

GDF SUEZ

DOCUMENT DE RÉFÉRENCE **2010**

REDÉCOUVRONS L'ÉNERGIE

DOCUMENT DE RÉFÉRENCE 2010

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 H 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), (ii) toutes les mentions obligatoires du Rapport de Gestion du Conseil d'Administration à l'Assemblée Générale annuelle du 2 mai 2011 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 G au présent Document de Référence) et (iii) l'ensemble des renseignements prévus à l'article R. 225-83 du Code de Commerce, à l'exception des éléments prévus au 3° et au 5° dudit article qui figureront dans l'avis de convocation de l'Assemblée Générale annuelle du 2 mai 2011.

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 2009 de GDF SUEZ : rapport d'activité, comptes consolidés établis selon les normes IFRS et rapports des Commissaires aux comptes y afférents, 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 ;
- relativement à l'exercice clos le 31 décembre 2008 de GDF SUEZ : rapport d'activité, comptes consolidés établis selon les normes IFRS et rapports des Commissaires aux comptes y afférents, figurant aux pages 153 à 173, et 289 à 411 du document de référence déposé auprès de l'Autorité des Marchés Financiers le 6 avril 2009 sous le numéro D.09-197.

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 10.3 « 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 1.3 « Priorités stratégiques », à la section 1.4 « Amélioration de la performance : résultats 2010 et lancement d'Efficio 2 », à la section 2.1 « Organisation des activités et description des branches » et à la section 6.1.7 « Perspectives 2011 ». 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 la section 5 « 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.11-0186 le 28 mars 2011 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.

SOMMAIRE

	PAGE		PAGE
1		5	
PROFIL DU GROUPE ET CHIFFRES CLÉS	5	FACTEURS DE RISQUE	135
1.1 Présentation générale – historique – organisation	6	5.1 Processus de gestion des risques	136
1.2 Chiffres clés du Groupe	9	5.2 Évolution de l'environnement économique	137
1.3 Priorités stratégiques	14	5.3 Contraintes sur le modèle d'entreprise	144
1.4 Amélioration de la performance : résultats 2010 et lancement d'Efficio 2	16	5.4 Sécurité industrielle	147
1.5 Positions concurrentielles	16	5.5 Organisation face aux risques transversaux	150
1.6 Le secteur de l'énergie dans le monde et en Europe	18	5.6 Assurances	152
2		6	
PRÉSENTATION DES ACTIVITÉS DU GROUPE	25	EXAMEN DE LA SITUATION FINANCIÈRE	155
2.1 Organisation des activités et description des branches	26	6.1 Rapport d'activité	156
2.2 Propriétés immobilières, usines et équipements	90	6.2 Trésorerie et capitaux propres	172
2.3 Politique de l'innovation, recherche et développement	93	7	
3		GOVERNEMENT D'ENTREPRISE	175
DÉVELOPPEMENT DURABLE ET ÉTHIQUE	99	7.1 Organes d'administration et de direction : composition – organisation – fonctionnement	176
3.1 Développement durable	100	7.2 Code de gouvernance et principes d'éthique	202
3.2 Engagements environnementaux	102	7.3 Conventions réglementées et transactions entre parties liées - rapport spécial des Commissaires aux comptes sur les conventions et engagements réglementés	203
3.3 Engagements sociétaux	111	7.4 Rémunération et avantages des membres des organes d'administration et de direction	215
3.4 Éthique et <i>compliance</i>	114	7.5 Rapport du Président du Conseil d'Administration sur le gouvernement d'entreprise et sur les procédures de contrôle interne et de gestion des risques	235
4		7.6 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	245
INFORMATIONS SOCIALES	115	8	
4.1 Les politiques ressources humaines du Groupe	116	INFORMATION SUR LE CAPITAL SOCIAL	247
4.2 Diversité-égalité des chances	119	8.1 Capital social et droits de vote	248
4.3 Relations sociales dans le Groupe	121	8.2 Capital potentiel et titres donnant accès au capital	249
4.4 Épargne salariale Groupe (France)	122	8.3 Autorisations relatives au capital et utilisation des autorisations	250
4.5 Accords prévoyant une participation des salariés dans le capital de l'Émetteur – actionnariat salarié	123	8.4 Évolution du capital au cours des cinq derniers exercices	254
4.6 Œuvres sociales	124	8.5 Rachat d'actions	255
4.7 Politique de santé et sécurité	124	8.6 Titres non représentatifs du capital	257
4.8 Données sociales	126		

9

ACTIONNARIAT	261
9.1 Cotation boursière	262
9.2 Répartition du capital au 31 décembre 2010 – évolution de l'actionnariat – profil des actionnaires	263
9.3 Action spécifique	264
9.4 Franchissements de seuil	265
9.5 Politique de distribution des dividendes	266

10

INFORMATIONS COMPLÉMENTAIRES	269
10.1 Dispositions légales et statutaires particulières	270
10.2 Litiges et arbitrages/concurrence et concentrations	276
10.3 Documents accessibles au public	283

11

COMPTES CONSOLIDÉS ET COMPTES SOCIAUX	285
11.1 Mandats des Commissaires aux comptes	286
11.2 Comptes consolidés	287
11.3 Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2010	414
11.4 Comptes sociaux	417
11.5 Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes annuels de l'exercice clos le 31 décembre 2010	466

12

RESPONSABLES DU DOCUMENT DE RÉFÉRENCE	469
12.1 Personnes responsables du Document de Référence	470
12.2 Attestation des responsables du Document de Référence contenant le Rapport Financier Annuel	471

PAGE

PAGE

ANNEXES AU DOCUMENT DE RÉFÉRENCE 473

ANNEXE A	
Assemblée Générale Mixte des actionnaires du 2 mai 2011	474
Rapport des Commissaires aux comptes sur les résolutions de l'Assemblée Générale Mixte des actionnaires du 2 mai 2011	486
ANNEXE B	
Rapport d'examen des Commissaires aux comptes sur certains indicateurs environnementaux et sociaux	488
ANNEXE C	
Unités de mesure énergétiques	490
ANNEXE D	
Sigles et acronymes	492
ANNEXE E	
Glossaire	495
ANNEXE F	
Tableau de concordance entre le règlement CE n° 809/2004 et le Document de Référence	502
ANNEXE G	
Informations relatives au rapport de gestion de la Société	506
ANNEXE H	
Informations relatives au Rapport Financier Annuel de la Société	509

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 acronymes et sigles et un glossaire des termes techniques les plus utilisés figurent en annexe 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).

La prise de contrôle du groupe britannique International Power par le Groupe a été réalisée le 3 février 2011. Sauf mention contraire, les données figurant dans le présent Document de Référence portent sur le périmètre du Groupe antérieurement à la réalisation de cette opération (pour une description de l'opération, voir section 2.1.2.6 « Création d'International Power Élargi »).

