	5 062 400	16/11/2012	0,9
09/12/2005 ⁽¹⁾	27/04/2004	09/12/2009	22,8	2 251	1 352 000	6 071 401	369 020	11 249	5 691 132	08/12/2013	1,9
17/01/2007 ⁽¹⁾	27/04/2004	17/01/2011	36,6	2 173	1 218 000	5 763 617		21 960	5 741 657	16/01/2015	3,0
14/11/2007 ⁽¹⁾	04/05/2007	14/11/2011	41,8	2 107	804 000	4 493 070		20 856	4 472 214	13/11/2015	3,9
12/11/2008	16/07/2008	12/11/2012	32,7	3 753	2 615 000	6 375 900		41 646	6 334 254	11/11/2016	4,9
10/11/2009	04/05/2009	10/11/2013	29,4	4 036	0	5 121 406		32 407	5 088 999	09/11/2017	5,9
TOTAL					11 666 766	42 338 337	2 340 451	5 989 893	34 007 993		

Dont :

Plans d'options d'achat d'actions	11 497 306	0	74 053	11 423 253
Plans de souscriptions d'actions	30 841 031	2 340 451	5 915 840	22 584 740

⁽¹⁾ Plans exerçables au 31 décembre 2011.⁽²⁾ Correspondant, à l'époque de l'attribution, pour les exercices 2000 et 2001 au Comité de Direction.⁽³⁾ Dans des circonstances spécifiques telles que le départ à la retraite ou le décès, la levée d'options est autorisée de façon anticipée.

Les plans de stock-options pris en compte dans le calcul du résultat dilué par action 2011 (cf. Note 8 « Résultat par action ») correspondent aux plans dont le prix d'exercice est inférieur au cours moyen annuel 2011 de l'action GDF SUEZ soit 24,2 euros.

PLANS SUEZ ENVIRONNEMENT COMPANY

Plan	Date de l'AG d'autorisation	Point de départ d'exercice des options	Prix d'exercice	Solde à lever au 31/12/2010	Levées *	Octroyées	Annulées ou expirées	Solde à lever au 31/12/2011	Date d'expiration	Durée de vie restante
17/12/2009	26/05/2009	17/12/2013	15,49	3 434 448	0	0	18 558	3 415 890	16/12/2017	6,0
16/12/2010	26/05/2009	16/12/2014	14,20	2 944 200	0	0	23 700	2 920 500	15/12/2018	7,0
TOTAL				6 378 648	0	0	42 258	6 336 390		

* Dans des circonstances spécifiques telles que le départ à la retraite ou le décès, la levée d'options est autorisée de façon anticipée.

23.1.2 Suivi du nombre d'options GDF SUEZ

	Nombre d'options	Prix d'exercice moyen (en euros)
Solde au 31 décembre 2010	42 338 337	28,6
Options octroyées		
Options exercées	- 2 340 451	15,0
Options annulées	- 5 989 893	30,2
Solde au 31 décembre 2011	34 007 993	29,2

23.1.3 Impacts comptables

La charge enregistrée au cours de la période sur les plans du Groupe est la suivante, compte tenu d'une hypothèse de turnover de 5% :

Date d'attribution	Émetteur	Juste valeur unitaire * (en euros)	Charge de la période (en millions d'euros)	
			31 déc. 2011	31 déc. 2010
17 janvier 2007	GDF SUEZ	12,3	1	17
14 novembre 2007	GDF SUEZ	15,0	14	16
12 novembre 2008	GDF SUEZ	9,3	14	14
10 novembre 2009	GDF SUEZ	6,0	8	8
17 décembre 2009	SUEZ Environnement Company	3,3	3	3
16 décembre 2010	SUEZ Environnement Company	2,9	2	0
TOTAL			41	57

* Le cas échéant, valeur moyenne pondérée entre plan avec et sans condition de performance.

23.1.4 Plans de Share Appreciations Rights

L'attribution de SAR aux salariés américains en 2007, 2008 et 2009, en remplacement des stock-options, a un impact non significatif sur les comptes du Groupe.

23.2 Augmentation de capital réservée aux salariés

23.2.1 Description des formules proposées par GDF SUEZ

En 2010, les salariés du Groupe ont pu souscrire à des augmentations de capital GDF SUEZ réservées au sein de plans mondiaux d'actionnariat salarié dénommé « LINK 2010 ». Ces souscriptions ont été réalisées au moyen des formules suivantes :

- Link Classique : formule permettant aux salariés de souscrire, directement ou par l'intermédiaire d'un FCPE, des actions à un prix décoté par rapport au cours de bourse ;
- Link Multiple : formule permettant aux salariés de souscrire, directement ou par l'intermédiaire d'un FCPE, un nombre d'actions leur permettant en outre de participer, à l'échéance de

la durée de blocage de leurs avoirs, à la performance positive de l'action du Groupe (effet de levier) ;

- Share Appreciation Rights (SAR) : programme à effet de levier permettant par l'acquisition d'un titre de bénéficier d'un multiplicateur de performance sur ce titre qui sera versé au salarié, en trésorerie, à l'expiration d'une période de 5 ans après sa mise en place. La dette qui en résulte à l'égard des salariés est couverte par des warrants.

23.2.2 Impacts comptables

Il n'y a pas eu d'augmentation de capital GDF SUEZ réservée aux salariés en 2011. Les seuls impacts sur le résultat 2011 liés aux dispositifs d'augmentation de capital réservée aux salariés proviennent des SAR, au titre desquels une charge de 5 millions d'euros a été comptabilisée (y compris couverture par des warrants).

En 2010, le Groupe a comptabilisé une charge de 34 millions d'euros au titre des 24,2 millions d'actions souscrites et des 0,5 million d'actions offertes en abondement dans le cadre du plan LINK 2010. L'impact résultat des SAR (y compris couverture par des warrants) attribués dans le cadre du plan LINK 2010 était un produit de 7 millions d'euros.

23.2.3 Augmentation de capital réservée aux salariés de SUEZ Environnement

En 2011, SUEZ Environnement a lancé *Sharing*, sa première augmentation de capital réservée aux salariés du Groupe. Deux formules étaient proposées :

- une formule dite « Classique » avec décote et abondement, dans laquelle le souscripteur est exposé aux variations du cours de l'action. En France, les salariés ont bénéficié d'un abondement dans le cadre du plan d'épargne. À l'international, l'abondement a pris la forme d'une attribution gratuite d'actions. Au Royaume-Uni, à titre alternatif, un *Share Incentive Plan* (SIP) a été mis en œuvre, permettant aux salariés de souscrire au prix le plus bas entre le cours de l'action du 3 octobre 2011 et celui du 7 décembre 2011, tout en bénéficiant d'un abondement ;
- une formule « Multiple » permettant aux salariés de bénéficier d'un effet de levier pour compléter leur apport personnel ainsi que d'un prix de souscription décoté. Par le biais d'un contrat d'échange avec la banque structurant la formule, les salariés bénéficient d'une garantie sur leur apport personnel et d'une garantie de rendement minimum. Aux États-Unis et en Suède, la formule Multiple a été adaptée en fonction de la législation locale et est réalisée par un mécanisme alternatif de « Stock Appreciation Rights ».

L'abondement offert au titre de la formule « Classique » était calculé selon la formule suivante :

- pour les 15 premières actions souscrites, l'abondement était de 1 action offerte pour 1 action souscrite ;
- à partir de la 16^e action souscrite, l'abondement était de 1 action offerte pour 2 actions souscrites ;
- l'abondement total était plafonné à un maximum de 30 actions pour 45 actions souscrites.

La charge comptabilisée au titre de *Sharing* s'élève à 2 millions d'euros.

23.3 Actions gratuites et actions de performance

23.3.1 Nouvelles attributions réalisées en 2011

Plan d'actions de performance GDF SUEZ du 13 janvier 2011

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

- des actions de performance dont la période d'acquisition des droits se termine le 14 mars 2014, suivie d'une période d'incessibilité de 2 ans des titres acquis ; et
- des actions de performance dont la période d'acquisition des droits se termine le 14 mars 2015.

Chaque tranche se décompose en instruments assortis de diverses conditions :

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

Plan d'actions gratuites GDF SUEZ du 22 juin 2011

Le Conseil d'Administration du 22 juin 2011 a décidé d'attribuer un nouveau Plan d'Attribution Gratuite d'Actions (PAGA) au bénéfice des salariés du Groupe au titre de l'année 2011. Ce plan prévoit l'attribution gratuite de 4,2 millions d'actions GDF SUEZ aux salariés du Groupe, sous conditions suivantes :

- une condition de présence (à l'exception des cas de retraite, décès, invalidité) au sein du Groupe le 30 avril 2013 ;
- une période d'acquisition des droits de deux ou quatre ans selon les pays ;
- une période de durée de conservation obligatoire des actions de deux à trois ans à compter de la date d'acquisition définitive (du 23 juin 2013) dans certains pays.

Plan d'actions de performance GDF SUEZ du 6 décembre 2011

Le Conseil d'Administration du 6 décembre 2011 a approuvé l'attribution de 2 996 920 actions de performance aux cadres dirigeants et supérieurs du Groupe. Ce plan se décompose en deux tranches :

- des actions de performance dont la période d'acquisition des droits se termine le 14 mars 2015, suivie d'une période d'incessibilité de 2 ans des titres acquis ; et
- des actions de performance dont la période d'acquisition des droits se termine le 14 mars 2016.

Chaque tranche se décompose en instruments assortis de diverses conditions :

- instruments à condition simple : actions de performance soumises à une condition de performance interne portant sur le niveau d'EBITDA du Groupe en 2014 ;
- instruments à condition double : actions de performance soumises à une condition de performance interne portant sur le niveau d'EBITDA du Groupe en 2014 et à une condition de marché portant sur le *Total Share Return* (TSR) du titre GDF SUEZ par rapport à celui de l'indice Euro stoxx Utilities.

23.3.2 Juste valeur des plans d'actions gratuites et de performance

La juste valeur des actions de performance GDF SUEZ a été calculée en application de la méthode décrite dans la Note 1 des États

financiers consolidés au 31 décembre 2011 (cf. Note 1.5.14.2). Les hypothèses suivantes ont été utilisées pour déterminer la juste valeur unitaire des nouveaux plans attribués en 2011.

Date d'attribution	Date d'acquisition des droits	Fin de la période d'incessibilité	Cours à la date d'attribution	Taux de dividende attendu	Coût de financement pour le salarié	Coût d'incessibilité (en €/action)	Condition de performance liée au marché	Juste valeur unitaire
13 janvier 2011	14 mars 2014	15 mars 2016	28,2 €	5,5%	5,8%	- 1,0	non	22,7 €
13 janvier 2011	14 mars 2014	15 mars 2016	28,2 €	5,5%	5,8%	- 1,0	oui	17,6 €
13 janvier 2011	14 mars 2015	14 mars 2015	28,2 €	5,5%	5,8%	0,0	non	22,4 €
13 janvier 2011	14 mars 2015	14 mars 2015	28,2 €	5,5%	5,8%	0,0	oui	17,3 €
Juste valeur moyenne pondérée du plan du 13 janvier 2011								18,1 €
2 mars 2011	14 mars 2013	14 mars 2015	28,2 €	5,5%	5,8%	- 1,3	non	23,9 €
2 mars 2011	14 mars 2014	14 mars 2016	28,2 €	5,5%	5,8%	- 1,0	non	23,0 €
Juste valeur moyenne pondérée du plan du 2 mars 2011								23,3 €
22 juin 2011	23 juin 2013	23 juin 2015	24,6 €	6,0%	5,8%	- 1,2	non	20,6 €
22 juin 2011	23 juin 2013	23 juin 2016	24,6 €	6,0%	5,8%	- 2,5	non	19,3 €
22 juin 2011	23 juin 2013	31 décembre 2015	24,6 €	6,0%	5,8%	- 3,0	non	18,8 €
22 juin 2011	23 juin 2015	23 juin 2015	24,6 €	6,0%	5,8%	0,0	non	19,3 €
Juste valeur moyenne pondérée du plan du 22 juin 2011								20,0 €
6 décembre 2011	15 mars 2016	15 mars 2016	21,0 €	6,0%	7,6%	0,0	non	16,3 €
6 décembre 2011	15 mars 2016	15 mars 2016	21,0 €	6,0%	7,6%	0,0	oui	9,9 €
6 décembre 2011	15 mars 2015	15 mars 2017	21,0 €	6,0%	7,6%	- 1,4	non	15,9 €
6 décembre 2011	15 mars 2015	15 mars 2017	21,0 €	6,0%	7,6%	- 1,4	oui	9,6 €
Juste valeur moyenne pondérée du plan du 6 décembre 2011								11,3 €

23.3.3 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 attribués aux salariés

sont réduits conformément aux règlements des plans. Cette modification du nombre d'actions se traduit par une réduction de la charge totale des plans conformément aux dispositions d'IFRS 2.

L'appréciation de la condition de performance est revue à chaque clôture. Les réductions de volume opérées en 2011 au titre de la non-atteinte de conditions de performance sont non significatives.

23.3.4 Plans en vigueur au 31 décembre 2011 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. 2011	31 déc. 2010
Plans en titres GDF SUEZ				
<i>Plans d'actions gratuites</i>				
Plan GDF juin 2007	1 539 009	33,4		
Plan SUEZ juillet 2007	2 175 000	37,8	5	9
Plan Spring août 2007	193 686	32,1	1	1
Plan GDF mai 2008	1 586 906	40,3	-	(8)
Plan SUEZ juin 2008	2 372 941	39,0	6	(4)
Plan GDF SUEZ juillet 2009	3 297 014	19,7	15	26
Plan Link août 2010	207 947	19,4	1	0
Plan GDF SUEZ juin 2011	4 173 448	20,0	16	
<i>Plans d'actions de performance</i>				
Plan SUEZ février 2007	989 559	36,0		
Plan SUEZ novembre 2007	1 244 979	42,4	-	(14)
Plan GDF SUEZ novembre 2008	1 812 548	28,5	(1)	(3)
Plan GDF SUEZ novembre 2009	1 693 840	24,8	12	15
Plan Comex janvier 2010	348 660	18,5	3	3
Plan Uni-T mars 2010	51 112	21,5	0	0
Plan GDF SUEZ janvier 2011	3 426 186	18,1	17	
Plan Uni-T mars 2011	57 337	23,3	0	
Plan GDF SUEZ décembre 2011	2 996 920	11,3	1	
Plans en titres SUEZ Environnement Company				
Plan SUEZ Environnement juillet 2009	2 040 810	9,6	5	7
Plan SUEZ Environnement décembre 2009	173 852	12,3	1	1
Plan SUEZ Environnement décembre 2010	829 080	10,8	3	0
			86	34

(1) Volume attribué, après éventuels ajustements liés à la fusion avec Gaz de France en 2008.

(2) Valeur moyenne pondérée le cas échéant.

23.3.5 Plans d'actions de performance d'International Power

International Power a modifié ses plans d'actions de performance préalablement à la date de prise de contrôle par le Groupe GDF SUEZ. Les plans 2008, 2009 et 2010 ont ainsi été annulés par anticipation et les bénéficiaires ont reçu en contrepartie un paiement en numéraire de 24 millions d'euros réglé postérieurement à la date d'acquisition. Un passif de 24 millions

d'euros étant comptabilisé dans l'état de situation financière d'International Power à la date d'acquisition, aucune charge n'a été constatée relativement à ces plans d'actions de performance dans le compte de résultat du Groupe en 2011.

Les impacts relatifs aux actions de performance attribuées en mars 2011 aux dirigeants et cadres supérieurs d'International Power sont non significatifs.

NOTE 24 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 25 « Rémunération des dirigeants ».

Les principales filiales (sociétés consolidées en intégration globale) sont listées dans la Note 28 « Liste des principales sociétés consolidées au 31 décembre 2011 ». Les principales entreprises associées et co-entreprises sont listées respectivement dans la Note 12 « Participations dans les entreprises associées » et la Note 13 « Participations dans les co-entreprises ». Seules les opérations significatives sont décrites ci-dessous.

24.1 Relations avec l'État français et les sociétés participations de l'État français

24.1.1 Relations avec l'État français

Suite à la fusion entre Gaz de France et SUEZ le 22 juillet 2008, l'État détient 36,0% du capital de GDF SUEZ ainsi que six représentants sur vingt deux 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 sur les tarifs d'accès aux terminaux méthaniers français sont régulés. Les éléments tarifaires sont fixés par des arrêtés ministériels.

24.1.2 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.

24.2 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 18 « Avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages long terme ».

24.3 Transactions avec les co-entreprises ou sociétés associées

24.3.1 Co-entreprises

<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
SPP Group	125	133				2		
Eco Electrica		107						
Tirreno Power	269	74		38		55		
WSW Énergie und Wasser	105	92		5	6	6		
EFOG	381		1					
Energia Sustentavel Do Brasil							348	1 366
Autres	443	446	(19)	207	722	72	83	693
TOTAL	1 323	852	(18)	250	728	135	431	2 059

EFOG (Royaume-Uni)

Le Groupe a cédé sa participation de 22,5% dans EFOG le 31 décembre 2011 (cf. Note 2 « Variations de périmètre »).

En 2011, le Groupe a acheté à EFOG du gaz pour un montant de 381 millions d'euros contre 257 millions d'euros au 31 décembre 2010.

Par ailleurs, dans le cadre de sa politique de centralisation des excédents de trésorerie, le Groupe a reçu d'EFOG des avances de trésorerie dont le solde s'élevait à 115 millions d'euros au 31 décembre 2010. Au 31 décembre 2011, la dette financière du Groupe vis-à-vis d'EFOG a été reprise par le groupe Total dans le cadre de la cession de la participation du Groupe dans EFOG.

Groupe AceaElectrabel (Italie)

Le Groupe et Acea ont mis fin à leur partenariat dans les activités Énergie en Italie lors du 1^{er} trimestre 2011. Dans ce cadre, comme indiqué en Note 2 « Principales variations de périmètre », le Groupe a pris le contrôle de certaines entités tandis qu'il a cédé la société de commercialisation AceaElectrabel Elettricità et certains actifs de production électriques à Acea. Seule la société Tirreno Power, qui est détenue conjointement avec GDF SUEZ Energia Italia, demeure consolidée par intégration proportionnelle.

Les ventes d'électricité entre le groupe et Tirreno Power s'élèvent à 269 millions d'euros en 2011.

Au 31 décembre 2010, les prêts accordés par le Groupe au groupe Acea s'élevaient à 349 millions d'euros. Les ventes de gaz et d'électricité au groupe AceaElectrabel s'étaient élevées à 100 millions d'euros.

Groupe SPP (Slovaquie)

GDF SUEZ détient 24,5% du groupe SPP.

Les ventes de gaz naturel et autres prestations de service facturées au groupe SPP se sont élevées respectivement à 133 millions d'euros en 2011 et 125 millions d'euros en 2010.

Les achats de gaz naturel et d'autres prestations auprès de SPP se sont élevées respectivement à 125 millions d'euros en 2011 et 124 millions d'euros en 2010.

Les créances clients et dettes fournisseurs du Groupe à l'égard du groupe SPP ne sont pas significatifs au 31 décembre 2011 (contre 22 et 25 millions d'euros au 31 décembre 2010).

Eco Electrica (Porto Rico)

GDF SUEZ détient 24,4% du capital de la société Eco Electrica. Le pourcentage de contrôle s'élève à 50%.

Les ventes de gaz naturel facturées à Eco Electrica se sont élevées à 107 millions d'euros en 2011.

WSW Energie und Wasser (Allemagne)

GDF SUEZ détient 33,1% du capital de la société WSW Energie und Wasser. Le pourcentage de contrôle s'élève à 33,1%. Les ventes et achats d'électricité entre le Groupe et WSW Énergie und Wasser se sont élevés respectivement à 92 millions d'euros et 105 millions d'euros en 2011.

Energia Sustentavel Do Brasil (Brésil)

GDF SUEZ détient 34,9 % du capital de la société Energia Sustentavel do Brasil. Le pourcentage de contrôle du Groupe dans cette entité s'élève à 50,1 %.

Ce consortium a été créé en 2008 dans le but de construire, détenir et exploiter la centrale hydroélectrique de Jirau d'une capacité de 3 450 MW.

Energia Sustentavel Do Brasil a procédé à une augmentation de capital en 2011. Le capital souscrit restant à libérer par le Groupe s'élève à 348 millions d'euros au 31 décembre 2011.

En 2009, la banque brésilienne de développement, Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e social, a accordé un prêt de 7 milliards de BRL (approximativement 3 milliards d'euros) à Energia Sustentavel do Brasil. Chaque partenaire garantit cette dette financière à hauteur de son pourcentage d'intérêt dans le consortium.

24.3.2 Sociétés associées

<i>En millions d'euros</i>	Achats de biens et services	Ventes de biens et services	Clients et autres débiteurs	Prêts et créances au coût amorti	Engagements et garanties donnés
Intercommunales	1 427	47	7	111	406
Contassur			128		
Entités projets d'International Power au Moyen Orient		400	23	124	657
Paiton		19	9	136	

Sociétés Intercommunales

Les sociétés Intercommunales mixtes bruxelloises, flamandes et wallonnes assurent la gestion du réseau de distribution d'électricité et de gaz en Belgique.

Depuis le 30 juin 2011, suite aux différentes opérations et événements intervenus au cours du 1^{er} semestre 2011 (cf. Note 2 « Principales variations de périmètre »), le Groupe n'exerce plus d'influence notable sur les sociétés intercommunales mixtes flamandes et comptabilise désormais sa participation en tant que « Titres disponibles à la vente ». En conséquence, les transactions avec les sociétés Intercommunales mixtes mentionnées dans cette note ne comprennent plus, à compter du 30 juin 2011, les transactions réalisées avec les Intercommunales flamandes.

Electrabel a accordé aux sociétés Intercommunales des avances de trésorerie dont le solde s'élève à 111 millions d'euros au 31 décembre 2011 contre 123 millions d'euros au 31 décembre 2010.

Electrabel Customer Solutions (ECS) paie des coûts de transport pour l'utilisation du réseau de distribution de gaz et d'électricité aux sociétés Intercommunales pour un montant de 1 394 millions d'euros au 31 décembre 2011 contre 2 012 millions d'euros au 31 décembre 2010. Les dettes fournisseurs et les créances clients relatives aux services de fourniture de gaz et d'électricité du Groupe envers les sociétés Intercommunales mixtes ne sont pas significatives.

Electrabel garantit à hauteur de 406 millions d'euros les emprunts contractés par les intercommunales mixtes Wallones dans le cadre de financement des réductions des fonds propres.

Contassur

Contassur est une société d'assurance-vie consolidée par mise en équivalence. Contassur est détenue par Electrabel 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 128 millions d'euros au 31 décembre 2011 contre 142 millions d'euros au 31 décembre 2010.

Sociétés projets d'International Power 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 400 millions d'euros au 31 décembre 2011, et concernent des ventes d'électricité, de gaz et des prestations de service.

Les prêts accordés par le Groupe à ces sociétés projets au Moyen-Orient s'élèvent à 124 millions d'euros au 31 décembre 2011.

Les garanties données par le Groupe à ces entités s'élèvent à 657 millions d'euros au 31 décembre 2011.

Paiton

Le Groupe détient 28,2% du capital de Paiton. Le pourcentage de contrôle du Groupe est de 44,7%.

Les prêts accordés par le Groupe à Paiton s'élèvent à 136 millions d'euros au 31 décembre 2011.

NOTE 25 RÉMUNÉRATION DES DIRIGEANTS

Les principaux dirigeants du Groupe sont les membres du Comité Exécutif et les Administrateurs. Le Comité Exécutif a été élargi de 18 à 27 membres au cours de l'année 2011.

Leurs rémunérations se décomposent de la façon suivante :

En millions d'euros	31 déc. 2011	31 déc. 2010
Avantages à court terme	39	33
Avantages postérieurs à l'emploi	6	4
Paiements sur base d'actions	12	17
Indemnités de fin de contrat	3	2
TOTAL	60	56

NOTE 26 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 l'Administration fiscale de certains pays.

Ces litiges et arbitrages, présentés ci-après, sont comptabilisés en tant que passifs ou constituent, selon les cas, des passifs éventuels ou des actifs éventuels.

Le montant des provisions sur litiges au 31 décembre 2011 s'élève à 763 millions d'euros (contre 638 millions d'euros au 31 décembre 2010).

26.1 Litiges et arbitrages

26.1.1 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 par la Hongrie à ses obligations découlant du Traité sur la Charte de l'Énergie. Le différend portait initialement essentiellement sur les tarifs d'électricité établis dans le cadre d'un contrat long terme d'achat d'électricité conclu le 10 octobre 1995 entre la société d'exploitation de la centrale électrique de Dunamenti (dans laquelle Electrabel détient une participation de 74,82%) et MVM (société contrôlée par l'État hongrois) ainsi que sur les allocations des droits d'émission de CO₂ dans le pays. L'audience arbitrale s'est tenue au mois de février 2010 et les arbitres se prononceront sur la question des responsabilités.

À la suite (i) de la décision prise par la Commission européenne, le 4 juin 2008, de qualifier d'aides d'État illégales et incompatibles avec le Traité/CE, les contrats d'achat à long terme d'électricité en vigueur au moment de l'accession de la Hongrie à l'Union européenne (au nombre desquels figurait le contrat conclu entre Dunamenti et MVM) et (ii) de la décision subséquente prise par la Hongrie de résilier ces contrats, Electrabel a étendu sa demande aux fins

d'obtenir réparation du dommage subi du chef de cette résiliation. La Commission européenne a approuvé au mois d'avril 2010, la méthode et les principes de détermination du montant de l'aide d'État et des coûts échoués (*stranded costs*) élaborée par les autorités hongroises. À la suite de cette approbation, les autorités hongroises ont adopté à la fin du mois d'avril 2010 un arrêté d'exécution mettant en œuvre cette méthode et ces principes (voir aussi Note 26.2.4 « Concurrence et concentrations/Contrats à long terme en Hongrie »).

Par ailleurs, la Commission européenne a sollicité, le 13 août 2008, et obtenu l'autorisation du tribunal arbitral d'intervenir dans la procédure d'arbitrage en qualité de partie non contestante. Cette intervention s'est limitée au dépôt d'un mémoire.

26.1.2 Slovak Gas Holding

Slovak Gas Holding (ci-après SGH) est détenue à parts égales par GDF SUEZ et E.ON Ruhrgas AG et détient une participation de 49% dans Slovenský Plynárenský Priemysel, a.s. (ci-après SPP), le solde étant détenu par la République Slovaque par l'intermédiaire de la *National Property Fund*.

En novembre 2008, SGH a notifié à la République Slovaque un avis de différend (*notice of dispute*) fondé sur le Traité de la Charte de l'Énergie ainsi que sur les Traités bilatéraux conclus entre la République Slovaque et la République Tchèque d'une part et les Pays-Bas d'autre part. Cet avis de différend est une condition nécessaire à l'engagement d'une procédure d'arbitrage international fondé sur les traités précités et a pour objet d'ouvrir une période informelle de négociation devant permettre aux parties de régler à l'amiable leur différend. À la suite des négociations engagées et des résultats obtenus, l'avis de différend a été révisé et complété le 28 décembre 2010. Il porte désormais principalement sur des pertes subies par SPP au cours des années 2008 à 2011 à la suite du refus du régulateur de définir le tarif en fonction des coûts réels encourus et d'une marge raisonnable de profit.

Les négociations ont permis d'obtenir le retrait du cadre légal qui restreignait la faculté de solliciter des augmentations de tarifs pour couvrir les coûts de vente de gaz et une marge raisonnable de profit (loi dite « lex SPP »). Elles se poursuivent sur d'autres points litigieux.

26.1.3 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, Deminor et deux autres fonds ont initié le 10 juillet 2007 une procédure devant la Cour d'appel de Bruxelles à l'encontre de SUEZ et d'Electrabel tendant à obtenir un complément de prix. La Cour d'appel a déclaré la demande non fondée par arrêt du 1^{er} décembre 2008.

Suite au pourvoi introduit par Deminor et consorts le 22 mai 2009, la Cour de Cassation a, par arrêt du 27 juin 2011, prononcé la cassation. Il appartient à Deminor et consorts d'assigner la FSMA (Autorité belge des services et marchés financiers, anciennement dénommée Commission bancaire, financière et des assurances) et GDF SUEZ devant la Cour d'Appel de Bruxelles dans une composition différente.

MM. Geenen et consorts ont initié une procédure semblable, la Cour d'appel de Bruxelles ayant cependant rejeté la demande pour nullité de l'acte introductif d'instance. La demande a été réintroduite, cependant sans mise en cause d'Electrabel et de la FSMA. La Cour, par un arrêt en date du 24 décembre 2009 a rejeté la demande Geenen pour des motifs d'ordre procédural.

M. Geenen s'est pourvu en cassation le 2 juin 2010. La procédure est en cours.

26.1.4 AES Energia Cartagena

GDF SUEZ est partie à une procédure d'arbitrage devant la Cour Internationale d'Arbitrage de la Chambre de Commerce Internationale (ICC) intentée en septembre 2009 par AES Energia Cartagena au titre de l'*Energy Agreement* en date du 5 avril 2002 en vertu duquel AES Energia Cartagena convertit, dans la centrale électrique à cycle combiné située à Carthagène en Espagne, le gaz fourni par GDF SUEZ en électricité.

L'arbitrage porte sur la prise en charge passée et future, par l'une ou l'autre des parties, de divers coûts et dépenses liés à la centrale, en particulier au titre de certificats d'émission de CO₂, d'impôts fonciers et de subventions sociales. La procédure d'arbitrage s'est tenue à Londres et est arrivée à son terme et les parties ont été informées le 21 octobre 2011 qu'un projet de sentence avait été rendu par les arbitres, lequel projet doit maintenant être soumis à un contrôle interne (essentiellement de forme) de l'ICC.

Le 20 octobre 2011, les parties ont toutefois signé un accord de règlement à l'amiable de leur différend. Cet accord est soumis à certaines conditions suspensives dont la date de réalisation était initialement fixée au 31 décembre 2011 laquelle a finalement été reportée au 17 février 2012. Les conditions suspensives ont été réalisées le 31 janvier 2012 et le closing est fixé au 9 février 2012. Dans l'intervalle, la procédure d'arbitrage a été suspendue.

26.1.5 Argentine

En Argentine, les tarifs applicables aux contrats de concession ont été bloqués par une loi d'urgence publique et de réforme du régime des changes (Loi d'urgence) en janvier 2002 empêchant

ainsi l'application des clauses contractuelles d'indexation des tarifs en cas de dépréciation du peso argentin par rapport au dollar américain.

En 2003, SUEZ – désormais GDF SUEZ – et ses co-actionnaires, concessionnaires des eaux de Buenos Aires et de Santa Fe, ont entamé des procédures d'arbitrage contre l'État argentin en sa qualité de concédant, dans le but de faire appliquer les clauses contractuelles des contrats de concession devant le Centre International pour le Règlement des Différends relatifs aux Investissements (CIRDI) conformément aux traités bilatéraux franco-argentins 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 la promulgation de la Loi d'urgence susmentionnée. Le CIRDI a reconnu sa compétence pour statuer dans les deux affaires en 2006. 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 et Aguas Provinciales de Santa Fe se sont vues contraintes d'entamer des procédures de résiliation de leur contrat de concession devant les juridictions administratives locales.

Toutefois, la situation financière des sociétés concessionnaires s'étant dégradée depuis la Loi d'urgence, la société Aguas Provinciales de Santa Fe a annoncé sa mise en liquidation judiciaire lors de son Assemblée Générale du 13 janvier 2006.

Parallèlement, la société Aguas Argentinas a demandé à bénéficier du Concurso Preventivo (comparable à la procédure française de redressement judiciaire). Dans le cadre de cette procédure de redressement judiciaire, une proposition concordataire opérant novation du passif admissible de la société Aguas Argentinas a reçu l'approbation des créanciers et a été homologuée par le juge de la faillite le 11 avril 2008. Le règlement du passif est en cours. La proposition prévoit un premier paiement de 20% du passif (soit l'équivalent d'environ 40 millions de dollars américains) 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 Aguas Argentinas et Aguas Provinciales de Santa Fe.

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. Ces deux décisions de principe seront suivies, dans les prochains mois, de la détermination définitive du montant de la réparation au titre des préjudices subis.

L'expert devrait remettre ses conclusions en 2012.

26.1.6 United Water – Lake DeForest

En mars 2008, certains riverains de la rivière Hackensack dans le comté de Rockland (État de New York) ont déposé auprès de la

cour suprême de l'État de New York une réclamation d'un montant total de 66 millions de dollars américains (ultérieurement porté à 130) à l'encontre de United Water (groupe SUEZ Environnement) à la suite d'inondations consécutives à des pluies torrentielles.

Ces riverains allèguent un défaut d'entretien du réservoir et du barrage de Lake DeForest appartenant au réservoir de Lake DeForest qui, à la suite de ces pluies torrentielles, n'aurait pas fonctionné correctement et n'aurait pas permis un déversement progressif des eaux dans la rivière Hackensack sur laquelle il est érigé, causant ainsi des inondations chez ces riverains. Le réseau d'évacuation des eaux pluviales dont United Water est l'opérateur se déversant en amont du barrage, les riverains, pourtant situés en zone inondable, réclament à l'encontre de United Water des dommages et intérêts compensatoires d'un montant de 65 millions de dollars américains ainsi que des dommages et intérêts punitifs d'un montant équivalent alléguant une négligence dans l'entretien du barrage et du réservoir de Lake DeForest.

La société United Water estime ne pas être responsable des inondations ni de l'entretien du barrage et du réservoir et que les plaintes ne devraient pas pouvoir prospérer. United Water a déposé une motion to dismiss en juillet 2009 visant à faire juger qu'elle n'avait pas l'obligation d'exploiter le barrage en tant qu'ouvrage de prévention des inondations. Le rejet de cette demande prononcé le 27 août 2009 a été confirmé le 1^{er} juin 2010. United Water a interjeté appel de cette dernière décision. Une décision sur le fond est attendue vers la fin du premier semestre 2012.

La demande de dommages et intérêts punitifs introduite par les riverains à l'encontre de la société United Water a été définitivement rejetée le 31 mai 2011.

26.1.7 Novergie

Novergie Centre Est (groupe SUEZ Environnement) exploitait une usine d'incinération de déchets ménagers à Gilly-sur-Isère à côté d'Albertville (Savoie), construite en 1984 et appartenant à la société d'économie mixte SIMIGEDA (syndicat intercommunal mixte de gestion des déchets du secteur d'Albertville). En 2001, des taux élevés de dioxine ont été relevés à proximité de l'usine d'incinération et le Préfet de Savoie a ordonné la fermeture de l'usine en octobre 2001.

Des plaintes avec constitution de partie civile furent déposées en mars 2002 contre notamment le Président de SIMIGEDA, le Préfet du département de la Savoie et Novergie Centre Est pour empoisonnement, mise en danger de la vie d'autrui, et coups et blessures non intentionnels, au titre d'une pollution causée par l'usine d'incinération. Au 1^{er} semestre 2009, la Cour de Cassation a confirmé la décision de la chambre de l'instruction de la Cour d'appel de Lyon rejetant une constitution de partie civile.

Novergie Centre Est a été mise en examen le 22 décembre 2005 pour les chefs de mise en danger de la vie d'autrui et de violation de la réglementation.

Dans le cadre de la procédure, les expertises judiciaires demandées ont établi qu'il n'y avait pas d'augmentation du nombre de cancers parmi les populations riveraines.

Le 26 octobre 2007, le juge d'instruction en charge du dossier a prononcé un non-lieu à l'encontre des personnes physiques mises en examen pour mise en danger d'autrui. En revanche, le juge a ordonné le renvoi du SIMIGEDA et de Novergie Centre Est devant le tribunal correctionnel d'Albertville pour avoir fait

fonctionner l'incinérateur « sans autorisation préalable, en raison de la caducité de l'autorisation initiale par suite des changements significatifs des conditions d'exploitation ». La chambre de l'instruction de la Cour d'Appel de Chambéry en date du 9 septembre 2009 a confirmé la décision de non-lieu pour mise en cause de la vie d'autrui pour les employés de Novergie.

Novergie Centre Est, constatant que les principaux responsables des infractions reprochées ne seraient pas présents à l'audience du tribunal correctionnel, a déposé une plainte contre X pour entrave à la justice et organisation frauduleuse de l'insolvabilité en date du 28 septembre 2010.

L'audience devant le tribunal correctionnel s'est tenue le 29 novembre 2010. Le 23 mai 2011, le tribunal correctionnel a rendu un jugement imposant à Novergie Centre Est une amende de 250 000 euros.

Novergie Centre Est a interjeté appel du jugement.

26.1.8 Société des Eaux du Nord

Des négociations ont été engagées en 2008/2009 entre la Communauté Urbaine de Lille Métropole (LMCU) et la Société des Eaux du Nord (SEN), filiale de Lyonnaise des Eaux France, dans le cadre de la révision quinquennale du contrat de concession de la distribution d'eau potable. Ces négociations portaient en particulier sur les conséquences à tirer des avenants signés en 1996 et 1998 en matière d'obligations de renouvellement à la charge de la SEN.

LMCU et la SEN n'étant pas parvenues à se mettre d'accord sur les conditions de la révision du contrat, elles ont décidé, fin 2009, de faire appel à une commission arbitrale, conformément au contrat. Cette commission présidée par Monsieur Michel Camdessus a formulé des recommandations.

Sans suivre les recommandations de la Commission, le Conseil Communautaire du 25 juin 2010 de LMCU a unilatéralement approuvé la signature d'un avenant au contrat qui prévoit notamment l'émission d'un titre de recettes d'un montant de 115 millions d'euros à l'encontre de la SEN, ce titre étant censé correspondre à la restitution immédiate du solde des provisions de renouvellement non utilisées assorties d'intérêts selon les propres calculs de LMCU.

Deux recours tendant à l'annulation de la délibération du 25 juin 2010 du Conseil de Communauté de LMCU et des décisions prises en son application ont été introduits devant le Tribunal Administratif de Lille en date du 6 septembre 2010 par la SEN ainsi que par Lyonnaise des Eaux France en sa qualité d'actionnaire de la SEN.

26.1.9 Melbourne - Aquasure

En 2009, à la suite d'un appel d'offres, l'État de Victoria a confié, pour une période de trente ans, à la société Aquasure (dont SUEZ Environnement est actionnaire à hauteur de 21%), le financement, la conception, la construction et l'exploitation d'une usine de dessalement d'eau de mer desservant l'agglomération de Melbourne. Aquasure a confié la conception et de construction de l'usine à une Joint Venture (ci-après la JV) constituée de Thiess (groupe Leighton) pour 65%, et de Degrémont (filiale de SUEZ Environnement) pour 35%. La phase d'exploitation a été confiée à une Joint Venture Degrémont (60%), Thiess (40%). Le calendrier contractuel de la construction prévoyait la réception

de l'usine le 30 juin 2012. Les travaux de construction ont démarré au mois de septembre 2009.

Des aléas climatiques majeurs et des problèmes sociaux ont retardé l'avancement du chantier et font que, fin décembre 2011, 88% de l'usine étaient achevés, entraînant un report de plusieurs mois des dates de réception et de mise en production.

La JV estime que le retard du calendrier contractuel ainsi que ses conséquences financières ne lui sont que partiellement imputables et s'efforce d'obtenir une extension de délai et une compensation financière. Deux réclamations ont déjà été présentées ; (i) une demande d'extension de délai liée aux événements météorologiques cycloniques de 80 jours à fin octobre 2011 avec demande de compensation pour les coûts supplémentaires engagés, (ii) une demande d'extension de délai de 194 jours liée au contexte social dont la quantification des compensations financières est en cours d'évaluation.

Le 15 décembre 2011, un moratoire (*standstill*) est intervenu entre Aquasure et la JV, ouvrant une période de négociations contractuelles entre les parties jusqu'au 31 mars 2012.

26.1.10 Togo Électricité

En février 2006, l'État togolais a pris possession : de l'ensemble des actifs de Togo Électricité sans indemnité et a engagé plusieurs actions dont une à l'encontre de Togo Électricité, Groupe GDF SUEZ (branche Énergie Services), étendue par la suite à GDF SUEZ, afin d'obtenir la condamnation de ces deux sociétés au paiement d'indemnités au titre des manquements à la concession évaluée entre 27 et 33 milliards de Francs CFA, soit entre 41 et 50 millions d'euros.

En mars 2006, Togo Électricité a introduit une procédure d'arbitrage à laquelle GDF SUEZ s'est jointe, contre l'État togolais devant le Centre International pour le Règlement des Différends Relatifs aux Investissements (CIRDI) à la suite des décrets pris par l'État togolais résiliant la convention de concession pour la gestion du service public de la distribution d'électricité détenue par Togo Électricité depuis décembre 2000.

Une sentence a été rendue par le CIRDI le 10 août 2010 aux termes de laquelle la République du Togo est condamnée à indemniser Togo Électricité à hauteur de 60 millions d'euros avec intérêts à 6,589% l'an à compter de 2006. L'État du Togo a introduit une demande en annulation de la sentence. Un comité *ad hoc* du CIRDI s'est constitué pour examiner la demande de l'État togolais. Sa décision a été rendue le 6 septembre 2011. Le Comité a rejeté la requête en nullité et confirme en tous points la sentence rendue le 10 août 2010.

26.1.11 Fos Cavaou – Exploitation

Par arrêté du 15 décembre 2003 pris au titre des Installations Classées pour la Protection de l'Environnement (ICPE), le préfet des Bouches du Rhône a autorisé Gaz de France à exploiter un terminal méthanier à Fos Cavaou. Le permis de construire de l'installation a été délivré par un second arrêté préfectoral pris le même jour. Ces deux arrêtés ont fait l'objet de recours contentieux.

Le permis de construire a fait l'objet de deux recours en annulation introduits devant le Tribunal administratif de Marseille, l'un par la commune de Fos-sur-Mer, l'autre par le Syndicat d'Agglomération Nouvelle (SAN). Ces recours ont été rejetés par décision du Tribunal

du 18 octobre 2007. La commune de Fos-sur-Mer s'est pourvue en appel contre ce jugement le 20 décembre 2007. Son désistement d'instance est intervenu le 11 janvier 2010.

L'arrêté d'exploitation a fait l'objet de deux recours en annulation devant le Tribunal administratif de Marseille déposés, l'un par l'Association de Défense et de Protection du Littoral du Golfe de Fos-sur-Mer (ADPLGF), l'autre par un particulier.

Le Tribunal administratif de Marseille a annulé l'arrêté préfectoral d'exploitation du Terminal de Fos Cavaou par jugement rendu le 29 juin 2009. Elengy, Groupe GDF SUEZ, qui est venue aux droits de GDF SUEZ dans cette procédure, ainsi que le ministre de l'Écologie, de l'Énergie, du Développement durable et de la Mer ont interjeté appel respectivement le 9 juillet 2009 et le 28 septembre 2009. La procédure s'est poursuivie devant la Cour administrative d'appel de Marseille qui, par son arrêt du 8 octobre 2011, a confirmé l'annulation de l'arrêté d'exploitation du 15 décembre 2003.

Le 6 octobre 2009, le préfet des Bouches-du-Rhône a pris un arrêté mettant en demeure Elengy de déposer au plus tard le 30 juin 2010 un dossier de demande d'autorisation d'exploiter pour régulariser la situation administrative du terminal et permettant, dans le cadre de prescriptions adaptées, la poursuite de la construction ainsi qu'une exploitation partielle de celui-ci.

Cet arrêté préfectoral a fait l'objet le 19 janvier 2010 d'un recours en annulation déposé par l'ADPLGF devant le Tribunal administratif de Marseille. L'ADPLGF s'est désistée de son action auprès du tribunal le 4 janvier 2011.

Le 25 août 2010 le préfet des Bouches-du-Rhône a pris un nouvel arrêté portant modification de l'arrêté du 6 octobre 2009, permettant l'exploitation provisoire du terminal sans restrictions dans l'attente de la régularisation définitive de sa situation administrative.

Conformément à l'arrêté du 6 octobre 2009, Elengy a déposé le 30 juin 2010 en préfecture un dossier de demande d'autorisation d'exploiter qui est en cours d'instruction. Dans ce cadre, l'enquête publique prévue par la loi s'est déroulée du 1^{er} juin au 18 juillet 2011. La Commission d'enquête a rendu un avis favorable le 25 août 2011.

Le dossier de demande d'autorisation d'exploiter a été présenté au Comité départemental de l'environnement et des risques sanitaires et technologiques (CODERST) le 9 janvier 2012.

26.1.12 Fos Cavaou - Construction

La Société du Terminal Méthanier de Fos Cavaou (ci-après STMFC), filiale d'Elengy à 72,4% et de Total à 27,6%, a déposé le 17 janvier 2012 une demande d'arbitrage auprès de la Cour internationale d'arbitrage de la Chambre de commerce internationale (CCI) contre le groupement d'entreprises composé de trois sociétés : SOFREGAZ, TECNIMONT SpA et SAIPEM SA (ci-après STS).

Le litige porte sur la construction du terminal méthanier appartenant à STMFC, 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, STMFC a procédé à la mise en régie en 2010 d'une partie des travaux et fait appel à des entreprises extérieures pour l'exécution de ceux-ci.

STMFC a demandé réparation du préjudice qu'elle a subi en engageant une procédure arbitrale sous l'égide de la CCI.

26.1.13 La Compagnie du Vent

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

Le 27 mai 2011, lors de l'Assemblée Générale de La Compagnie du Vent, le P-DG, Jean-Michel Germa, a été révoqué et remplacé par un dirigeant désigné par GDF SUEZ. Jean-Michel Germa a contesté cette décision en mettant en cause la validité de l'Assemblée Générale mais le Président du Tribunal de Commerce de Montpellier a, par une ordonnance du 8 juin 2011, fait interdiction sous astreinte à Jean-Michel Germa de faire usage du titre de Président-Directeur Général de La Compagnie du Vent et de se rendre dans les locaux de la société. Le 15 juin 2011, le Président du Tribunal de Commerce de Montpellier a par ailleurs rejeté la requête de SOPER en confirmant l'ordonnance du 26 mai 2011 qui avait permis de tenir l'Assemblée Générale du 27 mai. SOPER et Jean-Michel Germa ont fait appel de ces deux décisions et, le 13 octobre 2011, la Cour d'Appel de Montpellier, en infirmant l'ordonnance du 15 juin 2011, a déclaré nulles et de nul effet les décisions prises lors de l'Assemblée Générale de La Compagnie du Vent du 27 mai 2011. Jean-Michel Germa a en conséquence été réintégré dans ses fonctions de Président Directeur Général de la Compagnie du Vent. Une nouvelle Assemblée Générale s'est tenue le 3 novembre 2011, au cours de laquelle Jean-Michel Germa a été de nouveau révoqué et remplacé par un dirigeant désigné par GDF SUEZ.

Par ailleurs, sur requête de GDF SUEZ, le 13 juillet 2011, le Président du Tribunal de Commerce de Montpellier, a constaté l'abus de minorité commis par SOPER lors de l'Assemblée Générale du 1^{er} juillet précédent, en refusant de voter l'accord de collaboration entre La Compagnie du Vent et GDF SUEZ relatif au projet éolien offshore des Deux Côtes. Il a désigné un mandataire pour représenter SOPER à une Assemblée Générale ultérieure portant sur le même sujet et voter en son nom dans un sens conforme à l'intérêt social de La Compagnie du Vent sans porter atteinte aux intérêts de SOPER. Cette Assemblée Générale s'est tenue le 22 juillet 2011 et la résolution a été adoptée. SOPER a cependant interjeté appel de l'ordonnance du 13 juillet 2011. La Cour d'Appel a examiné l'affaire le 27 juillet 2011 et, le 8 septembre 2011, a confirmé la décision de première instance et condamné SOPER aux dépens (6 000 euros). SOPER et Jean-Michel Germa se sont pourvus en cassation.

La Compagnie du Vent a assigné le 23 août 2011 SOPER, devant le Tribunal de Commerce de Montpellier afin de la faire condamner à réparer le préjudice moral subi par La Compagnie du Vent à hauteur de 500 000 euros.

La révocation du P-DG traduit d'importantes divergences stratégiques entre les deux actionnaires en matière de

développement de l'énergie éolienne, notamment sur le projet des Deux Côtes. Ces divergences ont conduit Jean-Michel Germa à menacer GDF SUEZ d'une demande d'indemnisation d'environ 489 millions d'euros, prétentions que le Groupe estime infondées.

26.1.14 Gel des tarifs réglementés du gaz naturel en France à compter du 1^{er} octobre 2011

L'arrêté interministériel du 29 septembre 2011 relatif aux tarifs réglementés de vente du gaz naturel fourni à partir des réseaux de distribution de GDF SUEZ, a conduit à geler les tarifs réglementés du gaz naturel. GDF SUEZ considère que cet arrêté n'est conforme ni à la loi qui impose que les tarifs réglementés couvrent l'intégralité des coûts, ni aux règles d'un marché ouvert à la concurrence, ni au Contrat de service public signé entre l'État et l'Entreprise. GDF SUEZ le considère contraire aux intérêts de l'Entreprise, à ceux de ses concurrents et aux intérêts patrimoniaux et financiers de l'État. Le gel des tarifs représente pour l'Entreprise un manque à gagner estimé à environ 300 millions d'euros sur le dernier trimestre 2011.

La Commission de Régulation de l'Énergie (CRE), autorité compétente et indépendante en la matière, avait, le 22 septembre 2011, rendu un avis défavorable à l'arrêté interministériel.

En conséquence, GDF SUEZ a, le 13 octobre 2011, attaqué ledit arrêté devant le Conseil d'État pour excès de pouvoir. Le recours vise principalement à annuler pour excès de pouvoir l'arrêté en tant qu'il n'a pas fixé l'augmentation des tarifs au niveau calculé par la CRE et nécessaire pour couvrir les coûts complets moyens de GDF SUEZ, et enjoindre aux ministres compétents de prendre dans un délai de deux mois, sous astreinte de 100 000 euros par jour de retard, un arrêté fixant rétroactivement l'évolution des tarifs à partir du 1^{er} octobre 2011 en conformité avec l'article L. 445-3 du Code de l'énergie.

En outre, l'Association nationale des opérateurs détaillants en énergie (ANODE) a obtenu, le 28 novembre 2011, du juge des référés du Conseil d'État, la suspension de l'arrêté du 29 septembre 2011.

26.1.15 Réclamations du fisc belge

Les services de l'Inspection Spéciale des Impôts belge réclament un montant de 188 millions d'euros à SUEZ-Tractebel, Groupe GDF SUEZ, concernant ses investissements passés au Kazakhstan. SUEZ-Tractebel a introduit un recours administratif contre ces demandes. L'Administration fiscale n'ayant toujours pas statué 10 ans après, un recours devant le Tribunal de première instance de Bruxelles a été introduit en décembre 2009.

Les services de l'Inspection Spéciale ont procédé à la taxation en Belgique des revenus financiers réalisés au Luxembourg par les succursales de gestion de trésorerie d'Electrabel et de SUEZ-Tractebel établies au Luxembourg. Ces revenus financiers qui ont été soumis à l'impôt au Luxembourg sont exonérés d'impôt en Belgique conformément aux dispositions de 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 245 millions d'euros au titre des exercices 2003 à 2007. Le Groupe a contesté ces décisions de l'Inspection Spéciale devant le Tribunal de première instance de Bruxelles. Des enrôlements au titre de l'exercice 2008 sont attendus par

Electrabel SA et par SUEZ-Tractebel SA, ce qui portera le montant total des enrôlements à 285 millions d'euros. Un premier jugement, qui porte sur une question périphérique sans aborder le problème de fond, a été rendu le 25 mai 2011, confortant la position d'Electrabel. Entre-temps, ce jugement a entraîné un dégrèvement partiel dont le montant total s'élève à 48 millions d'euros (exercices 2005-2007).

26.1.16 Contestation d'une disposition fiscale de la loi belge

Electrabel, Groupe GDF SUEZ, a déposé, le 23 mars 2009, un recours en annulation auprès de la Cour Constitutionnelle contre les articles de la loi-programme du 22 décembre 2008 imposant une taxe de 250 millions d'euros aux producteurs nucléaires (dont 222 millions d'euros payés par Electrabel). La Cour Constitutionnelle a rejeté ce recours par arrêt en date du 30 mars 2010. Cette taxe a par ailleurs été reconduite pour l'exercice 2009 par la loi du 23 décembre 2009 et pour 2010 par la loi du 29 décembre 2010, en application de laquelle le Groupe s'est à chaque fois acquitté de la somme réclamée à savoir 213 millions d'euros pour l'exercice 2009 et 212 millions pour l'exercice 2010. Suite à un protocole d'accord signé le 22 octobre 2009 entre l'État belge et le Groupe, cette taxe n'aurait pas dû être reconduite, mais aurait dû être remplacée par une contribution liée à l'extension de la durée d'exploitation de certaines centrales nucléaires. Electrabel a introduit le 9 septembre 2011 une action en répétition des montants payés.

26.1.17 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.

26.1.18 Réclamation du fisc brésilien

Tractebel Energia, Groupe GDF SUEZ, a reçu le 30 décembre 2010 un enrôlement de 322 millions de reals brésiliens (134 millions d'euros) couvrant les exercices 2005 à 2007. L'Administration fiscale brésilienne refuse principalement des déductions liées à un incitatif fiscal (« RIC » ou rémunération d'immobilisations en construction), notamment pour les actifs liés au projet Jacui. Tractebel Energia estime que les arguments de l'Administration fiscale brésilienne ne sont pas fondés et a contesté les enrôlements.

26.2 Concurrence et concentrations

26.2.1 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.

26.2.2 Megal

Le 11 juin 2008, Gaz de France a reçu une communication de griefs de la Commission européenne faisant état de présomptions de concertation avec E.ON ayant pour effet de restreindre la concurrence sur leurs marchés respectifs, en particulier en ce qui concerne les livraisons de gaz naturel transporté par le gazoduc Megal. GDF SUEZ a répondu le 8 septembre 2008 ; une audition a eu lieu le 14 octobre 2008. Le 8 juillet 2009, la Commission européenne a adopté une décision condamnant GDF SUEZ et E.ON pour entente et a infligé une amende de 553 millions d'euros à chacune des entreprises. Cette amende a été payée par GDF SUEZ. La Commission considère que cette entente, qui a pris fin en 2005, a débuté en 1975 à l'occasion de la conclusion des accords relatifs à la construction du gazoduc Megal et que les deux entreprises se sont entendues pour que GDF SUEZ n'utilise pas le gaz transporté sur le gazoduc Megal pour fournir des clients situés en Allemagne et qu'E.ON ne transporte pas de gaz vers la France *via* Megal.

Le 18 septembre 2009, GDF SUEZ a introduit devant le Tribunal de l'Union européenne un recours en annulation de cette décision. La procédure est en cours. La phase écrite devant le Tribunal s'est poursuivie au cours de l'année 2010. L'étape suivante sera la procédure orale qui débutera par la fixation de la date de l'audience et les éventuelles questions préparatoires du Tribunal.

L'audience devant le Tribunal de l'Union européenne s'est déroulée le 21 septembre 2011. L'arrêt sera rendu à une date non déterminée.

26.2.3 Compagnie Nationale du Rhône

Electrabel, Groupe GDF SUEZ, a été condamnée par la Commission européenne par décision du 10 juin 2009 à une amende de 20 millions d'euros pour ne pas avoir notifié la prise de contrôle de la Compagnie Nationale du Rhône à la Commission européenne dès fin 2003 et pour avoir mis en œuvre cette prise de contrôle avant qu'elle ait été autorisée par la Commission européenne. Cette décision fait suite à la notification de griefs envoyée le 17 décembre 2008 à laquelle il a été répondu par un mémoire en réponse le 16 février 2009. Electrabel a introduit devant le Tribunal de l'Union

européenne le 20 août 2009 un recours en annulation contre la décision de la Commission européenne. La procédure est en cours. La phase écrite devant le Tribunal s'est poursuivie au cours de l'année 2010. L'audience devant le Tribunal de l'Union européenne s'est déroulée le 30 novembre 2011. L'arrêt sera rendu à une date non déterminée.

26.2.4 Contrats à long terme en Hongrie

La Commission européenne a rendu une décision le 4 juin 2008 déclarant que 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 constituaient des aides d'État illégales et incompatibles avec le Traité sur le fonctionnement de l'Union européenne. Elle a invité la Hongrie à revoir ce système de 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. Le Groupe est directement concerné puisque sa filiale Dunamenti est partie à un contrat à long terme d'achat d'électricité conclu le 10 octobre 1995 avec MVM, société contrôlée par l'État de Hongrie. Suite à cette décision de la Commission européenne, la Hongrie a 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 a introduit un recours en annulation contre la décision de la Commission européenne devant le Tribunal de l'Union européenne le 28 avril 2009. La procédure est toujours en cours. Les Parties ont déposé leurs mémoires (mémoire en défense de la Commission européenne reçu le 19 octobre 2009, mémoire en réplique de GDF SUEZ le 4 décembre 2009 auquel la Commission a répondu par un mémoire en duplique le 16 février 2010). L'étape suivante sera la procédure orale qui débitera par la fixation de la date de l'audience et les éventuelles questions préparatoires du Tribunal.

Le 27 avril 2010, la Commission européenne a rendu une décision approuvant le montant de l'aide d'État à charge de Dunamenti 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 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, 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. (Voir aussi Note 26.1.1 « Litiges et arbitrages/ Electrabel – État de Hongrie ».)

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

La Commission européenne a ouvert en juillet 2007 à l'encontre du Groupe une enquête sur les contrats de fourniture d'électricité conclus avec les clients industriels en Belgique. L'enquête s'est

déroulée et Electrabel, Groupe GDF SUEZ, a coopéré avec les services de la Direction Générale de la Concurrence. Le dernier questionnaire reçu de la Commission européenne date du 31 juillet 2009. Il y a été répondu le 9 novembre 2009. Au vu des résultats de l'enquête approfondie, la Commission européenne a notifié sa décision de clôture de la procédure d'examen le 28 janvier 2011.

26.2.6 Enquête dans le secteur de la vente en gros d'électricité en Belgique

L'autorité belge de la concurrence a procédé en septembre 2009, juin 2010 et octobre 2011 à des perquisitions au sein d'entreprises actives dans le secteur de la vente en gros d'électricité en Belgique, dont Electrabel, Groupe GDF SUEZ. L'enquête, à laquelle Electrabel apporte tout son concours, est toujours en cours.

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

La Commission européenne a procédé, au cours du mois d'avril 2010, à des inspections dans les locaux de différentes sociétés françaises actives dans le secteur de l'eau et de l'assainissement concernant leur éventuelle participation à des pratiques contraires aux articles 101 et 102 du traité sur le fonctionnement de l'Union européenne. Des inspections ont ainsi été menées au sein de SUEZ Environnement Company et de Lyonnaise des Eaux France.

Un déplacement accidentel de scellé apposé sur une porte est survenu dans les locaux de Lyonnaise des Eaux France durant l'inspection.

Le 21 mai 2010, en application du chapitre VI du règlement (CE) n° 1/2003, la Commission a décidé d'ouvrir une procédure relative à cet incident à l'encontre de SUEZ Environnement Company. Dans le cadre de cette procédure, SUEZ Environnement Company a communiqué à la Commission les éléments relatifs à cet incident. Le 20 octobre 2010, la Commission a adressé une notification de griefs sur ce point à SUEZ Environnement Company ainsi qu'à Lyonnaise des Eaux France. SUEZ Environnement Company et Lyonnaise des Eaux France ont répondu à la notification de griefs en date du 8 décembre 2010.

La Commission européenne a fixé à 8 millions d'euros l'amende pour bris de scellé et l'a notifiée le 24 mai 2011 à SUEZ Environnement Company et à Lyonnaise des Eaux France.

La Commission européenne a notifié le 13 janvier 2012 à SUEZ Environnement Company/Lyonnaise des Eaux sa décision d'ouvrir une procédure formelle d'examen afin de déterminer si les sociétés SAUR, SUEZ Environnement Company, VEOLIA ainsi que la Fédération Professionnelle des Entreprises de l'Eau se sont livrées à des pratiques anticoncurrentielles affectant les marchés de la gestion déléguée des services d'eau et de l'assainissement en France.

NOTE 27 ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA CLÔTURE

Nouvelle organisation opérationnelle du Groupe : création des branches Energie Europe et Energie International

Depuis le 1er janvier 2012, le Groupe a mis en place sa nouvelle organisation opérationnelle dans les métiers de l'Énergie en créant une branche Energie Europe ainsi qu'une branche Energie International, dont le périmètre correspond au Groupe International Power (Cf Note 3.1 « Secteurs opérationnels »).

La branche Energie Europe (« BEE ») gère les activités de gestion d'énergie, de distribution de gaz naturel, de production d'électricité et de vente d'énergie en Europe continentale, tous segments confondus en Europe continentale. Elle exploite à ce titre l'ensemble des actifs physiques et commerciaux du Groupe en Europe continentale, dans le domaine du gaz (hors infrastructures rattachées à la branche Infrastructures) et de l'électricité (en dehors de certains actifs historiquement exploités par International Power en Italie, Allemagne, Espagne et Portugal). Jusqu'au 31 décembre 2011, les activités regroupées au sein de la nouvelle BEE étaient conduites par les secteurs opérationnels suivants décrits dans la Note 3 « Information sectorielle » : la branche Energie France, les divisions Energie Benelux & Allemagne et Energie Europe de la branche Energie Europe et International, ainsi que les activités

« approvisionnement gaz » et « ventes grands comptes » de la branche Global Gaz & GNL.

La création de la branche Énergie Europe vise à mettre en œuvre une organisation adaptée à la dimension européenne des marchés du Groupe, dans un contexte :

- d'intégration croissante à l'échelle européenne des marchés de l'électricité et du gaz : intégration physique avec l'augmentation des interconnexions entre pays, intégration économique avec l'ouverture des marchés de l'énergie mais aussi intégration réglementaire ;
- de poursuite de la convergence entre gaz et électricité, le gaz jouant un rôle croissant dans la production d'électricité ;

Suite au transfert des activités « approvisionnement gaz » et « ventes grands comptes » à la BEE, la branche Global Gaz & GNL est désormais composée des activités exploration-production de gaz et de pétrole, de la liquéfaction du gaz naturel et de son transport sous forme de gaz naturel liquéfié.

À compter du 1^{er} janvier 2012, le Groupe est donc désormais organisé autour des six branches suivantes : Energie Europe, Energie International, Global Gaz & GNL, Infrastructures, Energie Services, Environnement.

NOTE 28 LISTE DES PRINCIPALES SOCIÉTÉS CONSOLIDÉES AU 31 DÉCEMBRE 2011

La liste des entités ci après est donnée à titre indicatif et n'inclut que les principales sociétés du périmètre de consolidation de GDF SUEZ.

L'objectif est de présenter la liste des entités couvrant 80% des indicateurs suivants : Chiffres d'affaires, Ebitda, et Dette nette.

Les sigles ci-suivants sont utilisés pour présenter la méthode d'intégration de chaque entité :

- IG : Intégration Globale (filiale) ;
- IP : Intégration Proportionnelle (co-entreprise) ;
- ME : Mise en Equivalence (entreprise associée) ;
- NC : Non Consolidée.

Les entités marquées d'une étoile (*) font partie de l'entité juridique GDF SUEZ SA.

Noms	Adresse du siège social	% d'intérêt		% de contrôle		Méthode de consolidation	
		Déc. 2011	Déc. 2010	Déc. 2011	Déc. 2010	Déc. 2011	Déc. 2010
Énergie France (BEF)							
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 - BEF *	1 place Samuel de Champlain - 92930 Paris La Défense	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG
GDF SUEZ Thermique France	2, place Samuel de Champlain - Faubourg de l'Arche - 92930 Paris la Défense Cedex	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG
Groupe SVELYS	5, rue François 1 ^{er} - 75418 Paris - France	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG

Noms	Adresse du siège social	% d'intérêt		% de contrôle		Méthode de consolidation	
		Déc. 2011	Déc. 2010	Déc. 2011	Déc. 2010	Déc. 2011	Déc. 2010
Énergie Benelux et Allemagne (BEEI)							
ELECTRABEL NEDERLAND NV	Grote Voort 291, 8041 BL Zwolle - Postbus 10087, 8000 GB 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 du Régent, 8 - 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

Noms	Adresse du siège social	% d'intérêt		% de contrôle		Méthode de consolidation	
		Déc. 2011	Déc. 2010	Déc. 2011	Déc. 2010	Déc. 2011	Déc. 2010
Énergie Europe (BEEI)							
DUNAMENTI	Erömü ut 2, 2442 Szazhalombatta - Hongrie	74,8	74,8	74,8	74,8	IG	IG
GDF SUEZ ENERGIA POLSKA SA	Zawada 26, 28-230 Polaniec - Pologne	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG
ROSIGNANO ENERGIA SPA	Via Piave N° 6 Rosignano Marittimo, Italie	99,5	99,5	99,5	99,5	IG	IG
GDF SUEZ PRODUZIONE	Lungotevere Arnaldo da Brescia, 12 - 00196 Roma - Italie	100,0	40,6	100,0	40,6	IG	IP
TIRRENO POWER SPA	47, Via Barberini, 00187 Roma - Italie	50,0	35,0	50,0	35,0	IP	IP
SC GDF SUEZ Energy România SA	Bld Marasesti, 4- 6, sector 4 - Bucarest - Roumanie	51,0	40,8	51,0	51,0	IG	IG
GSEM	Pulcz u. 44 - H 6724 - SZEGED - Hongrie	99,9	99,7	99,9	99,7	IG	IG
SLOVENSKY PLYNARENSKY PRIEMYSEL (SPP)	Mlynské Nivy 44/b - 825 11 - Bratislava 26 - Slovaquie	24,5	24,5	24,5	24,5	IP	IP
AES ENERGIA CARTAGENA S.R.L.	Ctra Nacional 343, P.K. 10 - El Fangal, Valle de Escombreras - 30350 Cartagena - Espagne	26,0	26,0	26,0	26,0	IG	IG
GDF SUEZ ENERGIA ITALIA SPA	Lungotevere Arnaldo da Brescia, 12 - 00196 Roma - Italie	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG
GDF SUEZ ENERGIE	Via Spadolini, 7 - 20141 Milano - Italie	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG

International Power (BEEI)

Le Groupe a pris le 3 février 2011 le contrôle d'International Power par le biais d'un apport de ses activités internationales. Il contrôle depuis cette date 69,78% d'International Power.

Noms	Adresse du siège social	% d'intérêt		% de contrôle		Méthode de consolidation	
		Déc. 2011	Déc. 2010	Déc. 2011	Déc. 2010	Déc. 2011	Déc. 2010
Région Amérique du Nord (BEEI)							
Groupe GDF SUEZ ENERGY GENERATION NORTH AMERICA	1990 Post Oak Boulevard, Suite 1900 Houston, TX 77056-4499 - États-Unis	69,8	100,0	100,0	100,0	IG	IG
Groupe GDF SUEZ GAS NA LLC	One Liberty Square, Boston, MA 02109 - États-Unis	69,8	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	69,8	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	69,8	100,0	100,0	100,0	IG	IG

Noms	Adresse du siège social	% d'intérêt		% de contrôle		Méthode de consolidation	
		Déc. 2011	Déc. 2010	Déc. 2011	Déc. 2010	Déc. 2011	Déc. 2010
Région Amérique Latine (BEEI)							
Au Brésil, le Groupe détient 50.1% des droits de vote de Energia Sustentavel do Brasil (EBSR), société créée dans le but de développer le projet JIRAU. L'examen des conventions a montré que de nombreuses décisions de gestion structurantes sont soumises à une majorité à 75%, élément constitutif d'une situation de contrôle conjoint. En conséquence, et bien que le Groupe détienne plus de 50% des droits de vote, il a été décidé de consolider Energia Sustentavel do Brasil en intégration proportionnelle							
Groupe E-CL SA	Jr. César López Rojas # 201 Urb. Maranga San Miguel - Chili	36,8	52,4	52,8	52,4	IG	IP
Groupe TRACTEBEL ENERGIA	Rua Paschoal Apóstolo Pítsica, 5064, Agronômica Florianópolis, Santa Catarina - Brésil	48,0	68,7	68,7	68,7	IG	IG
ENERSUR	Av. República de Panamá 3490, San Isidro, Lima 27, Peru	43,1	61,7	61,7	61,7	IG	IG
ENERGIA SUSTENTAVEL DO BRASIL S.A.	Avenida Almirante Barroso, n° 52, sala 2802, CEP 20031-000 Rio de Janeiro, Brésil	35,0	50,1	50,1	50,1	IP	IP

Noms	Adresse du siège social	% d'intérêt		% de contrôle		Méthode de consolidation	
		Déc. 2011	Déc. 2010	Déc. 2011	Déc. 2010	Déc. 2011	Déc. 2010
Région Asie (BEEI)							
GLOW ENERGY PUBLIC CO. LTD.	195 Empire Tower, 38th Floor - Park Wing, South Sathorn Road, Yannawa, Sathorn, Bangkok 10120, Thaïlande	48,2	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. Thaïland	31,3	44,9	65,0	65,0	IG	IG
Groupe SENOKO POWER LIMITED	111 Somerset Road - #05- 06, Tripleone Somerset Building - 238164 Singapour	20,9	30,0	30,0	30,0	IP	IP

Noms	Adresse du siège social	% d'intérêt		% de contrôle		Méthode de consolidation	
		Déc. 2011	Déc. 2010	Déc. 2011	Déc. 2010	Déc. 2011	Déc. 2010
Région Europe IP (BEEI)							
GDF SUEZ ENERGY UK RETAIL	1 City Walk - LS11 9DX - Leeds - Royaume-Uni	69,8	100,0	100,0	100,0	IG	IG
FHH (Guernsey) Ltd	Gategney Court, Po Box 140 Gategney Esplanade, GY1 3HQ Guernsey	52,3	0,0	100,0	0,0	IG	NC
SALTEND	Senator House - 85 Queen Victoria Street - London	52,3	0,0	100,0	0,0	IG	NC

Noms	Adresse du siège social	% d'intérêt		% de contrôle		Méthode de consolidation	
		Déc. 2011	Déc. 2010	Déc. 2011	Déc. 2010	Déc. 2011	Déc. 2010
Région Moyen Orient, Turquie et Afrique (BEEI)							
BAYMINA ENERJI A.S.	Ankara Dogal Gaz Santrali, Ankara Eskisehir Yolu 40.Km, Maliöy Mevkii, 06900 Polatki/Ankara - Turquie	66,3	95,0	95,0	95,0	IG	IG
HIDD Power Company *	Bldg 303, Road 13 Area 115 - HIDD Bahrain	48,9	30,0	100,0	30,0	IG	MEE

* Hidd Power Company est considéré comme « Actifs classés comme détenus en vue de la vente ».

Noms	Adresse du siège social	% d'intérêt		% de contrôle		Méthode de consolidation	
		Déc. 2011	Déc. 2010	Déc. 2011	Déc. 2010	Déc. 2011	Déc. 2010
Région Australie (BEEI)							
HAZELWOOD POWER PARTNERSHIP	PO Box 195, Brodribb Road - Morwell Victoria 3840 - Australia	64,1	0,0	91,8	0,0	IG	NC
Loy Yang B Consolidated	Level 37 Rialto North Tower 525 Collins Street Melbourne Vic 3000 Australia	48,9	0,0	100,0	0,0	IG	NC

Noms	Adresse du siège social	% d'intérêt		% de contrôle		Méthode de consolidation	
		Déc. 2011	Déc. 2010	Déc. 2011	Déc. 2010	Déc. 2011	Déc. 2010
Région Corporate (BEEI)							
INTERNATIONAL POWER PLC (IPR)	Senator House, 85 Queen Victoria Street - London - United Kingdom	69,8	0,0	69,8	0,0	IG	NC
International Power CONSOLIDATED HOLDINGS LIMITED	Senator House, 85 Queen Victoria Street - London - United Kingdom	69,8	0,0	100,0	0,0	IG	NC
SUEZ TRACTEBEL	Place du Trône 1, 1000 Bruxelles - Belgique	69,8	0,0	100,0	0,0	IG	NC
International Power Finance (Jersey) III Limited	47 Esplanade, St Helier, Jersey Channel Islands JE1 OBD, Jersey	69,8	0,0	100,0	0,0	IG	NC
International Power Australia Finance	Senator House 85 Queen Victoria Street London, EC4V 4DP United Kingdom	69,8	0,0	100,0	0,0	IG	NC

Noms	Adresse du siège social	% d'intérêt		% de contrôle		Méthode de consolidation	
		Déc. 2011	Déc. 2010	Déc. 2011	Déc. 2010	Déc. 2011	Déc. 2010
Global Gaz GNL (B3G)							
E.F. OIL AND GAS LIMITED	33 Cavendish Square - W1G OPW - Londres - Royaume-Uni	0,0	22,5	0,0	22,5	NC	IP
GDF SUEZ E&P International	1, place Samuel de Champlain - 92400 Courbevoie - France	70,0	100,0	70,0	100,0	IG	IG
GDF SUEZ E&P UK LTD	60, Gray Inn Road - Londres WC1X 8LU - Royaume-Uni	70,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG
GDF SUEZ E&P NORGE AS	Forusbeen 78 - Postboks 242 - 4066 Stavanger - Norvège	70,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG
GDF PRODUCTION NEDERLAND B.V.	Einsteinlaan 10 - 2719 EP Zoetermeer - Pays-Bas	70,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG
GDF SUEZ E&P DEUTSCHLAND GBMH	Waldstrasse 39 - 49808 Linden - Allemagne	70,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG
GDF SUEZ SA - B3G *	1 place Samuel de Champlain - 92930 Paris La Défense	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG
GDF INTERNATIONAL TRADING	1 place Samuel de Champlain - 92930 Paris La Défense	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG
GAZ DE FRANCE ENERGY DEUTSCHLAND GmbH	Friedrichstrasse 60 - 10117 Berlin - Allemagne	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG
GDF SUEZ GAS SUPPLY & SALES NEDERLAND B.V.	Einsteinlaan 10 - 2719 EP Zoetermeer - Pays-Bas	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG
GDF SUEZ GLOBAL LNG SUPPLY SA	65, avenue de la Gare, L - 1611 Luxembourg	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG
GDF SUEZ GAS & SUPPLY S.p.A.	Via Spadolini 7, Milano 20141 - Italie	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG

Noms	Adresse du siège social	% d'intérêt		% de contrôle		Méthode de consolidation	
		Déc. 2011	Déc. 2010	Déc. 2011	Déc. 2010	Déc. 2011	Déc. 2010
Infrastructures							
Storengy	Immeuble Djinn - 12 rue Raoul Nordling - 92270 Bois Colombes	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG
Elengy	Immeuble EOLE - 11 avenue Michel Ricard - 92270 Bois Colombes	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG
GrDF	6 rue Condorcet 75009 PARIS.	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG
GRTGAZ	Immeuble BORA - 6 rue Raoul Nordling - 92270 Bois Colombes	75,0	100,0	75,0	100,0	IG	IG

Noms	Adresse du siège social	% d'intérêt		% de contrôle		Méthode de consolidation	
		Déc. 2011	Déc. 2010	Déc. 2011	Déc. 2010	Déc. 2011	Déc. 2010
Services à l'énergie (BSE)							
GSES SA	1, place des Degrés 92059 Paris La Défense Cedex - France	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG
AXIMA Seitha	46, boulevard de la Prairie du Duc - 44000 Nantes - France	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG
COFELY AG	Thurgauerstrasse 56 - Postfach - 8050 Zürich - Suisse	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG
CPCU	185, rue de Bercy, 75012 Paris - France	64,4	64,4	64,4	64,4	IG	IG
FABRICOM SA	254, rue de Gatti de Gamond - 1180 Bruxelles - Belgique	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG
GROUPE ENDEL	1, place des Degrés 92059 Paris La Défense Cedex - France	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG
COFELY NEDERLAND NV	Kosterijland 20 - 3981 AJ Bunnik - Pays-Bas	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG
GROUPE INEO	1, place des Degrés 92059 Paris La Défense Cedex - France	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG

Noms	Adresse du siège social	% d'intérêt		% de contrôle		Méthode de consolidation	
		Déc. 2011	Déc. 2010	Déc. 2011	Déc. 2010	Déc. 2011	Déc. 2010
SUEZ Environnement							
GDF SUEZ détient 35,68% de SUEZ Environnement Company et en conserve le contrôle exclusif au travers d'un pacte d'actionnaires. Par conséquent SUEZ Environnement Company est consolidée en intégration globale.							
SUEZ Environnement Company	Tour CB21 - 16 place de l'Iris, 92040 Paris La Défense Cedex - France	35,9	35,6	35,7	35,6	IG	IG
Groupe Lyonnaise des Eaux France	Tour CB21 - 16 place de l'Iris, 92040 Paris La Défense Cedex - France	35,9	35,6	100,0	100,0	IG	IG
Groupe DEGREMONT	183, avenue du 18 juin 1940 92500 Rueil-Malmaison - France	35,9	35,6	100,0	100,0	IG	IG
HISUSA	Torre Agbar, Avenida Diagonal 211, 08018 Barcelona - Espagne	27,2	23,9	75,7	67,1	IG	IP
Groupe AGBAR	Torre Agbar, Avenida Diagonal 211, 08018 Barcelona - Espagne	27,0	26,7	99,5	99,0	IG	IP
Groupe SITA HOLDINGS UK LTD	Grenfell road, Maidenhead, Berkshire SL6 1ES, Royaume-Uni	35,9	35,6	100,0	100,0	IG	IG
Groupe SITA DEUTSCHLAND GmbH	Industriestrasse 161 D-50999, Köln, Allemagne	35,9	35,6	100,0	100,0	IG	IG
Groupe SITA NEDERLAND BV	Mr. E.N. van Kleffensstraat 6, Postbis 7009, NL - 6801 HA Amhem, Pays-Bas	35,9	35,6	100,0	100,0	IG	IG
Groupe SITA France	Tour CB21 - 16 place de l'Iris, 92040 Paris La Défense Cedex - France	35,9	35,5	99,9	99,9	IG	IG
LYDEC	20, boulevard Rachidi, Casablanca - Maroc	18,3	18,1	51,0	51,0	IG	IG
Groupe UNITED WATER	200 Old Hook Road, Harrington Park New Jersey - États-Unis	35,9	35,6	100,0	100,0	IG	IG

Noms	Adresse du siège social	% d'intérêt		% de contrôle		Méthode de consolidation	
		Déc. 2011	Déc. 2010	Déc. 2011	Déc. 2010	Déc. 2011	Déc. 2010
Autres							
GDF SUEZ SA *	1 place Samuel de Champlain - 92930 Paris La Défense	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG
GDF SUEZ BELGIUM	Place du Trône, 1 - 1000- Bruxelles - Belgique	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG
GIE - GDF SUEZ ALLIANCE	1 place Samuel de Champlain - 92930 Paris La Défense	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG
GDF SUEZ FINANCE SA	1 place Samuel de Champlain - 92930 Paris La Défense	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG
GDF SUEZ CC	Place du trône, 1 - 1000 Bruxelles - Belgique	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG
GENFINA	Place du trône, 1 - 1000 Bruxelles - Belgique	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG
CEF LUX	65, avenue de la Gare, L - 1611 Luxembourg	100,0	0,0	100,0	0,0	IG	NC

NOTE 29 HONORAIRES DES COMMISSAIRES AUX COMPTES ET MEMBRES DE LEURS RÉSEAUX

Les cabinets Deloitte, Ernst & Young, et Mazars agissent en tant que Commissaires aux comptes du Groupe GDF SUEZ. Les informations sur les honoraires des Commissaires aux comptes et les membres de leurs réseaux sont présentées conformément au décret 2008- 1487.

En millions d'euros	Ernst & Young				Deloitte				Mazars			
	Montant		%		Montant		%		Montant		%	
	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010
Audit												
Commissariat aux comptes, certifications, examen des comptes individuels et consolidés ⁽¹⁾												
• GDF SUEZ SA	2,4	3,0	12,1%	14,5%	1,6	5,1	8,4%	24,3%	1,4	1,6	18,4%	20,8%
• Filiales intégrées globalement et proportionnellement	13,5	14,3	69,0%	69,8%	14,5	13,6	74,4%	65,1%	5,5	5,3	73,1%	67,5%
Autres diligences et prestations directement liées à la mission du commissariat aux comptes												
• GDF SUEZ SA	0,7	0,4	3,5%	2,0%	0,3	0,0	1,7%	0,0%	0,3	0,2	4,0%	2,1%
• Filiales intégrées globalement et proportionnellement	2,0	2,1	10,3%	10,3%	0,7	1,5	3,4%	7,0%	0,1	0,7	1,5%	9,1%
SOUS-TOTAL	18,6	19,8	94,9%	96,6%	17,2	20,1	87,9%	96,4%	7,3	7,8	97,0%	99,4%
Autres prestations												
• Fiscal	0,9	0,6	4,5%	3,1%	1,4	0,5	7,2%	2,6%	0,0	0,0	0,5%	0,4%
• Autres	0,1	0,1	0,6%	0,3%	1,0	0,2	4,9%	1,0%	0,2	0,0	2,6%	0,2%
SOUS TOTAL	1,0	0,7	5,1%	3,4%	2,4	0,7	12,1%	3,6%	0,2	0,0	3,0%	0,6%
TOTAL ⁽²⁾	19,6	20,5	100%	100%	19,5	20,9	100%	100%	7,5	7,8	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 0,23 million pour Deloitte en 2011 (0,18 million d'euros en 2010), 0,34 million d'euros pour Ernst & Young en 2011 (0,38 million d'euros en 2010) et 0,07 million d'euros pour Mazars en 2011 (0,07 million d'euros en 2010).

(2) Le montant des honoraires versés à des cabinets d'audit ne faisant pas partie du Collège du Groupe s'élève à 4,5 millions d'euros en 2011 contre 3,6 millions d'euros en 2010.