PROFIL DU GROUPE ET CHIFFRES CLÉS

	PAGE		PAGE
1.1 PRÉSENTATION GÉNÉRALE – HISTORIQUE – ORGANISATION	6	1.5 POSITIONS CONCURRENTIELLES	16
1.1.1 Présentation générale	6	1.5.1 GDF SUEZ est un leader européen et mondial pour l'électricité et le gaz	17
1.1.2 Histoire et évolution de la Société	7	1.5.2 GDF SUEZ bénéficie d'un ancrage domestique franco-belge fort	17
1.1.3 Organisation	8	1.5.3 Les principaux concurrents de GDF SUEZ dans l'énergie en Europe	18
1.2 CHIFFRES CLÉS DU GROUPE	9	1.6 LE SECTEUR DE L'ÉNERGIE DANS LE MONDE ET EN EUROPE	18
1.2.1 Données financières Groupe	9	1.6.1 L'industrie énergétique dans le monde	18
1.2.2 Indicateurs non financiers	10	1.6.2 Le secteur de l'électricité	20
1.3 PRIORITÉS STRATÉGIQUES	14	1.6.3 L'industrie du gaz naturel	22
1.4 AMÉLIORATION DE LA PERFORMANCE : RÉSULTATS 2010 ET LANCEMENT D'EFFICIO 2	16		

1.1 PRÉSENTATION GÉNÉRALE – HISTORIQUE – ORGANISATION

1.1.1 PRÉSENTATION GÉNÉRALE

Le Groupe GDF SUEZ est un énergéticien 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 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 ;
- 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 et la convergence des marchés du gaz, de l'électricité et des services énergétiques qui, avec le marché des services à l'environnement, concentrent une part majeure des enjeux de croissance durable. Il est également marqué par de récentes transformations appelant une évolution du modèle traditionnel de la *utility* européenne géocentree :

- dégradation conjoncturelle des prix sur les marchés de l'énergie dans les pays matures consécutivement à la crise économique de 2008-2009 ;

- écart de croissance attendu entre pays matures et émergents, écart qui s'est accru et devrait se prolonger ;
- adoption du paquet climat dans l'Union européenne (objectifs dits des « 3 x 20 ») ;
- hausse structurelle des incertitudes pesant sur les marchés européens.

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

- accélération du développement dans les pays émergents, dans la production d'électricité et la filière GNL/exploration-production ;
- intégration et optimisation des activités en Europe ;
- développement des activités à revenu récurrent (infrastructures, ventes d'énergie à long terme sécurisées - PPA, services à l'énergie et à l'environnement).

GDF SUEZ occupe, dans le paysage énergétique européen et mondial, une position de premier ordre. Cette position est renforcée par le rapprochement de GDF SUEZ Énergie International ⁽¹⁾ et d'International Power conclu en février 2011 (voir chapitre 11.2 « Comptes consolidés - Note n°27 (Événements postérieurs à la clôture) » et chapitre 2.1.2.6 « Création d'International Power Élargi ⁽²⁾ »).

En 2010, GDF SUEZ a été classé 1^{re} *utility* cotée au monde dans le classement annuel publié par le magazine Forbes des 2 000 plus grandes entreprises mondiales cotées (24^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) GDF SUEZ Énergie International est défini comme l'ensemble des actifs de la branche Énergie Europe & International hors d'Europe ainsi que certains actifs au Royaume-Uni et en Turquie.

(2) International Power Élargi est défini comme l'entité résultant du rapprochement entre GDF SUEZ Énergie International et International Power.

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 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.

La Société a conclu le 3 février 2011 une opération de rapprochement entre GDF SUEZ Énergie International ⁽¹⁾ avec International Power (voir chapitre 11.2 « Comptes consolidés - Note n°27 (Événements postérieurs à la clôture) » et chapitre 2.1.2.6 « Création d'International Power Élargi ⁽²⁾ »).

(1) GDF SUEZ Énergie International est défini comme l'ensemble des actifs de la branche Énergie Europe & International hors d'Europe ainsi que certains actifs au Royaume-Uni et en Turquie.

(2) International Power Élargi est défini comme l'entité résultant du rapprochement entre GDF SUEZ Énergie International et International Power.

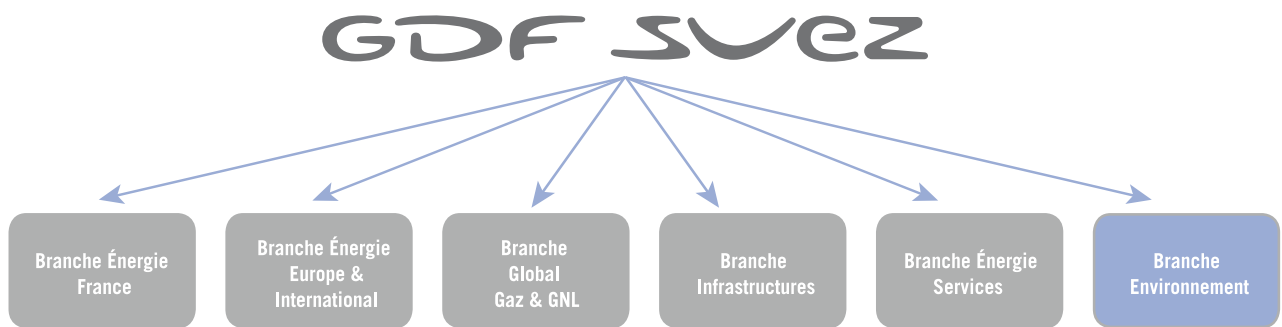
1.1.3 ORGANISATION

Au 31 décembre 2010, GDF SUEZ est organisé :

- sur le plan opérationnel, autour de six branches (cinq branches énergie et une branche environnement), éventuellement subdivisées en zones géographiques, qui pilotent un ensemble de *Business Units* (BU), structures qui rassemblent des

activités homogènes en termes d'enjeux (marché, concurrence, régulation, structure de coût ou géographie) ;

- sur le plan fonctionnel, au Centre et au niveau des branches, autour de directions constituant la structure de pilotage du Groupe.



La branche Énergie France assure, en France, la fourniture de gaz et d'électricité, la production d'électricité et la fourniture de services à l'énergie pour les particuliers.

La branche Énergie Europe & International (organisée en cinq zones géographiques : Benelux & Allemagne ; Europe ; Amérique du Nord ; Amérique Latine ainsi que Moyen-Orient, Asie & Afrique) assure, hors de France, la production et la fourniture d'électricité et de services associés ainsi que le transport, le stockage, la distribution et la fourniture de gaz naturel ainsi que la regazéification du GNL.

La branche Global Gaz & GNL est en charge de l'exploration et de la production de gaz et de pétrole, de l'approvisionnement et de l'acheminement de gaz et de GNL, du négoce d'énergie et de la fourniture de grands comptes en Europe.

La branche Infrastructures construit et exploite les infrastructures de grand transport de gaz naturel en France, en Autriche et en Allemagne, les terminaux de regazéification ainsi que le réseau de distribution en France. Elle pilote les activités de stockage en France et à l'international.

La branche Énergie Services assure la prestation d'offres multi-techniques complètes (génie électrique, thermique et climatique, mécanique, intégration des systèmes) et d'ingénierie, la gestion de réseaux urbains de chaleur et/ou de froid en France et à l'international, la conception, la construction et la gestion d'installations énergétiques industrielles et tertiaires.