6.3 RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES SUR LES COMPTES CONSOLIDÉS

Aux Actionnaires,

En exécution de la mission qui nous a été confiée par vos assemblées générales, nous vous présentons notre rapport relatif à l'exercice clos le 31 décembre 2011, sur :

- le contrôle des comptes consolidés de la société GDF SUEZ, tels qu'ils sont joints au présent rapport ;
- la justification de nos appréciations ;
- la vérification spécifique prévue par la loi.

Les comptes consolidés ont été arrêtés par le Conseil d'Administration. Il nous appartient, sur la base de notre audit, d'exprimer une opinion sur ces comptes.

I. OPINION SUR LES COMPTES CONSOLIDÉS

Nous avons effectué notre audit selon les normes d'exercice professionnel applicables en France ; ces normes requièrent la mise en œuvre de diligences permettant d'obtenir l'assurance raisonnable que les comptes consolidés ne comportent pas d'anomalies significatives. Un audit consiste à vérifier, par sondages ou au moyen d'autres méthodes de sélection, les éléments justifiant des montants et informations figurant dans les comptes consolidés. Il consiste également à apprécier les principes comptables suivis, les estimations significatives retenues et la présentation d'ensemble des comptes. Nous estimons que les éléments que nous avons collectés sont suffisants et appropriés pour fonder notre opinion.

Nous certifions que les comptes consolidés de l'exercice sont, au regard du référentiel IFRS tel qu'adopté dans l'Union européenne, réguliers et sincères et donnent une image fidèle du patrimoine, de la situation financière ainsi que du résultat de l'ensemble constitué par les personnes et entités comprises dans la consolidation.

II. JUSTIFICATION DES APPRÉCIATIONS

Les estimations comptables ont été réalisées dans un contexte de forte volatilité des marchés et de crise financière de la zone Euro dont les conséquences rendent difficile l'appréhension des perspectives économiques à moyen terme. C'est dans ce contexte, décrit dans la note 1.4 de l'annexe aux comptes consolidés, qu'en application des dispositions de l'article L. 823-9 du Code de commerce, nous avons procédé à nos propres appréciations et nous portons à votre connaissance les éléments suivants :

Estimations comptables

Comme il est précisé dans la note 1.4 de l'annexe aux comptes consolidés, le groupe GDF SUEZ est conduit à effectuer des estimations et à formuler des hypothèses pour préparer ses états financiers. Ces estimations comptables significatives concernent l'évaluation de la juste valeur des actifs acquis et passifs repris dans le cadre d'un regroupement d'entreprises, l'évaluation de la valeur recouvrable des « goodwill », des immobilisations incorporelles et des immobilisations corporelles, l'évaluation des provisions,

qu'il s'agisse des provisions pour la gestion de l'aval du cycle du combustible nucléaire et des provisions pour le démantèlement des sites de production nucléaire ou des autres provisions, les instruments financiers, le chiffre d'affaires réalisé et non relevé (dit « en compteur ») et l'évaluation des déficits fiscaux reportables activés. La note 1.4 de l'annexe aux comptes consolidés précise également que les résultats futurs des opérations concernées pourraient être différents de ces estimations :

- S'agissant de l'évaluation à la juste valeur des actifs acquis et des passifs repris dans le cadre d'un regroupement d'entreprises, nos travaux ont consisté à apprécier les méthodologies et les hypothèses retenues pour évaluer les actifs et passifs concernés et à vérifier que la note 2 donne une information appropriée.
- En ce qui concerne les « goodwill » ainsi que les immobilisations corporelles et incorporelles, nous avons examiné les modalités de mise en œuvre des tests de dépréciation, les données et les hypothèses utilisées ainsi que la procédure d'approbation de ces estimations par la Direction. Nous avons revu les calculs effectués par le groupe et vérifié que les notes 5 et 9 donnent une information appropriée.
- S'agissant des provisions pour la gestion de l'aval du cycle du combustible nucléaire et des provisions pour le démantèlement des sites de production nucléaire, nous avons revu les bases sur lesquelles ces provisions ont été constituées et vérifié que les notes 1.4.1.3 et 17 donnent une information appropriée, notamment sur les principales hypothèses, telles que le scénario retenu de gestion du combustible irradié, les hypothèses de coûts, l'échéancier des opérations ainsi que le taux d'actualisation.
- S'agissant des autres provisions, en particulier les provisions pour démantèlement des infrastructures gazières, les provisions pour litiges et les provisions pour retraites et autres avantages du personnel, nous avons apprécié les bases sur lesquelles ces provisions ont été constituées, et notamment l'échéance de l'arrêt d'exploitation du gaz pour les activités d'infrastructures gazières en France, et vérifié que les notes 5, 18 et 26 donnent une information appropriée.
- Le Groupe utilise des modèles internes représentatifs des pratiques de marché pour la valorisation des instruments financiers dérivés qui ne sont pas cotés sur des marchés actifs. Nos travaux ont consisté à examiner le dispositif de contrôle des modèles utilisés et à apprécier les données et les hypothèses retenues. Nous avons également vérifié que les notes 14 et 15 donnent une information appropriée.
- En ce qui concerne les ventes d'électricité et de gaz aux segments de clientèle faisant l'objet d'un relevé de compteur en cours d'exercice comptable, le Groupe procède à une estimation du chiffre d'affaires à partir d'estimations de consommation des clients homogènes avec l'allocation du gestionnaire de réseau sur la même période et d'estimations de prix de vente moyen. Nos travaux ont consisté à apprécier les méthodologies et les

hypothèses retenues pour le calcul des estimés et à vérifier que la note 1.4.1.6 donne une information appropriée.

- Pour les actifs d'impôt différés comptabilisés au titre des reports fiscaux déficitaires, nos travaux ont consisté à vérifier que les critères de comptabilisation étaient satisfaits et à apprécier les hypothèses sous-tendant les prévisions de bénéfices imposables et les consommations de reports déficitaires en résultant. Nous avons également vérifié que la note 7 donne une information appropriée.

Règles et méthodes comptables

Nous avons examiné le caractère approprié des traitements comptables retenus par le groupe GDF SUEZ, en particulier en ce qui concerne :

- la déclinaison pratique des dispositions d'IAS 39 relatives à la qualification de contrats relevant de « l'activité normale », domaine qui ne fait pas l'objet de dispositions ou précisions spécifiques dans le référentiel IFRS tel qu'adopté dans l'Union européenne,
- le mode de comptabilisation des contrats de concessions,
- 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.

Nous avons vérifié que la note 1 donne une information appropriée.

Retraitement de l'information comparative

La note 1.2 de l'annexe aux comptes consolidés expose l'impact de la correction d'erreur relative à la détermination de la créance de « gaz en compteur » et le retraitement de l'information comparative relative à l'exercice clos le 31 décembre 2010 effectué en application de la norme IAS 8 « Méthodes comptables, changements d'estimations comptables et erreurs ». Nous avons examiné les éléments relatifs à ce retraitement et vérifié le caractère approprié de l'information donnée à ce titre.

Les appréciations ainsi portées s'inscrivent dans le cadre de notre démarche d'audit des comptes consolidés, pris dans leur ensemble, et ont donc contribué à la formation de notre opinion exprimée dans la première partie de ce rapport.

III. Vérification spécifique

Nous avons également procédé, conformément aux normes d'exercice professionnel applicables en France, à la vérification spécifique prévue par la loi des informations relatives au groupe données dans le rapport de gestion.

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

Neuilly-sur-Seine et Paris-La Défense, le 6 mars 2012

Les Commissaires aux comptes

DELOITTE & ASSOCIES

ERNST & YOUNG et Autres

MAZARS

Véronique Laurent

Pascal Macioce

Isabelle Sapet

Pascal Pincemin

Charles-Emmanuel Chosson

Thierry Blanchetier

6.4 COMPTES SOCIAUX

6.4.1	États financiers sociaux	396		
6.4.2	Notes aux comptes sociaux	400		
NOTE 1	Immobilisations incorporelles et corporelles	404	NOTE 17	Dotations aux amortissements, dépréciations et provisions (nettes des reprises), transferts de charges d'exploitation
NOTE 2	Amortissements et dépréciations des immobilisations incorporelles et corporelles	405	NOTE 18	Résultat financier
NOTE 3	Crédit-bail	406	NOTE 19	Résultat exceptionnel
NOTE 4	Immobilisations financières	407	NOTE 20	Situation fiscale
NOTE 5	Stocks et en-cours	408	NOTE 21	Engagements hors bilan (sauf engagements sociaux)
NOTE 6	Échéancier des créances	409	NOTE 22	Engagements de retraite et autres engagements envers le personnel
NOTE 7	Comptes de régularisation	409	NOTE 23	Effectifs
NOTE 8	Dépréciations d'actifs hors immobilisations financières	410	NOTE 24	Droit individuel à la formation
NOTE 9	Valeurs mobilières de placement	410	NOTE 25	Intéressement du personnel
NOTE 10	Capitaux propres	410	NOTE 26	Éléments relatifs aux entreprises et parties liées
NOTE 11	Autres fonds propres	413	NOTE 27	Filiales et participations
NOTE 12	Provisions	413	NOTE 28	Rémunérations des membres du Conseil d'Administration et du Comité Exécutif
NOTE 13	Dettes financières	415	NOTE 29	Événements postérieurs à la clôture
NOTE 14	Échéancier des dettes	416	6.4.3	Cessions totales ou partielles, filiales et participations impliquant des franchissements de seuils
NOTE 15	Répartition de la dette par devise et par taux	418	6.4.4	Résultats et autres éléments caractéristiques de la société au cours des cinq derniers exercices
NOTE 16	Ventilation du chiffre d'affaires	419		

6.4 COMPTES SOCIAUX

6.4.1 ÉTATS FINANCIERS SOCIAUX

Bilan actif

En millions d'euros	Référence annexe	31 déc. 2011		31 déc. 2010	
		Brut	Amortissements et dépréciations	Net	Net
ACTIF IMMOBILISÉ					
Immobilisations incorporelles	C 1-2-8	1 400	627	773	755
Immobilisations corporelles	C 1-2-8	1 026	553	473	474
Immobilisations financières	C 4				
Titres de participation		64 263	2 715	61 548	59 128
Autres immobilisations financières		1 953	352	1 601	6 127
	I	68 642	4 247	64 395	66 484
ACTIF CIRCULANT					
Stocks et en-cours	C 5-8				
Gaz		1 965		1 965	1 184
Autres stocks et en-cours		1		1	2
Avances et acomptes versés sur commandes		8		8	7
Créances d'exploitation	C 6-8				
Créances clients et comptes rattachés		4 405	184	4 221	6 715
Autres créances		801		801	790
Créances diverses					
Comptes courants de filiales		7 233		7 233	5 642
Autres créances		1 152	21	1 131	710
Valeurs mobilières de placement	C 9	1 699		1 699	1 185
Disponibilités		245		245	411
	II	17 509	205	17 304	16 646
COMPTES DE RÉGULARISATION	III C 7	726		726	554
ÉCARTS DE CONVERSION – ACTIF	IV	602		602	450
TOTAL GÉNÉRAL	(I À IV)	87 479	4 452	83 027	84 134

N.B. : Les valeurs figurant dans les tableaux sont généralement exprimées en millions d'euros. Le jeu des arrondis peut dans certains cas conduire à un léger écart au niveau des totaux ou variations.

Bilan passif

<i>En millions d'euros</i>		Référence annexe	31 déc. 2011	31 déc. 2010
FONDS PROPRES				
Capitaux propres		C 10		
Capital social			2 253	2 250
Prime d'émission et prime de fusion			29 715	29 683
Écarts de réévaluation			42	43
Réserve légale			226	226
Autres réserves			147	130
Report à nouveau			13 189	15 685
Résultat net de l'exercice			2 389	857
Acompte sur dividendes			(1 838)	(1 846)
Provisions réglementées et subventions d'investissement		C 12	715	672
	I		46 838	47 700
AUTRES FONDS PROPRES		II C 11	454	449
	I + II		47 292	48 149
PROVISIONS POUR RISQUES ET CHARGES		III C 12	3 416	3 187
DETTES				
Dettes financières		C 13-14-15		
Emprunts			20 698	18 079
Comptes courants des filiales			2 625	3 987
Autres			1 162	1 116
			24 485	23 182
Avances et acomptes reçus sur commandes en cours			1	1
Dettes fournisseurs et comptes rattachés			4 900	6 333
Dettes fiscales et sociales			988	1 443
Autres dettes			1 209	1 176
	IV		31 583	32 135
COMPTES DE RÉGULARISATION		V C 7	197	232
ÉCARTS DE CONVERSION - PASSIF		VI	539	431
TOTAL GÉNÉRAL	(I À VI)		83 027	84 134

Compte de résultat

<i>En millions d'euros</i>	Référence annexe	31 déc. 2011	31 déc. 2010
Ventes d'énergie		22 143	23 356
Autre production vendue		1 983	2 017
CHIFFRE D'AFFAIRES	C 16	24 126	25 373
Variation de la production stockée		0	(9)
Production immobilisée		74	61
PRODUCTION		24 200	25 425
Achats d'énergie et variation des stocks de gaz		(16 994)	(17 102)
Autres achats		(29)	(31)
Autres charges externes		(6 924)	(7 372)
VALEUR AJOUTÉE		253	920
Impôts et taxes nets des subventions perçues		(83)	(79)
Charges de personnel		(769)	(705)
EXCÉDENT BRUT D'EXPLOITATION		(599)	136
Dotations nettes aux amortissements et dépréciations	C 17	(74)	(163)
Dotations nettes aux provisions	C 17	(117)	(5)
Autres charges et produits d'exploitation		(285)	(65)
RÉSULTAT D'EXPLOITATION		(1 075)	(97)
RÉSULTAT FINANCIER	C 18	3 161	1 491
RÉSULTAT COURANT		2 086	1 394
RÉSULTAT EXCEPTIONNEL *	C 19	486	(893)
CORRECTION SUR LE GAZ EN COMPTEUR NETTE D'IMPÔTS	B	(478)	
IMPÔT SUR LES SOCIÉTÉS *	C 20	295	356
RÉSULTAT NET		2 389	857

* Hors impact de la correction sur le Gaz en Compteur en 2011.

Tableau des flux de trésorerie

En millions d'euros		31 déc. 2011	31 déc. 2010
1. Capacité d'autofinancement de l'exercice ⁽¹⁾	1	1 898	1 727
Variation des stocks	2a	779	(598)
Variation des créances clients (nets des clients créditeurs) ⁽¹⁾	2b	(1 575)	1 780
Variation des dettes fournisseurs	2c	328	(926)
Variation des autres postes ⁽¹⁾	2d	437	(32)
2. Variation du besoin en fonds de roulement (2a+2b+2c+2d) ⁽¹⁾	2	(31)	224
EXCÉDENT DE TRÉSORERIE D'EXPLOITATION	(1 - 2) I	1 929	1 503
II - Investissements nets et assimilés			
1. Investissements			
Immobilisations incorporelles et corporelles		164	223
Immobilisations financières		6 454	3 604
Variation des dettes d'investissement		1 100	(1 350)
	1	7 718	2 477
2. Ressources			
Produits nets des cessions d'éléments d'actif		1 538	156
Réduction des immobilisations financières		8 427	1 978
	2	9 965	2 133
INVESTISSEMENTS NETS ET ASSIMILÉS	(1 - 2) II	(2 247)	344
III - DISPONIBLE APRÈS FINANCEMENT DES INVESTISSEMENTS	(I - II) III	4 176	1 159
IV - Financement			
1. Augmentation de capital souscription d'actions par les salariés			
	1	35	497
2. Dividende et acompte versés aux actionnaires ⁽²⁾			
	2	(3 328)	(3 330)
3. Appel au marché financier			
Emprunts obligataires		2 261	2 812
Crédits à moyen et court terme ⁽³⁾		3 383	36 006
	3	5 644	38 818
4. Remboursements			
Emprunts obligataires et crédits à moyen et court terme ⁽³⁾		3 254	37 568
	4	3 254	37 568
FINANCEMENT	(1 + 2 + 3 - 4) IV	(903)	(1 583)
V - VARIATION DE LA TRÉSORERIE ⁽⁴⁾	(III + IV) V	3 273	(423)

(1) Les montants 2011 sont retraités de l'impact de la correction sur le Gaz en Compteur.

(2) Le montant de 3 328 millions d'euros correspond au dividende courant 2010 net de l'acompte versé en 2010, soit 1 490 millions d'euros, et à l'acompte sur dividende 2011, soit 1 838 millions d'euros.

(3) À compter de 2011, les émissions et remboursements, d'une part de billets de trésorerie et, d'autre part des US Commercial Paper américains sont présentés en net. Avec la même présentation, les données 2010 auraient été les suivantes : 582 millions d'euros d'émission de crédits à moyen et court terme et 2 144 millions d'euros de remboursements des emprunts obligataires et crédits à moyen et court terme.

(4) La variation de la trésorerie s'explique notamment par la trésorerie apportée lors de la transmission universelle de patrimoine d'Ondeo (1 069 millions d'euros) et par le remboursement de capital de GDF International (1 000 millions d'euros).

6.4.2 NOTES AUX COMPTES SOCIAUX

A. Règles et méthodes comptables

Les comptes annuels de l'exercice 2011 sont établis en euros dans le respect des conventions générales prescrites par le Plan Comptable Général, issu du règlement n° 99.03 du Comité de la Réglementation Comptable, et des méthodes d'évaluation décrites ci-après.

Les opérations financières relatives aux participations, aux titres et aux créances rattachées à des participations, notamment les dotations ou reprises de dépréciation, sont inscrites en résultat exceptionnel et non en résultat financier. GDF SUEZ SA considère en application de l'article 120-2 du PCG que cette classification qui déroge au Plan Comptable Général donne une image plus fidèle du compte de résultat car elle permet de regrouper avec les plus ou moins-values de cession, dans les éléments exceptionnels, tous les éléments de résultat afférents aux participations.

Utilisation d'estimations et du jugement

L'établissement des états financiers conduit GDF SUEZ SA à effectuer des estimations et à formuler des hypothèses qui affectent les montants inscrits dans les états financiers ou notes annexes, notamment les provisions pour la remise en état des sites, la valorisation des instruments financiers dérivés qui ne sont pas cotés sur des marchés actifs, les provisions pour risques, la valorisation des participations, le chiffre d'affaires réalisé et non relevé, dit en compteur (cf. Gaz livré non relevé), les provisions et les engagements hors bilan liés aux avantages du personnel.

La crise financière qui sévit depuis plusieurs mois, a conduit GDF SUEZ SA à renforcer les procédures de suivi des risques et à intégrer une évaluation des risques, en particulier de contrepartie, dans la valorisation des instruments financiers. Cet environnement de crise et de volatilité extrême des marchés a été pris en considération par GDF SUEZ SA 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.

Les états financiers reflètent les meilleures estimations dont dispose l'entreprise, sur la base des informations existantes à la date de clôture des comptes.

Capitaux propres

Prime d'émission

Les frais externes directement attribuables aux augmentations de capital sont comptabilisés en diminution de la prime d'émission. Les autres frais sont portés en charges de l'exercice.

Prime de fusion

Les frais externes directement attribuables à la fusion intervenue en 2008 entre Gaz de France SA et SUEZ SA ont été comptabilisés en diminution de la prime de fusion.

Écarts de réévaluation

Cette rubrique résulte de la réévaluation légale de 1959, ainsi que de celle de 1976 pour les biens non amortissables hors concession.

Autres fonds propres – Titres participatifs

GDF SUEZ SA a procédé à l'émission de titres participatifs en 1985 et 1986 dans le cadre de la loi n° 83.1 du 10 janvier 1983 et de la loi n° 85.695 du 11 juillet 1985. Ils figurent au passif pour leur valeur nominale et sont remboursables uniquement au gré de GDF SUEZ SA. Leur rémunération relève des charges financières (cf. Note 11).

Le cas échéant, les titres participatifs rachetés et non encore annulés sont comptabilisés en «valeurs mobilières de placement».

Le résultat réalisé lors de l'annulation des titres participatifs rachetés figure en résultat financier.

Immobilisations incorporelles

Ce poste comprend pour l'essentiel :

- les valeurs d'achat ou de production des logiciels, amorties sur leur durée d'utilité ;
- ainsi que le mali technique issu de la fusion.

Le mali technique fait l'objet d'une affectation extracomptable aux différents actifs apportés lors de la fusion. La cession des actifs sous-jacents entraîne la reprise par le compte de résultat de la quote-part du mali attachée aux actifs cédés.

Les dépenses liées aux activités de recherche sont enregistrées en charges de l'exercice au cours duquel elles sont encourues.

Conformément à la possibilité offerte par le règlement CRC 2004-06, les autres frais de développement sont immobilisés s'ils satisfont des conditions précises, notamment la façon dont l'immobilisation incorporelle générera des avantages économiques futurs.

La durée d'utilité des logiciels retenue pour le calcul de l'amortissement est généralement comprise entre cinq et sept ans.

En complément, un amortissement dérogatoire, classé au bilan en provisions réglementées, est constaté à chaque fois que les durées fiscalement admises sont inférieures aux durées d'utilité ou que le mode d'amortissement est différent.

Immobilisations corporelles

Les immobilisations corporelles sont comptabilisées à leur coût réel d'achat ou de production, y compris les frais accessoires, à l'exception de celles acquises antérieurement au 31 décembre 1976 qui figurent pour leur valeur réévaluée à cette date.

L'essentiel des immobilisations corporelles est amorti selon le mode linéaire.

Les durées d'amortissement sont fondées sur les durées d'utilité déterminées en fonction de l'utilisation attendue des actifs.

Les principales durées d'utilité s'inscrivent dans les fourchettes suivantes :

- constructions : de 20 à 60 ans ;
- autres immobilisations : de 3 à 15 ans.

En complément, un amortissement dérogatoire, classé au bilan en provisions réglementées, est constaté à chaque fois que les durées fiscalement admises sont inférieures aux durées d'utilité ou que le mode d'amortissement est différent.

Composants

Lorsque des éléments constitutifs d'un actif sont exploités de façon indissociable, l'actif est comptabilisé globalement. Si, dès l'origine, un ou plusieurs éléments ont chacun des durées d'utilité différentes, chaque élément est comptabilisé séparément et fait l'objet d'un plan d'amortissement propre.

Immobilisations financières

Titres de participation

Ils représentent des investissements durables qui permettent d'assurer le contrôle de la société émettrice, ou d'y exercer une influence notable ou qui permettent d'établir avec la société émettrice des relations d'affaires.

Les nouveaux titres acquis sont comptabilisés à leur valeur d'achat augmentée des frais accessoires externes directement liés.

En ce qui concerne les titres pour lesquels GDF SUEZ SA s'inscrit dans une logique de détention durable, une dépréciation est constituée pour ramener la valeur comptable à sa valeur d'utilité si celle-ci est inférieure. La valeur d'utilité est déterminée notamment par référence à la valeur intrinsèque, à la valeur de rendement, aux flux de trésorerie attendus, aux cours de bourse et en prenant en compte les éventuelles couvertures de change.

En ce qui concerne les titres pour lesquels une décision de cession a été prise, la valeur comptable des titres concernés est ramenée à leur valeur de cession estimée si celle-ci est inférieure. Dans le cas où des négociations sont en cours, celle-ci est déterminée par référence à la meilleure estimation pouvant être faite.

Créances rattachées à des participations

Il s'agit de prêts octroyés à des entreprises dans lesquelles GDF SUEZ SA détient une participation.

Les créances rattachées sont comptabilisées à leur valeur nominale. En liaison avec l'évaluation des titres de participation, une dépréciation est enregistrée lorsque la valeur d'utilité de ces créances devient inférieure à leur valeur nominale.

Des provisions pour risques peuvent être constituées si la Société estime son engagement supérieur aux actifs détenus.

Autres immobilisations financières

Figurent essentiellement dans ce compte les titres, autres que les participations, que GDF SUEZ SA a l'intention de conserver durablement, mais qui ne correspondent pas aux critères définis pour les titres de participation.

Une dépréciation est éventuellement constituée selon les critères décrits ci-dessus pour les titres de participation.

Contrat de liquidité et actions propres

Un 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 sommes versées à ce prestataire sont inscrites en Autres Titres Immobilisés. Les actions sont dépréciées lorsque le cours moyen du mois de clôture est inférieur à leur valeur comptable.

Valeurs mobilières de placement

Les valeurs mobilières de placement sont comptabilisées pour leur prix d'acquisition.

Lorsque la valeur de marché des titres au 31 décembre est inférieure à leur valeur comptable, une dépréciation est constituée pour la différence.

Dans le cas de titres cotés, cette valeur de marché est déterminée sur la base du cours de clôture.

Stocks de gaz

Le gaz injecté dans les réservoirs souterrains est porté en stocks. Il est valorisé au coût moyen d'achat intégrant le coût de transport à l'étranger et en France jusqu'en entrée des stockages, y compris le coût de regazéification du gaz naturel liquéfié, toutes origines confondues. Les sorties sont valorisées mensuellement selon la méthode du Coût Moyen Unitaire Pondéré (CMUP).

Une dépréciation est enregistrée lorsque la valeur probable de réalisation, calculée comme étant le prix de vente diminué des frais directs et indirects à engager pour la distribution, est inférieure au coût moyen pondéré.

Créances d'exploitation

Les comptes clients regroupent toutes les créances liées à la vente des biens et les créances rattachées au cycle d'exploitation.

Gaz livré non relevé

Les créances comprennent également les factures à établir au titre de l'énergie livrée non facturée, qu'elle soit relevée ou non.

Cela concerne les clients non facturés mensuellement (clientèle domestique principalement) ainsi que ceux dont la période de facturation ne correspond pas à la période de consommation du mois.

La créance relative au gaz livré non relevé et non facturé dit «Gaz en Compteur» est déterminée sur la base d'une méthode directe prenant en compte une estimation de la consommation des clients, en fonction de leur dernière facture ou de leur dernière relève non facturée homogène avec l'allocation du gestionnaire de réseau de distribution sur la même période. Il est valorisé au prix moyen de l'énergie. Le prix moyen utilisé tient compte de la catégorie de clientèle et de l'ancienneté du Gaz en Compteur. Ces estimations sont sensibles aux hypothèses retenues pour déterminer la quote-part de chiffre d'affaires non facturé à la date de clôture.

Les clients, principalement la clientèle particulière, peuvent, par ailleurs, opter pour la mensualisation de leur règlement. Dans ce cas, une avance mensuelle est encaissée par l'entreprise, et une facture est émise à la date anniversaire du contrat donnant lieu, à

cette date, au règlement (ou remboursement) de la différence entre le montant facturé et les avances déjà perçues.

Les factures à établir au titre de l'énergie livrée non facturée, sont nettes des montants correspondants déjà encaissés par l'entreprise au titre des avances des clients mensualisés.

Dépréciation des créances clients

Le risque d'impayés est apprécié individuellement pour les clients les plus importants.

Les créances des autres clients font l'objet d'une dépréciation forfaitaire progressive en prenant en compte l'ancienneté des créances.

Le risque potentiel de non-recouvrement des créances relatives au gaz livré non facturé est également pris en compte.

Autres créances

Les autres créances regroupent notamment les comptes courants avec les autres sociétés du Groupe. Celles qui présentent un risque de non-recouvrement font l'objet de provision pour dépréciation.

Opérations en devises

Les charges et produits en devises sont enregistrés pour leur contre-valeur en euros à la date de l'opération.

Les dettes, créances et disponibilités libellées en devises sont converties au cours de la devise au 31 décembre.

Les différences de conversion constatées sont portées au compte de résultat pour les disponibilités, et inscrites au bilan «en écart de conversion» pour les dettes et créances. Les pertes latentes font l'objet d'une provision, après prise en compte des éventuels instruments de couverture attachés à ces dettes et créances.

Provisions pour risques et charges

Une provision est constituée lorsque l'entreprise a une obligation juridique ou implicite résultant d'un événement passé et dont il est probable qu'elle engendrera une sortie de ressources représentatives d'avantages économiques futurs dont le montant peut être estimé de façon fiable, conformément au règlement CRC n°2000-06 sur les passifs.

Le montant comptabilisé en provisions représente la meilleure estimation de la dépense nécessaire à l'extinction de l'obligation actuelle à la date de clôture.

Provisions pour remise en état des terrains d'anciennes usines à gaz

Les provisions sont destinées à couvrir, à terme, le coût estimé de la remise en état des terrains d'anciennes usines à gaz, compte tenu des dispositions générales relatives à la protection de l'environnement et des dispositions législatives et réglementaires spécifiques à certains ouvrages.

Leur montant reflète la meilleure estimation des coûts à terme en fonction des informations actuelles relatives aux coûts et à l'état des connaissances techniques ainsi que de l'expérience acquise d'une part et des exigences réglementaires actuelles ou en cours d'adoption d'autre part.

La provision est constituée en totalité puisque l'obligation de remise en état peut s'exercer à tout moment et il n'a pas été constaté d'actualisation de cette provision constituée.

L'effet des révisions d'estimations (calendrier de remise en état, estimation des coûts à engager...) est pris en compte de manière prospective. Les dotations et reprises de provision relèvent du résultat d'exploitation.

Provision au titre des plans d'attributions d'actions gratuites aux salariés et d'options d'achat d'actions

Conformément au règlement n° 2008-15 du 4 décembre 2008 du Comité de la Réglementation Comptable, la provision au titre des plans d'attributions d'actions gratuites aux salariés est constituée linéairement sur la période d'acquisition des droits par les salariés et couvre *in fine* la moins-value de cession égale à la valeur comptable des titres d'autocontrôle attribués gratuitement aux salariés. Les dotations, reprises et charges relatives aux attributions gratuites d'actions aux salariés figurent dans les charges de personnel.

Dans le cadre des plans d'options d'achat d'actions, une provision est constituée dès lors qu'à la clôture de l'exercice, le cours de l'action est supérieur au prix d'exercice des options d'achats accordées. Elle est constituée linéairement sur la période d'acquisition des droits par les salariés et couvre *in fine* la moins-value de cession égale à la valeur d'achat des titres déduction faite du prix d'exercice acquitté par les salariés.

Primes de remboursement des emprunts obligataires et frais d'émission

Conformément à la méthode préférentielle recommandée par le Conseil National de la Comptabilité, les frais d'émission des emprunts sont étalés linéairement sur la durée de vie des contrats concernés. Ces frais d'émission comprennent principalement les frais de publicité (pour les emprunts nécessitant un appel public à l'épargne) et les commissions dues aux intermédiaires financiers.

Les emprunts obligataires dont le remboursement est assorti de primes sont comptabilisés au passif du bilan pour leur valeur totale, primes de remboursement incluses. En contrepartie, ces dernières sont inscrites à l'actif en « comptes de régularisation » et sont amorties sur la durée de l'emprunt au prorata des intérêts courus.

Prestations de retraite et autres engagements envers le personnel

Régime spécial des Industries Électriques et Gazières

GDF SUEZ SA relève principalement du régime spécial Invalidité, Vieillesse et Décès des Industries Électriques et Gazières présenté en Note 22.

Méthode de comptabilisation

Conformément à l'option offerte par l'avis du Comité d'Urgence du CNC N° 2000-A du 6 juillet 2000, GDF SUEZ SA inscrit à son passif sous forme de provision uniquement les engagements accordés au personnel correspondant à des droits déjà ouverts (rentes accidents du travail et de maladies professionnelles, rentes d'incapacité temporaire et d'invalidité) ou à des prestations qui seront dues pendant la période d'activité des salariés (médailles du travail et congés exceptionnels de fin de carrière).

Dans le cadre de la fusion-absorption de SUEZ par Gaz de France intervenue en 2008 avec effet rétroactif au 1^{er} janvier 2008, les provisions pour engagements de retraites et autres avantages (retraite, indemnités de départ et régime de prévoyance) comptabilisées par SUEZ SA au 31 décembre 2007 ont été apportées à GDF SUEZ SA.

Conformément à l'avis du Comité d'Urgence du CNC n° 2005-C et en application de la méthode retenue par GDF SUEZ SA telle que décrite ci-avant, ces provisions ne font plus l'objet de dotations au titre des nouveaux droits acquis par les salariés ou de la désactualisation des provisions transférées dans le cadre de la fusion. Elles sont reprises au fur et à mesure de l'extinction des engagements.

Les autres engagements ne sont pas provisionnés au passif du bilan, ils sont mentionnés en engagements hors bilan (cf. Note 22).

Méthode d'évaluation et hypothèses actuarielles

Le mode d'évaluation retenu est fondé sur la méthode des unités de crédit projetées. La valeur actualisée des obligations de GDF SUEZ SA est déterminée à hauteur des droits acquis par chaque salarié à la date d'évaluation, par application de la formule d'attribution des droits définie pour chaque régime. Lorsque la formule d'acquisition des droits intègre un palier dont l'effet est de différer l'émergence de l'obligation, celle-ci est déterminée sur un mode linéaire.

Le montant des paiements futurs correspondant aux avantages est évalué sur la base d'hypothèses d'évolution des salaires, d'âge de départ en retraite, de mortalité et de rotation du personnel.

Le taux d'actualisation des paiements futurs est déterminé par référence aux taux de marché des obligations d'entreprises de première catégorie, pour une échéance cohérente avec la maturité des engagements évalués.

Instruments financiers et d'exploitation

Les instruments financiers et d'exploitation utilisés par GDF SUEZ SA pour couvrir et gérer ses risques de change, de taux et «matières premières» sont présentés en tant qu'engagements hors-bilan.

Les résultats de ces opérations sont constatés de façon différente selon qu'il s'agit d'instruments cotés sur un marché organisé (constatation avant le dénouement du contrat d'un résultat égal à la variation de valeur de marché du contrat) ou d'un marché de gré à gré (pas d'enregistrement à la juste valeur).

Concernant les contrats traités sur un marché de gré à gré et qualifiés d'instruments de couverture, les gains et pertes sont constatés au compte de résultat, de façon symétrique à la reconnaissance en compte de résultat des transactions couvertes. Les pertes latentes sur les instruments ne bénéficiant de traitement comptable de couverture font l'objet d'une provision.

En cas de disparition de l'élément couvert, la couverture est dénouée et les pertes ou gains sont reconnus en résultat.

GDF SUEZ SA utilise, pour la valorisation des instruments financiers dérivés qui ne sont pas cotés sur des marchés actifs, des modèles internes représentatifs des pratiques de marché.

Impôt sur les bénéficiaires

GDF SUEZ SA est depuis le 1^{er} janvier 1988 sous le régime d'intégration fiscale institué par l'article 68 de la loi n° 87-1060 du 30 décembre 1987. Elle est société tête de Groupe au sens des dispositions des articles 223 A et suivants du CGI.

Les filiales du périmètre d'intégration fiscale contribuent à la charge d'impôt du Groupe à hauteur du montant d'impôt dont elles auraient été redevables en l'absence d'intégration.

Les effets du régime d'intégration fiscale sont comptabilisés sur la charge d'impôt de GDF SUEZ SA, en tant que société mère.

Parallèlement aux modalités de répartition de l'impôt sur les sociétés, GDF SUEZ SA constitue une provision relative aux économies d'impôt générées par les déficits remontant des filiales. Ces économies bénéficient dans un premier temps à GDF SUEZ SA en tant que société mère et sont restituées aux filiales lors de leur retour aux bénéficiaires, d'où la constitution d'une provision.

Droit individuel à la formation

Les droits acquis au 31 décembre 2011 sont présentés en Note 24.

En application de l'avis 2004 F du Comité d'Urgence du CNC relatif à la comptabilisation du droit individuel à la formation, GDF SUEZ SA n'a provisionné aucune obligation dans les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2011 dans la mesure où les droits des salariés sont intégrés dans le plan de formation de l'Entreprise.

B. Comparabilité des exercices

Les états financiers arrêtés au 31 décembre 2011 et 31 décembre 2010 sont comparables à l'exception de la correction d'une erreur détectée dans la détermination de la créance de «Gaz en Compteur».

Celle-ci résulte de l'utilisation d'un modèle incomplet et de certains paramètres de calcul erronés. L'essentiel de l'incidence cumulée est antérieur au 22 juillet 2008, date de la fusion entre Gaz de France et SUEZ.

Les mesures appropriées ont été mises en place pour renforcer dès le 1^{er} semestre 2011 la fiabilité du modèle de détermination du «Gaz en Compteur» et adapter en conséquence les dispositifs de contrôle interne. Les montants facturés aux 10,1 millions de clients en France n'ont été en aucun cas affectés.

Conformément à l'avis CNC n° 97-06, la correction nette de l'impôt associé portant sur les comptes antérieurs à 2011 est enregistrée dans le résultat de l'exercice 2011. Ainsi, la charge exceptionnelle correspondant à la différence entre les produits recalculés de façon rétrospective selon le modèle corrigé est présentée, après impôts, sur la ligne intitulée «correction sur le Gaz en Compteur nette d'impôts» du compte de résultat. Corrélativement, les postes clients, autres créances (impôts sur les sociétés) et autres dettes ont été corrigés pour respectivement - 833 millions d'euros, 218 millions d'euros et - 137 millions d'euros en 2011.

L'essentiel de l'impact est antérieur au 31 décembre 2008. Les impacts sur le compte de résultat 2010 sont donc limités et aucune information retraitée n'est donc fournie.

C. Compléments d'information relatifs au bilan et au compte de résultat

NOTE 1 IMMOBILISATIONS INCORPORELLES ET CORPORELLES

Les variations des valeurs brutes s'analysent comme suit :

<i>En millions d'euros</i>	Au 31 déc. 2010	Augmentations	Diminutions	Reclassement	Au 31 déc. 2011
INCORPORELLES	1 281	115	(2)	6	1 400
Applications informatiques	460	-	(2)	100	558
Mali technique	285	-	-	-	285
Autres	427	-	-	-	427
En-cours	109	115	-	(94)	130
CORPORELLES	997	56	(21)	(6)	1 026
Terrains	40	-	(1)	-	39
Constructions	486	-	(5)	35	516
Installations techniques	141	1	(7)	19	154
Autres	239	1	(8)	35	267
En-cours	91	54	-	(95)	50
AVANCES ET ACOMPTES	-	-	-	-	-
	2 278	171	(23)	-	2 426

Les frais de recherche et développement constatés en charges s'élèvent à 98 millions d'euros en 2011 contre 90 millions d'euros pour 2010.

NOTE 2 AMORTISSEMENTS ET DÉPRÉCIATIONS DES IMMOBILISATIONS INCORPORELLES ET CORPORELLES

Les amortissements et dépréciations ont évolué de la façon suivante :

<i>En millions d'euros</i>	Au 31 déc. 2010	Dotations par contrepartie au compte de résultat	Reprises par contrepartie au compte de résultat	Mouvements par contrepartie au bilan	Au 31 déc. 2011
INCORPORELLES	526	110	(8)	(1)	627
Applications informatiques	231	80	(1)	(1)	309
Mali technique	-	-	-	-	-
Autres	295	30	(7)	-	318
CORPORELLES	523	46	(17)	1	553
Terrains	-	-	-	-	-
Constructions	337	15	(5)	1	348
Installations techniques	77	6	(6)	-	77
Autres	109	25	(6)	-	128
En-cours	-	-	-	-	-
	1 049	156	(25)	-	1 180

Les dotations et reprises sur amortissements correspondantes s'analysent ainsi :

<i>En millions d'euros</i>	Au 31 déc. 2011	Au 31 déc. 2010
Dotations aux amortissements d'exploitation	149	158
Dotation aux amortissements linéaires	147	156
Dotation aux amortissements dégressifs	1	1
Dotation aux amortissements de dépréciation	1	1
Dotations aux amortissements exceptionnels	7	1
Reprises sur amortissements et dépréciations	(1)	(1)

Les autres mouvements de la période relatifs aux dépréciations sont détaillés en Note 8.

NOTE 3 CRÉDIT-BAIL

Les immeubles et les autres immobilisations corporelles utilisés par GDF SUEZ SA dans le cadre du crédit-bail seraient comptabilisés pour les valeurs suivantes, s'ils étaient détenus en pleine propriété :

<i>En millions d'euros</i>	Valeurs brutes	Dotations de l'exercice	Valeurs nettes	Amortissements
Immeubles	92	(6)	75	(17)
Autres immobilisations corporelles	-	-	-	-

Les engagements contractuels sont :

<i>En millions d'euros</i>	Redevances					Valeur levée d'option
	Réglées en 2011	Restant à payer	À un an au plus	De un à cinq ans	À plus de cinq ans	
Immeubles	7	25	7	17	1	-
Autres immobilisations corporelles	-	-	-	-	-	-

La quasi-totalité des contrats de crédit-bail immobilier prévoient une levée d'option pour un euro symbolique.

NOTE 4 IMMOBILISATIONS FINANCIÈRES

Note 4 A Valeurs brutes

Les variations des valeurs brutes s'analysent comme suit :

<i>En millions d'euros</i>	Au 31 déc. 2010	Augmentations	Diminutions	Autres	Au 31 déc. 2011
Titres de participation	62 839	5 492	(4 089)	21	64 263
Titres de participation consolidés	62 469	5 486	(4 086)	-	63 869
Titres de participation non consolidés	370	6	(3)	21	394
Autres formes de participation	-	-	-	-	-
Autres immobilisations financières	6 428	981	(5 435)	(21)	1 953
Autres titres immobilisés	7	159	-	-	166
Créances rattachées à des participations	6 071	788	(5 255)	(21)	1 583
Prêts	32	1	(8)	-	25
Autres immobilisations financières	318	33	(172)	-	179
	69 267	6 473	(9 524)	-	66 216

La variation des titres de participation au 31 décembre 2011 s'explique essentiellement par :

- l'augmentation de capital de GDF SUEZ Finance pour 5 322 millions d'euros par apport de créances rattachées détenues par GDF SUEZ SA ;
- l'augmentation de capital de SUEZ Environnement Company pour 113 millions d'euros suite à l'exercice du dividende en action ;

compensée par :

- la sortie des titres d'Ondeo pour 2 580 millions d'euros suite à la transmission universelle de patrimoine de cette dernière dans GDF SUEZ SA intervenue en décembre 2011 ;

- la réduction de capital de GDF International pour 1 000 millions d'euros ;
- la cession de 18,2% du capital de GRTgaz pour 450 millions d'euros.

Dans le cadre du contrat de liquidité, GDF SUEZ SA détient 6 700 000 actions propres au 31 décembre 2011 pour une valeur d'acquisition de 160 millions d'euros et une valeur de marché de 142 millions d'euros. Ces titres ont fait l'objet d'une provision pour dépréciation de 18 millions d'euros au 31 décembre 2011 (cf. Note 4 B – rubrique Autres). Aucune action propre n'était détenue au 31 décembre 2010. Les mouvements sur les actions propres sont détaillés en Note 10 A.

Les participations et créances rattachées sont détaillées en Note 27.

Note 4 B Dépréciations

<i>En millions d'euros</i>	Au 31 déc. 2010	Dotations	Reprises	Autres	Au 31 déc. 2011
Titres de participation consolidés	3 465	4	(1 000)	-	2 469
Titres de participation non consolidés	246	1	(5)	4	246
Créances rattachées à des participations	300	18	-	15	333
Autres	1	18	-	-	19
	4 012	41	(1 005)	19	3 067

SOPER est détenteur d'une option de vente à GDF SUEZ SA de sa participation dans La Compagnie du Vent, exerçable de façon échelonnée à partir de 2011 et pour l'intégralité de 2013 jusqu'en 2030. En cas d'exercice de cette option, le processus de valorisation pourrait conduire à la détermination d'un prix de transaction différent de la valeur nette comptable figurant dans les livres de la société, celle-ci résultant d'une valeur d'utilité intégrant notamment les bénéfices de l'appartenance au Groupe GDF SUEZ.

Les reprises concernent principalement la provision sur les titres Ondeo, reprise intégralement pour 867 millions d'euros suite à la disparition de la société par transmission universelle de patrimoine à GDF SUEZ SA, ainsi que les reprises de provisions sur GENFINA et GDF SUEZ Finance pour respectivement 82 millions d'euros et 50 millions d'euros.

Les autres mouvements correspondent au transfert des provisions figurant au bilan d'Ondeo qui ont été reprises par GDF SUEZ SA sans contrepartie au compte de résultat.

NOTE 5 STOCKS ET EN-COURS

<i>En millions d'euros</i>	Valeurs brutes au 31 déc. 2010	Augmentations	Diminutions	Valeurs brutes au 31 déc. 2011
Gaz	1 184	2 095	(1 314)	1 965
Autres stocks et en-cours	2	-	(1)	1
	1 186	2 095	(1 315)	1 966

NOTE 6 ÉCHÉANCIER DES CRÉANCES

En millions d'euros	Montants bruts au 31 déc. 2011	Degré de liquidité		
		À fin 2012	De 2013 à 2016	2017 et au-delà
Actif immobilisé				
Créances rattachées à des participations	1 583	432	616	535
Prêts	25	5	9	11
Autres immobilisations financières	179	17	81	81
Actif circulant				
Créances clients et comptes rattachés	4 405	4 340	65	-
Comptes courants de filiales	7 233	7 233	-	-
Autres créances d'exploitation	801	801	-	-
Autres créances	1 152	1 027	112	13
Avances et acomptes versés sur commandes en cours	8	4	-	4
	15 386	13 859	883	644

NOTE 7 COMPTES DE RÉGULARISATION

Actif

En millions d'euros	Au 31 déc. 2010	Augmentations	Diminutions	Au 31 déc. 2011
Primes de remboursement des emprunts	58	29	(6)	81
Frais d'émission d'emprunt à étaler	30	55	(7)	78
Instruments financiers	466	670	(569)	567
	554	754	(582)	726

Passif

En millions d'euros	Au 31 déc. 2010	Augmentations	Diminutions	Au 31 déc. 2011
Contrats optionnels	95	129	(143)	81
Instruments financiers	137	116	(137)	116
	232	245	(280)	197

NOTE 8 DÉPRÉCIATIONS D'ACTIFS HORS IMMOBILISATIONS FINANCIÈRES

<i>En millions d'euros</i>	Au 31 déc. 2010	Dotations	Reprises	Au 31 déc. 2011
Immobilisations incorporelles	221	-	(7)	214
Immobilisations corporelles	1	-	(1)	-
Stocks et en-cours	-	-	-	-
Créances	280	104	(179)	205
Valeurs mobilières de placement	-	-	-	-
	502	104	(187)	419

NOTE 9 VALEURS MOBILIÈRES DE PLACEMENT

Les valeurs mobilières de placement qui figurent au bilan en valeur brute pour 1 699 millions d'euros, ont une valeur de marché de 1 615 millions d'euros au 31 décembre 2011. La moins-value latente concerne, à hauteur de 90 millions d'euros les actions GDF SUEZ acquises en vue de leur attribution aux salariés, qui ne font pas

l'objet d'une dépréciation en fonction de leur valeur de marché en raison de l'engagement d'attribution aux salariés et de la provision constatée au passif à ce titre (cf. Note 12 B2). Les autres valeurs mobilières de placement ont une valeur de marché supérieure à leur valeur d'acquisition.

NOTE 10 CAPITAUX PROPRES

Note 10 A Capital social – Actions en circulation

Le capital social est entièrement libéré. Chaque action, d'un euro de nominal, confère un droit de vote simple.

Capital social

Actions composant le capital social au début de l'exercice	2 250 295 757
Actions émises en cours d'exercice par souscription d'actions par les salariés	2 340 451
Nombre total d'actions composant le capital social	2 252 636 208

Au cours de l'exercice 2011, les mouvements réalisés dans le cadre du contrat de liquidité ont consisté en des acquisitions cumulées de 15 741 982 actions et des cessions cumulées de 9 041 982 actions ayant généré une moins-value nette de 2 millions d'euros. Au 31 décembre 2011, GDF SUEZ SA détient 6 700 000 actions

propres dans le cadre du contrat de liquidité. Au 31 décembre 2010, elle n'en détenait aucune dans ce cadre-là.

Dans le cadre des plans d'attribution d'actions gratuites (cf. Note 10 C), GDF SUEZ SA détient, au 31 décembre 2011, 32 183 494 actions propres.

Note 10 B Évolution des capitaux propres

En millions d'euros

Capitaux propres au 31 déc. 2010	47 700
Souscription d'actions par les salariés (capital + prime d'émission)	35
Dividendes distribués et acompte sur dividende	(3 328)
Annulation d'actions propres autodétenues	-
Provisions réglementées	43
Divers	(1)
Résultat	2 389
Capitaux propres au 31 déc. 2011	46 838

GDF SUEZ SA a versé en 2011 :

- au titre de l'exercice 2010, un dividende courant net de l'acompte sur dividende versé en 2010, soit 0,67 euro par action pour un montant total de 1 490 millions d'euros. Le dividende total 2010 s'élève à 1,50 euro par action, pour un montant total de 3 336 millions d'euros ;
- un acompte sur dividende 2011 de 0,83 euro par action soit 1 838 millions d'euros.

Aucune émission d'actions réservée à l'ensemble des collaborateurs du Groupe n'a été réalisée en 2011.

Note 10 C Plans d'attribution d'actions gratuites au personnel et options d'achat d'actions

Politique d'attribution

L'attribution d'actions gratuites aux salariés a pour objectif d'associer tous les salariés à la croissance et à la performance du Groupe. Ces plans décidés par le Conseil d'Administration conformément aux décisions prises par l'Assemblée Générale de la Société sont généralement attribués sous réserve d'une condition de présence de 2 ans et de la satisfaction de conditions de performance.

Les plans d'options d'achat d'actions, ou antérieurement à la fusion de Gaz de France et SUEZ, les plans de souscriptions d'actions ont pour but d'associer les cadres dirigeants et supérieurs, ainsi que des cadres à haut potentiel au développement futur de l'entreprise et à la création de valeur pour l'actionnaire. Les conditions d'octroi ainsi que la liste des bénéficiaires sont arrêtées par le Conseil d'Administration conformément à l'autorisation de l'Assemblée Générale. Une partie des options allouées a été remplacée par une attribution d'actions gratuites qui concernent une population plus large que les bénéficiaires d'options.

Au cours de l'exercice 2011, GDF SUEZ SA a attribué, à certains salariés du Groupe GDF SUEZ, 6 196 300 actions gratuites. Aucune

option d'achat d'actions n'a été attribuée en 2011. Par ailleurs, le Conseil d'Administration du 22 juin 2011 a décidé d'attribuer gratuitement 25 actions gratuites à l'ensemble des salariés du Groupe, sous réserve d'une condition de présence de 2 ans, soit 4 176 758 actions.

En 2011, GDF SUEZ SA a distribué 3 421 670 actions aux salariés du Groupe.

Compte tenu de l'ensemble des plans en cours, du nombre de bénéficiaires et d'hypothèses de turn-over, GDF SUEZ SA estime son obligation de livraison d'actions à 26 086 873 actions au 31 décembre 2011, dont 11 595 590 actions à livrer en cas d'exercice des options d'achat accordées.

En 2011, GDF SUEZ SA a acquis 9 751 000 actions pour un montant de 200 millions d'euros. Compte tenu des livraisons intervenues en 2011, le nombre d'actions affectées à la couverture de ses obligations d'attribution d'actions gratuites est de 32 183 494 au 31 décembre 2011, pour un montant total de 770 millions d'euros. Leur valeur de marché au 31 décembre 2011 ressort à 680 millions d'euros.

Historique des plans en vigueur

Actions gratuites attribuées <i>En millions d'euros</i>	Volume d'actions attribuées ou livrées	Valeur unitaire	Charge période	
			2011	2010
Plan SUEZ 16 juillet 2007 *	964 500	27,75	3,3	6,8
Plan SUEZ 14 novembre 2007 *	717 609	27,75	1,1	(8,1)
Plan GDF 28 mai 2008 *	852 464	27,75	-	(8,6)
Plan SUEZ 1 ^{er} juin 2008 *	1 397 829	27,75	4,9	(6,0)
Plan GDF SUEZ 12 novembre 2008	658 561	27,27	3,4	(7,4)
Plan GDF SUEZ 8 juillet 2009	3 016 348	26,89	20,2	33,4
Plan GDF SUEZ 10 novembre 2009	1 435 207	27,06	13,1	16,5
Plan GDF SUEZ 20 janvier 2010	331 576	27,75	4,1	4,3
Plan GDF SUEZ 3 mars 2010	48 434	26,15	0,5	0,4
Plan GDF SUEZ 24 août 2010	187 672	20,23	0,7	0,3
Plan GDF SUEZ 13 janvier 2011	3 272 266	24,53	23,4	-
Plan GDF SUEZ 2 mars 2011	57 377	24,93	0,5	-
Plan GDF SUEZ 22 juin 2011	4 176 758	24,97	21,3	-
Plan GDF SUEZ 6 décembre 2011	2 866 697	20,23	1,2	-
			97,7	31,6

* Plans ayant fait l'objet d'une livraison totale ou partielle.

Options d'achat d'actions attribuées <i>En millions d'euros</i>	Volume d'options d'achat attribuées	Valeur d'exercice	Charge période	
			2011	2010
Plan GDF SUEZ 12 novembre 2008	6 401 610	32,74		Néant
Plan GDF SUEZ 10 novembre 2009	5 193 980	29,44		(0,2)
				(0,2)

Les options de souscription d'actions, octroyées par SUEZ SA préalablement à la fusion ont été reprises par GDF SUEZ SA. Compte tenu des options exercées et en l'absence de nouvelle

attribution d'options de souscription d'actions depuis la fusion, le nombre maximal d'actions que GDF SUEZ SA pourrait avoir à émettre ressort à 22 584 740 actions au 31 décembre 2011.

NOTE 11 AUTRES FONDS PROPRES

<i>En millions d'euros</i>	Au 31 déc. 2011	Au 31 déc. 2010
Titres participatifs	429	429
Contre-valeur des biens mis dans la concession - Droits en nature des concédants	25	20
	454	449

GDF SUEZ SA a procédé à l'émission de titres participatifs en 1985 et en 1986 dans le cadre de la loi n° 83.1 du 1^{er} janvier 1983 et de la loi n° 85.695 du 11 juillet 1985. Depuis août 1992, ces titres participatifs sont remboursables à tout moment, en tout ou partie, au gré de GDF SUEZ SA à un prix égal à 130% de leur nominal.

La rémunération des titres participatifs comporte, dans la limite d'un taux de rendement compris dans la fourchette [85%, 130%] du taux moyen des obligations, une partie fixe égale à 63% du TMO et une

partie variable assise sur la progression de la valeur ajoutée de l'exercice précédent de GDF SUEZ SA ou du Groupe (part Groupe) si cette dernière est plus favorable.

Une opération de couverture du risque de taux afférent aux titres participatifs a été mise en place en 2006 (cf. Note 21 A).

Au 31 décembre 2011, la charge financière s'élève à 20 millions d'euros.

NOTE 12 PROVISIONS

Note 12 A Provisions réglementées et subventions d'investissement

<i>En millions d'euros</i>	Au 31 déc. 2010	Dotations Compte de résultat	Reprises Compte de résultat	Au 31 déc. 2011
Provisions réglementées	672	164	(121)	715
Amortissements dérogatoires	424	122	(84)	462
Provision pour hausse de prix	246	42	(37)	251
Provision pour investissement	2	-	-	2
Subventions d'investissement	-	-	-	-
TOTAL	672	164	(121)	715

Note 12 B Provisions pour risques et charges

En millions d'euros	Au 31 déc. 2010	Dotations	Reprises suite à utilisation	Reprises sans objet	Autres	Au 31 déc. 2011
Provisions pour reconstitution des sites (Note 12 B1)	28	10	(6)	-	-	32
Provisions relatives au personnel (Note 12 B2)	262	103	(101)	-	-	264
Provisions pour impôts (Note 12 B3)	497	4	(83)	-	-	418
Provisions pour intégration fiscale (Note 12 B4)	1 955	159	(137)	-	-	1 977
Garantie sur cessions (Note 12 B5)	72	3	(10)	(16)	-	49
Risques sur filiales (Note 12 B6)	29	-	(2)	-	-	27
Autres provisions pour risques et charges (Note 12 B7)	344	441	(129)	(3)	(4)	649
	3 187	720	(468)	(19)	(4)	3 416

Note 12 B1 Provisions pour reconstitution des sites

Les provisions pour reconstitution des sites au 31 décembre 2011 s'élèvent à 32 millions d'euros contre 28 millions d'euros en 2010. Elles concernent la remise en état des terrains ayant supporté des usines de production de gaz manufacturé. En 2011, la provision a été utilisée à hauteur de 6 millions d'euros pour des travaux de réhabilitation. Par ailleurs, une dotation complémentaire de 10 millions d'euros a été constatée afin de tenir compte de nouvelles évaluations.

Note 12 B2 Provisions relatives au personnel

Provisions au titre des avantages accordés au personnel

Les engagements de retraites sont couverts par des fonds assurantiels et une provision de 13 millions d'euros.

Les pensions d'invalidité et rentes pour accidents du travail et maladies professionnelles en cours de service à la clôture, les congés exceptionnels de fin de carrière et les médailles du travail sont intégralement provisionnés, à hauteur, respectivement de 82 millions d'euros, 15 millions d'euros et 7 millions d'euros.

Par ailleurs, les provisions pour engagements de retraites et autres avantages apportées par SUEZ SA lors de la fusion-absorption en 2008 sont reprises au fur et à mesure de l'extinction des engagements correspondants provisionnés au 31 décembre 2007. Elles ne font plus l'objet ni de dotations au titre des nouveaux droits acquis par les salariés ni de désactualisation. Au 31 décembre 2011, les provisions correspondantes s'élèvent à 13 millions d'euros au titre des retraites et 16 millions d'euros au titre des autres avantages postérieurs à l'emploi.

Les indemnités de fin de carrière sont partiellement couvertes par des fonds assurantiels. Le découvert correspondant ressort à 25 millions d'euros au 31 décembre 2011.

Le détail de la variation de ces provisions figure en Note 22 D.

Provisions au titre des plans d'attributions d'actions gratuites aux salariés et d'options d'achat d'actions (cf. Note 10 C)

Au 31 décembre 2011, les provisions constituées au titre des plans d'attributions d'actions gratuites aux salariés et d'options d'achat d'actions s'élèvent à 131 millions d'euros contre 128 millions d'euros au 31 décembre 2010.

En 2011, GDF SUEZ SA a constaté une dotation de 97 millions d'euros pour couvrir les droits acquis par les salariés et une reprise de 95 millions d'euros suite à l'arrivée à échéance de plans d'attribution d'actions gratuites.

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. Lorsque cette dernière n'est pas été atteinte en totalité, les volumes d'actions attribuées aux salariés sont réduits conformément aux règlements des plans.

Autres provisions

Au 31 décembre 2011, GDF SUEZ SA constate d'autres provisions pour risques et charges relatives au personnel à hauteur de 0,3 million d'euros.

Note 12 B3 Provisions pour impôts

Les provisions pour impôts s'élèvent à 418 millions au 31 décembre 2011 contre 497 millions d'euros au 31 décembre 2010. Elles concernent principalement l'opération de rachat du réseau de transport effectuée en 2002, qui donne lieu à une reprise étalée sur 14 ans. Le montant repris à ce titre en 2011 s'élève à 83 millions d'euros.

Note 12 B4 Provisions pour intégration fiscale

GDF SUEZ SA a opté pour le régime de l'intégration fiscale. À ce titre, GDF SUEZ SA constitue une provision pour couvrir son obligation de restituer aux filiales les déficits fiscaux utilisés.

Au 31 décembre 2007, GrDF faisant partie du groupe d'intégration fiscale, la plus-value dégagée lors de la cession de l'activité de distribution du gaz était neutre fiscalement. Pour autant, la filiale bénéficie depuis 2008 dans ses comptes sociaux d'une économie d'impôts induite par la quote-part amortissable de la plus-value dégagée lors de la cession de l'activité de distribution du gaz naturel. Ce sur-amortissement est neutralisé au niveau de l'intégration fiscale. Conformément aux conventions d'intégration fiscale signées avec ses filiales, GDF SUEZ SA a constitué une provision pour intégration fiscale envers GrDF pour un montant définitif de 1 938 millions sur la base de la quote-part amortissable. Au 31 décembre 2011, 108 millions d'euros correspondant à la neutralisation du sur-amortissement induit par la quote-part amortissable générée au cours de l'exercice ont été repris contre 107 millions d'euros au 31 décembre 2010.

Au 31 décembre 2011, les provisions pour intégration fiscale s'élèvent à 1 977 millions d'euros dont 1 522 millions d'euros au titre de la part amortissable de l'actif incorporel du GrDF.

Note 12 B5 Provisions pour garantie sur cessions

Au 31 décembre 2011, les provisions pour garantie sur cessions s'élèvent à 49 millions. Les mouvements intervenus sur 2011

concernent la garantie de passif relative à la cession de la banque Indosuez au Crédit Agricole. L'un des litiges couverts ayant été soldé, la provision antérieurement constituée a été intégralement reprise. La dotation complémentaire de 3 millions d'euros permet d'ajuster le montant de la provision à hauteur de l'évaluation des risques résiduels encourus.

Note 12 B6 Provisions pour risques sur filiales

Les risques sur filiales s'élèvent au 31 décembre 2011 à 27 millions d'euros contre 29 millions d'euros au 31 décembre 2010.

Note 12 B7 Autres provisions pour risques et charges

Ce poste recouvre principalement les provisions pour risques sur autres tiers, les provisions pour litiges et les provisions pour risque de change et de taux. Les dotations et reprises sur ces provisions impactent surtout le résultat exceptionnel et financier.

Les principales variations nettes concernent les risques de taux, litiges fiscaux et sur instruments financiers pour respectivement 104 millions d'euros, 80 millions d'euros et 71 millions d'euros.

NOTE 13 DETTES FINANCIÈRES

En millions d'euros	Au 31 déc. 2011	Au 31 déc. 2010
Dettes d'emprunts	23 323	22 066
Emprunts obligataires	16 499	14 584
Autres emprunts	4 199	3 495
Comptes courants filiales et emprunts avec les filiales	2 625	3 987
Autres dettes financières	1 162	1 116
Dépôts reçus de la clientèle	39	38
Part courue des charges d'intérêts	535	528
Soldes créditeurs de banques	242	368
Divers	346	182
	24 485	23 182

La dette d'emprunts augmente en 2011 du fait :

- de l'émission de nouveaux emprunts obligataires pour 1 550 millions d'euros, pour 400 millions de GBP et pour 300 millions de CHF soit un total de 2 261 millions d'euros (voir détail Note 14 A), compensée par des remboursements de 512 millions d'euros,
- de la progression des émissions de billets de trésorerie pour un montant total de 883 millions d'euros,

• du tirage d'une ligne de crédit à hauteur de 500 millions d'euros, compensée par :

- la diminution des émissions des US Commercial Paper à hauteur de 679 millions d'euros,
- la réduction des emprunts et comptes courants avec les filiales pour 1 362 millions d'euros.

NOTE 14 ÉCHÉANCIER DES DETTES

<i>En millions d'euros</i>	Montants au 31 déc. 2011	Degré d'exigibilité		
		À fin 2012	De 2013 à 2016	2017 et au-delà
Dettes financières	24 485	9 264	5 071	10 150
Emprunts obligataires	16 499	1 944	4 905	9 650
Autres emprunts	4 199	3 699	-	500
Comptes courants filiales et emprunts avec les filiales	2 625	2 625	-	-
Autres dettes financières	1 162	996	166	-
Dettes fournisseurs et comptes rattachés	4 900	4 900	-	-
Dettes fiscales et sociales	988	988	-	-
Autres dettes	1 209	1 190	19	-
Avances clients et comptes rattachés	187	187	-	-
Autres	1 022	1 003	19	-
Avances et acomptes reçus sur commandes en cours	1	1	-	-
	31 583	16 343	5 090	10 150

Note 14 A Détail des emprunts obligataires

	Montants au 31 déc. 2011	Date d'émission	Date d'échéance	Taux	Cotation
Émissions publiques					
• en millions d'euros	968	02/2003	02/2013	4.750%	Paris/Luxembourg
• en millions d'euros	750	02/2003	02/2018	5.125%	Paris/Luxembourg
• en millions d'euros	800	10/2008	01/2014	6.250%	Luxembourg
• en millions d'euros	900	10/2008	01/2019	6.875%	Luxembourg
• en millions d'euros	45	12/2008	01/2014	6.250%	Luxembourg
• en millions d'euros	300	12/2008	01/2019	6.875%	Luxembourg
• en millions d'euros	1 140	01/2009	01/2012	4.375%	Luxembourg
• en millions d'euros	1 500	01/2009	01/2016	5.625%	Luxembourg
• en millions d'euros	1 000	01/2009	01/2021	6.375%	Luxembourg
• en millions d'euros	750	02/2009	02/2015	5.000%	Luxembourg
• en millions d'euros	1 000	10/2010	10/2022	3.500%	Paris
• en millions d'euros	1 000	10/2010	10/2017	2.750%	Paris
• en millions d'euros	300	03/2011	03/2111	5.950%	Paris
• en millions d'euros	150	10/2011	10/2018	3.046%	Paris
• en millions d'euros	100	10/2011	10/2023	cms10Y+0.505	Paris
• en millions d'euros	1 000	11/2011	01/2020	3.125%	Paris
• en millions de livres sterling	500	10/2008	10/2028	7.000%	Luxembourg
• en millions de livres sterling	700	02/2009	02/2021	6.125%	Luxembourg
• en millions de livres sterling	700	10/2010	10/2060	5.000%	Paris
• en millions de livres sterling	400	11/2011	10/2060	5.000%	Paris
• en millions de francs suisses	625	12/2008	12/2012	3.500%	Zurich
• en millions de francs suisses	350	02/2009	12/2012	3.500%	Zurich
• en millions de francs suisses	300	10/2011	10/2017	1.500%	Zurich
• en millions de yens	65 000	12/2009	12/2014	1.170%	Tokyo
Placements privés					
• en millions de yens	15 000	12/2008	12/2023	3.180%	Aucune
• en millions de yens	18 000	02/2009	02/2014	LibJPY3+1.2%	Aucune

Note 14 B Autres emprunts

Au 31 décembre 2011, les autres emprunts concernent principalement des billets de trésorerie libellés en euros à hauteur de 2 967 millions d'euros (dont 2 048 millions d'euros à taux variable et 919 millions d'euros à taux fixe) et des US Commercial Paper en dollars américains à taux fixe pour une contre-valeur de 732 millions d'euros. Leurs échéances respectives sont inférieures à un an. En 2011, GDF SUEZ SA a également une ligne de crédit utilisée à hauteur de 500 millions d'euros.

Note 14 C Autres dettes financières

Les autres dettes financières (dépôts reçus de la clientèle, soldes créditeurs de banque, concours bancaires...) sont principalement libellées en euros.

NOTE 15 RÉPARTITION DE LA DETTE PAR DEVISE ET PAR TAUX

Note 15 A Répartition par taux

En millions d'euros	Après prise en compte des instruments financiers		Avant prise en compte des instruments financiers	
	31 déc. 2011	31 déc. 2010	31 déc. 2011	31 déc. 2010
À taux variable				
Emprunts obligataires	5 388	5 346	280	165
Autres emprunts	4 141	2 081	2 548	1 308
Comptes courants des filiales	2 625	3 987	2 625	3 987
Autres dettes financières	1 162	1 116	1 162	1 116
À taux fixe				
Emprunts obligataires	11 111	9 238	16 219	14 419
Autres emprunts	58	1 414	1 651	2 187
Comptes courants des filiales	-	-	-	-
	24 485	23 182	24 485	23 182

Note 15 B Répartition par devise

En millions d'euros	Après prise en compte des instruments financiers		Avant prise en compte des instruments financiers	
	31 déc. 2011	31 déc. 2010	31 déc. 2011	31 déc. 2010
En euros				
Emprunts obligataires	16 499	14 584	11 717	10 692
Autres emprunts	4 143	3 495	3 467	2 084
Comptes courants des filiales	2 617	3 797	2 617	3 588
Autres dettes financières	896	1 116	896	1 116
En devises				
Emprunts obligataires	-	-	4 782	3 892
Autres emprunts	56	-	732	1 411
Comptes courants des filiales	8	190	8	399
Autres dettes financières	266	-	266	-
	24 485	23 182	24 485	23 182

NOTE 16 VENTILATION DU CHIFFRE D'AFFAIRES

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2011	31 déc. 2010
Ventes d'énergie		
• en France	14 210	15 989
• à l'étranger	7 933	7 367
Travaux, études et prestations de services	1 219	1 248
Produits des activités annexes et autres ventes	764	769
	24 126	25 373

NOTE 17 DOTATIONS AUX AMORTISSEMENTS, DÉPRÉCIATIONS ET PROVISIONS (NETTES DES REPRISES), TRANSFERTS DE CHARGES D'EXPLOITATION

Note 17 A Dotations nettes aux amortissements

Les mouvements sur les amortissements des immobilisations sont détaillés Note 2.

Note 17 B Dotations nettes aux dépréciations

Les montants des dotations nettes d'exploitation aux dépréciations sont détaillés Note 8.

Note 17 C Dotations nettes aux provisions

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2011	31 déc. 2010
Provision pour renouvellement des biens en concession	2	2
Provision pour reconstitution des sites	4	4
Provisions relatives au personnel	14	(17)
Autres provisions pour risques et charges d'exploitation	97	16
	117	5

Note 17 D Transferts de charges d'exploitation

Les transferts de charges, inclus dans les autres produits d'exploitation s'élèvent à 3 millions d'euros au 31 décembre 2011 contre 17 millions d'euros au 31 décembre 2010.

NOTE 18 RÉSULTAT FINANCIER

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2011 Charges	31 déc. 2011 Produits	31 déc. 2011 Net	31 déc. 2010 Net
Autres intérêts, charges et produits assimilés	(1 253)	730	(523)	(777)
Intérêts sur comptes courants et créances rattachées à des participations	(44)	117	73	291
Résultat de change	(1 277)	921	(356)	11
Dividendes reçus	-	4 087	4 087	2 075
Dotations et reprises de provisions à caractère financier	(246)	126	(120)	(109)
	(2 820)	5 981	3 161	1 491

Le résultat financier 2011 intègre le versement par GRTgaz et GrDF de dividendes exceptionnels d'un montant total de 1 988 millions d'euros en sus de leur dividende courant.

NOTE 19 RÉSULTAT EXCEPTIONNEL

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2011 Charges	31 déc. 2011 Produits	31 déc. 2011 Net	31 déc. 2010 Net
Cessions d'immobilisations corporelles et incorporelles	(6)	25	19	18
Cessions d'immobilisations financières	(1 098)	1 513	415	(77)
Provision pour hausse des prix	(43)	37	(6)	(9)
Amortissements dérogatoires	(121)	84	(37)	(64)
Dotations et reprises de provisions afférentes aux participations	(23)	1 006	983	(548)
Mali de confusion	(851)	-	(851)	-
Autres	(71)	34	(37)	(213)
	(2 213)	2 699	486	(893)

Le résultat exceptionnel au 31 décembre 2011 intègre pour l'essentiel :

- la reprise de provision pour dépréciation des titres de participation Ondeo, GENFINA et GDF SUEZ Finance (cf. Note 4 B) ;
- le mali de confusion dégagé suite à la transmission universelle de patrimoine d'Ondeo à GDF SUEZ SA.

NOTE 20 SITUATION FISCALE

Note 20 A Régime de l'intégration fiscale

L'option pour le régime de l'intégration fiscale actuellement en cours initialement souscrite par Gaz de France SA, devenue GDF SUEZ SA, a été tacitement renouvelée au 1^{er} janvier 2008 pour une période de cinq ans.

Note 20 B Impôt sur les sociétés

Le taux d'impôt sur les sociétés de l'exercice 2011 est de 36,10%. Ce taux inclut la contribution de 3,3% ainsi que la contribution exceptionnelle de 5% instituée en 2011 dans la mesure où celles-ci sont applicables sur une base individuelle ou groupe.

En millions d'euros	2011	2010
Impôt sur les sociétés de l'exercice de GDF SUEZ SA (hors Groupe Fiscal) ⁽¹⁾	0	0
Impôt sur les sociétés de l'exercice lié aux filiales intégrées fiscalement ⁽²⁾	(353)	(117)
Variation nette aux provisions pour impôt sur les sociétés ⁽³⁾	23	(250)
Autres	35	11
IMPÔT SUR LES SOCIÉTÉS DE L'EXERCICE		
Charge d'impôts		
Produit d'impôts	(295)	(356)

(1) En 2011, comme en 2010, le résultat fiscal individuel de GDF SUEZ SA est déficitaire.

(2) Le produit d'intégration fiscale de 353 millions d'euros au 31 décembre 2011 contre 117 millions d'euros au 31 décembre 2010 s'explique par la différence entre :

- le crédit d'impôt envers le Trésor au titre du groupe fiscal de 2 millions d'euros au 31 décembre 2011, contre la charge d'impôt au titre du groupe fiscal de 489 millions d'euros au 31 décembre 2010 ;
- la contribution à l'impôt groupe due par les filiales bénéficiaires à GDF SUEZ SA de 351 millions d'euros, contre 606 millions d'euros au 31 décembre 2010.

(3) Les variations nettes aux provisions pour impôt en 2011 intègrent notamment :

- 125 millions d'euros de dotation nette au titre de la création par les filiales intégrées de déficits fiscaux remontant à GDF SUEZ SA contre 60 millions d'euros de reprise aux provisions au 31 décembre 2010, correspondant à la consommation par les filiales de déficits fiscaux antérieurement remontés ;
- 103 millions d'euros de reprise nette relative au sur-amortissement de l'exercice de la quote-part amortissable de la plus-value dégagée lors de la cession en 2007 de l'activité de distribution du gaz. Ce montant tient compte de l'ajustement de la provision 2012 induit par la contribution exceptionnelle de 5% instituée pour 2011 et 2012 ;
- 79 millions d'euros de reprise nette pour impôt constituée pour couvrir l'impact fiscal lié à l'étalement sur 14 ans de la plus-value sur le rachat du réseau de transport réalisée en 2002. Ce montant tient compte de l'ajustement de la provision 2012 induit par la contribution exceptionnelle de 5% instituée pour 2011 et 2012 ;
- 80 millions d'euros de dotation nette au titre des contrôles fiscaux en cours.

Note 20 C Situation fiscale différée

La position de la dette future d'impôt présentée ci-après est issue des décalages temporels entre le traitement fiscal et comptable de produits ou de charges.

Le taux d'imposition futur retenu tient compte de la contribution sociale sur l'impôt sur les sociétés, prévue à l'article 235 ter ZC du Code général des impôts, de 3,3% de l'impôt dû diminuée d'un abattement de 763 000 euros.

En millions d'euros	2011	2010
Bases passives d'imposition différée		
• Charges déductibles non comptabilisées	602	509
• Produits comptabilisés non imposés	480	272
Bases actives d'imposition différée		
• Charges comptabilisées temporairement non déductibles	884	590
• Produits imposés non comptabilisés	566	434
Base fiscale différée nette (active en 2011)		
• Base	368	243
• Montant	127	84

Note 20 D Contrôle fiscal

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, pour un

montant de 995 millions d'euros. La Société conteste la position de l'Administration qu'elle estime infondée. Le 7 juillet 2009, les autorités fiscales ont notifié à GDF SUEZ SA le maintien de leur position laquelle a été confirmée le 7 décembre 2011. GDF SUEZ SA est en attente de l'avis de mise en recouvrement.

NOTE 21 ENGAGEMENTS HORS BILAN (SAUF ENGAGEMENTS SOCIAUX)

Note 21 A Engagements à caractère financier

La gestion des risques financiers (risques de taux, de change, de liquidité et de crédit) est placée sous la responsabilité de la Direction Financière du Groupe GDF SUEZ.

1. Risque de liquidité

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.

La centralisation des besoins de financement et des excédents de trésorerie du Groupe est assurée *via* les véhicules de financement (long terme et court terme) ainsi que *via* les véhicules de *cash pooling* du Groupe.

Depuis 2008, le *cash pooling* du Groupe n'est plus assuré par GDF SUEZ SA. La centralisation des besoins et excédents court terme est organisée autour de véhicules financiers dédiés localisés en France, en Belgique, et au Luxembourg pour les pays européens. Ces véhicules centralisent ainsi la quasi-totalité des besoins et des excédents disponibles des sociétés contrôlées, avec une gestion homogène en matière de risque de contrepartie et de stratégies de placement.

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 Notes, et à des émissions de billets de trésorerie en France et en Belgique et de Commercial Paper aux États-Unis.

Dans ce cadre, et depuis la fusion, l'accès aux marchés des capitaux à long terme est concentré sur GDF SUEZ SA pour les nouvelles dettes obligataires du Groupe, et sur GDF SUEZ SA et Electrabel SA pour les billets de trésorerie émis.

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 pour le cas où l'accès à cette source de financement viendrait à se tarir.

La liquidité repose sur le maintien de disponibilités et de facilités de crédit confirmées. GDF SUEZ SA dispose ainsi de liquidités

mobilisables à très court terme, lui permettant de faire face à ses besoins de trésorerie courants ou de servir de relais en cas d'opérations de croissance externe :

- GDF SUEZ SA dispose d'un encours de 11 100 millions d'euros de lignes de crédit auprès de différents établissements bancaires dont deux lignes de crédit syndiquées de 4 000 millions et 4 500 millions d'euros respectivement à échéance juin 2015 et mars 2016. Au 31 décembre 2011, GDF SUEZ utilise ces lignes de crédit à hauteur de 500 millions d'euros.

Ces lignes ne sont pas subordonnées au respect de ratios ou de notes de crédit ;

- GDF SUEZ SA a également accès au marché des dettes à court terme *via* des programmes d'émission de dettes à court terme : US Commercial Paper pour un montant de 4 500 millions de dollars utilisé à hauteur de 947 millions de dollars au 31 décembre 2011, et Billets de Trésorerie pour un montant de 5 000 millions d'euros, utilisé à hauteur de 2 967 millions d'euros au 31 décembre 2011 ;

- pour optimiser la gestion des liquidités au niveau du Groupe, la Direction Financière de GDF SUEZ a mis en place un *cash pooling* avec les principales filiales du Groupe *via* des véhicules de financement dédiés.

2. Risque de contrepartie

GDF SUEZ SA est exposé au risque de contrepartie d'une part par ses activités opérationnelles, et d'autre part par ses activités financières.

Pour ce qui concerne ses activités opérationnelles, le Groupe a mis en place des procédures de suivi du risque de contrepartie adaptées aux particularités des populations concernées (entreprises privées, particuliers, collectivités publiques). Les clients représentant une contrepartie significative pour la Société sont intégrés aux procédures applicables aux activités financières décrites ci-après, afin de permettre un suivi transverse du risque de contrepartie les concernant.

Concernant ses activités financières, GDF SUEZ SA 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, GDF SUEZ SA a 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.

3. Risque de taux

GDF SUEZ SA met en œuvre, sur sa dette nette, une politique d'optimisation de son coût de financement en utilisant plusieurs types d'instruments financiers (swaps et options de taux d'intérêts) en fonction des conditions de marché.

GDF SUEZ SA s'assure également que le solde entre la part à taux variable de sa dette et de ses excédents de trésorerie reste faiblement exposé à une variation défavorable des taux d'intérêt à court terme.

Les positions du Groupe GDF SUEZ sont gérées de manière centralisée. Les positions de taux sont revues trimestriellement et lors de toute nouvelle levée de financement. Toute modification substantielle de la structure de taux fait l'objet d'une approbation préalable du Management.

Notionnel au 31 déc. 2011

<i>En millions d'euros</i>	À un an au plus	De un à cinq ans	De six à dix ans	Plus de dix ans	Total	Juste valeur	Notionnel au 31 déc. 2010
SWAP DE TAUX D'INTÉRÊT							
payeur taux fixe/receveur taux variable	-	1 531	1 629	1 544	4 704	(562)	4 303
payeur taux variable/receveur taux fixe	2 058	2 731	4 205	1 010	10 004	771	8 740
VENTE D'UNE OPTION SUR UN SWAP							
payeur taux fixe/receveur taux variable	-	579	338	-	917	(113)	1 157
ACHAT DE CAP	-	-	1 350	-	1 350	43	1 250
TOTAL EUROS	2 058	4 841	7 522	2 554	16 975	139	15 450
SWAP DE TAUX D'INTÉRÊT							
payeur taux fixe/receveur taux variable	241	790	-	-	1 031	(15)	525
TOTAL NOK	241	790	-	-	1 031	(15)	525
SWAP DE TAUX D'INTÉRÊT							
payeur taux fixe/receveur taux variable	-	-	-	386	386	(89)	374
VENTE D'UNE OPTION SUR UN SWAP							
payeur taux fixe/receveur taux variable	1 005	-	-	-	1 005	(27)	-
TOTAL USD	1 005	-	-	386	1 391	(116)	374
	3 304	5 631	7 522	2 940	19 397	8	16 349

Notionnel au 31 déc. 2011

En millions d'euros	À un an au plus	De un à cinq ans	De six à dix ans	Plus de dix ans	Total	Juste valeur	Notionnel au 31 déc. 2010
SWAP DE DEVICES							
payeur taux fixe/receveur taux fixe	-	-	838	1 916	2 754	55	2 207
TOTAL GBP	-	-	838	1 916	2 754	55	2 207
SWAP DE DEVICES							
payeur taux variable/receveur taux fixe	-	649	-	149	798	193	736
payeur taux variable/receveur taux variable	-	180	-	-	180	22	166
TOTAL JPY	-	829		149	978	215	902
SWAP DE DEVICES							
payeur taux fixe/receveur taux fixe	-	-	247	-	247	(4)	780
payeur taux variable/receveur taux fixe	802	-	-	-	802	176	-
TOTAL CHF	802	-	247	-	1 049	172	780
SWAP DE DEVICES							
payeur taux variable/receveur taux variable	773	-	-	-	773	44	1 496
TOTAL USD	773	-	-	-	773	44	1 496
	1 575	829	1 085	2 065	5 554	486	5 385

Les opérations de couverture du risque de taux en vie au 31 décembre 2011 sont les suivantes :

- le 23 janvier 2006, GDF SUEZ SA a conclu avec un établissement financier une opération de couverture du risque de taux d'intérêt sur la rémunération des titres participatifs A, avec un swap à l'échéance du 15 octobre 2035, d'un montant notionnel de 429 millions d'euros, comprenant deux périodes successives :
 - jusqu'au 15 octobre 2015, avec un coefficient multiplicateur de 130% du notionnel mentionné ci-dessus, et
 - de 100% ensuite jusqu'à l'échéance finale.