La branche Environnement assure les services d'eau, d'assainissement et de propreté ainsi que l'ingénierie du traitement de l'eau.

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 de ses 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 ;

- 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 7.5 « 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 holding simple. Le nombre de filiales directes ou indirectes de la Société (contrôle majoritaire) était d'environ 1 900 à fin 2010. La liste des principales sociétés consolidées du Groupe figure au chapitre 11.2 « Comptes consolidés – Note n°28 (Liste des principales sociétés consolidées au 31 décembre 2010) ». La liste des principales filiales et participations détenues directement par la Société figure au chapitre 11.4 « 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 2 « Présentation des activités du Groupe ».

Au cours de l'année 2010, GDF SUEZ a achevé le regroupement d'une grande partie de ses effectifs franciliens (Direction Générale, Centre, certaines branches Énergie, SUEZ Environnement) sur différents sites de la Défense.

1.2 CHIFFRES CLÉS DU GROUPE

1.2.1 DONNÉES FINANCIÈRES GROUPE

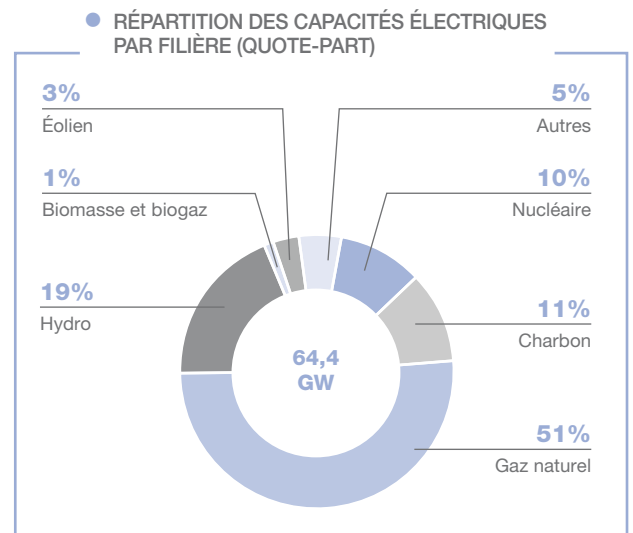
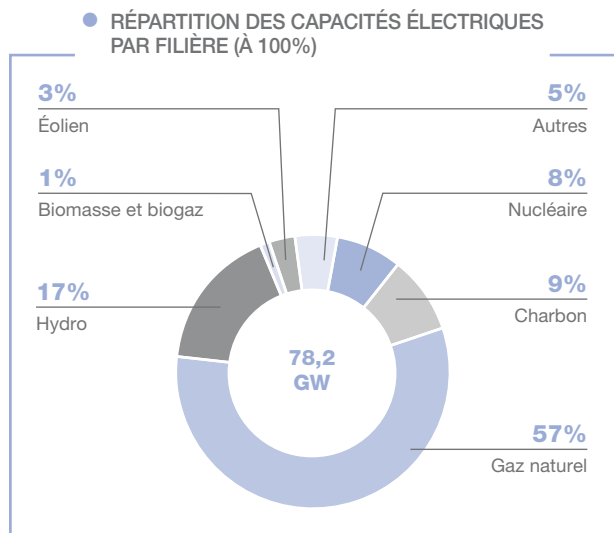
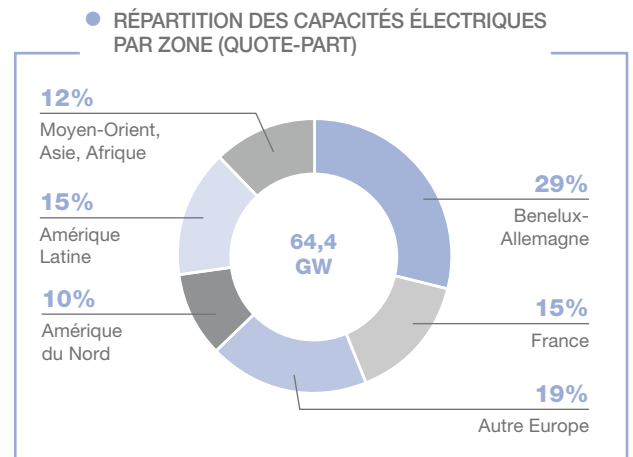
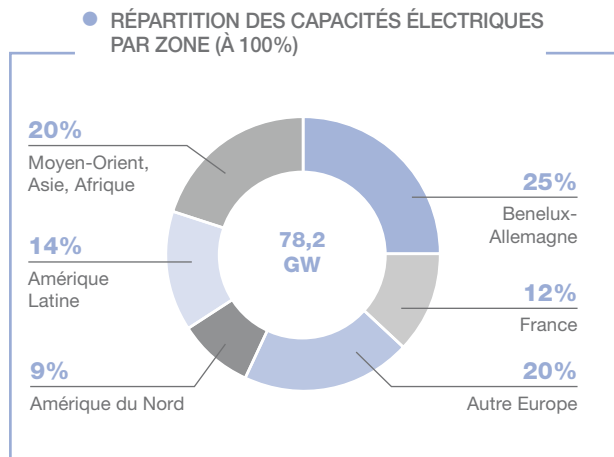
En millions d'euros	Gaz de France	SUEZ	Gaz de France	SUEZ	GDF SUEZ pro forma	GDF SUEZ pro forma	GDF SUEZ publié	GDF SUEZ	GDF SUEZ
	2006	2006	2007	2007	2007	2008	2008	2009	2010
1. Chiffre d'affaires	27 642	44 289	27 427	47 475	71 228	83 053	67 924	79 908	84 478
dont réalisé hors de France	10 840	33 480	11 361	35 543	43 998	52 708	47 156	49 184	52 976
2. Résultat									
• EBITDA		6 559	5 696	7 433	12 539	13 886	10 054	14 012	15 086
• Excédent brut opérationnel (EBO)	5 149		5 666						
• Résultat brut d'exploitation (RBE)		7 083		7 965					
• Résultat opérationnel	3 608		3 874						
• Résultat opérationnel courant		4 497		5 175	7 824	8 561	6 224	8 347	8 795
• Résultat net part du Groupe	2 298	3 606	2 472	3 924	5 752	6 504	4 857	4 477	4 616
3. Flux de trésorerie									
Flux issus des activités opérationnelles	3 066	5 172	4 778	6 017	10 429	7 726	4 393	13 628	12 332
dont Marge brute d'autofinancement avant résultat financier et impôt		6 384		7 267	12 451	13 287	9 686	13 016	14 736
dont cash flow opérationnel	5 118		5 904						
Flux issus de l'investissement	(2 174)	(366)	(2 623)	(4 681)	(6 937)	(11 845)	(7 348)	(8 177)	(7 783)
Flux issus du financement	(566)	(6 938)	(1 403)	(2 518)	(4 231)	3 084	5 528	(4 282)	(3 683)
4. Bilan									
Capitaux propres part du Groupe	16 197	19 504	17 953	22 193	NA	57 748	57 748	60 285	62 205
Capitaux propres totaux	16 663	22 564	18 501	24 861	NA	62 818	62 818	65 527	70 717
Total bilan	42 921	73 435	46 178	79 127	NA	167 208	167 208	171 425	184 657
5. Données par action (en euros)									
• Nombre moyen d'action en circulation ^(a)	983 718 801	1 261 287 823	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
• Nombre d'actions à la clôture	983 871 988	1 277 444 403	983 871 988	1 307 043 522	NA	2 193 643 820	2 193 643 820	2 260 976 267	2 250 295 757
• Résultat net par action	2,34	2,86	2,51	3,09	2,64	3,01	2,98	2,05	2,11
• Dividende distribué	1,10	1,20	1,26	1,36	NA	1,40	1,40	1,47	1,50
6. Effectifs totaux	50 244		47 560						
EFFECTIFS MOYENS TOTAUX		186 198		192 821	NA	234 653	234 653	242 714	236 116
• Sociétés en intégration globale		138 678		146 350	NA	194 920	194 920	201 971	213 987
• Sociétés en intégration proportionnelle		38 567		37 592	NA	31 174	31 174	35 294	16 943
• Sociétés mises en équivalence		8 953		8 879	NA	8 559	8 559	5 449	5 186