GDF SUEZ SA reçoit un taux variable égal à une moyenne du taux CMS 10 ans (Constant Maturity Swap) en euros et paye un taux fixe *all-in* de 4,3285%.

Le taux CMS 10 ans choisi fait apparaître une très bonne corrélation avec la référence TMO utilisée pour la détermination du coupon des titres participatifs tout en apportant une meilleure liquidité et une permanence anticipée sur la durée de couverture ;

- GDF SUEZ SA a souscrit des swaps à court terme (inférieurs à six mois) pour couvrir le risque de taux sur ses opérations de gestion de trésorerie à court terme (émission de billets de trésorerie et de US Commercial Paper). Il s'agit de :
 - swaps payeurs taux variable Eonia/receveur taux fixe pour un montant notionnel à la clôture de 917 millions d'euros sur les billets de trésorerie, et
 - swaps payeurs taux variable Eonia/receveur taux variable USD pour un montant notionnel à la clôture de 1 000 millions d'USD sur les US Commercial Paper ;
- GDF SUEZ SA a recours à des swaps de taux payeurs de taux variable à l'émission de toute nouvelle obligation, sauf décision particulière du Management. Par la suite et au regard

de l'évolution des conditions de marché, une gestion active du risque de taux est pilotée en central par l'intermédiaire de swaps et options de taux ;

- dans le cadre de la politique de risque de taux du Groupe, GDF SUEZ SA a mis en place depuis 2009 des macro-couvertures permettant de fixer la dette du Groupe en USD pour un montant de 386 millions d'euros et en NOK pour un montant de 1 031 millions d'euros.

4. Risque de change

GDF SUEZ SA est exposé au risque de change principalement sur les opérations commerciales relatives aux achats et aux ventes de gaz compte tenu des modes d'indexation des différents contrats d'achat ou de vente de gaz sur les prix des produits pétroliers qui eux-mêmes sont pour la plupart cotés en dollars.

L'exposition au risque de change sur ces opérations est encadrée et gérée par :

- l'application de mécanismes de *pass through* lors de la construction des prix de vente aux clients éligibles d'une part, et des tarifs réglementés d'autre part ;
- la couverture de marge sur les contrats de vente à prix fixes ou indexés par des swaps financiers.

Il existe des décalages temporaires au compte de résultat entre l'impact de la variation du dollar sur les coûts d'approvisionnement et l'impact de répercussion sur les ventes, notamment l'effet des moyennes mobiles et du cycle de stockage/déstockage.

Afin de gérer son exposition aux variations des cours des devises, GDF SUEZ SA utilise des contrats d'achats ou de ventes à terme de devises pour couvrir ses achats de gaz et ses activités de financement.

Afin de limiter l'impact du risque de conversion de certaines créances rattachées à des participations, l'impact de conversion sur des futures acquisitions en devises ou encore couvrir le risque patrimonial lors de la consolidation de sociétés, GDF SUEZ SA a

mis en place ou complété des positions sur des transactions à terme de devises qui lui permettent de neutraliser ou minimiser les écarts de conversion sur des dépôts et prêts ou autres opérations futures.

Au 31 décembre 2011, les engagements correspondants sont les suivants :

Contrats à terme <i>En millions d'euros</i>	Engagements part fixe au 31 déc. 2011			Contre-valeur au 31 déc. 2011	Différentiel de change au 31 déc. 2011	Engagement part fixe au 31 déc. 2010
	Par échéance					
	2012	2013	2014 et au-delà			
POSITION ACHETEUR						
- Devise AUD	-	-	-	-	-	1
- Devise CHF	3	-	-	2	1	639
- Devise EUR	13	-	-	13	-	1
- Devise GBP	267	3	-	282	(12)	4 197
- Devise JPY	-	-	-	-	-	772
- Devise USD	2 918	114	-	3 159	(127)	2 382
POSITION VENDEUR						
- Devise AUD	-	-	-	-	-	1
- Devise CHF	59	-	-	60	(1)	55
- Devise EUR	-	-	-	-	-	1
- Devise GBP	281	-	-	290	(9)	1 848
- Devise HUF	39	-	-	38	1	43
- Devise MXN	24	-	-	24	-	134
- Devise NOK	991	-	-	991	-	303
- Devise RON	59	-	-	59	-	59
- Devise USD	1 236	1	-	1 333	(96)	410

5. Autres engagements donnés à caractère financier

<i>En millions d'euros</i>	Total au 31 déc. 2011	Échéance		
		À fin 2012	de 2013 à 2016	2017 et au-delà
ENGAGEMENTS SUR MARCHÉS				
Garanties de bonne fin et autres	569	87	90	392
Garanties de bonne fin et autres pour le compte de filiales	5 532	1 312	1 208	3 012
ENGAGEMENTS DE FINANCEMENT				
Sûretés personnelles données	4 412	2 167	1 614	631
Garanties cautions et avals aux filiales	2 974	553	1 382	1 039
Sûretés réelles données	-	-	-	-
Lignes de crédit	190	-	-	190
AUTRES ENGAGEMENTS DONNES				
Garanties sur convention de cessions d'activités	3 074	168	1 965	941
Engagements de location simple	656	90	332	234
Engagements de crédit-bail	25	7	17	1
Engagements relatifs aux méthaniens	656	102	279	275
	18 088	4 486	6 887	6 715

Les sûretés personnelles données pour 4 412 millions d'euros correspondent pour l'essentiel :

- aux dettes émises et aux engagements donnés par le GIE GDF SUEZ Alliance bénéficiant aux membres de ce GIE, hormis GDF SUEZ SA. GDF SUEZ SA s'est porté garant en faveur de chaque membre dans le cas d'appel en paiement d'un membre au-delà de sa quote-part. La responsabilité de chaque membre au paiement de sa quote-part est par ailleurs constatée en engagement reçu ;
- pour le reste à des garanties de paiements accordées à des contreparties de GDF SUEZ SA.

Les garanties, cautions et avals aux filiales pour 2 974 millions d'euros correspondent à des garanties de paiements accordées par GDF SUEZ SA à des tiers pour le compte de ses filiales.

Les engagements donnés sur des lignes de crédit pour 190 millions d'euros correspondent à des lignes de crédit accordées à des filiales de GDF SUEZ SA.

Les garanties sur convention de cessions d'activités pour 3 074 millions d'euros portent notamment sur les engagements donnés lors des cessions de Nalco et Suez-Tractebel :

- pour Nalco, GDF SUEZ SA est contre garant en cas de défaillance des vendeurs, Léo Holding et Nalco International SAS ;
- pour Suez-Tractebel, la cession est assortie d'une garantie de passif d'un montant maximal de 1 500 millions d'euros, à échéance maximale mars 2013.

Les engagements de location simple pour 656 millions d'euros correspondent à la valeur des loyers actualisés restant à couvrir jusqu'aux échéances des baux de locations immobilières dans le cadre de l'activité de GDF SUEZ SA. Certains loyers d'immeubles étant refacturés à des filiales du Groupe, les engagements correspondants figurent en engagements reçus.

Les engagements de crédit-bail sont détaillés en Note 3.

Les engagements relatifs aux méthaniers pour 656 millions d'euros concernent les contrats d'affrètement des méthaniers.

D'autres engagements ont été donnés pour **garantie de bonne et complète exécution** :

- au « Naperville Property Trust » agissant pour le compte de NCC Solar Company, aux banques et aux investisseurs, de toutes les obligations en matière de paiement, notamment des loyers restant à courir (143 millions d'euros) résultant du contrat de bail des locaux occupés par Nalco, entité cédée en 2003 et dont le siège est maintenu à Naperville, le dit bail ayant été repris par Léo Holding, suite à la dite cession. GDF SUEZ SA a reçu une contre-garantie symétrique de Ondeo Nalco qui demeure responsable de l'ensemble des obligations au titre du bail tant vis-à-vis du Groupe que du propriétaire-bailleur ;
- aux autorités de Hong-Kong pour les contrats obtenus par SITA devenue SUEZ Environnement, qui contre-garantit GDF SUEZ SA pour ces mêmes montants :
 - exploitation de la décharge Nent en partenariat avec les groupes Newworld et Guandong,
 - exploitation de différents sites de décharge, dont Went, NWNT et Pillar Point, à l'origine en partenariat avec SWIRE Pacific Ltd. Cette dernière ayant cédé en décembre 2009 sa participation

dans la filiale commune à SUEZ Environnement, propriétaire maintenant à 100% de la filiale concernée, les garanties ont été réémises à cette occasion par GDF SUEZ SA (étant précisé qu'en cas d'appel en garantie pour une cause afférente à la période de co-gestion, le Groupe Swire a consenti un engagement d'indemnisation maintenant pour cette période le partage 50/50 de la responsabilité ultime entre les deux groupes) ;

- au Comté de Surrey pour un contrat de B.O.T. obtenu par SUEZ Environnement ; celle-ci garantissant GDF SUEZ SA pour ce contrat ;
- à « Ayr Environmental Services » et « Caledonian Environmental Services », sociétés écossaises, pour les contrats de construction de station d'assainissement d'eaux usées et de traitement des boues obtenus par le groupe de constructeurs Degrémont SA/AMEC Capital Projects Ltd ;
- au « Lord Mayor Aldermen and Burgesses of Cork » pour le contrat de construction et d'exploitation de station d'assainissement d'eaux usées de la ville de Cork obtenu par un consortium composé de deux de nos filiales, de Dumez GTM filiale de Vinci, de Pj Hegarty & Sons and Electrical & Pump Services, chacun des membres du consortium et Vinci contre-garantissant GDF SUEZ SA ;
- à l'« Halifax Regional Municipality » pour le contrat de construction des stations de traitement de Halifax, Dartmouth & Herring Cove obtenu par la société D & D Water Solutions Inc, société détenue à 50/50 par Degrémont Limitée, filiale de Degrémont et Dexter, filiale du groupe Municipal Enterprises Limited. GDF SUEZ SA intervient en tant que garant de second rang, Degrémont étant garant de premier rang pour sa part ;
- en 2008, SUEZ Environnement a pris un engagement de contre-garantie pour l'ensemble des garanties données par GDF SUEZ SA (anciennement par SUEZ SA) pour le pôle environnement et non déjà contre-garanties par elle ;
- dans l'activité exploration-production, il est d'usage que la maison-mère apporte des garanties aux Pouvoirs Publics concernés, généralement illimitées, destinées à couvrir les obligations de leurs filiales et les risques environnementaux. GDF SUEZ SA est amenée à émettre diverses garanties de cette nature, conformément aux pratiques de ce secteur d'activité ;
- dans le cadre de la filialisation en 2000 des activités eau et assainissement, le transfert des contrats locaux de délégation de service public à la société Lyonnaise des Eaux était assorti d'une garantie de bonne exécution par GDF SUEZ SA. Il subsiste 369 contrats de ce type.

GDF SUEZ SA s'est en outre engagé :

- à indemniser sur une durée de 10 ans à compter de décembre 2002, GE Capital UIS, acquéreur du contrat de crédit-bail détenu par une de ses filiales, de toute conséquence juridique et financière qui pourrait découler d'une contestation par tout tiers de son droit de propriété sur l'immeuble, sous la condition qu'il ait levé la promesse de vente auprès du crédit bailleur ;
- à garantir Société d'Infrastructures Gazières (« SIG »), suite à l'entrée de cette dernière en juillet 2011 dans le capital de GRTgaz, proportionnellement à son pourcentage de détention (25%), pendant 20 ans, contre toutes pertes subies par elle

du fait de l'inexactitude de la déclaration spécifique relative à l'absence de pollution sur les terrains détenus ou exploités par GRTgaz qui serait de nature à imposer des travaux de dépollution à la charge de GRTgaz, dont le coût ne serait pas pris en charge par le tarif. GDF SUEZ SA garantit également pendant 18 mois

qu'elle détient la pleine propriété sur les actions cédées à SIG et que GRTgaz détient la pleine et entière propriété (ou des droits d'utilisation valables) sur les actifs nécessaires à l'exercice de ses activités en France.

6. Autres engagements reçus à caractère financier

En millions d'euros	Total au 31 déc. 2011	Échéance		
		À fin 2012	de 2013 à 2016	2017 et au-delà
ENGAGEMENTS SUR MARCHÉS				
Garanties reçues	45	5	20	20
ENGAGEMENTS DE FINANCEMENT				
Facilités de crédit obtenues et non utilisées	10 600	150	10 450	-
Autres engagements de financements reçus	-	-	-	-
Autres engagements de financements reçus relatifs aux filiales	-	-	-	-
AUTRES ENGAGEMENTS REÇUS				
Contre-garanties sur sûretés personnelles	2 884	790	1 542	552
Contre-garanties sur engagements activités de négoce	-	-	-	-
Engagements de location simple	272	51	194	27
Engagements de crédit-bail	25	7	17	1
Engagements relatifs aux méthaniens	550	55	220	275
	14 376	1 058	12 443	875

GDF SUEZ SA dispose notamment de lignes de crédit revolving de 4,5 milliards d'euros depuis mai 2005, dont l'échéance initialement prévue en 2012 a été reportée cette année à mars 2016, et de 4 milliards d'euros depuis juin 2010, à échéance 2015. Les banques prêteuses disposent d'une possibilité de sortie individuelle en cas de changement du contrôle majoritaire de l'entreprise.

GDF SUEZ SA accorde des lignes de crédit à ses filiales. Le montant non encore tiré des lignes de crédit accordées s'élève à 51 millions d'euros au 31 décembre 2011.

Les contre-garanties sur sûretés personnelles concernent les garanties reçues des membres du GIE GDF SUEZ Alliance.

7. Engagements sur titres

Au 31 décembre 2011, GDF SUEZ SA a consenti une promesse d'achat (*put* sur minoritaires) à hauteur de 43,16% du capital de La Compagnie du Vent. L'exercice de l'option pourra s'effectuer de façon échelonnée à partir de 2011 et pour l'intégralité de 2013 jusqu'en 2030.

Note 21 B Engagements relatifs aux matières premières

1. Engagements relatifs au gaz naturel et à l'électricité

L'approvisionnement du gaz en Europe s'opère en grande partie grâce à des contrats *take-or-pay* long terme. Ces engagements long terme rendent possible le financement d'infrastructures de production et de transport coûteuses. Selon ces contrats, le vendeur s'engage à long terme à servir l'acheteur, moyennant un engagement de ce dernier à payer des quantités minimales qu'il en prenne livraison ou non. Ces engagements sont assortis de dispositions de sauvegarde (force majeure) et de flexibilité de volume permettant de gérer les aléas (principalement climatiques) de la demande ainsi que les aléas techniques.

Afin de faire face à la demande de gaz naturel de ses clients à moyen et long terme, GDF SUEZ SA a sécurisé ses approvisionnements par ce type de contrats dont la durée peut atteindre 25 ans.

Ces contrats comportent des engagements réciproques portant sur des quantités déterminées de gaz :

- un engagement de GDF SUEZ SA d'enlever des quantités minimales ;
- un engagement des fournisseurs de mettre à disposition des quantités à des prix compétitifs.

Cette compétitivité de ces contrats est assurée par des formules de prix indexées et des mécanismes de révision de prix. GDF SUEZ SA réalise la majeure partie de ses achats dans le cadre de ces contrats.

Au 31 décembre 2011, les engagements de GDF SUEZ SA sont de 499 TWh à moins d'un an, 2 165 TWh entre deux et cinq ans et 4 811 TWh à plus de cinq ans.

Par ailleurs, GDF SUEZ SA a souscrit des achats et ventes à terme de gaz naturel, principalement à échéance inférieure à un an, dans le cadre de son activité de Négoce : achats et ventes de gaz sur les marchés de court terme et offres avec ingénierie de prix aux autres opérateurs.

Au 31 décembre 2011, les engagements de GDF SUEZ SA sont de 51 TWh d'achats à terme et de 74 TWh de ventes à terme.

Pour satisfaire ses engagements d'enlèvement de volume, GDF SUEZ SA a conclu des contrats à long terme de réservation de capacités de transport terrestre et maritime.

Au 31 décembre 2011, les engagements de GDF SUEZ SA sont de 32 TWh pour les achats à terme d'électricité et de 14 TWh pour les ventes à terme d'électricité. Par ailleurs, dans le cadre de ses activités d'intermédiaire sur les quotas de CO₂, GDF SUEZ SA a souscrit, pour le même volume, des achats et des ventes à terme de quotas de CO₂ pour 244 264 tonnes de CO₂.

2. Produits dérivés

Les instruments dérivés sur matières (gaz naturel, pétrole et électricité) détenus par GDF SUEZ SA consistent principalement en swaps, contrats à terme (futures) et options souscrits pour gérer son risque de prix dans le cadre de son activité de négoce. Ces instruments sont négociés auprès des tiers par l'intermédiaire de sa filiale spécialisée GDF SUEZ Trading.

Ces instruments dérivés entrent plus particulièrement dans la gestion des risques associés aux opérations :

- d'ingénierie de prix destinées à répondre à l'attente croissante des clients en matière de gestion du risque de prix sur le gaz ou l'électricité. Ils visent principalement à garantir une marge commerciale, quelle que soit l'évolution des indices matières entrant dans le prix proposé aux clients, même lorsqu'ils diffèrent des indices matières auxquels est exposé l'approvisionnement de GDF SUEZ SA. Les options sont mises en œuvre pour garantir des prix plafonds (*calls*) ou planchers (*put*) ;
- d'optimisation du coût des approvisionnements. En effet, les approvisionnements en énergie, les actifs de production d'électricité et les actifs ou réservations de capacité de transport et de stockage disponibles et non nécessaires à la fourniture des clients sont systématiquement valorisés sur les marchés.

L'exposition au risque de prix des matières premières sur opérations commerciales est encadrée et gérée par :

- l'application de mécanismes de *pass through* lors de la construction des prix de vente aux clients éligibles d'une part, et des tarifs réglementés d'autre part ;
- la couverture de marge sur les contrats de vente à prix fixes et indexés par des swaps financiers.

Il existe des décalages temporaires au compte de résultat entre l'impact de la variation du prix des matières premières sur les coûts d'approvisionnement et l'impact de répercussion sur les ventes, notamment l'effet des moyennes mobiles et du cycle de stockage/déstockage.

	Notionnel au 31 déc. 2011			En millions d'euros	Juste valeur au 31 déc. 2011 en millions d'euros	Notionnel au 31 déc. 2010 en GWh
	En GWh par échéance					
	x < 1 an	1 an < x < 2 ans	x > 2 ans			
SWAPS (POSITION ACHETEUR)						
Gaz naturel	24 091	7 846	1 805	724	(69)	40 723
Produits pétroliers	140 731	45 172	3 251	5 743	612	281 315
CER EUA – CO ₂	175	75	-	4	(3)	400
SWAPS (POSITION VENDEUR)						
Gaz naturel	45 986	10 967	1 887	1 190	31	77 028
Produits pétroliers	89 497	26 388	2 400	4 405	(360)	158 315
CER EUA – CO ₂	175	75	-	5	4	400
OPTIONS (POSITION ACHETEUR)						
Gaz naturel	-	-	-	-	(1)	1 683
Produits pétroliers	5 350	5 099	-	(1)	-	9 345
OPTIONS (POSITION VENDEUR)						
Produits pétroliers	-	-	-	-	-	54
Électricité	5 600	1 095	-	(7)	(1)	11 166
FORWARD (POSITION ACHETEUR)						
Produits pétroliers	43	-	-	1	-	-
Électricité	1 824	701	-	130	(10)	18 366
CO ₂	273	-	-	4	(2)	-
FORWARD (POSITION VENDEUR)						
Électricité	8 861	3 007	426	717	76	17 696
CO ₂	29	-	-	1	-	-

Note 21 C Certificats d'économies d'énergie

La loi de Programme n°2005-781 du 13 juillet 2005 fixant les Orientations de la Politique Énergétique (POPE) a instauré le système des Certificats d'Économies d'Énergie à compter du 1^{er} juillet 2006. Ce système repose sur une obligation de réalisation d'économies d'énergie imposée par les Pouvoirs Publics, sur une période donnée, aux vendeurs d'énergie. Les vendeurs ont le choix des actions à entreprendre afin d'éteindre leurs obligations.

La première période triennale d'obligations d'économie d'énergie couvrait la période du 1^{er} juillet 2006 au 30 juin 2009. GDF SUEZ SA avait rempli ses obligations pour cette période.

L'objectif national d'économie d'énergie pour la seconde période triennale, du 1^{er} janvier 2011 au 31 décembre 2013, a été fixé à 345 TWh sur 3 ans. Le décret n°2010-1663 du 29 décembre 2010 fixe les nouvelles modalités de calcul et de répartition de l'objectif national entre les entreprises.

L'obligation annuelle de chaque fournisseur d'énergie est déterminée en fonction du volume de ses ventes et d'un coefficient de proportionnalité par énergie :

Énergies	Coefficient obligation
Électricité :	0,168 kWh cumac*/kWh vendu
Gaz naturel :	0,095 kWh cumac*/kWh vendu

* cumac : unités cumulées et annualisées sur la durée de vie de l'équipement.

Du fait de leur mode de détermination, les obligations définitives par entreprise afférentes à la période 2011-2013 seront arrêtées par décret au plus tard le 31 mars 2014.

Note 21 D Couverture des risques assurables

Sur la base de l'identification des risques assurables (notamment ceux concernant les biens de l'entreprise ainsi que les dommages occasionnés aux tiers y compris environnementaux), GDF SUEZ SA a mis en place une politique de transfert systématique des risques significatifs. Ainsi, les polices d'assurance contractées présentent des niveaux de couverture élevés afin de limiter l'impact financier sur les comptes du Groupe en cas de sinistre.

Par ailleurs, pour garantir l'homogénéité des couvertures mises en place, la gestion des assurances est centralisée au niveau du Groupe. Ceci a notamment permis d'intégrer les nouveaux projets des filiales dans les contrats existants et de pleinement jouer le rôle de prescripteur pour les filiales contrôlées majoritairement.

Note 21 E Litiges

1. Concurrence et concentrations

Le 11 juin 2008, Gaz de France a reçu une communication de griefs de la Commission européenne faisant état de présomptions de concertation avec E.ON ayant pour effet de restreindre la concurrence sur leurs marchés respectifs, en particulier en ce qui concerne les livraisons de gaz naturel transporté par le gazoduc Megal. GDF SUEZ SA a répondu le 8 septembre 2008 ; une audition a eu lieu le 14 octobre 2008. Le 8 juillet 2009, la Commission européenne a adopté une décision condamnant GDF SUEZ SA et E.ON pour entente et a infligé une amende de 553 millions d'euros à chacune des entreprises. Cette amende a été payée par GDF SUEZ SA. La Commission considère que cette entente, qui a pris fin en 2005, a débuté en 1975 à l'occasion de la conclusion des accords relatifs à la construction du gazoduc Megal et que les deux entreprises se sont entendues pour que GDF SUEZ SA n'utilise pas le gaz transporté sur le gazoduc Megal pour fournir des clients situés en Allemagne et qu'E.ON ne transporte pas de gaz vers la France via Megal.

Le 18 septembre 2009, GDF SUEZ SA a introduit devant le Tribunal de l'Union européenne un recours en annulation de cette décision. La procédure est en cours. La phase écrite devant le Tribunal s'est poursuivie au cours de l'année 2010. L'étape suivante sera la procédure orale qui débutera par la fixation de la date de l'audience et les éventuelles questions préparatoires du Tribunal.

L'audience devant le Tribunal de l'Union européenne s'est déroulée le 21 septembre 2011. L'arrêt sera rendu à une date non déterminée.

2. Situation en Argentine

En Argentine, les tarifs applicables aux contrats de concession ont été bloqués par une loi d'urgence publique et de réforme du régime des changes (Loi d'urgence) en janvier 2002 empêchant ainsi l'application des clauses contractuelles d'indexation des tarifs en cas de dépréciation du peso argentin par rapport au dollar américain.

En 2003, SUEZ - désormais GDF SUEZ SA et ses co-actionnaires, concessionnaires des eaux de Buenos Aires et de Santa Fe, ont entamé des procédures d'arbitrage contre l'État argentin en sa qualité de concédant, dans le but de faire appliquer les clauses contractuelles des contrats de concession devant le Centre International pour le Règlement des Différends relatifs aux Investissements (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 la promulgation de la Loi d'urgence susmentionnée. Le CIRDI a reconnu sa compétence pour statuer dans les deux affaires en 2006. 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 et Aguas Provinciales de Santa Fe se sont vues contraintes d'entamer des procédures de résiliation de leur contrat de concession devant les juridictions administratives locales.

Toutefois, la situation financière des sociétés concessionnaires s'étant dégradée depuis la Loi d'urgence, la société Aguas

Provinciales de Santa Fe a annoncé sa mise en liquidation judiciaire lors de son Assemblée Générale du 13 janvier 2006.

Parallèlement, la société Aguas Argentinas a demandé à bénéficier du « Concurso Preventivo » (comparable à la procédure française de redressement judiciaire). Dans le cadre de cette procédure de redressement judiciaire, une proposition concordataire opérant novation du passif admissible de la société Aguas Argentinas a reçu l'approbation des créanciers et a été homologuée par le juge de la faillite le 11 avril 2008. Le règlement du passif est en cours. La proposition prévoit un premier paiement de 20% du passif (soit l'équivalent d'environ 40 millions de dollars américains) lors de l'homologation et un second paiement de 20% en cas d'indemnisation par l'État argentin. GDF SUEZ SA 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 Aguas Argentinas et Aguas Provinciales de Santa Fe.

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. Ces deux décisions de principe seront suivies, dans les prochains mois, de la détermination définitive du montant de la réparation au titre des préjudices subis.

L'expert devrait remettre ses conclusions en 2012.

3. 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, Deminor et deux autres fonds ont initié le 10 juillet 2007 une procédure devant la Cour d'Appel de Bruxelles à l'encontre de SUEZ et d'Electrabel tendant à obtenir un complément de prix. La Cour d'Appel a déclaré la demande non fondée par arrêt du 1^{er} décembre 2008.

Suite au pourvoi introduit par Deminor et consorts le 22 mai 2009, la Cour de Cassation a, par arrêt du 27 juin 2011, prononcé la cassation. Il appartient à Deminor et consorts d'assigner la FSMA (Autorité belge des services et marchés financiers, anciennement dénommée Commission bancaire, financière et des assurances) et GDF SUEZ SA devant la Cour d'Appel de Bruxelles dans une composition différente.

MM. Geenen et consorts ont initié une procédure semblable, la Cour d'Appel de Bruxelles ayant cependant rejeté la demande pour nullité de l'acte introductif d'instance. La demande a été réintroduite, cependant sans mise en cause d'Electrabel et de la FSMA. La Cour, par un arrêt en date du 24 décembre 2009, a rejeté la demande Geenen pour des motifs d'ordre procédural.

M. Geenen s'est pourvu en cassation le 2 juin 2010. La procédure est en cours.

4. AES Energia Cartagena

GDF SUEZ SA est partie à une procédure d'arbitrage devant la Cour Internationale d'Arbitrage de la Chambre de Commerce Internationale (ICC) intentée en septembre 2009 par AES Energia Cartagena au titre de l'*Energy Agreement* en date du 5 avril 2002 en vertu duquel AES Energia Cartagena convertit, dans la centrale électrique à cycle combiné située à Carthagène en Espagne, le gaz fourni par GDF SUEZ SA en électricité.

L'arbitrage porte sur la prise en charge passée et future, par l'une ou l'autre des parties, de divers coûts et dépenses liés à la centrale, en particulier au titre de certificats d'émission de CO₂, d'impôts fonciers et de subventions sociales. La procédure d'arbitrage s'est tenue à Londres et est arrivée à son terme et les parties ont été informées le 21 octobre 2011 qu'un projet de sentence avait été rendu par les arbitres, lequel projet doit maintenant être soumis à un contrôle interne (essentiellement de forme) de l'ICC.

Le 20 octobre 2011, les parties ont toutefois signé un accord de règlement à l'amiable de leur différend. Cet accord est soumis à certaines conditions suspensives dont la date de réalisation était initialement fixée au 31 décembre 2011 laquelle a finalement été reportée au 17 février 2012. Les conditions suspensives ont été réalisées le 31 janvier 2012 et le *closing* est fixé au 9 février 2012. Dans l'intervalle, la procédure d'arbitrage a été suspendue.

5. Gel des tarifs réglementés du gaz naturel en France à compter du 1^{er} octobre 2011

L'arrêté interministériel du 29 septembre 2011 relatif aux tarifs réglementés de vente du gaz naturel fourni à partir des réseaux de distribution du Groupe GDF SUEZ, a conduit à geler les tarifs réglementés du gaz naturel. GDF SUEZ SA considère que cet arrêté n'est conforme ni à la loi qui impose que les tarifs réglementés couvrent l'intégralité des coûts, ni aux règles d'un marché ouvert à la concurrence, ni au Contrat de service public signé entre l'État et l'Entreprise. GDF SUEZ SA le considère contraire aux intérêts de l'Entreprise, à ceux de ses concurrents et aux intérêts patrimoniaux et financiers de l'État. Le gel des tarifs représente pour l'Entreprise un manque à gagner estimé à environ 300 millions d'euros sur le dernier trimestre 2011.

La Commission de Régulation de l'Énergie (CRE), autorité compétente et indépendante en la matière, avait, le 22 septembre 2011, rendu un avis défavorable à l'arrêté interministériel.

En conséquence, GDF SUEZ SA a, le 13 octobre 2011, attaqué ledit arrêté devant le Conseil d'État pour excès de pouvoir. Le recours vise principalement à annuler pour excès de pouvoir l'arrêté en tant qu'il n'a pas fixé l'augmentation des tarifs au niveau calculé par la CRE et nécessaire pour couvrir les coûts complets moyens de GDF SUEZ SA, et enjoindre aux ministres compétents de prendre dans un délai de deux mois, sous astreinte de 100 000 euros par jour de retard, un arrêté fixant rétroactivement l'évolution des tarifs à partir du 1^{er} octobre 2011 en conformité avec l'article L. 445-3 du Code de l'énergie.

En outre, l'Association nationale des opérateurs détaillants en énergie (ANODE) a obtenu, le 28 novembre 2011, du juge des référés du Conseil d'État, la suspension de l'arrêté du 29 septembre 2011.

6. La Compagnie du Vent

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

Le 27 mai 2011, lors de l'Assemblée Générale de La Compagnie du Vent, le P-DG, Jean-Michel Germa, a été révoqué et remplacé par un dirigeant désigné par GDF SUEZ SA. Jean-Michel Germa a contesté cette décision en mettant en cause la validité de l'Assemblée Générale mais le Président du Tribunal de Commerce de Montpellier a par une ordonnance du 8 juin 2011, fait interdiction sous astreinte à Jean-Michel Germa de faire usage du titre de Président-Directeur Général de La Compagnie du Vent et de se rendre dans les locaux de la société. Le 15 juin 2011, le Président du Tribunal de Commerce de Montpellier a par ailleurs rejeté la requête de SOPER en confirmant l'ordonnance du 26 mai 2011 qui avait permis de tenir l'Assemblée Générale du 27 mai. SOPER et Jean-Michel Germa ont fait appel de ces deux décisions et, le 13 octobre 2011, la Cour d'Appel de Montpellier, en infirmant l'ordonnance du 15 juin 2011, a déclaré nulles et de nul effet les décisions prises lors de l'Assemblée Générale de La Compagnie du Vent du 27 mai 2011. Jean-Michel Germa a en conséquence été réintégré dans ses fonctions de Président-Directeur Général de La Compagnie du Vent. Une nouvelle Assemblée Générale s'est tenue le 3 novembre 2011, au cours de laquelle Jean-Michel Germa a été de nouveau révoqué et remplacé par un dirigeant désigné par GDF SUEZ SA.

Par ailleurs, sur requête de GDF SUEZ SA, le 13 juillet 2011, le Président du Tribunal de Commerce de Montpellier, a constaté l'abus de minorité commis par SOPER lors de l'Assemblée Générale du 1^{er} juillet précédent, en refusant de voter l'accord de collaboration entre La Compagnie du Vent et GDF SUEZ SA relatif au projet éolien *off shore* des Deux Côtes. Il a désigné un mandataire pour représenter SOPER à une Assemblée Générale ultérieure portant sur le même sujet et voter en son nom dans un sens conforme à l'intérêt social de La Compagnie du Vent sans porter atteinte aux intérêts de SOPER. Cette Assemblée Générale s'est tenue le 22 juillet 2011 et la résolution a été adoptée. SOPER a cependant interjeté appel de l'ordonnance du 13 juillet 2011. La Cour d'Appel a examiné l'affaire le 27 juillet 2011 et, le 8 septembre 2011, a confirmé la décision de première instance et condamné SOPER aux dépens (6 000 euros). SOPER et Jean-Michel Germa se sont pourvus en cassation.

La Compagnie du Vent a assigné le 23 août 2011 SOPER, devant le Tribunal de Commerce de Montpellier afin de la faire condamner à réparer le préjudice moral subi par La Compagnie du Vent à hauteur de 500 000 euros.

La révocation du P-DG traduit d'importantes divergences stratégiques entre les deux actionnaires en matière de développement de l'énergie éolienne, notamment sur le projet des Deux Côtes. Ces divergences ont conduit Jean-Michel Germa à menacer GDF SUEZ SA d'une demande d'indemnisation d'environ 489 millions d'euros, prétentions que le Groupe estime infondées.

NOTE 22 ENGAGEMENTS DE RETRAITE ET AUTRES ENGAGEMENTS ENVERS LE PERSONNEL

RÉCAPITULATIF DES ENGAGEMENTS

En millions d'euros	Au 31 déc. 2011	Au 31 déc. 2010
RETRAITE	1 928	1 758
• Régime des IEG	1 658	1 477
• Autres régimes	270	281
AUTRES AVANTAGES DE FIN DE CARRIÈRE ET POSTÉRIEURS À L'EMPLOI	373	311
• Avantage en nature énergie et eau	256	193
• Indemnités de fin de carrière	54	57
• Indemnités de secours immédiat	28	25
• Autres *	35	36
AUTRES ENGAGEMENTS ENVERS LE PERSONNEL	99	93
• Pensions d'invalidité et autres	92	86
• Médailles du travail	7	7
	2 400	2 162

* Indemnités compensatrices de frais d'études, congés exceptionnels de fin de carrière et régime de complémentaire santé ex-SUEZ.

Note 22 A Retraites

Les principaux régimes à prestations définies en vigueur chez GDF SUEZ SA sont :

- d'une part, les pensions dues dans le cadre du régime spécial de retraite des Industries Électriques et Gazières (IEG),
- d'autre part, les régimes repris suite à la fusion-absorption de SUEZ SA par GDF SUEZ SA :
 - le régime de retraite complémentaire de 1953, régime fermé depuis le 31 décembre 1988,
 - les régimes, fermés à ce jour, de l'ex-Compagnie de SUEZ (régimes de rentes basées sur le salaire de fin de carrière),
 - le régime de retraite complémentaire cadres supérieurs, commun à l'ensemble des sociétés de l'eau (régimes de rentes basées sur le salaire de fin de carrière).

Pensions du régime des IEG

Depuis le 1^{er} janvier 2005, le fonctionnement du régime d'assurance vieillesse, invalidité, décès, accidents du travail et maladies professionnelles des Industries Électriques et Gazières (IEG) est assuré par la Caisse nationale des industries électriques et gazières (CNIEG). La CNIEG est un organisme de sécurité sociale de droit privé placé sous la tutelle conjointe des ministres chargés de la Sécurité sociale, du Budget et de l'Énergie. Les personnels salariés et retraités des IEG sont, depuis le 1^{er} janvier 2005, affiliés de plein droit à cette caisse. Les conditions de détermination de droits à la retraite, fixées par le Statut national du personnel (décret du 22 juin 1946), relèvent des pouvoirs publics. Les entreprises n'ont pas, juridiquement, la possibilité d'en modifier les termes.

La loi n° 2004-803 du 9 août 2004 relative au service public de l'électricité et du gaz et aux entreprises électriques et gazières et ses décrets d'application ont réparti les droits spécifiques relatifs aux périodes validées au 31 décembre 2004 («droits spécifiques passés») entre les différentes entreprises des IEG et, pour chaque entreprise, entre, d'une part, les droits afférents à chacune des prestations de transport et de distribution d'électricité et de gaz naturel («droits spécifiques passés régulés») et, d'autre part, les droits afférents aux autres activités («droits spécifiques passés non régulés»). Les droits spécifiques du régime spécial d'assurance vieillesse des IEG s'entendent des prestations de ce régime non couvertes par les régimes de droit commun.

Le financement des 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 n'incombe donc plus au Groupe GDF SUEZ.

Les droits spécifiques passés non régulés sont financés par les entreprises des IEG dans les proportions définies par le décret 2005-322 du 5 avril 2005, soit pour GDF SUEZ SA 3,25% des engagements de retraite «droits spécifiques passés» de l'ensemble des entreprises des IEG.

Les droits spécifiques du régime constitués à compter du 1^{er} janvier 2005 sont intégralement financés par les entreprises des IEG proportionnellement à leur poids respectif en terme de masse salariale au sein de la branche des IEG.

1. Les obligations financières de GDF SUEZ SA

En application de la loi du 9 août 2004 relative au service public de l'électricité et du gaz et aux entreprises électriques et gazières, à compter du 1^{er} janvier 2005, les obligations financières de GDF SUEZ SA sont les suivantes :

- verser à la CNIEG sa quote-part des cotisations dues aux régimes de retraites de droit commun, cotisations que la CNIEG reverse à la CNAV, l'AGIRC et l'ARRCO ;
- verser à la CNIEG sa contribution au financement des prestations servies excédant les droits relevant des régimes de droit commun et non financées par la contribution tarifaire ;
- verser à la CNIEG sa quote-part des contributions exceptionnelles, forfaitaires et libératoires dues à la CNAV, à l'AGIRC et à l'ARRCO et non financées par la CTA ;
- verser à la CNIEG sa quote-part des dépenses de gestion administrative de cette dernière ainsi que des charges de compensation avec les autres régimes légaux de retraite et des prestations relatives aux risques invalidité, décès, accidents du travail et maladies professionnelles ;
- en tant que fournisseur de gaz et d'électricité (et le cas échéant d'acheminement de gaz), collecter et reverser à la CNIEG les contributions tarifaires.

2. Les réformes du régime spécial de retraite

La réforme de 2008

Le régime spécifique de retraite des industries électriques et gazières a été modifié par décret n° 2008-69 du 22 janvier 2008. Les modifications apportées, entrées en vigueur à partir du 1^{er} juillet 2008, concernent essentiellement :

- l'allongement de la durée de cotisation ;
- la mise en place d'un mécanisme de décote et de surcote ;
- les modalités de revalorisation des pensions.

La durée de cotisation nécessaire pour bénéficier d'une retraite à taux plein jusqu'alors fixée à 150 trimestres augmente progressivement pour atteindre 160 trimestres le 1^{er} décembre 2012.

Pour les personnes qui ne justifient pas de la durée d'assurance requise, un système de décote est progressivement introduit. La décote consiste en l'application d'une pénalité financière pour les salariés qui n'ont pas atteint la durée d'assurance nécessaire à l'obtention d'une pension à taux plein. À l'inverse, la surcote correspond à une majoration de pension applicable aux salariés qui prolongent leur activité au-delà de 60 ans et de 160 trimestres de durée d'assurance, sous certaines conditions.

La revalorisation des pensions et des rentes d'invalidité est calculée, à compter du 1^{er} janvier 2009, sur la base de l'indice des prix à la consommation hors tabac.

La loi du 9 août 2004 a institué une contribution tarifaire (CTA) sur les prestations de transport et de distribution d'électricité et de gaz naturel qui vise à assurer le financement des droits spécifiques de retraite acquis au 31 décembre 2004 et dus aux personnels qui relèvent du régime des industries électriques et gazières et sont en fonction dans les activités régulées des entreprises relevant

de ce régime (droits spécifiques passés régulés - DSPR). Ainsi, le financement de ces droits n'incombe plus au Groupe GDF SUEZ, à l'exception des dérivés occasionnées par les évolutions postérieures au 31 décembre 2004 ayant pour effet d'augmenter le montant de ces droits et résultant de changements dans la classification du personnel ou dans la réglementation relative à l'assurance vieillesse du régime des IEG.

La réforme de 2010

La loi n°2010-1330 du 9 novembre 2010 a modifié le régime des retraites de droit commun et de la Fonction Publique notamment en reportant à 62 ans l'âge légal de départ à la retraite contre 60 ans antérieurement.