(a) Le résultat par action est calculé sur la base du nombre moyen d'actions en circulation, net d'autocontrôle.
Dividende 2010 : proposé, y compris l'acompte de 0,83 euro payé en novembre 2010.

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 ainsi que le Moyen-Orient. La capacité installée du Groupe au 31 décembre 2010, calculée à 100%, atteint 78 GW⁽¹⁾ et calculée en quote-part 64 GW⁽²⁾.

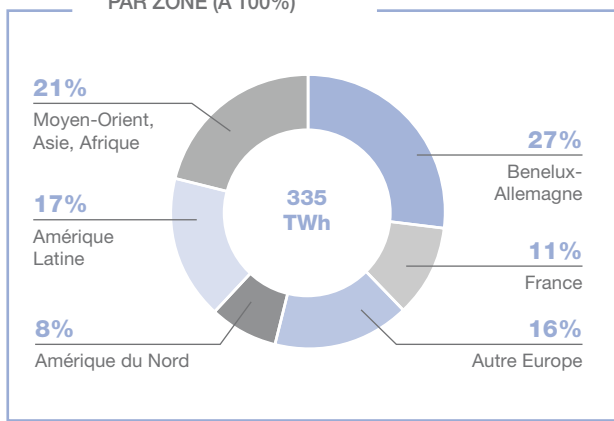


Le parc (à 100%) est constitué pour 57% de centrales à gaz, pour 17% de centrales hydrauliques, pour 9% de centrales à charbon et pour 8% de centrales nucléaires. En 2010, le Groupe a produit, calculé à 100%, 335 TWh, et, calculé en quote-part, 282 TWh.

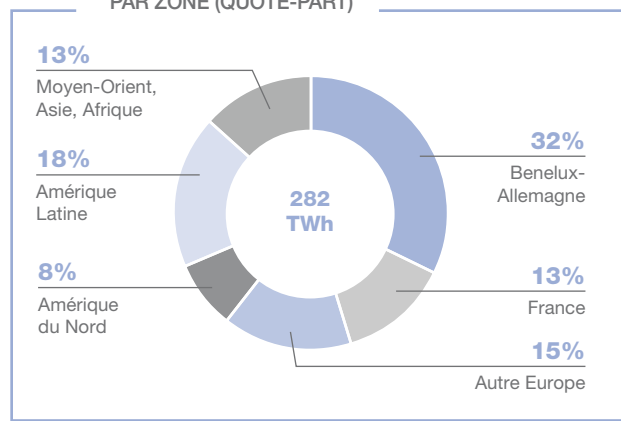
(1) Le calcul à 100% prend en compte l'intégralité des capacités des actifs détenus par GDF SUEZ, quel que soit le taux réel de détention, sauf cas particulier des droits de tirage, ajoutés lorsque le Groupe en est détenteur et déduits lorsqu'ils sont octroyés par le Groupe à des tiers.

(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.

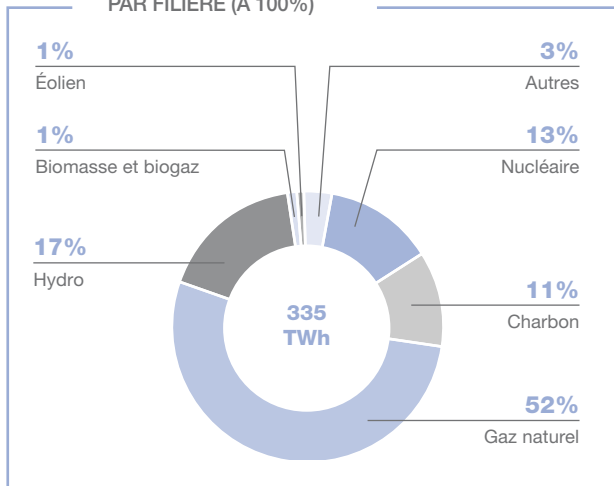
● PRODUCTION ÉLECTRIQUE
PAR ZONE (À 100%)



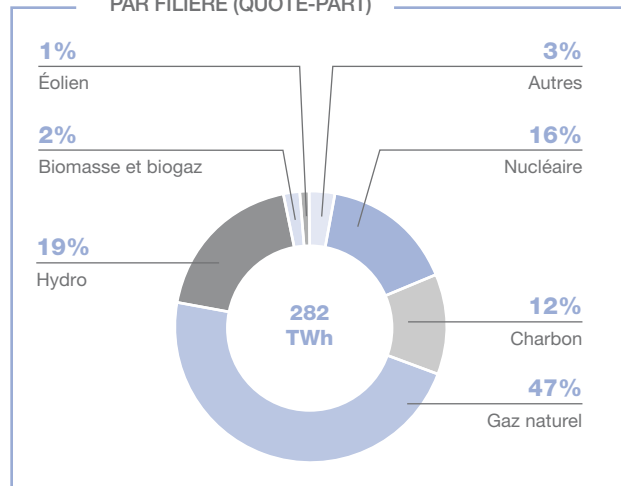
● PRODUCTION ÉLECTRIQUE
PAR ZONE (QUOTE-PART)



● PRODUCTION ÉLECTRIQUE
PAR FILIÈRE (À 100%)



● PRODUCTION ÉLECTRIQUE
PAR FILIÈRE (QUOTE-PART)



La production (calculée à 100%) provient pour 52% de centrales à gaz, 17% d'hydraulique, 13% de nucléaire et 11% de charbon.