Au 31 décembre 2010, en l'attente du décret d'application au régime spécial des IEG et compte tenu du principe d'adossment de ce dernier sur le régime de la Fonction Publique, expressément prévu par la loi du 22 janvier 2008, GDF SUEZ SA avait intégré dans l'évaluation de ses engagements sociaux tous les impacts de la réforme de 2010, à savoir :

- dès 2011, le régime spécial des IEG finance les effets de la réforme du régime de droit commun du fait de l'adossment à ce régime. Ceci concerne notamment le report de l'âge légal de départ. Cette étape est sans impact sur les salariés des IEG ;
- à compter de 2017, l'âge légal de départ à la retraite et l'âge d'annulation de la décote seront progressivement reportés pour atteindre respectivement 62 ans et 67 ans en 2024.

Le décret d'application n°2011-290 de la réforme des retraites 2010 a été promulgué le 18 mars 2011. Par ailleurs, le calendrier de passage à 41,5 ans de la durée d'assurance nécessaire pour bénéficier de la retraite à taux plein a été précisé par le décret n°2011-916 du 1^{er} août 2011. Les impacts sur les engagements sociaux de ces deux textes par rapport à ce qui avait été anticipé à la clôture de l'exercice précédent ont été intégrés au 31 décembre 2011, soit une baisse de 11 millions d'euros.

3. Mode de calcul des engagements de retraite

Conformément à la recommandation du CNC du 1^{er} avril 2003 (2003-R.01), les engagements de GDF SUEZ SA sont déterminés

selon une méthode actuarielle. Cette méthode, dite des unités de crédit projetées, repose sur des lois de projection portant notamment sur :

- les salaires de fin de carrière ; leur évaluation intègre l'ancienneté des agents, leur niveau de salaire et leur progression de carrière ;
- les âges de départ à la retraite, déterminés le cas échéant en fonction de critères caractéristiques des agents des IEG (service actif, nombre d'enfants pour les femmes) ;
- l'évolution des effectifs de retraités, dont l'estimation repose sur la table de survie prospective établie par l'INSEE et, le cas échéant, sur un taux de rotation résultant de l'observation statistique du comportement des agents des IEG ;
- les reversions de pensions, dont l'évaluation associe la probabilité de survie de l'agent et de son conjoint, et le taux de matrimonialité relevé sur la population des agents des IEG.

Le mode de calcul des engagements est le suivant :

- ils sont évalués sur la base des droits validés à la date du calcul, tant auprès du régime des IEG que des régimes de droit commun ;
- ils sont déterminés pour l'ensemble des agents, actifs et retraités, relevant du régime des IEG ou s'agissant des régimes ex-SUEZ pour l'ensemble des salariés et retraités bénéficiaires de ces régimes ;
- ils comprennent, le cas échéant, les contributions aux frais de gestion de la CNIEG ;
- les écarts actuariels sont immédiatement pris en compte.

Le taux d'actualisation nominal utilisé au 31 décembre 2011 est de 4,1% contre 4,8% au 31 décembre 2010.

Note 22 B Les autres avantages au personnel

En complément des retraites, d'autres avantages sont donnés aux actifs et aux inactifs des IEG :

- avantages à long terme :
 - les rentes accidents du travail et de maladies professionnelles,
 - les rentes d'incapacité temporaire et d'invalidité,
 - les médailles du travail ;
- 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,
- les indemnités compensatrices de frais d'études.

Par ailleurs, les retraités d'ex-SUEZ SA bénéficient des avantages suivants au titre des avantages postérieurs à l'emploi : une prime eau et un régime de complémentaire santé.

Le taux d'actualisation utilisé pour le calcul des engagements diffère selon la maturité des engagements. Les avantages postérieurs à l'emploi ont été évalués sur la base d'un taux d'actualisation de 4,1% au 31 décembre 2011 contre 4,8% au 31 décembre 2010. Les autres engagements ont été évalués sur la base d'un taux d'actualisation de 3,9% au 31 décembre 2011 contre 4,35% au 31 décembre 2010.

1. Les rentes accidents du travail et de maladies professionnelles

Comme les salariés relevant du régime général, les salariés des IEG bénéficient de garanties permettant la réparation des accidents du travail et des maladies professionnelles. Les prestations couvrent l'ensemble des salariés et des ayants droit d'un salarié décédé suite à un accident du travail, à un accident de trajet ou à une maladie professionnelle.

Le montant de l'engagement correspond à la valeur actuelle probable des prestations que percevront les bénéficiaires actuels compte tenu des éventuelles réversions.

2. L'avantage en nature énergie

L'article 28 du statut national du personnel des IEG prévoit que l'ensemble des agents (actifs et inactifs) bénéficie d'un régime d'avantages en nature énergie intitulé «Tarif Agent». Cet avantage recouvre la fourniture d'électricité et de gaz à un tarif préférentiel. Pour la phase de retraite, il constitue un avantage postérieur à l'emploi à prestations définies qui est à constater au fur et à mesure des services rendus par le personnel.

L'engagement de GDF SUEZ SA relatif à la fourniture de gaz aux agents de GDF SUEZ SA, relevant des IEG, et d'EDF correspond à la valeur actuelle probable des kWh fournis aux agents pendant la phase de retraite valorisée sur la base du coût de revient unitaire.

À cet élément s'ajoute le prix de l'accord d'échange d'énergie avec EDF. Selon les termes des accords financiers signés avec EDF en 1951, en contrepartie de l'électricité mise à disposition des agents du Groupe GDF SUEZ SA relevant des IEG par EDF à un tarif préférentiel, GDF SUEZ SA fournit du gaz aux agents du Groupe EDF à un tarif préférentiel moyennant une soulte. L'engagement relatif à l'accord d'échange d'énergie correspond à la valeur actuelle probable des éléments de soulte imputables aux agents GDF SUEZ SA pendant la phase de retraite.

La population inactive bénéficiaire du tarif agent est la population ayant acquis au moins 15 ans de services dans les IEG.

3. Les indemnités de fin de carrière

Suite à la modification du régime des IEG intervenue le 1^{er} juillet 2008, les agents (ou leurs ayants droit en cas de décès pendant la phase d'activité de l'agent) perçoivent dorénavant, lors de leur départ en retraite, une indemnité de fin de carrière progressive en fonction de leur ancienneté dans les IEG.

La méthode retenue pour évaluer l'engagement que représentent les indemnités de fin de carrière est celle des « unités de crédits projetées ».

Note 22 C Variation de la valeur actualisée des engagements

En millions d'euros	Retraites régime des IEG		Retraites hors régime des IEG		Autres avantages postérieurs à l'emploi		Avantages long terme		Total	
	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010
Valeur actualisée de l'obligation à l'ouverture	1 477	1 401	281	250	311	296	93	83	2 162	2 030
Coût des services rendus de la période	40	35	2	2	6	5	9	6	57	48
Charges d'intérêt sur obligation	71	68	11	11	14	14	4	4	100	97
Pertes et gains actuariels générés sur l'obligation	134	35	(11)	31	68	20	2	9	193	95
Prestations payées pour l'ensemble des régimes (financés ou non) *	(64)	(62)	(13)	(13)	(26)	(24)	(9)	(9)	(112)	(108)
Autres	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Valeur actualisée de l'obligation à la clôture	1 658	1 477	270	281	373	311	99	93	2 400	2 162

* Seules les prestations payées pour l'ensemble des régimes sont constatées dans le compte de résultat, à l'exception des engagements envers le personnel qui sont provisionnés et pour lesquels l'intégralité de la variation de l'obligation par rapport à l'exercice précédent est constatée au compte de résultat (cf. Note 22 D). L'impact total au compte de résultat des prestations versées et des variations de provision ressort à 112 millions au 31 décembre 2011 contre 152 millions au 31 décembre 2010.

Note 22 D Provisions

GDF SUEZ SA provisionne les rentes accidents du travail et de maladies professionnelles et rentes d'incapacité temporaire et d'invalidité en cours de service à la clôture de l'exercice et les prestations qui seront dues pendant la période d'activité des salariés (médaillages du travail et congés exceptionnels de fin de carrière). Figure également au passif de GDF SUEZ SA une provision pour retraite et autres avantages apportés par SUEZ SA lors de la fusion-

absorption en 2008. Ces provisions sont reprises au fur et à mesure de l'extinction des engagements correspondants provisionnés au 31 décembre 2007. Elles ne font plus l'objet ni de dotations au titre des nouveaux droits acquis par les salariés ni de désactualisation.

Au 31 décembre 2011, GDF SUEZ SA a provisionné 133 millions d'euros, montant identique à celui existant au 31 décembre 2010.

Évolution des provisions sur engagements sociaux

En millions d'euros	Retraites ⁽¹⁾		Autres avantages postérieurs à l'emploi ⁽²⁾		Avantages long terme ⁽³⁾		Total	
	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010
Provision de début de période	16	67	32	35	85	75	133	177
Charges (produits) de la période	-	(35)	3	2	13	17	16	(16)
<i>Dont coût des services rendus de la période</i>	-	-	1	-	9	6	11	6
<i>Dont charges d'intérêt sur obligation</i>	-	-	1	1	4	3	5	4
<i>Dont pertes et gains actuariels générés sur l'obligation</i>	-	-	1	1	0	8	-	9
<i>Dont autres</i>	-	(35)	-	-	-	-	-	(35)
Prestations payées pour l'ensemble des régimes (financés ou non)	(3)	(16)	(4)	(5)	(9)	(7)	(16)	(28)
Provision de fin de période	13	16	31	32	89	85	133	133

(1) En 2011, il s'agit exclusivement des engagements de retraites hors IEG. En 2010, les engagements de retraites IEG y figuraient à hauteur de 35 millions intégralement repris au cours de l'exercice.

(2) Congés exceptionnels de fin de carrière.

(3) Rentes d'accidents du travail, de maladies professionnelles, d'incapacité temporaire et d'invalidité, médailles du travail et régime de complémentaire santé dont bénéficient les retraités ex-SUEZ.

Note 22 E Contrats d'assurance

GDF SUEZ SA a souscrit auprès de diverses compagnies d'assurances des contrats de couverture des retraites et des indemnités de fin de carrière. Des versements ont été effectués en 2011 sur ces fonds assurantiels pour un montant de 4 millions d'euros.

La valeur de ces contrats est de 1 693 millions d'euros au 31 décembre 2011 contre 1 769 millions d'euros au 31 décembre 2010.

Note 22 F Variation de la juste valeur des actifs de couverture

En millions d'euros	Retraites		Autres avantages postérieurs à l'emploi	
	31 déc. 2011	31 déc. 2010	31 déc. 2011	31 déc. 2010
Juste valeur des actifs de couverture à l'ouverture	1 735	1 738	34	34
Rendement attendu des actifs	68	69	1	2
Primes nettes de frais de gestion *	4	2		-
Pertes et gains actuariels générés sur les actifs	(75)	2	(3)	1
Prestations payées par les actifs de couverture *	(69)	(76)	(2)	(3)
Juste valeur des actifs de couverture à la clôture	1 663	1 735	30	34

* Seules les primes versées sur les fonds assurantiels et les prestations remboursées par les actifs de couverture sont constatées au compte de résultat. Le montant net correspond à un produit net de 67 millions au 31 décembre 2011 contre un produit net de 77 millions au 31 décembre 2010.

Information relative au rendement des actifs

	Retraites				Autres avantages postérieurs à l'emploi	
	Année 2011		Année 2010		Année 2011	Année 2010
	Régime des IEG	Hors régimes des IEG	Régime des IEG	Hors régimes des IEG		
Rendement réel des actifs de couverture	- 0,7%	3,58%	4,6%	4,29%	- 1,5%	6,5%

Le taux de rendement attendu des actifs retenu pour l'exercice 2011 est de 3,90% pour les actifs de couverture retraite et de 4,77% pour les autres.

La ventilation des actifs de couverture en fonction des principales catégories d'actifs est la suivante :

	31 déc. 2011		31 déc. 2010	
	Régime des IEG	Hors régime des IEG	Régime des IEG	Hors régime des IEG
Placements actions	30%	11%	33%	12%
Placements obligataires	47%	80%	44%	79%
Autres (y compris monétaires)	23%	9%	23%	9%
TOTAL	100%	100%	100%	100%

Les contrats d'assurance collectifs sur la vie contractés auprès d'assureurs pour couvrir les passifs sociaux IEG retraite et indemnités de fin de carrière sont gérés en unités de compte. Ces contrats sont ouverts à GDF SUEZ SA et aux filiales du Groupe adhérentes à « la convention de gestion du passif social du Groupe ». Les contrats peuvent être investis marginalement dans des instruments financiers émis par GDF SUEZ SA, principalement des actions.

Compte tenu des unités de compte revenant à GDF SUEZ SA dans les différents contrats, la part des actifs de couverture investis en instruments financiers émis par GDF SUEZ SA au 31 décembre 2011 s'élève à 11 millions d'euros soit moins de 1% de la valeur totale des fonds à cette date. Les actifs de couverture ne sont pas investis dans des biens immobiliers occupés ou dans d'autres actifs utilisés par GDF SUEZ SA.

Note 22 G Régime de retraite supplémentaire à cotisations définies

Les salariés relevant du régime des IEG bénéficient par ailleurs, d'un régime de retraite supplémentaire à cotisations définies mis en place en 2009. Les cotisations patronales versées à ce titre s'élèvent à 7 millions d'euros en 2011 et en 2010.

NOTE 23 EFFECTIFS

Les effectifs au 31 décembre 2011, par collège, évoluent ainsi :

	Au 31 déc. 2010	Variation	Au 31 déc. 2011
Exécution	646	(134)	512
Maîtrise	2 886	(235)	2 651
Cadres	3 861	(123)	3 738
	7 393	(492)	6 901

L'effectif moyen annuel s'élève, en 2011, à 6 952. En 2010, l'effectif moyen annuel ressortait à 7 511.

NOTE 24 DROIT INDIVIDUEL À LA FORMATION

La loi n°2004-391 du 4 mai 2004 relative à la formation professionnelle ouvre pour les salariés bénéficiant d'un contrat de travail à durée indéterminée de droit privé, un droit individuel à la formation d'une durée de 20 heures minimum par an, cumulable sur une période de six ans. Au terme de ce délai de six ans, et à défaut de son utilisation en tout ou partie, le droit individuel à la formation est plafonné à 120 heures.

En application de l'avis 2004-F du Comité d'Urgence du Conseil National de la Comptabilité relatif à la comptabilisation du droit individuel à la formation, aucun droit n'a été provisionné au 31 décembre 2011. À cette date, le nombre d'heures accumulées non consommées par les salariés de GDF SUEZ SA s'élève à 738 003 heures.

NOTE 25 INTÉRESSEMENT DU PERSONNEL

Un accord d'intéressement du personnel aux performances a été mis en place en conformité avec les conditions légales de l'ordonnance 86-1134 du 21 octobre 1986.

Les bénéficiaires ont la possibilité de verser tout ou partie de leur intéressement sur les plans d'épargne proposés par GDF SUEZ SA au lieu d'en disposer immédiatement.

Dans ce cas, l'intéressement peut être placé :

- sur le Plan d'Épargne Groupe – PEG ou le Plan d'Épargne Entreprise – PEE et permet de bénéficier d'un abondement de 100% dans la limite annuelle de 700 euros net ;

- sur le Plan d'Épargne Retraite Collectif – PERCO et permet de bénéficier d'un abondement de 150% dans la limite annuelle de 700 euros net.

Ces deux abondements sont cumulatifs.

L'intéressement et l'abondement sont considérés comme des charges de personnel.

NOTE 26 ÉLÉMENTS RELATIFS AUX ENTREPRISES ET PARTIES LIÉES

<i>En millions d'euros</i>	Entreprises liées	Entreprises associées
Titres de participation	61 513	35
Créances rattachées à des participations	1 315	235
Dépôts et cautionnements	34	-
Créances clients et comptes rattachés	1 896	3
Comptes courants créditeurs des filiales	2 655	-
Autres créances	116	-
Comptes courants débiteurs des filiales	7 221	3
Fournisseurs et comptes rattachés	1 496	42
Dettes sur immobilisations	1 150	-
Autres dettes	336	-
Chiffre d'affaires	7 633	24
Achats d'énergie et variation des stocks de gaz	4 243	398
Autres charges externes	4 622	7
Autres charges d'exploitation	258	-
Autres produits d'exploitation	689	1
Autres charges financières	879	-
Autres produits financiers	4 348	28

Toutes les transactions significatives effectuées par GDF SUEZ SA avec des parties liées ont été conclues à des conditions normales de marché, aucune information n'est à fournir au titre du décret de révision de l'article R. 123-198-11 du 9 mars 2009.

Relations avec l'État français

Suite à la fusion entre Gaz de France et SUEZ le 22 juillet 2008, l'État détient 36,0% du capital de GDF SUEZ et a ainsi six représentants sur vingt-deux 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.

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 22 « Engagements de retraite et autres engagements envers le personnel ».

NOTE 27 FILIALES ET PARTICIPATIONS

<i>En millions d'euros</i> Raison sociale	Capital social au dernier bilan connu	Autres capitaux propres au dernier bilan connu hors résultat	% du capital détenu au 31 déc. 2011
--	--	--	--

A – Renseignements détaillés concernant les participations dont la valeur brute excède 1 % du capital de GDF SUEZ SA soit 22 502 957 euros

1. FILIALES (QUOTE-PART DU CAPITAL DÉTENU PAR GDF SUEZ SA SUPÉRIEURE À 50%)

Aguas Provinciales de Santa Fe ⁽¹⁾	11	(101)	64,19
CELIZAN	15	(15)	100
COGAC	1 433	(135)	100
Dumez	48	24	100
Electrabel	5 072	13 281	99,13
Elengy	108	483	100
G.D.F. INTERNATIONAL	3 972	823	100
GDF SUEZ Communication	31	3	100
Genfina	1 750	(444)	100
GDF SUEZ Finance	5 460	239	99,96
GIE GDF SUEZ Alliance	100	(44)	64,00
GrDF	1 800	5 249	100
GRTgaz	537	2 730	75
SI Finance	27	2	100
GDF SUEZ Énergie Services	699	1 155	100
Société Foncière et Immobilière du Gaz (SFIG)	55	36	97,01
Sopranor	1	5	99,92
Storengy	1 044	1 260	100

2. PARTICIPATIONS (QUOTE-PART DU CAPITAL DÉTENU PAR GDF SUEZ SA INFÉRIEURE À 50%)

Aguas Argentinas	28	(300)	48,20
SUEZ Environnement Company	2 041	4 731	37,18

3. AUTRES TITRES IMMOBILISÉS (QUOTE-PART DU CAPITAL DÉTENU PAR GDF SUEZ SA INFÉRIEURE À 10%)**B - Renseignements concernant les autres filiales ou participations****1. FILIALES NON REPRISES AU PARAGRAPHE A**

Valeurs françaises

Valeurs étrangères ⁽¹⁾

2. PARTICIPATIONS NON REPRISES AU PARAGRAPHE A

Valeurs françaises

Valeurs étrangères ⁽¹⁾

(1) Données en monnaie locale d'opération (millions d'unités).

(2) Comptes provisoires non certifiés.

Les opérations avec les entreprises liées sont constituées principalement de prêts, d'avances et de mouvements de compte courants avec les filiales.

Nota : certaines informations jugées sensibles n'ont pas été fournies dans le tableau des filiales et participations.

Valeur comptable des titres détenus au 31 déc. 2011		Montant des prêts et avances consentis par GDF SUEZ SA	Montant des Cautions et avals fournis par GDF SUEZ SA	Chiffre d'affaires du dernier exercice connu	Bénéfice net (+) ou perte (-) du dernier exercice connu	Dividendes encaissés par GDF SUEZ SA au cours de l'exercice	Date de clôture du dernier exercice connu ⁽²⁾
Brut	Provision						
39	(39)	-	-	-	-	-	12/2009
31	(30)	-	-	-	1	-	12/2011
1 434	-	-	-	-	(36)	-	12/2011
65	-	-	-	-	-	-	12/2011
30 631	-	-	-	14 877	762	-	12/2011
513	-	139	10	219	100	88	12/2011
3 972	-	342	-	-	593	656	12/2011
900	(865)	-	-	-	-	2	12/2011
2 627	(1 264)	-	-	-	80	-	12/2011
5 567	-	7 665	-	605	202	-	12/2011
62	-	-	-	-	(44)	-	12/2011
8 400	-	-	-	2 937	131	1 579	12/2011
1 850	-	-	5	1 564	110	1 121	12/2011
83	(50)	-	-	-	-	-	12/2011
2 931	-	-	-	2 175	119	172	12/2011
57	-	-	-	75	7	48	12/2011
245	(238)	-	-	-	-	-	12/2011
1 904	-	-	-	890	253	267	12/2011
145	(145)	-	-	-	(68)	-	12/2010
2 293	-	-	-	4	203	113	12/2011
42	(10)	-	-	-	-	9	
23	(3)	-	-	-	-	-	
24	-	-	-	-	-	21	
-	-	-	-	-	-	6	

NOTE 28 RÉMUNÉRATIONS DES MEMBRES DU CONSEIL D'ADMINISTRATION ET DU COMITÉ EXÉCUTIF

Les rémunérations de toutes natures (salaires bruts, primes, intéressement et avantages en nature y compris charges patronales afférentes) versées en 2011 au Président-Directeur Général, au Vice-Président et Directeur Général Délégué et aux membres du Comité Exécutif se sont élevées à 27 millions d'euros.

Les membres du Conseil d'Administration élus par l'Assemblée Générale reçoivent des jetons de présence, leur montant est de 1,2 million d'euros pour 2011.

NOTE 29 ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA CLÔTURE

Aucun événement significatif n'est intervenu postérieurement à la clôture des comptes arrêtée au 31 décembre 2011.

6.4.3 CESSIONS TOTALES OU PARTIELLES, FILIALES ET PARTICIPATIONS IMPLIQUANT DES FRANCHISSEMENTS DE SEUILS

Cessions totales ou partielles

En euros	% au 31 déc. 2010	% au 31 déc. 2011	Reclassement au sein du Groupe	Cession à l'extérieur du Groupe	Valeur nette comptable des titres détenus	Secteur d'activité
FILIALES ⁽¹⁾						
Ondeo ^(a)	100,00	0	X		0,00	Tertiaire
GRTgaz	100,00	75,00		X	1 849 999 635,99	Énergie
GDF SUEZ Energie Deutschland	50,00	0	X		0,00	Énergie
REN'CHALL	100,00	0		X	0,00	Tertiaire
PARTICIPATIONS ⁽²⁾						
B.O.G	34,00	0	X		0,00	Énergie

(1) Quote-part du capital détenu par GDF SUEZ SA supérieure à 50%.

(2) Quote-part du capital détenu par GDF SUEZ SA inférieure à 50%.

(a) La société Ondeo a fait l'objet d'une transmission universelle de patrimoine au profit de GDF SUEZ SA.

Achats totaux ou partiels

En euros	% au 31 déc. 2010	% au 31 déc. 2011	Reclassement au sein du Groupe	Acquisition à l'extérieur du Groupe	Valeur nette comptable des titres détenus	Secteur d'activité
FILIALES ⁽¹⁾						
CLERIVAL ^(b)	0	100,00	X		830 077,14	Tertiaire
PARTICIPATIONS ⁽²⁾						

(1) Quote-part du capital détenu par GDF SUEZ SA supérieure à 50%.

(2) Quote-part du capital détenu par GDF SUEZ SA inférieure à 50%.

(b) Actif apporté par Ondeo suite à sa transmission universelle de patrimoine au profit de GDF SUEZ SA.

6.4.4 RÉSULTATS ET AUTRES ÉLÉMENTS CARACTÉRISTIQUES DE LA SOCIÉTÉ AU COURS DES CINQ DERNIERS EXERCICES

	2011	2010	2009	2008	2007
CAPITAL EN FIN D'EXERCICE					
Capital social (en euros)	2 252 636 208	2 250 295 757	2 260 976 267	2 193 643 820	983 871 988
Nombre d'actions émises	2 252 636 208	2 250 295 757	2 260 976 267	2 193 643 820	983 871 988
Nombre maximum d'actions futures à créer					
• par conversion d'obligations	-	-	-	-	-
• par exercice d'options de souscription	22 584 740	30 841 031	36 619 478	39 167 750	-
OPÉRATIONS ET RÉSULTAT DE L'EXERCICE (en millions d'euros)					
Chiffre d'affaires hors taxes	24 126	25 373	24 894	25 209	20 991
Résultat avant impôt, participation des salariés, amortissements, provisions et transfert des amortissements de caducité	1 460	1 592	1 184	3 254	15 429
Impôts sur les sociétés (- = produit d'impôt)	(295)	(356)	(200)	(617)	2 813
Participation des salariés due au titre de l'exercice	0	0	0	0	-
Résultat après impôt, participation des salariés, amortissements et provisions et transfert des amortissements de caducité	2 389	857	2 261	2 767	11 611
Montant des bénéfices distribués (y compris part des actions propres en 2011)	3 347	3 336	3 257	4 729	1 240
RÉSULTAT PAR ACTION (en euros)					
Résultat après impôt et participation mais avant amortissements, provisions et transfert des amortissements de caducité	0,78	0,87	0,61	1,76	12,82
Résultat après impôt, participations des salariés, amortissements, provisions et transfert des amortissements de caducité	1,06	0,38	1,00	1,26	11,80
Dividende versé par action	1,50	1,50	1,47	2,20	1,26
PERSONNEL					
Effectif moyen pendant l'exercice	6 952	7 511	7 456	7 622	20 970
Montant de la masse salariale de l'exercice	445	471	498	485	914
Montant versé au titre des avantages sociaux (cotisations versées à la Sécurité sociale et aux régimes de retraites, œuvres sociales...)	324	234	309	335	470

6.5 RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES SUR LES COMPTES ANNUELS

Aux Actionnaires,

En exécution de la mission qui nous a été confiée par vos assemblées générales, nous vous présentons notre rapport relatif à l'exercice clos le 31 décembre 2011, sur :

- le contrôle des comptes annuels de la société GDF SUEZ, tels qu'ils sont joints au présent rapport ;
- la justification de nos appréciations ;
- les vérifications et informations spécifiques prévues par la loi.

Les comptes annuels ont été arrêtés par le Conseil d'Administration. Il nous appartient, sur la base de notre audit, d'exprimer une opinion sur ces comptes.

I. Opinion sur les comptes annuels

Nous avons effectué notre audit selon les normes d'exercice professionnel applicables en France ; ces normes requièrent la mise en œuvre de diligences permettant d'obtenir l'assurance raisonnable que les comptes annuels ne comportent pas d'anomalies significatives. Un audit consiste à vérifier, par sondages ou au moyen d'autres méthodes de sélection, les éléments justifiant des montants et informations figurant dans les comptes annuels. Il consiste également à apprécier les principes comptables suivis, les estimations significatives retenues et la présentation d'ensemble des comptes. Nous estimons que les éléments que nous avons collectés sont suffisants et appropriés pour fonder notre opinion.

Nous certifions que les comptes annuels sont, au regard des règles et principes comptables français, réguliers et sincères et donnent une image fidèle du résultat des opérations de l'exercice écoulé ainsi que de la situation financière et du patrimoine de la société à la fin de cet exercice.

II. Justification des appréciations

Les estimations comptables ont été réalisées dans un contexte de forte volatilité des marchés et de crise financière de la zone Euro dont les conséquences rendent difficile l'appréhension des perspectives économiques à moyen terme. C'est dans ce contexte, décrit en note A de l'annexe aux comptes annuels, qu'en application des dispositions de l'article L. 823-9 du Code de commerce, nous avons procédé à nos propres appréciations et nous portons à votre connaissance les éléments suivants :

- Comme indiqué dans la note A de l'annexe aux comptes annuels, la valeur comptable des titres de participation pour lesquels votre société s'inscrit dans une logique de détention durable est ramenée à sa valeur d'utilité si celle-ci est inférieure. Dans le cadre de notre appréciation des estimations significatives retenues pour l'arrêté des comptes, nous avons revu les données et les hypothèses sur lesquelles se fondent les valeurs d'utilité et nous avons vérifié que la note A de l'annexe aux comptes annuels donne une information appropriée.

- En ce qui concerne les ventes de gaz aux segments de clientèle faisant l'objet d'un relevé de compteur en cours d'exercice comptable, le groupe procède à une estimation du chiffre d'affaires à partir d'estimations de consommation des clients homogènes avec l'allocation du gestionnaire de réseau sur la même période et d'estimations de prix de vente moyen. Nos travaux ont consisté à apprécier les méthodologies et les hypothèses retenues pour le calcul des estimés et à vérifier que la note A de l'annexe aux comptes annuels donne une information appropriée.

- Les notes A et C-22 de l'annexe aux comptes annuels relatives aux engagements de retraite et aux autres engagements envers le personnel décrivent le mode d'évaluation et de comptabilisation des engagements résultant du régime de retraite des entreprises des industries électriques et gazières et la valeur des contrats d'assurances souscrits pour y faire face. Dans le cadre de notre appréciation des estimations significatives retenues pour l'arrêté des comptes, nous avons examiné les bases et les modalités de calcul actuariel des engagements ainsi que le caractère approprié de l'information donnée par l'entreprise dans les notes précitées, étant rappelé que ces engagements ne sont que partiellement provisionnés, en application de l'option ouverte par les principes comptables applicables en France.

- Les notes A, C-21.A et C-21.B de l'annexe aux comptes annuels relatives aux instruments financiers et aux engagements associés présentent notamment la méthode de comptabilisation et les engagements liés aux instruments financiers dérivés utilisés par votre société au 31 décembre 2011. Comme indiqué en note A de l'annexe aux comptes annuels, GDF SUEZ constitue des provisions pour couvrir les risques liés aux opérations sur instruments financiers, dans le cas où ces instruments ne répondent pas aux critères de qualification de couverture. Pour ce qui concerne la valorisation des instruments financiers dérivés qui ne sont pas cotés sur des marchés actifs, le groupe utilise des modèles internes représentatifs des pratiques de marché. Nos travaux ont consisté à examiner le dispositif de contrôle des modèles utilisés et à apprécier les données, les hypothèses retenues pour l'évaluation de la juste valeur des instruments financiers dérivés et le respect des critères de couverture ainsi que des provisions éventuellement constituées. Nous avons également vérifié que les notes A, C-21.A et C-21.B de l'annexe aux comptes annuels donnent une information appropriée.

- La note B de l'annexe aux comptes annuels expose l'impact de la correction d'erreur relative à la détermination de la créance de « Gaz en Compteur » et son traitement comptable. Nous avons examiné les éléments relatifs à ce traitement ainsi que sa conformité à l'avis CNC n° 97-06 et vérifié le caractère approprié de l'information donnée à ce titre dans l'annexe aux comptes annuels.

Les appréciations ainsi portées s'inscrivent dans le cadre de notre démarche d'audit des comptes annuels, pris dans leur ensemble et ont donc contribué à la formation de notre opinion exprimée dans la première partie de ce rapport.

III. Vérifications et informations spécifiques

Nous avons également procédé, conformément aux normes d'exercice professionnel applicables en France, aux vérifications spécifiques prévues par la loi.

Nous n'avons pas d'observation à formuler sur la sincérité et la concordance avec les comptes annuels des informations données dans le rapport de gestion du Conseil d'Administration et dans les documents adressés aux actionnaires sur la situation financière et les comptes annuels.

Concernant les informations fournies en application des dispositions de l'article L. 225-102-1 du Code de commerce sur les

rémunérations et avantages versés aux mandataires sociaux ainsi que sur les engagements consentis en leur faveur, nous avons vérifié leur concordance avec les comptes ou avec les données ayant servi à l'établissement de ces comptes et, le cas échéant, avec les éléments recueillis par votre société auprès des sociétés contrôlant votre société ou contrôlées par elle. Sur la base de ces travaux, nous attestons l'exactitude et la sincérité de ces informations.

En application de la loi, nous nous sommes assurés que les diverses informations relatives aux prises de participation et de contrôle et à l'identité des détenteurs du capital et des droits de vote vous ont été communiquées dans le rapport de gestion.

Neuilly-sur-Seine et Paris-La Défense, le 6 mars 2012

Les Commissaires aux comptes

DELOITTE & ASSOCIES

ERNST & YOUNG et Autres

MAZARS

Véronique Laurent

Pascal Macioce

Isabelle Sapet

Pascal Pincemin

Charles-Emmanuel Chosson

Thierry Blanchetier

Informations complémentaires

	Pages		Pages
7.1		DISPOSITIONS LÉGALES ET STATUTAIRES PARTICULIÈRES	448
7.1.1	448	Objet social de l'Émetteur	
7.1.2	448	Organes d'administration et de direction	
7.1.3	452	Droits, privilèges et restrictions attachés aux actions	
7.1.4	452	Modification des droits attachés aux actions	
7.1.5	452	Assemblées Générales	
7.1.6	453	Dispositions relatives à la divulgation des participations	
7.1.7	454	Modification du capital	
7.2		LITIGES ET ARBITRAGES - CONCURRENCE ET CONCENTRATIONS (ACTUALISATION)	454
7.2.1	454	Slovak Gas Holding	
7.2.2	454	AES Energia Cartagena	
7.2.3	455	Melbourne – Aquasure	
7.2.4	455	Fos Cavaou – Exploitation	
7.2.5	455	La Compagnie du Vent	
7.2.6	455	Réclamations du fisc belge	
7.3		DOCUMENTS ACCESSIBLES AU PUBLIC	456
7.3.1	456	Politique d'information	
7.3.2	456	Calendrier des communications financières	
7.4		RESPONSABLES DU DOCUMENT DE RÉFÉRENCE	457
7.4.1	457	Personnes responsables du Document de Référence	
7.4.2	457	Attestation des responsables du Document de Référence contenant le rapport financier annuel	
7.5		MANDATS DES COMMISSAIRES AUX COMPTES	458
7.5.1	458	Commissaires aux comptes titulaires	
7.5.2	458	Commissaires aux comptes suppléants	

7.1 DISPOSITIONS LÉGALES ET STATUTAIRES PARTICULIÈRES

Les dispositions particulières des statuts et du Règlement Intérieur du Conseil sont rappelées ci-après, étant précisé que l'ensemble de ces documents sont disponibles au siège de la Société ou sur le site gdfsuez.com.

7.1.1 OBJET SOCIAL DE L'ÉMETTEUR

La Société a pour objet la gestion et la mise en valeur de ses actifs présents et futurs, en tous pays, par tous moyens, et notamment de :

- prospecter, produire, traiter, importer, exporter, acheter, transporter, stocker, distribuer, fournir, commercialiser du gaz combustible, de l'électricité ainsi que toute énergie ;
- réaliser le négoce de gaz, d'électricité ainsi que de toute énergie ;
- fournir des services de manière connexe aux activités précitées ;
- assurer les missions de service public qui lui sont assignées par la législation et la réglementation en vigueur, en particulier par la loi n° 46-628 du 8 avril 1946 sur la nationalisation de l'électricité et du gaz, la loi n° 2003-8 du 3 janvier 2003 relative aux marchés du gaz et de l'électricité et au service public de l'énergie, la loi n° 2004-803 du 9 août 2004 relative au service public de l'électricité et du gaz et aux entreprises électriques et gazières, ainsi que la loi n° 2006-1537 du 7 décembre 2006 relative au secteur de l'énergie ;
- étudier, concevoir et mettre en œuvre tous projets et tous travaux publics ou privés pour le compte de toutes collectivités et particuliers ; préparer et conclure tous traités, contrats et marchés se rapportant à l'exécution de ces projets et de ces travaux ;
- participer directement ou indirectement à toutes opérations ou activités de toute nature pouvant se rattacher à l'un des objets précités, ou de nature à assurer le développement du patrimoine social y compris des activités de recherche et d'ingénierie, par voie de création de sociétés ou d'entreprises nouvelles, d'apport, de souscription ou d'achat de titres ou de droits sociaux, de prises d'intérêt et de participations, sous quelque forme que ce soit, dans toutes entreprises ou sociétés, existantes ou à créer, de fusion, d'association ou de toute autre manière ;
- créer, acquérir, louer, prendre en location-gérance tous meubles, immeubles et fonds de commerce, prendre à bail, installer, exploiter tous établissements, fonds de commerce, usines, ateliers se rapportant à l'un des objets précités ;
- prendre, acquérir, exploiter, concéder ou céder tous procédés, brevets et licences de brevets concernant les activités se rapportant à l'un des objets précités ;
- obtenir, acquérir, prendre à bail et exploiter, principalement au travers de filiales et participations, toutes concessions et entreprises relatives à l'alimentation des villes en eau potable ou industrielle, à l'évacuation et à l'épuration des eaux usées, aux opérations de dessèchement et d'assainissement, à l'irrigation et à l'établissement de tous ouvrages de transport, de protection et de retenue d'eau ainsi que toutes activités de vente et de service aux collectivités et aux particuliers dans l'aménagement des villes et la gestion de l'environnement ;
- et plus généralement réaliser toutes opérations et activités de toute nature, industrielle, commerciale, financière, mobilière ou immobilière, y compris de services notamment l'intermédiation d'assurance comme mandataire ou mandataire délégué, à titre de complément ou autonome, ou de recherche, ces opérations et activités se rattachant directement ou indirectement, en totalité ou en partie, à l'un quelconque des objets précités, à tous objets similaires, complémentaires ou connexes ainsi qu'à ceux de nature à favoriser le développement des affaires de la Société.

7.1.2 ORGANES D'ADMINISTRATION ET DE DIRECTION

Concernant la composition et le fonctionnement des organes d'administration et de direction, se référer au chapitre 4 « Gouvernement d'entreprise ».

Conseil d'Administration

L'administration de GDF SUEZ est assurée par un Conseil d'Administration.

Le Conseil détermine les orientations de l'activité de la Société et veille à leur mise en œuvre. Sous réserve des pouvoirs expressément attribués aux assemblées d'actionnaires et dans la limite de l'objet social, il se saisit de toute question intéressant la bonne marche de la Société et règle par ses délibérations les affaires qui la concernent. Le Conseil procède aux contrôles et vérifications qu'il juge opportuns.

Nomination des Administrateurs

Les Administrateurs sont élus par l'Assemblée Générale sous réserve des règles spécifiques applicables aux Administrateurs représentants de l'État, aux trois Administrateurs représentant les salariés et à l'Administrateur représentant les salariés actionnaires.

Les Administrateurs représentants de l'État sont nommés conformément aux dispositions de l'article 2 du décret-loi du 30 octobre 1935 modifié, les Administrateurs représentants des salariés ainsi que le représentant des salariés actionnaires sont désignés conformément aux dispositions des articles L. 225-28 et L. 225-23 du Code de commerce et des statuts.

La Société est administrée par un Conseil d'Administration composé de vingt-deux membres au plus, en vertu des articles L. 225-17, L. 225-23 et L. 225-27 du Code de commerce.

Droits et devoirs des Administrateurs

Le Conseil représente collectivement l'ensemble des actionnaires, quelles que soient sa composition et l'origine de ses membres.

L'Administrateur doit agir en toutes circonstances dans l'intérêt social de l'Entreprise et, quel que soit son mode de désignation, se considérer comme représentant l'ensemble des actionnaires.

L'Administrateur exerce ses fonctions avec indépendance, loyauté et professionnalisme. Il veille à préserver en toutes circonstances son indépendance d'analyse, de jugement, de décision et d'action. Il s'interdit d'être influencé par tout élément étranger à l'intérêt social qu'il a pour mission de défendre et alerte le Conseil sur tout élément de sa connaissance lui paraissant de nature à affecter les intérêts de l'Entreprise.

Il a le devoir d'exprimer clairement ses interrogations et ses opinions, et s'efforce de convaincre le Conseil de la pertinence de ses positions. En cas de désaccord, il veille à ce que celles-ci soient explicitement consignées aux procès-verbaux de ses réunions.

L'Administrateur s'engage à consacrer à ses fonctions le temps et l'attention nécessaires. Il s'informe sur les métiers et les spécificités de l'Entreprise, ses enjeux et ses valeurs, y compris en interrogeant ses principaux dirigeants. Il participe aux réunions du Conseil avec assiduité et diligence. Il assiste aux Assemblées Générales d'actionnaires.

Il s'efforce d'obtenir dans les délais appropriés les éléments qu'il estime indispensables à son information pour délibérer au sein du Conseil en toute connaissance de cause et s'attache à mettre à jour les connaissances qui lui sont utiles et a le droit de demander à l'Entreprise les formations qui lui sont nécessaires pour le bon exercice de sa mission.

Des dispositions seront prises pour assurer l'indépendance des Administrateurs salariés, notamment au niveau de leur évolution professionnelle.

L'Administrateur contribue à la collégialité et à l'efficacité des travaux du Conseil et des comités spécialisés éventuellement constitués en son sein. Il formule toute recommandation lui paraissant de nature à améliorer les modalités de fonctionnement du Conseil, notamment à l'occasion de l'évaluation périodique (n'excédant pas deux ans) de celui-ci, effectuée par un Administrateur indépendant. Il accepte l'évaluation de sa propre action au sein du Conseil.

En application du Règlement Intérieur, un processus d'évaluation du fonctionnement du Conseil d'Administration a été engagé en 2011 sous l'égide du Président du Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable, en partenariat avec un expert externe, et a été soumis au Conseil d'Administration du 29 février 2012. Le Conseil d'Administration a constaté que les suggestions qui avaient été faites lors des précédentes évaluations du Conseil ont, pour la plupart, été suivies d'effet. C'est ainsi que l'instauration d'un séminaire stratégique annuel du Conseil a permis de privilégier l'examen des questions stratégiques et de celles qui y sont liées (recherche et développement notamment) et des grandes opérations stratégiques comme l'acquisition d'International Power et le partenariat avec le fonds chinois CIC. De même la dynamique et la fluidité des séances du Conseil ont été améliorées même si des progrès restent à faire dans ces domaines, consistant pour l'essentiel à optimiser la gestion du temps et la durée des Conseils, et à améliorer la diffusion des documents. Le Conseil a approuvé les recommandations présentées par le Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable.

Il s'attache, avec les autres membres du Conseil, à ce que les missions de contrôle soient accomplies avec efficacité et sans entraves. En particulier, il veille à ce que soient en place dans l'entreprise les procédures permettant le contrôle du respect des lois et règlements, dans la lettre et dans l'esprit.

Il s'assure que les positions adoptées par le Conseil font l'objet, en ce qui concerne notamment l'approbation des comptes, du budget, des résolutions à soumettre à l'Assemblée Générale ainsi que sur les sujets importants concernant la vie des sociétés, de décisions formelles, correctement motivées et transcrites aux procès-verbaux de ses réunions.

Conformément aux dispositions de l'article 13.6 des statuts, tout Administrateur doit être propriétaire d'au moins 50 actions de la Société, sauf dispense résultant de dispositions législatives ou réglementaires applicables. Cette obligation ne s'applique pas aux Administrateurs représentants de l'État, ni à l'Administrateur représentant les salariés actionnaires.

Durée de mandat des Administrateurs

Le mandat de l'ensemble des Administrateurs est de quatre ans. Les mandats des Administrateurs élus par l'Assemblée Générale viennent à échéance à l'issue de l'Assemblée Générale réunie, dans l'année au cours de laquelle expire le mandat, pour statuer sur les comptes de l'exercice écoulé. Les mandats des Administrateurs élus par les salariés viennent à échéance lors de la proclamation des résultats des élections visant au renouvellement ou au remplacement des Administrateurs sortants conformément aux statuts.

Pour les détails concernant la durée des mandats des Administrateurs, se référer à la section 4.1.1.

En cas de vacance par décès ou démission d'un ou plusieurs sièges d'Administrateur nommé par l'Assemblée Générale, le Conseil d'Administration peut, entre deux Assemblées Générales, procéder au remplacement des Administrateurs dont le poste est devenu vacant en cours de mandat, sauf lorsque le nombre d'Administrateurs en fonction devient inférieur au minimum légal, auquel cas le Conseil d'Administration ou, à défaut, les Commissaires aux comptes doivent convoquer immédiatement l'Assemblée Générale Ordinaire des actionnaires à l'effet de compléter l'effectif

7.1 DISPOSITIONS LÉGALES ET STATUTAIRES PARTICULIÈRES

du Conseil. Les nominations provisoires effectuées par le Conseil d'Administration sont soumises à la ratification de la plus prochaine Assemblée Générale.

Ces dispositions ne sont pas applicables en cas de vacance, pour quelque cause que ce soit, d'un siège d'Administrateur élu par les salariés et du siège de l'Administrateur représentant les salariés actionnaires.

Administrateurs représentant les salariés et les salariés actionnaires

Les Administrateurs représentant les salariés et les salariés actionnaires ont le même statut, les mêmes pouvoirs et les mêmes responsabilités que les autres Administrateurs.

Les fonctions des Administrateurs élus par les salariés prennent fin soit lors de la proclamation des résultats de l'élection que la Société est tenue d'organiser dans les conditions exposées aux statuts, soit en cas de rupture de leur contrat de travail, soit en cas de révocation dans les conditions prévues par les dispositions légales ou réglementaires en vigueur, soit pour les autres raisons qui sont prévues par la loi pour les Administrateurs désignés par l'Assemblée Générale.

En cas de vacance d'un siège d'Administrateur élu par les salariés, le siège vacant est pourvu dans les conditions et selon les modalités prévues par l'article L. 225-34 du Code de commerce.

Sous réserve des règles relatives à la cooptation qui ne lui sont pas applicables, la cessation des fonctions de l'Administrateur représentant les salariés actionnaires sera soumise aux mêmes règles que celles applicables aux autres Administrateurs. En outre, son mandat prendra fin de plein droit en cas de perte de (i) sa qualité de salarié de la Société ou des sociétés ou groupements qui lui sont liés au sens de l'article L. 225-180 du Code de commerce ou (ii) de sa qualité d'actionnaire de la Société, individuellement ou par l'intermédiaire d'un fonds commun de placement d'entreprise, à moins, dans ce dernier cas, d'avoir régularisé sa situation dans un délai de trois mois.

En cas de vacance du poste d'Administrateur représentant les salariés actionnaires pour quelque raison que ce soit, la désignation des candidats à son remplacement s'effectuera dans les conditions prévues à l'article 13.3 des statuts, au plus tard avant la réunion de la plus prochaine Assemblée Générale ou, si celle-ci se tient moins de quatre mois après que le poste soit devenu vacant, avant l'Assemblée Générale suivante. Jusqu'à la date de sa nomination, le Conseil d'Administration pourra se réunir et délibérer valablement.

Censeurs

L'Assemblée Générale Ordinaire peut nommer auprès de la Société un ou plusieurs censeurs, dans la limite d'un nombre maximum de quatre, personnes physiques ou morales, choisies parmi les actionnaires ou en dehors d'eux, pour une durée de mandat de quatre ans prenant fin à l'issue de l'Assemblée Générale Ordinaire réunie dans l'année au cours de laquelle expire le mandat, à l'effet de statuer sur les comptes de l'exercice écoulé.

Les modalités d'exercice de la mission des censeurs sont arrêtées par le Conseil d'Administration.

Commissaire du gouvernement

Conformément à l'article 24.2 de la loi n° 2004-803 du 9 août 2004, le ministre chargé de l'Énergie désigne auprès de la Société un Commissaire du gouvernement qui assiste, avec voie consultative, aux séances du Conseil d'Administration et de ses comités et peut présenter des observations à toute Assemblée Générale.

Direction Générale

Président-Directeur Général

Sous réserve des pouvoirs que la loi attribue expressément aux assemblées d'actionnaires, des pouvoirs dont elle investit de façon spéciale le Conseil d'Administration et de la limite de l'objet social, ainsi que des dispositions des articles 13 à 15 de la loi n° 2004-803 du 9 août 2004, la Direction Générale de la Société est assumée soit par le Président du Conseil d'Administration, soit par une autre personne physique nommée par le Conseil d'Administration et portant le titre de Directeur Général, sous la responsabilité du Conseil d'Administration.

Le Conseil d'Administration, dans sa séance du 22 juillet 2008, a décidé de ne pas dissocier les fonctions de Président et de Directeur Général. La Direction Générale de la Société est assumée par le Président du Conseil d'Administration.

Les informations relatives à l'exercice de la Direction Générale figurent à la section 4.3 du présent Document de Référence et au rapport du Président à la section 4.1.

Le Président du Conseil d'Administration représente le Conseil d'Administration. Il organise et dirige les travaux du Conseil, dont il rend compte à l'Assemblée Générale. Il veille au bon fonctionnement des organes de la Société et s'assure, en particulier, que les Administrateurs sont en mesure de remplir leur mission.

Le Président préside les réunions du Conseil, dirige les délibérations et fait observer le Règlement Intérieur. Il peut à tout moment suspendre la séance. Il veille à la qualité des échanges et à la collégialité des décisions du Conseil. Il s'assure que le Conseil consacre un temps suffisant aux débats et accorde à chacun des points de l'ordre du jour un temps proportionné à l'enjeu qu'il représente pour la Société. Le Président s'attache notamment à ce que les questions posées dans le respect de l'ordre du jour reçoivent une réponse appropriée.

En cas d'empêchement, le Président est remplacé, conformément à l'article 16 des statuts, par l'un des Vice-Présidents ou, à défaut, par un Administrateur choisi par le Conseil en début de séance.

Le Directeur Général est investi des pouvoirs les plus étendus pour agir en toutes circonstances, au nom de la Société. Il exerce ses pouvoirs dans la limite de l'objet social et sous réserve de ceux que la loi attribue expressément aux assemblées d'actionnaires et au Conseil d'Administration. Dans l'ordre interne, le Conseil d'Administration détermine, dans les conditions prévues par la loi, l'étendue et la durée des pouvoirs conférés au Directeur Général.

Directeur Général Délégué

Le Conseil d'Administration peut nommer, dans les conditions prévues par la loi, une seule personne chargée d'assister le Directeur Général avec le titre de Directeur Général Délégué, choisie parmi

les Administrateurs. Le Directeur Général Délégué est également nommé Vice-Président du Conseil d'Administration, en application de l'article 17.2 des statuts.

À l'égard des tiers, le Directeur Général Délégué dispose des mêmes pouvoirs et avec les mêmes limitations que le Directeur Général.

Dans l'ordre interne, l'étendue et la durée des pouvoirs conférés au Vice-Président, Directeur Général Délégué sont fixés par le Conseil d'Administration, dans les conditions prévues par la loi.

Vice-Président du Conseil d'Administration

Le Conseil d'Administration peut procéder à l'élection en son sein d'un ou de plusieurs Vice-Président(s) (L'article 17.2 des statuts prévoit que le Directeur Général Délégué est également nommé Vice-Président du Conseil d'Administration.)

Le Vice-Président a pour mission de présider le Conseil en cas d'absence du Président.

Décisions du Conseil d'Administration

Les Administrateurs sont convoqués aux séances du Conseil d'Administration par le Président dans les conditions prévues par la loi, les statuts et le Règlement Intérieur. La convocation fixe le lieu de la réunion et contient l'ordre du jour.

Lorsque le Conseil d'Administration ne s'est pas réuni depuis plus de deux mois, le tiers au moins des Administrateurs peut demander au Président de le convoquer sur un ordre du jour déterminé. Le Conseil d'Administration se réunit en tout lieu fixé dans la convocation.

Le Président peut prendre l'initiative d'organiser des réunions du Conseil d'Administration par visioconférence, par télétransmission par internet ou par des moyens de télécommunication, dans les limites et sous les conditions fixées par la loi et la réglementation en vigueur et, le cas échéant, le Règlement Intérieur.

Le Conseil ne peut valablement délibérer que si la moitié au moins des Administrateurs sont présents ou réputés présents à la séance, sans qu'il soit tenu compte des membres représentés.

Sont réputés présents pour le calcul du quorum et de la majorité, les Administrateurs qui participent au Conseil par tous moyens de visioconférence ou de télécommunication permettant leur identification et garantissant leur participation effective dans les conditions fixées par la réglementation en vigueur, les dispositions des statuts et du Règlement Intérieur.

Le Président fixe l'ordre du jour des séances. Tout Administrateur qui souhaite entretenir le Conseil d'une question non inscrite à l'ordre du jour en informe le Président préalablement à la séance. Le Président en informe le Conseil.

Les délibérations sont prises aux conditions du quorum et de majorité prévues par la loi. En cas de partage des voix, celle du Président de séance est prépondérante.

Conventions réglementées

Toute convention intervenant directement ou par personne interposée entre GDF SUEZ et l'un des Administrateurs, son Président-Directeur Général, son Vice-Président, Directeur Général Délégué ou un actionnaire disposant d'une fraction des droits de vote supérieure à 10% ou, s'il s'agit d'une société actionnaire, la Société la contrôlant au sens de l'article L. 233-3 du Code de commerce, doit être soumise à l'autorisation préalable du Conseil d'Administration.

Cette autorisation est également requise en cas de conventions conclues avec GDF SUEZ et auxquelles une des personnes visées à l'alinéa précédent est indirectement intéressée, ainsi que des conventions intervenant entre GDF SUEZ et une entreprise, si l'un des Administrateurs, le Directeur Général ou l'un des Directeurs Généraux Délégués, est propriétaire, associé indéfiniment responsable, gérant, Administrateur, membre du Conseil de Surveillance ou, de façon générale, dirigeant de cette entreprise.

Les Administrateurs indépendants de la Société peuvent, dans l'intérêt social, émettre une recommandation au Conseil d'Administration relativement à ces conventions.

Sans préjudice des formalités d'autorisation préalable et de contrôle prescrites par la loi et les statuts, les Administrateurs de la Société sont tenus de communiquer sans délai au Président toute convention conclue par la Société et à laquelle ils sont directement ou indirectement intéressés.

Les Administrateurs doivent ainsi notamment communiquer au Président toute convention conclue entre eux-mêmes ou une société dont ils sont dirigeants ou dans laquelle ils détiennent directement ou indirectement une participation significative, et la Société ou l'une de ses filiales.

Le Président notifie sans délai à l'ensemble des Administrateurs les modalités essentielles des conventions communiquées et avise les Commissaires aux comptes des conventions autorisées par le Conseil dans le délai d'un mois suivant la conclusion des dites conventions.

Les dispositions qui précèdent ne sont pas applicables aux conventions portant sur les opérations courantes et conclues à des conditions normales, qui seront soumises aux formalités prévues à l'article L. 225-39 du Code de commerce.

Rémunération des Administrateurs et des censeurs

L'Assemblée Générale des actionnaires fixe le montant global annuel des jetons de présence alloués au Conseil d'Administration qui, sur recommandation du Comité des Rémunérations, procède à la répartition de ladite rémunération entre ses membres et les censeurs par prélèvement sur l'enveloppe annuelle des jetons de présence.

Les frais exposés par les Administrateurs pour l'exercice de leur mandat sont remboursés par la Société sur justificatifs.

Les représentants des salariés bénéficient d'un crédit d'heures égal à la moitié de la durée légale du travail.

7.1.3 DROITS, PRIVILÈGES ET RESTRICTIONS ATTACHÉS AUX ACTIONS

Droit de vote (articles 10, 11, 12 et 20 des statuts)

Chaque action donne droit au vote et à la représentation dans les Assemblées Générales, dans les conditions légales et statutaires. La propriété d'une action emporte de plein droit adhésion aux présents statuts et à toutes décisions des Assemblées Générales des actionnaires de la Société.

Sauf dans le cas où la loi en dispose autrement, chaque actionnaire a autant de droits de vote et exprime en assemblée autant de voix qu'il possède d'actions libérées des versements exigibles.

Les actions sont indivisibles à l'égard de la Société. Les copropriétaires d'actions indivises sont représentés aux Assemblées Générales par l'un d'eux ou par un mandataire unique. En cas de désaccord, le mandataire est désigné en justice à la demande du copropriétaire le plus diligent.

Le droit de vote attaché à l'action appartient à l'usufruitier dans les Assemblées Générales Ordinaires et au nu-proprétaire dans les Assemblées Générales Extraordinaires.

Chaque fois qu'il est nécessaire de posséder plusieurs actions pour exercer un droit quelconque, en cas d'échange, de regroupement ou d'attribution d'actions, ou en conséquence d'augmentation ou de réduction de capital, de fusion ou autre opération sociale, les propriétaires d'actions isolées ou en nombre inférieur à celui requis ne peuvent exercer ce droit qu'à la condition de faire leur affaire

personnelle du groupement et, éventuellement, de l'achat ou de la vente d'actions ou droits nécessaires.

Tout actionnaire peut se faire représenter par son conjoint ou par un autre actionnaire dans toutes les Assemblées. Les propriétaires de titres mentionnés au septième alinéa de l'article L. 228-1 du Code de commerce peuvent se faire représenter dans les conditions prévues par la loi, par un intermédiaire inscrit. Tout actionnaire peut voter par correspondance dans les conditions et selon les modalités fixées par les lois et règlements. Les actionnaires peuvent, dans les conditions fixées par les lois et règlements, adresser leur formule de procuration et de vote par correspondance, soit sous forme papier, soit, sur décision du Conseil d'Administration publiée dans l'avis de réunion et l'avis de convocation, par télétransmission.

Action spécifique (article 6 des statuts)

Conformément à l'article 24.1 de la loi n° 2004-803 du 9 août 2004 et au décret n° 2007-1790 du 20 décembre 2007, le capital social comprend une action spécifique résultant de la transformation d'une action ordinaire appartenant à l'État français en vue de préserver les intérêts essentiels de la France dans le secteur de l'énergie relatifs à la continuité et à la sécurité d'approvisionnement en énergie (voir section 5.2.4 du présent Document de Référence).

Conformément à la loi n° 2006-1537 du 7 décembre 2006, l'État doit détenir à tout moment plus du tiers du capital de la Société.

7.1.4 MODIFICATION DES DROITS ATTACHÉS AUX ACTIONS

Les droits attachés aux actions de la Société ne peuvent être modifiés que par l'Assemblée Générale Extraordinaire des actionnaires, sous réserve des dispositions particulières afférentes à l'action spécifique de l'État prévues à l'article 6 des statuts (se référer également à la section 5.2.4 « Action spécifique »).

Conformément aux dispositions légales et réglementaires applicables, toute modification des statuts, qui définissent les droits attachés aux actions GDF SUEZ, doit être approuvée à la majorité des deux tiers lors de l'Assemblée Générale Extraordinaire des actionnaires. Toute augmentation des engagements des actionnaires doit être décidée à l'unanimité des actionnaires.

7.1.5 ASSEMBLÉES GÉNÉRALES

Convocation aux Assemblées (articles 20, 21 et 22 des statuts)

Les Assemblées Générales Ordinaires et extraordinaires et, le cas échéant, les Assemblées spéciales sont convoquées, se réunissent et délibèrent dans les conditions prévues par la loi.

L'ordre du jour des Assemblées est arrêté par l'auteur de la convocation ; toutefois, un ou plusieurs actionnaires peuvent, dans les conditions prévues par la loi, requérir l'inscription à l'ordre du jour de projets de résolutions.

L'Assemblée se réunit au siège social ou en tout autre lieu indiqué dans la convocation.

Les Assemblées sont présidées par le Président du Conseil d'Administration ou, en son absence, par l'un des Vice-Présidents du Conseil d'Administration, ou en l'absence de ceux-ci, par un Administrateur spécialement délégué à cet effet par le Conseil. À défaut, l'Assemblée élit elle-même son Président.

Conformément à la loi et aux règlements, les Assemblées Générales sont qualifiées d'extraordinaires lorsque leurs décisions se rapportent à une modification des statuts et d'ordinaires dans tous les autres cas. Les Assemblées Générales et, le cas échéant, les assemblées spéciales ont les pouvoirs définis par la loi.

Les fonctions de scrutateurs sont remplies par les deux membres de l'assemblée présents et acceptant cette fonction qui disposent du plus grand nombre de voix. Le bureau désigne le Secrétaire, lequel peut être choisi en dehors des actionnaires.

Il est tenu une feuille de présence dans les conditions prévues par la loi.

Les procès-verbaux des assemblées sont établis et leurs copies sont délivrées et certifiées dans les conditions prévues par la loi.

Participation aux Assemblées (article 20 des statuts)

Tout actionnaire a le droit d'assister aux Assemblées à condition que ses actions soient libérées des versements exigibles.

Le droit de participer aux Assemblées ou de s'y faire représenter est subordonné à l'enregistrement comptable des titres au nom de l'actionnaire au troisième jour ouvré précédant l'Assemblée à zéro heure, heure de Paris, soit dans les comptes de titres nominatifs tenus par la Société, soit dans les comptes de titres au porteur tenus par l'intermédiaire habilité.

Le Conseil d'Administration peut, s'il le juge utile, faire remettre aux actionnaires des cartes d'admission nominatives et personnelles et exiger la production de ces cartes pour l'accès à l'Assemblée Générale.

Si le Conseil d'Administration le décide au moment de la convocation de l'Assemblée, les actionnaires pourront participer à l'Assemblée par visioconférence ou par tous moyens de télécommunication ou télétransmission, y compris internet, permettant son identification dans les conditions et suivant les modalités fixées par la réglementation en vigueur. Le cas échéant, cette décision est communiquée dans l'avis de réunion publié au Bulletin des annonces légales obligatoires (BALO).

Tout actionnaire peut se faire représenter par son conjoint ou par un autre actionnaire dans toutes les assemblées ⁽¹⁾.

Les propriétaires de titres mentionnés au septième alinéa de l'article L. 228-1 du Code de commerce peuvent se faire représenter dans les conditions prévues par la loi, par un intermédiaire inscrit.

7.1.6 DISPOSITIONS RELATIVES À LA DIVULGATION DES PARTICIPATIONS

Notifications lors des franchissements de seuil (article 9 des statuts)

Outre les seuils prévus par l'article L. 233-7 du Code de commerce toute personne physique ou morale agissant seule ou de concert qui vient à détenir directement ou indirectement une fraction du capital ou de droits de vote ou de titres donnant accès à terme au capital de la Société – égale ou supérieure à 0,5%, a l'obligation d'en informer la Société par lettre recommandée avec accusé de réception, dans un délai de cinq jours de bourse à compter du franchissement dudit seuil de 0,5%, en lui précisant son identité ainsi que celle des personnes agissant de concert avec elle, et en indiquant le nombre total d'actions, de droits de vote ou de titres donnant accès à terme au capital qu'elle possède seule directement ou indirectement ou encore de concert. Cette obligation d'information porte également sur la détention de chaque fraction additionnelle de 0,5% du capital ou des droits de vote ou de titres donnant accès à terme au capital de la Société, étant précisé que la détermination des seuils à déclarer en application du présent paragraphe est réalisée conformément aux dispositions des articles L. 233-7 et L. 233-9 du Code de commerce et à la réglementation en vigueur. Cette même obligation d'information s'applique selon les mêmes délais, en cas de franchissement à la baisse du seuil de 0,5% ou d'un multiple de celui-ci.

L'intermédiaire inscrit comme détenteur d'actions conformément au septième alinéa de l'article L. 228-1 du Code de commerce est tenu, sans préjudice des obligations des propriétaires des actions, d'effectuer les déclarations prévues au présent article, pour l'ensemble des actions au titre desquelles il est inscrit en compte.

Conformément aux dispositions de l'article L. 233-7 du Code de commerce, en cas de non-respect des dispositions qui précèdent, un ou plusieurs actionnaires détenant plus de 0,5% du capital ou des droits de vote pourra demander l'application des sanctions prévues aux deux premiers alinéas de l'article L. 233-14 du Code de commerce.

Identification des titres au porteur (article 9 des statuts)

En vue de l'identification des titres au porteur, la Société peut demander dans les conditions légales et réglementaires et sous les sanctions prévues par le Code de commerce, au dépositaire central qui assure la tenue du compte émission de ses titres, les renseignements permettant l'identification des détenteurs de titres de la Société conférant immédiatement ou à terme le droit de vote dans ses assemblées d'actionnaires et notamment la quantité de titres détenue par chacun d'eux.

(1) Conformément à la loi, tout actionnaire peut se faire également représenter par toute personne de son choix.

S'il s'agit de titres de forme nominative, donnant immédiatement ou à terme accès au capital, l'intermédiaire inscrit dans les conditions prévues par le Code de commerce est tenu de révéler l'identité des propriétaires de ces titres, sur simple demande de la Société ou de son mandataire, laquelle peut être présentée à tout moment.

L'inobservation par les détenteurs de titres ou les intermédiaires de leur obligation de communication des renseignements visés ci-dessus peut, dans les conditions prévues par la loi, entraîner la suspension voire la privation du droit de vote et du droit au paiement du dividende attachés aux actions.

7.1.7 MODIFICATION DU CAPITAL

Le capital social peut être augmenté, réduit ou amorti dans les conditions prévues par la loi, sous réserve des dispositions particulières relatives à la participation de l'État dans le capital et à l'action spécifique de l'État précisées à l'article 6 des statuts (se référer également à la section 7.1.3 ci-dessus).

L'Assemblée Générale Extraordinaire est seule compétente pour décider, sur le rapport du Conseil d'Administration, une augmentation de capital.

Si l'augmentation est réalisée par incorporation de réserves, bénéfiques ou primes d'émission, l'Assemblée Générale statue aux conditions de quorum et de majorité des Assemblées Générales Ordinaires.

7.2 LITIGES ET ARBITRAGES – CONCURRENCE ET CONCENTRATIONS (ACTUALISATION)

Dans le cadre de ses activités, le Groupe est engagé dans un certain nombre de litiges et arbitrages d'une part et d'autre part fait l'objet d'enquêtes et procédures au titre du droit de la concurrence, dont les principaux à la date de l'arrêté des comptes consolidés pour

l'exercice 2011 sont présentés dans la Note 26 du chapitre 6.2 « Comptes Consolidés ».

Ci-après figure une actualisation à la date du présent Document de Référence des informations contenues dans ladite Note 26.

7.2.1 SLOVAK GAS HOLDING

La description du litige figurant à la note 26.1.2 du chapitre 2 « Comptes consolidés » est complétée comme suit :

« Les négociations n'ont pas permis jusqu'à présent de rapprocher les positions des investisseurs étrangers GDF SUEZ et E.On Ruhrgas AG et celles de l'Etat slovaque sur d'autres points litigieux.

En conséquence, SGH et ses deux actionnaires GDF SUEZ et E.On Ruhrgas AG ont déposé le 9 mars 2012 une requête en arbitrage devant le Centre International pour le Règlement des Différends relatifs à l'Investissement, invoquant la violation par l'Etat slovaque de ses obligations découlant du Traité sur la Charte de l'Energie. »

7.2.2 AES ENERGIA CARTAGENA

La description du litige figurant à la note 26.1.4 du chapitre 2 « Comptes consolidés » est complétée comme suit :

« Le closing de l'accord de règlement amiable du différend a eu lieu le 9 février 2012. »

7.2.3 MELBOURNE – AQUASURE

La description du litige figurant à la note 26.1.9 du chapitre 2 « Comptes consolidés » est complétée comme suit :

« Aquasure a présenté deux réclamations à l'Etat de Victoria le 23 et le 27 février 2012 reflétant les réclamations que la joint-venture lui a présentées. »

7.2.4 FOS CAVAOU – EXPLOITATION

La description du litige figurant à la note 26.1.11 du chapitre 2 « Comptes consolidés » est complétée comme suit :

« L'arrêté préfectoral autorisant l'exploitation du terminal méthanier de Fos Cavaou a été signé le 14 février 2012 ».

7.2.5 LA COMPAGNIE DU VENT

La description du litige figurant à la note 26.1.13 du chapitre 2 « Comptes consolidés » est complétée comme suit :

« Jean-Michel Germa, considérant que sa révocation en tant que P-DG a été décidée, d'une part en violation du pacte d'associés

de la Compagnie du Vent en date du 27 novembre 2007 et, d'autre part, de manière abusive, a assigné GDF SUEZ devant le Tribunal de Commerce de Paris afin d'obtenir réparation du préjudice matériel et moral. L'assignation a été reçue le 15 février 2012 ».

7.2.6 RÉCLAMATIONS DU FISC BELGE

La description du litige figurant à la note 26.1.15 du chapitre 2 « Comptes consolidés » est complétée comme suit :

« Le montant total des enrôlements s'élève à 285 millions d'euros au titre des exercices 2003 à 2008. »

7.3 DOCUMENTS ACCESSIBLES AU PUBLIC

Les documents relatifs à GDF SUEZ devant être mis à la disposition du public (les statuts, les rapports, les informations financières historiques tant de Gaz de France, de SUEZ que de GDF SUEZ, ainsi que des filiales du Groupe GDF SUEZ incluses ou visées dans le présent Document de Référence et celles relatives à chacun des deux exercices précédant le dépôt du présent Document de

Référence) pourront être consultés pendant toute la durée de sa validité au siège social de GDF SUEZ (1 place Samuel de Champlain, Faubourg de l'Arche, 92400 Courbevoie). Ces documents peuvent également être obtenus en format électronique sur le site internet de GDF SUEZ (gdfsuez.com) et, pour certains d'entre eux, sur le site de l'Autorité des marchés financiers (amf-france.org).

7.3.1 POLITIQUE D'INFORMATION

Valérie Bernis

Membre du Comité de Direction, en charge de la Direction des Communications et du Marketing

Téléphone : 01 44 22 00 00

Adresse : 1, place Samuel de Champlain – Faubourg de l'Arche – 92400 Courbevoie

Site internet : gdfsuez.com

Le Document de Référence de GDF SUEZ est traduit en anglais, en espagnol et en néerlandais.

Outre le présent Document de Référence déposé auprès de l'AMF, le Groupe publie à l'occasion de l'Assemblée Générale Annuelle des actionnaires de GDF SUEZ un rapport d'activité et un rapport développement durable.

7.3.2 CALENDRIER DES COMMUNICATIONS FINANCIÈRES

Présentation des résultats annuels 2011	9 février 2012
Assemblée Générale des actionnaires	23 avril 2012
Présentation des résultats semestriels 2012	2 août 2012

7.4 RESPONSABLES DU DOCUMENT DE RÉFÉRENCE

7.4.1 PERSONNES RESPONSABLES DU DOCUMENT DE RÉFÉRENCE

Gérard Mestrallet, Président-Directeur Général

Jean-François Cirelli, Vice-Président, Directeur Général Délégué

7.4.2 ATTESTATION DES RESPONSABLES DU DOCUMENT DE RÉFÉRENCE CONTENANT LE RAPPORT FINANCIER ANNUEL

« Nous attestons, après avoir pris toute mesure raisonnable à cet effet, que les informations contenues dans le présent Document de Référence sont, à notre connaissance, conformes à la réalité et ne comportent pas d'omission de nature à en altérer la portée.

Nous attestons, à notre connaissance, que les comptes sont établis conformément aux normes comptables applicables et donnent une image fidèle du patrimoine, de la situation financière et du résultat de la Société et de l'ensemble des entreprises comprises dans la consolidation, et que le rapport de gestion, dont les différentes rubriques sont mentionnées en Annexe B du présent Document de Référence, présente un tableau fidèle de l'évolution des affaires, des résultats et de la situation financière de la Société et de l'ensemble des entreprises comprises dans la consolidation ainsi qu'une description des principaux risques et incertitudes auxquelles elles sont confrontées.

Nous avons obtenu des contrôleurs légaux des comptes une lettre de fin de travaux, dans laquelle ils indiquent avoir procédé à la vérification des informations portant sur la situation financière et les comptes donnés dans le présent Document de Référence ainsi qu'à la lecture d'ensemble du Document de Référence. Cette lettre ne contient pas d'observations.

Les comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2011 présentés dans le chapitre 6.2 du présent Document de Référence ont fait l'objet d'un rapport des contrôleurs légaux, figurant au chapitre 6.3, qui ne contient pas d'observations.

Les comptes sociaux de l'exercice clos le 31 décembre 2011 présentés dans le chapitre 6.4 du présent Document de Référence ont fait l'objet d'un rapport des contrôleurs légaux figurant au chapitre 6.5 qui ne contient pas d'observations.

Les comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2010, préparés selon les normes IFRS, ont fait l'objet d'un rapport des contrôleurs légaux qui contient une observation relative aux changements de méthodes comptables et figurant au chapitre 11.3 du Document de Référence 2010 de GDF SUEZ déposé auprès de l'Autorité des marchés financiers le 28 mars 2011 sous le numéro D. 11-0186.

Les comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2009, préparés selon les normes IFRS, ont fait l'objet d'un rapport des contrôleurs légaux, qui contient une observation relative aux changements de méthode comptable et figurant au chapitre 11.3 du Document de Référence 2009 de GDF SUEZ déposé auprès de l'Autorité des marchés financiers le 6 avril 2010 sous le numéro D. 10-218. »

Courbevoie, le 23 mars 2012

Le Vice-Président, Directeur Général Délégué

Jean-François Cirelli

Le Président-Directeur Général

Gérard Mestrallet

7.5 MANDATS DES COMMISSAIRES AUX COMPTES

7.5.1 COMMISSAIRES AUX COMPTES TITULAIRES

Mazars

Société représentée par M. Thierry Blanchetier et Mme Isabelle Sapet.

Tour Exaltis, 61, rue Henri-Regnault, 92075 Paris La Défense Cedex

Mazars, Commissaire aux comptes titulaire de la Société depuis le 1^{er} janvier 2002, a été renouvelé par l'Assemblée Générale Mixte des actionnaires du 19 mai 2008 pour une nouvelle durée de six exercices, soit jusqu'à l'issue de l'Assemblée Générale Ordinaire annuelle qui se réunira en 2014, pour statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2013.

Ernst & Young et Autres

Société représentée par M. Charles-Emmanuel Chosson et M. Pascal Macioce.

1/2, place des Saisons, 92 400 Courbevoie - Paris-La Défense 1

Ernst & Young et Autres, Commissaire aux comptes titulaire de la Société depuis le 1^{er} janvier 2002, a été renouvelé par l'Assemblée Générale Mixte des actionnaires du 19 mai 2008 pour une nouvelle durée de six exercices, soit jusqu'à l'issue de l'Assemblée Générale Ordinaire annuelle qui se réunira en 2014, pour statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2013.

Deloitte & Associés

Société représentée par Mme Véronique Laurent et M. Pascal Pincemin.

185, avenue Charles-de-Gaulle, 92524 Neuilly-sur-Seine

Deloitte & Associés a été désigné Commissaire aux comptes titulaire de la Société pour la première fois par l'Assemblée Générale Mixte des actionnaires du 16 juillet 2008 pour une durée de six exercices, soit jusqu'à l'issue de l'Assemblée Générale Ordinaire annuelle qui se réunira en 2014, pour statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2013.

7.5.2 COMMISSAIRES AUX COMPTES SUPPLÉANTS

CBA

Tour Exaltis, 61, rue Henri-Regnault, 92400 Paris La Défense Cedex

CBA a été désigné Commissaire aux comptes suppléant de la Société pour la première fois par l'Assemblée Générale Mixte des actionnaires du 19 mai 2008 pour une durée de six exercices, soit jusqu'à l'issue de l'Assemblée Générale Ordinaire annuelle qui se réunira en 2014, pour statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2013.

AUDITEX

1/2, place des Saisons, 92 400 Courbevoie - Paris-La Défense 1

Auditex, Commissaire aux comptes suppléant de la Société depuis le 1^{er} janvier 2002, a été renouvelé par l'Assemblée Générale Mixte des actionnaires du 19 mai 2008 pour une nouvelle durée de six exercices, soit jusqu'à l'issue de l'Assemblée Générale Ordinaire annuelle qui se réunira en 2014, pour statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2013.

BEAS

7-9, villa Houssay, 92524 Neuilly-sur-Seine

BEAS a été désigné Commissaire aux comptes suppléant de la Société pour la première fois par l'Assemblée Générale Mixte des actionnaires du 16 juillet 2008 pour une durée de six exercices, soit jusqu'à l'issue de l'Assemblée Générale Ordinaire annuelle qui se réunira en 2014, pour statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2013.

Annexe A - Lexique

	Pages		Pages
UNITÉS DE MESURE ÉNERGÉTIQUES	462	SIGLES ET ACRONYMES	464
Table de conversion	462		
Unités de mesure	463	GLOSSAIRE	466

UNITÉS DE MESURE ÉNERGÉTIQUES

TABLE DE CONVERSION

1 kWh	0,09 m ³ de gaz naturel (soit 1 m ³ de gaz = 11 kWh)
1 GWh	91 000 m ³ de gaz naturel
1 TWh ou 1 milliard de kWh	91 millions de m ³
1 milliard de m ³ de gaz	6,2 millions de barils équivalent pétrole (Mbe _p)

Les unités de conversion mentionnées ci-dessus sont celles couramment utilisées par les professionnels du secteur de l'énergie. Elles sont fournies à titre purement indicatif dans ce document.

UNITÉS DE MESURE

A	Ampère
Bar	Unité de mesure de la pression des fluides, notamment du gaz naturel (1 bar : 105 Pascal)
Bep	Baril équivalent pétrole (1 baril = 159 litres)
G	Giga (1 milliard)
GJ	Gigajoule (1 milliard de Joules)
Gm³	Giga m ³ (1 milliard de mètres cubes)
GW	Gigawatt (1 milliard de Watts)
GWh	Gigawattheure (1 million de kilowattheures)
J	Joule
k	Kilo (mille)
kV	Kilovolt (mille volts)
kVA	Kilovoltampère (mille voltampères)
kW	Kilowatt (mille Watts)
kWh	Kilowattheure (mille Wattheures)
m	Mètre
m²	Mètre carré
m³	Mètre cube
M	Méga (million)
Mbep	Million de barils équivalent pétrole
Mtpa	Million de tonnes par an
MVA	Mégavoltampère (1 million de voltampères)
MW	Mégawatt (1 million de Watts)
MWc	Mégawatt crête (unité de mesure de puissance des installations solaires photovoltaïques)
MWe	Mégawatt électrique
MWh	Mégawattheure (mille kilowattheures)
MWth	Mégawatt thermique
t/h	Tonne par heure
T	Téra (mille milliards)
TWh	Térawattheure (1 milliard de kilowattheures)
V	Volt
W	Watt
Wh	Wattheure

SIGLES ET ACRONYMES

ACP	Autorité de Contrôle Prudentiel des établissements bancaires
AMF	Autorité des marchés financiers
ATRD	Accès des Tiers au Réseau de Distribution - voir Glossaire
BAR	Base d'Actifs Régulés - voir Glossaire
<i>B to B</i>	<i>Business to Business</i> (clientèle d'entreprises)
BU	<i>Business Unit</i> (unité opérationnelle)
Capex	<i>Capital expenditures</i> (dépenses d'investissement)
CEE	Comité d'Entreprise Européen
CER	<i>Certified Emission Reduction</i> (certificat de réduction d'émission de gaz à effet de serre) – voir Glossaire
CNIL	Commission Nationale de l'Informatique et des Libertés
CO ₂	Dioxyde de carbone
CRE	Commission de Régulation de l'Énergie - voir Glossaire
EBITDA	<i>Earnings Before Interests, Taxes, Depreciation and Amortization</i>
E&P	Exploration-production d'hydrocarbures
EMAS	<i>Eco Management and Audit Scheme</i> - voir Glossaire
EMTN	<i>Euro Medium Term Notes</i> (Bons à moyen terme négociables)
ENR	Énergies Nouvelles et Renouvelables : éolien, solaire, hydraulique...
ERM	<i>Enterprise Risk Management</i> (gestion des risques de l'entreprise)
EUA	<i>European Union Allowance</i> (droits d'émission européens)
GES	Gaz à Effet de Serre - voir Glossaire
GIE	Groupement d'Intérêt Économique
GNL	Gaz Naturel Liquéfié - voir Glossaire
GNV	Gaz Naturel Véhicule - voir Glossaire
GPL	Gaz de Pétrole Liquéfié - voir Glossaire
IAS	<i>International Accounting Standards</i> (normes comptables élaborées au niveau international par l'IASB jusqu'en 2002)
IASB	<i>International Accounting Standards Board</i>
IEG	Industries Électriques et Gazières - voir Glossaire
IFRS	<i>International Financial Reporting Standards</i> (normes comptables élaborées au niveau international par l'IASB depuis 2002)

IG	Intégration Globale
INCOME	<i>Internal Control Management Efficiency</i> (programme de contrôle interne du Groupe GDF SUEZ)
IP	Intégration Proportionnelle
IPP	<i>Independent Power Producer</i> (producteur indépendant d'électricité) - voir Glossaire
ISO	<i>International Organization for Standardization</i> - voir Glossaire
NBP	<i>National Balancing Point</i> - voir Glossaire
NOx	Oxyde d'azote
OCDE	Organisation de Coopération et de Développement Économiques
ONG	Organisation Non Gouvernementale
OPCVM	Organismes de Placement Collectif de Valeurs Mobilières
Opex	<i>Operating expenses</i> (charges d'exploitation)
PEG	Plan d'Épargne Groupe
PME	Petites et Moyennes Entreprises
PPA	Power Purchase Agreement (contrat d'achat/vente d'électricité, souvent à long terme)
PSI	Prestataire de Services d'Investissement - voir Glossaire
R&D	Recherche et Développement
RH	Ressources humaines
ROCE	<i>Return On Capital Employed</i> (rentabilité des capitaux investis ou rentabilité économique)
ROE	<i>Return On Equity</i> (rentabilité des capitaux propres)
RSE	Responsabilité Sociale d'Entreprise
SO₂	Dioxyde de soufre
SRV	<i>Shuttle Regasification Vehicle</i> (méthanier équipé de regazéificateurs embarqués qui peut se connecter à une bouée sous-marine, ce qui lui permet d'émettre le GNL regazéifié directement sur un réseau de gazoducs)
TMO	Taux Mensuel Obligataire
TSR	<i>Total Shareholder Return</i> - voir Glossaire
UE	Union européenne
VaR	<i>Value at Risk</i> (valeur à risque) - voir Glossaire
VPP	<i>Virtual Power Plant</i> (capacité virtuelle de production)

GLOSSAIRE

Accès des Tiers au Réseau (ATR)	Droit reconnu à chaque utilisateur (client éligible, distributeur, producteur) d'utilisation d'un réseau de transport ou de distribution contre le paiement d'un droit d'accès.
Actions en autocontrôle	Actions d'une société détenues par des filiales contrôlées par celle-ci. Ces actions sont privées de droits de vote.
Actions en autodétention	Actions de la Société acquises par cette dernière, par exemple en support des stock-options.
Affrètement	<p>Contrat par lequel un armateur (le fréteur) s'engage à mettre à disposition d'un tiers (l'affréteur) un navire moyennant le paiement d'une somme (le fret). Il existe plusieurs types de contrat d'affrètement :</p> <ul style="list-style-type: none"> • affrètement coque nue : le navire est livré mais sans équipage, combustible, ni provisions de route ; • affrètement au voyage : l'armateur s'engage à transporter une cargaison d'un port à un autre port à un prix convenu ; • affrètement au temps : l'armateur met à la disposition de l'affréteur, pour une certaine période (pouvant aller jusqu'à 20 ans), un navire avec son équipage, moyennant un prix mensuel lié au tonnage.
Base d'Actifs Régulés (BAR)	La base d'actifs régulés est la valeur économique des actifs, reconnue par le régulateur, pour les actifs exploités par un opérateur d'infrastructures régulées.
Biogaz	Ensemble des gaz qui résultent de la fermentation des matières organiques (déchets, boues des stations d'épuration...) dans un milieu en raréfaction d'air, tels que le méthane et le dioxyde de carbone. Cette fermentation est le résultat d'une activité bactérienne, naturelle ou contrôlée. À ce titre, le biogaz entre dans la catégorie des énergies renouvelables.
Biomasse	Masse de matière organique non fossile d'origine biologique. Une partie de ce gisement peut être éventuellement exploitable à des fins énergétiques.
Branchement	Ouvrage de transport assurant la liaison entre le réseau de transport et un ou des postes de livraison, et destiné exclusivement ou principalement à l'alimentation d'un client ou d'un réseau de distribution. Le branchement fait partie du réseau.
Canalisation de gaz	Conduite assurant le transport d'un gaz combustible.
Capacité de transport	Charge maximale admissible en permanence d'un moyen d'exploitation en tenant compte de la stabilité de ses paramètres de fonctionnement et de la chute de pression.
Centrale à cycle combiné	Centrale électrique comprenant un générateur à turbine à gaz dont les gaz d'échappement alimentent une chaudière. La vapeur produite dans la chaudière entraîne un turbo-générateur.
Centrale thermique	Installation dans laquelle l'énergie chimique contenue dans des combustibles fossiles solides, liquides ou gazeux est transformée exclusivement en énergie électrique à l'aide de chaudières et de turbines à vapeur.
Centre de stockage	Installation de stockage des déchets, soumise à autorisation. Les aménagements techniques sont fonction de la nature des déchets traités (ordures ménagères, déchets industriels banals, déchets industriels spéciaux ou inertes). Diverses contraintes réglementaires d'exploitation visent à maîtriser les impacts de ce procédé de traitement des déchets sur l'homme et l'environnement.
Certified Emission Reduction (CER)	Certificat de réduction d'émission de gaz à effet de serre délivré à des industriels ayant investi dans des pays en voie de développement pour y réduire les émissions de gaz à effet de serre. Les CER ne sont pas directement échangeables, mais restituables en lieu et place de quotas de CO ₂ , un CER équivalant alors à un quota.
Cogénération	Technique permettant, à partir d'un seul combustible qui peut être le gaz naturel, de produire simultanément de la chaleur (vapeur ou eau surchauffée ou mélange d'air et de produits de combustion) et de l'électricité.
Commercialisateur	Vendeur d'énergie à des tiers (client final, distributeur, etc.).