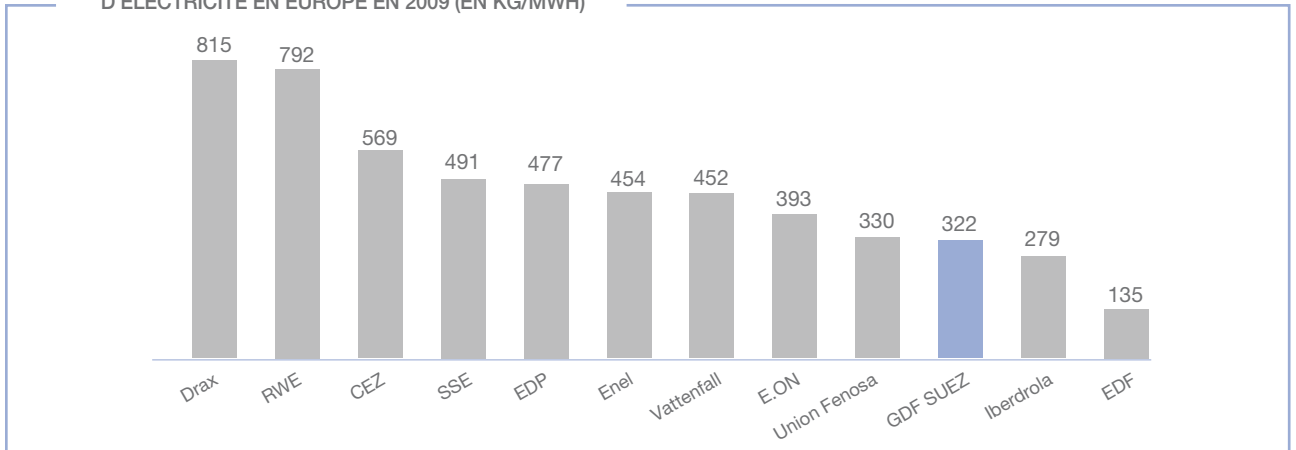
La puissance cumulée des projets du Groupe en cours de construction atteint 16,7 GW au 31 décembre 2010, dont plus de la moitié à partir de gaz naturel.

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 322 kg/MWh en 2009 en Europe et se situe ainsi en dessous de la moyenne européenne évaluée par PricewaterhouseCoopers (PwC) à 346 kg/MWh. Au niveau mondial, le taux d'émission du parc de production du Groupe évalué en 2009 est de 362 kg/MWh.

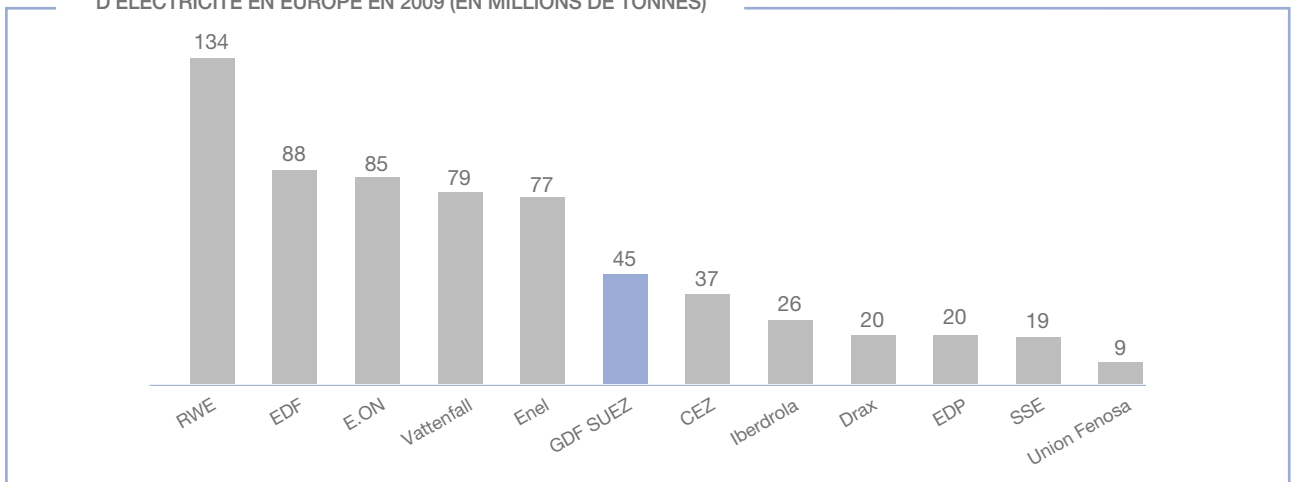
● ÉMISSIONS UNITAIRES DE CO₂ DES PRINCIPAUX PRODUCTEURS D'ÉLECTRICITÉ EN EUROPE EN 2009 (EN KG/MWH)



Source : *Changement climatique et électricité – Facteur carbone européen – PwC – novembre 2010 (émissions européennes imputables à la production d'électricité).*

Le parc de production électrique de GDF SUEZ a émis en 2009 45 millions de tonnes (Mt) de CO₂ en Europe et 88,5 Mt dans le monde.

● ÉMISSIONS DE CO₂ DES PRINCIPAUX PRODUCTEURS D'ÉLECTRICITÉ EN EUROPE EN 2009 (EN MILLIONS DE TONNES)



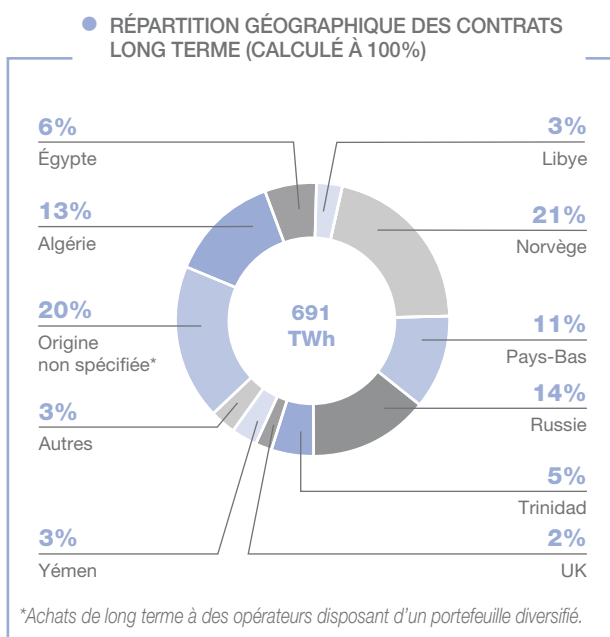
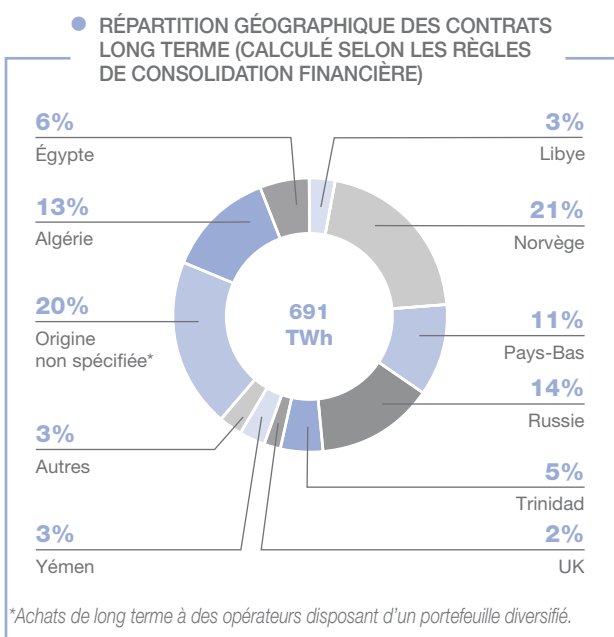
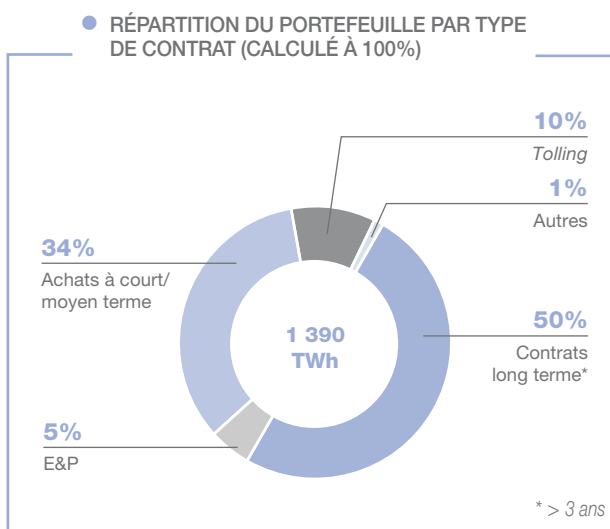
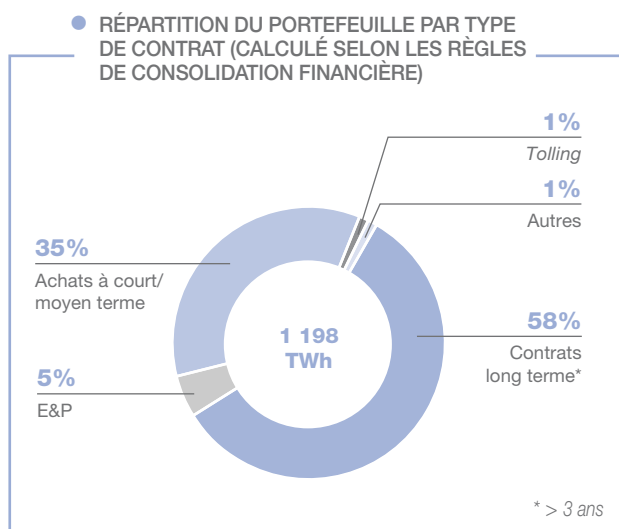
Source : *Changement climatique et électricité – Facteur carbone européen – PwC – novembre 2010 (émissions européennes imputables à la production d'électricité).*

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

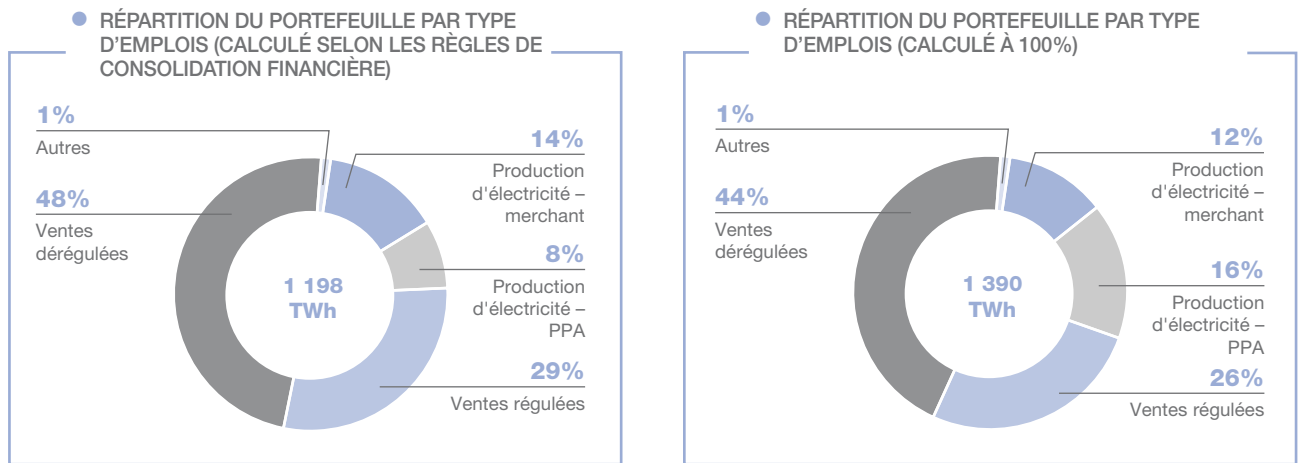
approvisionnements. GDF SUEZ est également l'un des acteurs les plus importants sur les marchés de court terme en Europe. Il ajuste ainsi ses approvisionnements à ses besoins en optimisant ses coûts d'achat.

Le portefeuille de GDF SUEZ, de l'ordre de 1 200 TWh (calculé conformément aux règles de consolidation financière) soit environ 110 milliards de m³, est l'un des plus diversifiés d'Europe.



Les trois premiers fournisseurs de long terme sont la Norvège, la Russie et l'Algérie ; ils ont représenté en 2010 respectivement, comptabilisés selon les règles de consolidation financière comme à 100%, 21%, 14% et 13% des contrats à long terme du Groupe.

Environ 18% du portefeuille est constitué de GNL (calculé selon les règles de consolidation financière, 16% à 100%).



Le portefeuille gaz du Groupe sert, en consolidation financière, pour 22% à alimenter les centrales électriques et pour 77% pour vendre à des clients finaux, à des opérateurs ou sur les marchés (respectivement 29% et 70% à 100%).

1.3 PRIORITÉS STRATÉGIQUES

Le Groupe bénéficie de perspectives industrielles prometteuses, que la crise économique et financière n'a pas remises en cause, compte tenu de son *business model* équilibré (voir chapitre 1.1.1 « Présentation générale »). Le positionnement compétitif de GDF SUEZ sur ses métiers, son expérience et son leadership technologique, son engagement pour le développement durable constituent de forts relais de croissance dans un environnement concurrentiel en mutation (voir chapitre 1.5 « Positions concurrentielles » et chapitre 1.6 « Le secteur de l'énergie dans le monde et en Europe »).

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 (environ 11 milliards d'euros bruts par an après rapprochement entre GDF SUEZ Énergie International⁽¹⁾ et International Power). 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.

Le Groupe est doté d'activités énergétiques très performantes caractérisées par une convergence forte entre ses activités gaz, électricité et services énergétiques ; il s'appuie sur des atouts solides associant expertise technique, mix énergétique équilibré,

positions équilibrées sur des activités, géographies et profils de rentabilité/risques complémentaires, intégration le long de la chaîne de valeur jusqu'aux services d'économie d'énergie ainsi que présence européenne et mondiale. Il dispose d'un portefeuille d'approvisionnement en gaz diversifié et d'un parc de production électrique flexible et performant pour proposer des solutions énergétiques innovantes aux particuliers, aux collectivités et aux entreprises.