Commission de Régulation de l'Électricité et du Gaz - Belgique	<p>Organisme autonome, investi d'une mission de conseil après des autorités publiques en ce qui concerne l'organisation et le fonctionnement des marchés libéralisés de l'électricité et du gaz. Par ailleurs, elle surveille et contrôle l'application des lois et réglementations.</p> <p>Un Conseil général, composé de représentants des gouvernements fédéral et régionaux, des organisations représentatives des travailleurs, des employeurs et des classes moyennes, des associations environnementales ainsi que des producteurs, des distributeurs et des consommateurs, supervise son fonctionnement.</p> <p>En ce qui concerne la partie régulée du marché, la Commission a repris la mission du Comité de Contrôle de l'Électricité et du Gaz.</p>
Commission de Régulation de l'Énergie - France (CRE)	<p>La Commission de Régulation de l'Énergie est une autorité administrative indépendante. Elle a été mise en place pour la régulation de l'électricité par la loi du 10 février 2000 et ses compétences ont été élargies au secteur du gaz par la loi du 3 janvier 2003. Elle a pour mission essentielle de veiller à la mise en œuvre effective de l'accès aux infrastructures électriques et gazières dans des conditions transparentes et non discriminatoires. Plus généralement, son rôle est de veiller au bon fonctionnement des marchés du gaz et de l'électricité.</p>
Dark spread	<p>Marge brute d'une centrale à charbon, équivalant à la différence entre le prix de vente de l'électricité et le prix d'achat du combustible nécessaire pour produire cette électricité. Le <i>dark spread</i> doit couvrir l'ensemble des autres coûts (exploitation, maintenance, coût du capital, coûts financiers...)</p>
Dessalement	<p>Procédé permettant de réduire la concentration en sels des eaux afin de les rendre propres à la consommation humaine ou animale ainsi que pour divers usages, notamment industriels.</p>
Distribution	<p>Les réseaux de distribution sont des ensembles d'ouvrages constitués principalement de canalisations à moyenne ou basse pression. Ils acheminent le gaz naturel vers les consommateurs qui ne sont pas raccordés directement au réseau principal ou à un réseau régional de transport.</p>
Droits en nature des concédants	<p>Le poste Droits en nature des concédants est un poste spécifique aux entreprises délégataires de services publics. Il est la contrepartie des immobilisations en concession inscrites à l'actif du bilan.</p> <p>Sa valorisation traduit l'obligation de remise gratuite au concédant au terme du contrat, des immobilisations affectées au service public concédé, de sorte que, au terme d'un contrat donné, la valeur du poste Droits en nature des concédants est égale à la valeur nette comptable des immobilisations devant être remises au concédant.</p>
EBITDA at Risk	<p>L'<i>EBITDA at Risk</i> mesure la perte potentielle d'<i>EBITDA</i>, à une probabilité donnée, sous l'effet de variations des prix et des volatilités, sur un horizon temporel donné. Cet indicateur est particulièrement adapté pour mesurer les risques de marché des activités de <i>portfolio management</i>.</p> <p>Si l'horizon de temps considéré est d'un an calendaire et l'intervalle de confiance 95%, un <i>EBITDA at Risk</i> de 100 millions d'euros indique que la probabilité de perdre entre le 1^{er} janvier et le 31 décembre plus de 100 millions d'euros d'<i>EBITDA</i> du fait des variations de prix des commodités est de 5%.</p>
Électricité verte	<p>L'électricité verte est l'électricité certifiée produite à partir d'énergies renouvelables.</p>
Environmental, Management and Audit System (EMAS)	<p>Certificat fondé sur une certification ISO 14001 et une déclaration environnementale certifiée par des vérificateurs européens, approuvée par la Commission européenne et publiée.</p>
Exploration	<p>Ensemble des méthodes mises en œuvre pour découvrir de nouveaux gisements d'hydrocarbures.</p>
Facility management	<p>Ensemble des prestations de <i>management</i> des services et utilité complémentaires à la fourniture d'énergie d'un client industriel. Ces prestations sont relatives à la gestion de l'environnement du client : gardiennage, propreté et hygiène, conduite et maintenance des équipements techniques, maîtrise d'ouvrage déléguée pour les travaux, gestion des équipements de sécurité, standard et accueil...</p>
Gaz à Effet de Serre (GES)	<p>Gaz atmosphérique qui contribue à maintenir la chaleur émise sur terre par le soleil. Les industries, les voitures, le chauffage, l'élevage, etc. produisent des gaz dont certains renforcent l'effet de serre. L'augmentation significative des gaz à effet de serre produits par l'activité humaine est, entre autres, responsable du réchauffement de la planète et de ses conséquences sur l'écosystème.</p>
Gaz coussin	<p>Quantité de gaz emmagasinée dans un stockage souterrain et qui peut ne pas être complètement récupérée après son injection.</p>
Gaz de Pétrole Liquéfié (GPL)	<p>Hydrocarbures légers gazeux dans les conditions normales de température et de pression et maintenus à l'état liquide en élevant la pression ou en abaissant la température.</p>

Gaz Naturel Liquéfié (GNL)	Gaz naturel mis en phase liquide par l'abaissement de sa température à - 162 °C permettant de réduire 600 fois son volume.
Gaz Naturel Véhicule (GNV)	Composé à 100% de gaz naturel, il est essentiellement utilisé dans les transports urbains et les véhicules de propreté.
Gaz utile	Gaz disponible à l'intérieur d'un stockage souterrain et susceptible d'être soutiré.
Hub gazier	Plate-forme d'échange (point de jonction d'un réseau de transport où arrive le gaz en provenance de plusieurs sources et qui offre la possibilité physique d'échanger des volumes de gaz entre ces sources et les marchés finaux).
Independent Power Producer (IPP)	Producteur d'électricité indépendant dont les activités ne sont pas régulées par l'État. Le classement des IPP est uniquement basé sur les projets développés en dehors du pays d'origine.
Industries électriques et gazières (IEG)	Ensemble des entreprises qui produisent, transportent ou distribuent de l'électricité ou du gaz en France et qui satisfont aux dispositions de la loi de nationalisation du 8 avril 1946. La branche des IEG regroupe l'ensemble des entreprises dont le personnel relève du statut du personnel des IEG.
International Organization for Standardization (ISO)	Organisation visant à définir des référentiels (norme/standard industriel utilisé comme référentiel).
ISO 14001	Norme internationale destinée à vérifier l'organisation des procédures et méthodes d'unités organisationnelles d'une entreprise, ainsi que la mise en place efficace de la politique de l'environnement et de ses objectifs environnementaux.
ISO 9001	Norme internationale qui définit des critères de qualité au sein des procédures de travail. Elle concerne la conception d'un produit, la maîtrise de l'outil de production et du procédé de fabrication ainsi que le contrôle qualité du produit final.
Liquéfaction du gaz naturel	Transformation du gaz naturel de la forme gazeuse à la forme liquide pour son transport par navire et/ou son stockage.
Lixiviats	Eau ayant été en contact avec les déchets mis en décharge et chargée de polluants organiques ou minéraux.
Marché spot	Marché sur lequel s'opèrent les achats et les ventes d'énergie à court terme (à la journée ou jusqu'à trois ans).
Méthanier	Navire transportant dans ses soutes du gaz naturel liquéfié (GNL) refroidi à - 163°C.
Modulation	Terme désignant l'écart entre les conditions réelles de consommation de gaz par un client et celles correspondant à un enlèvement régulier sur l'année de sa consommation journalière moyenne. La couverture des variations de consommation (journalière, hebdomadaire ou saisonnière) est généralement assurée par les stockages souterrains, auxquels les clients et leurs fournisseurs peuvent avoir accès, soit directement (dans les pays où un accès des tiers aux stockages – régulé ou négocié – est prévu) ou sous la forme d'une prestation de service de modulation (cas des États-Unis).
National Balancing Point (NBP)	Lieu virtuel d'échange pour l'achat et la vente au Royaume-Uni du gaz naturel. Il est le prix et le point de livraison pour l' <i>International Petroleum Exchange</i> de gaz naturel des contrats à terme.
Ouvrages de raccordement	Ensemble des ouvrages assurant le raccordement d'un site de consommation ou d'un réseau de distribution au réseau de transport. Les ouvrages de raccordement sont constitués d'un ou plusieurs branchements et d'un ou plusieurs postes de livraison.
Partenariat public-privé	Ce partenariat repose sur un contrat par lequel l'autorité publique confie certaines missions à un délégataire en lui fixant des objectifs. Les pouvoirs publics fixent les objectifs de service à l'opérateur privé tout en conservant la propriété du patrimoine et le pouvoir de régulation. Les collectivités locales ont de plus en plus recours à ce type de partenariat dans la gestion de leurs services de l'eau.
Point d'échange de gaz	Point virtuel, rattaché à une zone d'équilibrage, où un expéditeur peut céder du gaz à un autre expéditeur.
Prestataire de Services d'Investissement (PSI)	Prestataire de Services d'Investissement dont le rôle principal est de transmettre et de traiter les ordres de bourse (équivalent moderne des agents de change).
Réseau principal	Ensemble d'ouvrages de transport de gaz naturel à haute pression et de grand diamètre, qui relie entre eux les points d'interconnexion avec les réseaux de transport voisins, les stockages et les terminaux méthaniers. À ces ouvrages sont rattachés les réseaux régionaux ainsi que certains consommateurs industriels et réseaux de distribution.
Réseau régional	Ensemble d'ouvrages de transport à haute pression et de grand diamètre qui relie entre eux les points d'interconnexion avec les réseaux de transport voisins, les stockages et les terminaux méthaniers. Les réseaux régionaux, les réseaux de distribution ainsi que certains consommateurs industriels y sont rattachés.

Réserves probables	Estimation des quantités d'hydrocarbures que l'on peut extraire dans l'avenir, à partir des gisements existants et avec une probabilité d'au moins 50% d'après les données géologiques et techniques. L'extraction doit répondre à des critères économiques qui tiennent compte d'une évolution des prix dans le futur, de la valorisation des hydrocarbures et des taux de change.
Réserves prouvées	Estimation des quantités de pétrole brut, de gaz naturel et de liquides de gaz naturel sur la base de données géologiques et techniques avec l'assurance raisonnable de pouvoir extraire ces quantités au cours des années à venir à partir de gisements existants ou sous certaines conditions économiques et opérationnelles, à savoir les prix et les coûts à la date à laquelle l'estimation est faite.
Réserves prouvées développées	Réserves qui peuvent être produites à partir d'installations existantes.
Réserves prouvées non développées	Réserves qui nécessitent le forage de nouveaux puits sur des surfaces vierges ou des investissements significatifs supplémentaires à partir d'installations existantes, comme une unité de compression.
Spark spread	Marge brute d'une centrale à gaz, équivalant à la différence entre le prix de vente de l'électricité et le prix d'achat du combustible nécessaire pour produire cette électricité. Le <i>spark spread</i> doit couvrir l'ensemble des autres coûts (exploitation, maintenance, coût du capital, coûts financiers...).
Station de compression	Installation industrielle qui comprime le gaz naturel afin d'optimiser la circulation des flux dans les canalisations.
Stockage	Installation qui permet notamment de stocker du gaz naturel en été, lorsque la consommation est plus faible, et de déstocker du gaz naturel en hiver, lorsque la consommation est plus forte. Le stockage de gaz est une installation industrielle, principalement souterraine, permettant aux fournisseurs de gaz naturel d'effectuer une réserve de gaz naturel.
Stockage souterrain	Utilisation de formations géologiques poreuses, de cavités naturelles ou créées artificiellement (salines ou aquifères) pour le stockage des hydrocarbures liquides ou gazeux.
Stress test	Test effectué pour évaluer la résistance à un scénario catastrophe.
Take-or-pay	Contrat de long terme, où le producteur garantit la mise à disposition du gaz auprès d'un opérateur, et où cet opérateur garantit le paiement, qu'il prenne livraison du gaz ou non.
Tête de puits	Ensemble de raccords, vannes, buses, manomètres, thermomètres, etc. installés à la sortie d'un puits de production.
Terminal méthanier	Installation industrielle qui assure la réception, le déchargement, la mise en réservoir, la regazéification du GNL ainsi que l'émission du gaz naturel à l'état gazeux vers le réseau de transport. Installation portuaire, avec installations annexes, destinées à accueillir des navires transportant du gaz naturel liquéfié (GNL).
Tolling	Contrat de transformation pour le compte d'un tiers d'un combustible (gaz...) en électricité.
Total Shareholder Return (TSR)	Taux de rentabilité d'une action sur une période donnée qui intègre les dividendes reçus et la plus-value réalisée.
Trading d'énergie	Activité d'échange de contrats physiques ou financiers sur les marchés de court terme de l'énergie (marchés de gré à gré et bourses).
Transport	Les réseaux de transport sont des ensembles d'ouvrages constitués de canalisations à haute pression. Ils acheminent le gaz naturel vers les consommateurs industriels directement raccordés et vers les réseaux de distribution.
Value at Risk (VaR)	La <i>Value at Risk</i> est un indicateur global pour mesurer l'exposition du portefeuille par rapport au risque de variations des prix et des volatilités. Il indique le montant de perte potentielle qui ne devrait être dépassé qu'avec une probabilité donnée sur un horizon temporel donné. Cet indicateur est particulièrement adapté pour mesurer les risques de marché des activités de <i>trading</i> . À titre d'exemple, si l'horizon de temps est 1 jour et l'intervalle de confiance 99%, une VaR de 5 millions d'euros indique que la probabilité de perdre quotidiennement plus de 5 millions d'euros est de 1%, soit 2 ou 3 fois par an.
Zone d'équilibrage	Ensemble comprenant des points d'entrée, des points de livraison et un point d'échange de gaz au sein duquel l'expéditeur doit assurer un équilibrage.

Annexe B - Tables de concordance

	Pages		Pages
TABLEAU DE CONCORDANCE ENTRE LE RÈGLEMENT CE N° 809/2004 ET LE DOCUMENT DE RÉFÉRENCE	472	INFORMATIONS RELATIVES AU RAPPORT FINANCIER ANNUEL DE LA SOCIÉTÉ	479
INFORMATIONS RELATIVES AU RAPPORT DE GESTION DE LA SOCIÉTÉ	476		

TABLEAU DE CONCORDANCE ENTRE LE RÈGLEMENT CE N° 809/2004 ET LE DOCUMENT DE RÉFÉRENCE

Le présent Document de Référence comprend tous les éléments requis par l'annexe 1 du règlement CE N° 809/2004, tels que présentés dans le tableau ci-après :

Informations prévues à l'annexe 1 du règlement CE n° 809/2004	Chapitres correspondants du Document de Référence
1. PERSONNES RESPONSABLES	7.4. Responsables du Document de Référence
1.1. Personnes responsables	7.4.1. Personnes responsables du Document de Référence
1.2. Attestation des personnes responsables	7.4.2. Attestation des responsables du Document de Référence contenant le rapport financier annuel
2. CONTRÔLEURS LÉGAUX DES COMPTES	7.5. Mandats des Commissaires aux comptes
2.1. Contrôleurs légaux des comptes	
2.2. Démission/départ de contrôleurs légaux des comptes	
3. INFORMATIONS FINANCIÈRES SÉLECTIONNÉES	1.2.1. Indicateurs financiers
4. FACTEURS DE RISQUES	2. Facteurs de Risques
5. INFORMATIONS CONCERNANT L'ÉMETTEUR	
5.1. Histoire et évolution de la Société	1.1.2. Histoire et évolution de la Société
5.2. Investissements	
5.2.1. Principaux investissements réalisés	6.1.1.4.3. Investissements nets des cessions
5.2.2. Principaux investissements en cours	1.1.4. Priorités stratégiques
5.2.3. Principaux investissements que compte réaliser l'émetteur	1.1.4. Priorités stratégiques
6. APERÇU DES ACTIVITÉS	
6.1. Principales activités	1.1.1. Présentation générale 1.1.3. Organisation 1.2. Chiffres clés 1.1.4. Priorités stratégiques 1.3. Présentation des branches en 2011
6.2. Principaux marchés	1.1.6. Positions concurrentielles 1.1.4. Priorités stratégiques 1.3. Présentation des branches en 2011
6.3. Événements exceptionnels	N/A
6.4. Degré de dépendance à l'égard de brevets, licences ou contrats	1.5. Politique de l'innovation, recherche et développement 2.3.1.3. Dépendance à l'égard d'un nombre limité de fournisseurs 2.3.2. Ventes sur les marchés régulés
6.5. Position concurrentielle	1.1.6. Positions concurrentielles
7. ORGANIGRAMME	
7.1. Description sommaire du Groupe	1.1.3. Organisation
7.2. Liste des filiales importantes	6.2. Comptes consolidés – Note 28 (Liste des principales sociétés consolidées au 31 décembre 2011)
8. PROPRIÉTÉS IMMOBILIÈRES, USINES ET ÉQUIPEMENTS	
8.1. Immobilisations corporelles importantes	1.4. Propriétés immobilières, usines et équipements
8.2. Questions environnementales pouvant influencer l'utilisation des immobilisations corporelles	3.4. Informations environnementales
9. EXAMEN DE LA SITUATION FINANCIÈRE ET DU RÉSULTAT	6.1.1. Rapport d'activité
10. TRÉSORERIE ET CAPITAUX	6.1.2. Trésorerie et capitaux propres
10.1. Capitaux propres	6.1.2.1. Capitaux propres de l'émetteur
10.2. Flux de trésorerie	6.1.1.4. Évolution de l'endettement net

TABLEAU DE CONCORDANCE ENTRE LE RÈGLEMENT CE N° 809/2004 ET LE DOCUMENT DE RÉFÉRENCE

Informations prévues à l'annexe 1 du règlement CE n° 809/2004	Chapitres correspondants du Document de Référence
10.3. Conditions d'emprunt et structure de financement	6.1.2.2. Conditions d'emprunt et structure de financement de l'émetteur 5.1.6. Titres non représentatifs du capital 6.2. Comptes consolidés – Note 14 (Instruments financiers)
10.4. Restrictions à l'utilisation des capitaux	6.1.2.3. Restriction à l'utilisation des capitaux
10.5. Sources de financement attendues pour honorer les engagements relatifs aux décisions d'investissement	6.1.2.4. Sources de financement attendues pour honorer les engagements relatifs aux décisions d'investissement
11. RECHERCHE ET DÉVELOPPEMENT, BREVETS ET LICENCES	1.5. Politique de l'innovation, recherche et développement
12. INFORMATION SUR LES TENDANCES	
12.1. Principales tendances ayant affecté la production, les ventes et les stocks, les coûts et les prix de vente	1.1.4. Priorités stratégiques 6.1.1.1. Évolution de l'activité et du résultat des opérations
12.2. Tendances connues, incertitudes ou demandes, engagements ou événements raisonnablement susceptibles d'influer sensiblement sur les perspectives de l'émetteur	6.1.1.7. Perspectives
13. PRÉVISIONS OU ESTIMATIONS DU BÉNÉFICE	N/A
14. ORGANES D'ADMINISTRATION, DE DIRECTION ET DE SURVEILLANCE ET DIRECTION GÉNÉRALE	
14.1. Informations concernant les membres des organes d'administration et la Direction Générale	4.1.1. Conseil d'Administration : composition – mandats – renseignements – indépendance 4.3.1. Le Comité de Direction 4.3.2. Le Comité Exécutif
14.2. Conflits d'intérêt au niveau des organes d'administration, de direction et de surveillance et de la Direction Générale	4.1.1.5. Indépendance des Administrateurs en exercice – conflits d'intérêts
15. RÉMUNÉRATION ET AVANTAGES	
15.1. Montant de la rémunération versée et des avantages en nature	4.5. Rémunérations et avantages des membres des organes d'administration et de direction
15.2. Montant provisionné aux fins du versement de pensions, retraites ou d'autres avantages	4.5.3. Provision de retraite
16. FONCTIONNEMENT DES ORGANES D'ADMINISTRATION ET DE DIRECTION	
16.1. Durée du mandat des Administrateurs	4.1.1.2. Administrateurs au 31 décembre 2011
16.2. Contrats de service avec les Administrateurs prévoyant l'octroi d'avantages à leur terme	4.4.3. Contrats de service liant les membres des organes d'administration ou de direction
16.3. Comité d'Audit et Comité de Rémunération	4.1.5. Les comités permanents du Conseil
16.4. Conformité au régime de gouvernement d'entreprise en vigueur	4.1.4.2. Organisation et fonctionnement du Conseil d'Administration – Code de gouvernance et principes d'éthique
17. SALARIÉS	
17.1. Effectif et répartition des salariés	3.3.8. Données sociales
17.2. Participations et stock-options	4.1.1.4. Nombre d'actions et stock-options de GDF SUEZ détenues par les Administrateurs en exercice au 31 décembre 2011 4.5. Rémunérations et avantages des membres des organes d'administration et de direction
17.3. Accords prévoyant une participation des salariés dans le capital de l'émetteur	3.3.5. Participation des salariés dans le capital – actionnariat salarié
18. PRINCIPAUX ACTIONNAIRES	
18.1. Franchissements de seuils légaux	5.2.3. Franchissements de seuil légal
18.2. Droits de vote	5.1.1. Capital social et droits de vote
18.3. Contrôle	5.5.2. Répartition du capital – évolution et profil de l'actionnariat 5.2.4. Action spécifique
18.4. Accord relatif au changement de contrôle	5.2.4. Action spécifique

Informations prévues à l'annexe 1 du règlement CE n° 809/2004	Chapitres correspondants du Document de Référence
19. OPÉRATIONS AVEC DES APPARENTÉS	4.4. Conventions réglementées et transactions entre parties liées – rapport spécial des Commissaires aux comptes sur les conventions et engagements réglementés
20. INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE, LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR	
20.1. Informations financières historiques	6.2. Comptes consolidés 6.3. Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes consolidés sur les comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2011 6.4. Comptes sociaux 6.5. Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes annuels sur les comptes annuels de l'exercice clos le 31 décembre 2011
20.2. Informations financières pro forma	N/A
20.3. États financiers consolidés	6.2. Comptes consolidés 6.3. Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes consolidés sur les comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2011
20.4. Vérification des informations financières historiques annuelles	
20.4.1. Vérification des informations financières historiques	6.3. Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes consolidés sur les comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2011 6.5. Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes annuels sur les comptes annuels de l'exercice clos le 31 décembre 2011
20.4.2. Autres informations figurant dans le Document de Référence et vérifiées par les contrôleurs légaux	N/A
20.4.3. Informations financières figurant dans le Document de Référence et non tirées des états financiers certifiés de l'émetteur	N/A
20.5. Date des dernières informations financières	6.2. Comptes consolidés 6.4. Comptes sociaux
20.6. Informations financières intermédiaires et autres	N/A
20.7. Politique de distribution de dividendes	5.2.5. Politique de distribution des dividendes
20.8. Procédures judiciaires et d'arbitrage	6.2. Comptes consolidés – Note 26 (Litiges et concurrence) 2.3.4. Risques juridiques 7.2. Litiges et arbitrages - concurrence et concentrations (actualisation)
20.9. Changement significatif de la situation financière ou commerciale	6.2. Comptes consolidés – Note 27 (événements postérieurs à la clôture)

TABLEAU DE CONCORDANCE ENTRE LE RÈGLEMENT CE N° 809/2004 ET LE DOCUMENT DE RÉFÉRENCE

Informations prévues à l'annexe 1 du règlement CE n° 809/2004	Chapitres correspondants du Document de Référence
21. INFORMATIONS COMPLÉMENTAIRES	
21.1. Capital social	
21.1.1. Capital souscrit et capital autorisé non émis	5.1.1. Capital social et droits de vote 5.1.2. Capital potentiel et titres donnant accès au capital 5.1.3. Autorisations relatives au capital et aux valeurs mobilières donnant droit à l'attribution de titres de créance et utilisation des autorisations
21.1.2. Actions non représentatives du capital	5.1.6. Titres non représentatifs du capital
21.1.3. Actions détenues par l'émetteur ou ses filiales	5.1.5. Rachat d'actions
21.1.4. Valeurs mobilières convertibles, échangeables ou assorties de bons de souscription	N/A
21.1.5. Droits d'acquisition et obligations attachées au capital souscrit, mais non libéré, ou à toute augmentation de capital	N/A
21.1.6. Options sur le capital de membres du Groupe	5.2.4. Action spécifique
21.1.7. Historique du capital social	5.1.4. Évolution du capital social au cours des 5 derniers exercices
21.2. Acte constitutif et statuts	7.1. Dispositions légales et statutaires particulières
21.2.1. Objet social	7.1.1. Objet social de l'Émetteur
21.2.2. Organes d'administration et de direction	7.1.2. Organes d'administration et de direction
21.2.3. Droits, privilèges et restrictions attachés aux actions	7.1.3. Droits, privilèges et restrictions attachés aux actions
21.2.4. Modification des droits des actionnaires	7.1.4. Modification des droits attachés aux actions
21.2.5. Assemblées générales	7.1.5. Assemblées Générales
21.2.6. Dispositions pouvant retarder, différer ou empêcher un changement de contrôle	5.2.4. Action spécifique 7.1.3. Droits, privilèges et restrictions attachés aux actions
21.2.7. Divulgaration des franchissements de seuil	7.1.6. Dispositions relatives à la divulgation des participations
21.2.8. Modification du capital	7.1.7. Modification du capital
22. CONTRATS IMPORTANTS	6.1.2. Trésorerie et capitaux propres 6.2. Comptes consolidés – Note 2 (Principales variations de périmètre) 6.2. Comptes consolidés – Note 27 (Événements postérieurs à la clôture)
23. INFORMATIONS PROVENANT DE TIERS, DÉCLARATIONS D'EXPERTS ET DÉCLARATIONS D'INTÉRÊT	N/A
24. DOCUMENTS ACCESSIBLES AU PUBLIC	7.3. Documents accessibles au public
25. INFORMATIONS SUR LES PARTICIPATIONS	6.2. Comptes consolidés – Note 28 (Liste des principales sociétés consolidées au 31 décembre 2011)

INFORMATIONS RELATIVES AU RAPPORT DE GESTION DE LA SOCIÉTÉ

Le présent Document de Référence comprend tous les éléments du rapport de gestion requis par les dispositions légales et réglementaires. Le tableau ci-après présente les éléments du rapport de gestion de GDF SUEZ au 31 décembre 2011 :

Référence législative ou réglementaire	Éléments requis	Chapitre du Document de Référence
I – ACTIVITÉ		
L. 232-1-II du Code de commerce	Situation de la Société durant l'exercice écoulé	Chapitre 6.1.1. Rapport d'activité Chapitre 6.2. Comptes consolidés
	Évolution prévisible et perspectives d'avenir	Chapitre 6.1.1.7. Perspectives
	Événements importants survenus entre la date de clôture de l'exercice et la date à laquelle le rapport de gestion est établi	Chapitre 6.2. Comptes consolidés – Note 27 (événements postérieurs à la clôture)
	Activités en matière de recherche et de développement	Chapitre 1.5. Politique de l'innovation, recherche et développement Chapitre 6.2. Comptes consolidés – Note 10.2 (information sur les frais de recherche et développement)
R. 225-102 al. 1 du Code de commerce	Activité de la Société et de ses filiales au cours du dernier exercice écoulé	Chapitre 1.1.1. Présentation générale Chapitre 1.1.3. Organisation Chapitre 1.2. Chiffres clés Chapitre 1.1.4. Priorités stratégiques Chapitre 1.3. Présentation des branches en 2011
L. 233-6, al. 2 du Code de commerce	Activité et résultats de l'ensemble de la Société et de ses filiales par branche d'activité	Chapitre 6.1.1.1. Évolution de l'activité et du résultat des opérations Chapitre 6.1.1.2. Évolution des métiers du Groupe
L. 225-100 al. 3 (1 ^{re} phrase) et al. 5 du Code de commerce L. 225-100-2 al. 1 du Code de commerce	Informations relatives à l'évolution des affaires, des résultats ainsi que de la situation financière de la Société et du Groupe (notamment situation d'endettement)	Chapitre 6.1.1.1 Rapport d'activité Chapitre 6.1.2.2. Conditions d'emprunt et structure de financement de l'émetteur
L. 225-100 al. 4 et 6 du Code de commerce L. 225-100-2 al. 2 et 4 du Code de commerce	Description des principaux risques et incertitudes et indication sur l'utilisation des instruments financiers, pour la Société et le Groupe	Chapitre 2 Facteurs de risque Chapitre 6.2. Comptes consolidés – Note 15 (Risques liés aux instruments financiers)
L. 441-6-1 du Code de commerce D. 441-4 du Code de commerce	Informations relatives aux délais de paiement des fournisseurs	Chapitre 6.1.1.6. Comptes sociaux
II – INFORMATIONS À CARACTÈRE FINANCIER		
L. 233-13 du Code de commerce	Répartition et évolution de l'actionariat	Chapitre 5.2.2. Répartition du capital – évolution et profil de l'actionariat Chapitre 5.2.4. Action spécifique Chapitre 5.2.3. Franchissements de seuil légal
	Nom des sociétés contrôlées participant à un autocontrôle de la Société et part du capital qu'elles détiennent	N/A
L. 232-6 du Code de commerce	Modifications intervenues dans la présentation des comptes annuels et dans les méthodes d'évaluation retenues	Chapitre 6.2. Comptes consolidés – Note 1 (résumé des méthodes comptables) Chapitre 6.4.2. – annexe a (règles et méthodes comptables)
L. 233-6, al. 1 du Code de commerce	Prises de participation significatives de l'exercice dans des sociétés ayant leur siège social sur le territoire français	Chapitre 6.2. Comptes consolidés – Note 2 (principales variations de périmètre)
R. 225-102, al. 2 du Code de commerce	Tableau faisant apparaître les résultats de la Société au cours de chacun des 5 derniers exercices	Chapitre 6.4.4. Résultats et autres éléments caractéristiques de la Société au cours des cinq derniers exercices

Référence législative ou réglementaire	Éléments requis	Chapitre du Document de Référence
L. 225-211 du Code de commerce	Acquisition et cession par la Société de ses propres actions	Chapitre 5.1.5. Rachat d'actions Chapitre 6.2. Comptes consolidés – Note 16 (éléments sur capitaux propres)
L. 225-102 al. 1 L. 225-180 du Code de commerce	État de la participation des salariés au capital social	Chapitre 5.2.2. Répartition du capital – évolution et profil de l'actionnariat Chapitre 3.3.5. Participation des salariés dans le capital – actionnariat salarié
L. 225-102 al. 2 du Code de commerce	Titres acquis par les salariés dans le cadre d'une opération de rachat d'entreprise par les salariés	N/A
L. 225-100, al. 7 du Code de commerce	Tableau récapitulatif des délégations en cours de validité accordées par l'Assemblée Générale en matière d'augmentations de capital	Chapitre 5.1.3. Autorisations relatives au capital et aux valeurs mobilières donnant droit à l'attribution de titres de créances et utilisation des autorisations
R. 228-90 et R. 228-91 du Code de commerce	Mention des ajustements éventuels pour les titres donnant accès au capital en cas de rachats d'actions ou d'opérations financières	N/A
III – INFORMATIONS JURIDIQUES ET FISCALES		
Article 243 bis du Code général des impôts	Montants des dividendes qui ont été mis en distribution au titre des trois exercices précédents	Chapitre 5.2.5. Politique de distribution des dividendes
L. 464-2 I al. 5 du Code de commerce	Injonctions ou sanctions pécuniaires pour des pratiques anticoncurrentielles	Chapitre 6.2. Comptes consolidés – Note 26.2 (concurrence et concentrations) Chapitre 2.3.4. Risques juridiques Chapitre 7.2. Litiges et arbitrages - concurrence et concentrations (actualisation)
L. 225-100-3 du Code de commerce	Informations susceptibles d'avoir une incidence en cas d'offre publique	Chapitre 4.1.1. Conseil d'Administration : composition – mandat – renseignements – indépendance Chapitre 4.5. Rémunérations et avantages des membres des organes d'administration et de direction Chapitre 5.1.3. Autorisations relatives au capital et aux valeurs mobilières donnant droit à l'attribution de titres de créances et utilisation des autorisations Chapitre 5.2.2. Répartition du capital – évolution et profil de l'actionnariat Chapitre 5.2.4. Action spécifique Chapitre 5.2.3. Franchissements de seuil légal Chapitre 7.1. Dispositions légales et statutaires particulières Chapitre 3.3.5. Participation des salariés dans le capital – actionnariat salarié
R. 225-104 du Code de commerce	Informations sociales	Chapitre 3.3 Informations sociales
IV – INFORMATIONS PORTANT SUR LES MANDATAIRES SOCIAUX		
L. 225-102-1, al. 1 à 3 du Code de commerce	Liste de l'ensemble des mandats et fonctions exercés dans toute société par chacun des mandataires durant l'exercice	Chapitre 4.1.1.3. Renseignements concernant les Administrateurs
L. 225-102-1, al. 4 du Code de commerce	Rémunérations et avantages de toute nature versés durant l'exercice à chaque mandataire social par la Société, les sociétés qu'elle contrôle et la Société qui la contrôle	Chapitre 4.5. Rémunérations et avantages des membres des organes d'administration et de direction Chapitre 4.5.1. Rémunération des dirigeants mandataires sociaux

Référence législative ou réglementaire	Éléments requis	Chapitre du Document de Référence
L. 225-185 al. 4 du Code de commerce	En cas d'attribution de stock-options, mention de l'information selon laquelle le Conseil d'Administration a pris la décision : <ul style="list-style-type: none"> • soit d'interdire aux dirigeants de lever leurs options avant la cessation de leurs fonctions ; • soit de leur imposer de conserver jusqu'à la cessation de leurs fonctions tout ou partie des actions issues d'options déjà exercées 	Chapitre 4.5.5.1 Disponibilité des actions issues de levées de stock-options et des Actions de Performance
L. 621-18-2 du Code monétaire et financier Article 223-26 du Règlement général de l'AMF	Informations sur les opérations des dirigeants et personnes liées sur les titres de la Société	Chapitre 4.5.10 Récapitulatif des opérations déclarées par les dirigeants et les mandataires sociaux durant l'année 2011
L. 225-197-1, II al. 4 du Code de commerce	En cas d'attribution d'actions gratuites, mention de l'information selon laquelle le Conseil d'Administration a pris la décision : <ul style="list-style-type: none"> • soit d'interdire aux dirigeants de céder avant la cessation de leurs fonctions les actions qui leur ont été attribuées gratuitement ; • soit de fixer la quantité de ces actions qu'ils sont tenus de conserver jusqu'à la cessation de leurs fonctions 	Chapitre 4.5.5.1 Disponibilité des actions issues de levées de stock-options et des Actions de Performance

V – INFORMATIONS ENVIRONNEMENTALES ET SOCIALES

L. 225-102-1 al. 5 et R. 225-105 du Code de commerce	Informations environnementales	Chapitre 2.4. Risques industriels Chapitre 3.4. Informations environnementales
L. 225-102-2 du Code de commerce	Informations spécifiques pour les sociétés exploitant au moins un site classé Seveso « seuil haut »	Chapitre 2.4.3. Sites Seveso ou équivalents Chapitre 3.4. Informations environnementales
L. 225-102-1 al. 4 et R. 225-104 du Code de commerce	Informations sociales	Chapitre 3.3 Informations sociales

INFORMATIONS RELATIVES AU RAPPORT FINANCIER ANNUEL DE LA SOCIÉTÉ

Le présent Document de Référence comprend tous les éléments du rapport financier annuel tels que mentionnés aux articles L. 451-1-2 du Code monétaire et financier et requis par l'article 222-3 du Règlement général de l'AMF.

Le tableau ci-après reprend les éléments du rapport financier annuel :

Éléments requis	Chapitre du Document de Référence
Comptes annuels de la Société	Chapitre 6.4. Comptes sociaux
Comptes consolidés du Groupe	Chapitre 6.2. Comptes consolidés
Rapport de gestion	Voir table de concordance spécifique ci-avant
Attestation du responsable du rapport financier annuel	Chapitre 7.4. Attestation des responsables du Document de référence contenant le rapport financier annuel
Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes sociaux	Chapitre 6.5. Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes annuels de l'exercice clos le 31 décembre 2011
Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes consolidés	Chapitre 6.3. Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2011
Honoraires des Commissaires aux comptes	Chapitre 6.2. Comptes consolidés – Note 29 (Honoraires des Commissaires aux comptes et membres de leurs réseaux)
Rapport du Président du Conseil d'Administration sur les conditions de préparation et d'organisation des travaux du Conseil ainsi que sur les procédures de Contrôle interne mises en place par la Société	Chapitre 4.1. Rapport du Président du Conseil d'Administration sur le gouvernement d'entreprise et sur les procédures de contrôle interne et de gestion des risques
Rapport des Commissaires aux comptes, établi en application de l'article L. 225-235 du Code de commerce, sur le rapport du Président du Conseil d'Administration de la société GDF SUEZ	Chapitre 4.2. Rapport des Commissaires aux comptes, établi en application de l'article L. 225-235 du Code de commerce, sur le rapport du Président du Conseil d'Administration de la société GDF SUEZ



Ce document a été réalisé par un imprimeur éco-responsable sur du papier d'origine certifiée.

Il est disponible sur le site gdfsuez.com où l'ensemble des publications du Groupe peuvent être consultées, téléchargées ou commandées.



Nos valeurs

exigence
engagement
audace
cohésion

GDF SUEZ

Société anonyme au capital de 2 252 636 208 euros
Siège social : 1, place Samuel de Champlain
92400 Courbevoie - France
Tél. : +33 (0)1 44 22 00 00
SIREN : 542 107 651 RCS NANTERRE
VAT FR 13 542 107 651

gdfsuez.com