Dans l'environnement, SUEZ Environnement, détenue à 35,4% par GDF SUEZ, propose, dans plus de 35 pays, des services et des équipements essentiels à la vie et à la protection de l'environnement dans les domaines de l'eau (du captage à la restitution dans le milieu naturel) et des déchets (de la collecte à l'incinération et au recyclage), tant auprès de collectivités publiques que de clients du secteur privé.

- GDF SUEZ est un énergéticien de référence dans les métiers du gaz, de l'électricité et des services, positionné au cœur de l'Europe mais aussi fortement présent dans les pays émergents, avec une position commerciale forte et un mix énergétique flexible et diversifié, qui assoit son développement sur le partenariat et sur des *leaderships* de compétence mondiaux dans 4 activités essentielles : dans le GNL, vecteur essentiel de la mondialisation des marchés gaziers, le Groupe est le 1^{er} importateur en Europe⁽²⁾ et le 2^e opérateur de terminaux méthaniers en Europe ;

(1) GDF SUEZ Énergie International est défini comme l'ensemble des actifs de la branche Énergie Europe & International hors d'Europe ainsi que certains actifs au Royaume-Uni et en Turquie.

(2) Sources : GIIGNL et benchmark interne réalisé à partir des rapports annuels (données 2009).

- dans la production indépendante d'électricité sur des zones à forte croissance économique, le Groupe est le 1^{er} producteur-développeur dans les pays du Golfe, 1^{er} producteur indépendant d'électricité au Brésil, le 2^e au Pérou et au Panama et le 3^e en Thaïlande⁽¹⁾ ; ce positionnement est conforté par le rapprochement entre GDF SUEZ Énergie International⁽²⁾ et International Power conclu en février 2011.
- dans les services à l'énergie, notamment dans le domaine montant des économies d'énergie, le Groupe est le 1^{er} en Europe en termes de chiffre d'affaires ;
- dans l'environnement, SUEZ Environnement est le 2^e opérateur mondial de l'eau, enjeu essentiel du développement durable, et le 4^e opérateur dans les déchets.

Les priorités stratégiques du Groupe sont déclinées par activité ci-après.

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 trouvant de nouveaux relais de croissance par l'innovation technologique et commerciale ;
- en poursuivant l'amélioration de l'efficacité opérationnelle, notamment par une intégration accrue entre les différentes activités dérégulées.

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 conservant une position mondiale sur le marché du GNL, notamment par le renforcement de la présence du Groupe sur le Pacifique, appelé à une plus forte croissance ;
- en renforçant l'intégration entre les activités d'approvisionnement, de GNL et d'exploration-production.

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 15% 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, Italie, Brésil et États-Unis.

Le nucléaire est à la fois une énergie compétitive pour produire de l'électricité et la seule qui, à court et moyen terme peut apporter une contribution massive à la réduction des gaz à effet de serre. Elle place les pays qui y recourent en situation de moindre dépendance vis-à-vis des pays producteurs d'énergies fossiles. La filière est porteuse de technologies, de recherche, d'emplois, de développement des territoires. GDF SUEZ est un acteur historique du nucléaire (7 unités en Belgique d'une puissance totale de 5,9 GW exploités par GDF SUEZ), disposant de 40 ans d'expérience de l'amont (ingénierie, achats, exploitation, maintenance, etc.) à l'aval (gestion des déchets, démantèlement) et d'une vraie crédibilité industrielle (performance opérationnelle parmi les meilleures du monde), avec un engagement quotidien au service de la sûreté et un modèle original de développement en partenariat avec les constructeurs. GDF SUEZ dispose en outre de 1 108 MW de droits de tirage en France et 700 MW en Allemagne dans le cadre d'accords signés avec EDF et E.ON. Fort de ces atouts, GDF SUEZ entend jouer un rôle majeur dans la nouvelle génération nucléaire :

- en France, le Groupe a fait reconnaître par l'État sa candidature pour être un opérateur nucléaire et a confirmé son souhait d'être l'exploitant d'un ATMEA dans la vallée du Rhône ;
- au Royaume-Uni, où le Groupe a, avec ses partenaires Iberdrola et Scottish & Southern Energy (SSE), acquis un terrain et créé une filiale commune, NuGeneration Ltd (NuGen), en vue de développer sur la côte du comté de Cumbrie (dans le nord-ouest de l'Angleterre) une nouvelle centrale nucléaire d'une capacité pouvant atteindre 3,6 GW ;
- dans d'autres pays en Europe, notamment en Italie ;
- et hors d'Europe, notamment au Brésil et aux États-Unis

La sûreté nucléaire constituant une priorité absolue, GDF SUEZ tirera les enseignements de l'accident survenu au Japon en mars 2011 et collaborera pleinement à l'élaboration et à la mise en œuvre des stress tests annoncés par le Commissaire européen en charge de l'Énergie.

De façon plus globale, GDF SUEZ prendra en compte le retour d'expérience lorsque les éléments techniques complets seront disponibles, soit de façon immédiate, soit au travers des réévaluations décennales de sûreté.

(1) Capacités brutes, sources : benchmark interne à partir des rapports annuels (1^{er} producteur en capacités nettes consolidées dans ces mêmes pays) et MEED, organisme de référence d'information sur le Moyen-Orient (données 2009).

(2) GDF SUEZ Énergie International est défini comme l'ensemble des actifs de la branche Énergie Europe & International hors d'Europe ainsi que certains actifs au Royaume-Uni et en Turquie.

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, et en développant de manière sélective des activités hors de France.

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

- en développant les métiers de l'ingénierie ainsi que ceux des services et d'installation-maintenance dédiés à la maîtrise des consommations d'énergie et des émissions de CO₂ directement liés aux activités thermiques et électriques ;
- en développant l'offre d'efficacité énergétique ;

- en confortant le leadership du Groupe en Europe ;
- 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 :

- en développant des *business models* rénovés et enrichis dans les pays matures ;
- 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.

1.4 AMÉLIORATION DE LA PERFORMANCE : RÉSULTATS 2010 ET LANCEMENT D'EFFICIO 2

Au travers du plan de performance Efficio, lancé fin 2008, GDF SUEZ vise l'excellence opérationnelle, une satisfaction toujours plus grande de ses clients et un renforcement de sa compétitivité et de sa capacité d'investissement. Dans le contexte de crise économique de ces dernières années, le plan a contribué à l'atteinte de bons niveaux de résultats tant en matière de développement que de rentabilité. Il a prouvé la forte mobilisation des entités opérationnelles tout comme des directions fonctionnelles, autour des enjeux d'efficacité, de performance et de qualité.

Aujourd'hui, plus de 1 300 actions de performance sont engagées dans plus de 45 pays, elles ont permis de générer un cumul de gains de performance durables sur l'EBITDA d'environ 750 millions d'euros en 2010 portant les gains à plus de 1 500 millions d'euros pour les deux premières années du plan, résultats très supérieurs à l'objectif fixé. Un focus particulier est accordé à la Performance Achats, suivie au travers du Plan Achats Unique (PAU), qui fédère

l'ensemble des actions menées par cette filière à tous les niveaux de l'organisation du Groupe. Cette contribution s'exprime par la réalisation d'économies sur les achats évaluées pour 2010 à plus de 150 millions d'euros de gains opérationnels. Par ailleurs, près de 130 millions d'euros de gains ont été réalisés sur les investissements. Une contribution de même ampleur avait déjà été enregistrée en 2009.

Avec le lancement du plan Efficio 2, qui se déroulera sur les années 2011 à 2013, le Groupe amplifie la démarche en demandant aux *Business Units* et à cinq filières métiers d'élaborer chacune son propre plan de performance, distinguant les économies de coûts, les réductions de frais généraux et les efforts de performance opérationnelle. La filière Achats continuera à contribuer de manière importante à la démarche performance, l'objectif étant d'impliquer davantage les acheteurs dans le processus de dépenses, en visant un taux de couverture de 80% des achats pour fin 2011.

1.5 POSITIONS CONCURRENTIELLES

La production et la commercialisation d'électricité, ainsi que la commercialisation du gaz, sont des secteurs d'activités largement ouverts à la concurrence en Europe et aux États-Unis. En revanche, les activités constituant des monopoles naturels – comme le transport et la distribution de l'électricité et dans une large mesure

du gaz – sont étroitement encadrées. Ailleurs dans le monde, à quelques exceptions près, les marchés sont moins ouverts à la concurrence et les acteurs internationaux opèrent dans des environnements moins libéralisés et généralement dans le cadre de contrats à long terme établis à l'issue d'appels d'offres.

1.5.1 GDF SUEZ EST UN LEADER EUROPÉEN ET MONDIAL POUR L'ÉLECTRICITÉ ET LE GAZ

En Europe, GDF SUEZ est le 1^{er} acheteur de gaz naturel, disposant d'une capacité unique à approvisionner des clients dans 13 pays en Europe. Il est aussi, toujours en Europe, opérateur du 1^{er} réseau de transport et de distribution, 3^e détenteur et 2^e exploitant de capacités de stockage⁽¹⁾, 2^e opérateur/propriétaire de terminaux GNL et un acteur E&P de taille significative (10^e producteur de gaz⁽²⁾).

Dans le GNL, GDF SUEZ est 1^{er} importateur en Europe et 3^e importateur dans le monde⁽³⁾.

En électricité, le Groupe est le 5^e producteur⁽²⁾ et 6^e commercialisateur⁽⁴⁾ en Europe et le leader mondial des IPP (*independent power producers*) à l'international en étant le 1^{er} producteur développeur dans les pays du Golfe, le 1^{er} producteur indépendant d'électricité au Brésil, le 2^e au Pérou et au Panama et le 3^e en Thaïlande⁽³⁾.

En matière de services à l'énergie, le Groupe est leader en Europe en terme de chiffre d'affaires : la branche Énergie Services a la position de numéro un en France, en Belgique, aux Pays-Bas et en Italie, une position forte dans les pays limitrophes et des 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.

1.5.2 GDF SUEZ BÉNÉFICIE D'UN ANCRAGE DOMESTIQUE FRANCO-BELGE FORT

En France, GDF SUEZ est leader de la commercialisation de gaz avec plus de 10 millions de clients retail, une part de marché de 38% sur le marché des grands comptes, de 73% sur le marché des industriels, collectivités locales et professionnels et de 90% sur le marché des particuliers.

Dans l'électricité, avec une capacité de près de 8 GW, soit 6% de la puissance installée en France, la branche Énergie France est le 2^e producteur et commercialisateur. Le Groupe gère un mix énergétique diversifié et faiblement émetteur de CO₂. GDF SUEZ est ainsi le 2^e opérateur hydraulique et produit près du quart de la production hydraulique française au travers de la CNR et de la SHEM. GDF SUEZ est aussi leader dans l'éolien en France avec 922 MW installés à fin 2010 (calcul à 100%), représentant 16% du marché français estimé.

Le Groupe est également leader des services à l'énergie en France.

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 avec 3,3 millions de clients et un fournisseur majeur de gaz naturel avec 1,8 million de clients.

GDF SUEZ est en Belgique également le leader des services à l'énergie via ses filiales Axima, Fabricom GTI et Tractebel Engineering.

Le Groupe a également un fort ancrage dans les métiers de l'environnement avec la filiale SITA Belgium, un des principaux acteurs dans le secteur des déchets en Belgique.

(1) Source : analyse interne (données 2010). Le Groupe devrait devenir numéro 1 en termes de ventes de capacités de stockage après réalisation de l'acquisition de sites de stockage souterrain de gaz naturel en Allemagne, conformément au contrat d'acquisition signé en janvier 2011 et soumis à l'autorisation des autorités compétentes.

(2) Source : Cap Gemini, données 2009.

(3) Source : GII/GNL, données 2009.

(4) Analyse interne GDF SUEZ, données 2009.

1.5.3 LES PRINCIPAUX CONCURRENTS DE GDF SUEZ DANS L'ÉNERGIE EN EUROPE

En Europe, les principaux concurrents du Groupe GDF SUEZ sur les marchés de l'énergie sont : dans l'électricité, les groupes internationaux tels qu'EDF, Enel, E.ON, RWE, Vattenfall et Iberdrola ;

dans le gaz, les grandes sociétés gazières, comme Eni, GasTerra, Gas Natural et Wingas, ainsi qu'E.ON et d'autres énergéticiens.

1.6 LE SECTEUR DE L'ÉNERGIE DANS LE MONDE ET EN EUROPE

1.6.1 L'INDUSTRIE ÉNERGÉTIQUE DANS LE MONDE

L'industrie énergétique mondiale se trouve confrontée à un triple défi :

- un défi de sécurité d'approvisionnement, résultant notamment de la croissance de la demande énergétique (+ 1,2% par an d'ici 2035 selon le scénario central 2010 de l'Agence Internationale de l'Énergie) sous l'effet de multiples facteurs : démographie, développement, modes de vie, développement des échanges, vieillissement des infrastructures et déclin de certaines zones de production d'énergies fossiles ;
- un défi de compétitivité, lié à la volatilité accrue des prix de l'énergie, à la rareté croissante des ressources fossiles et au surcoût encore assez important voire très important de la plupart des énergies renouvelables ainsi que de bon nombre de solutions d'efficacité énergétique dans les secteurs du transport ou du bâtiment ;
- un défi climatique, lié à la nécessité de prévenir un changement excessif du climat et donc de limiter les émissions de gaz à effet de serre, qui augmenteraient, selon le scénario central de 0,7% par an d'ici 2035 pour ce qui concerne le CO₂, alors qu'une division par deux d'ici 2050 serait requise selon le Groupement International d'Experts sur le Climat (GIEC).

Source : *World Energy Outlook 2010 de l'AIE.*

Ce triple défi induit un renchérissement des coûts, des besoins d'investissement considérables et une mutation profonde des mix énergétiques, dans un contexte d'intégration et de libéralisation des marchés.

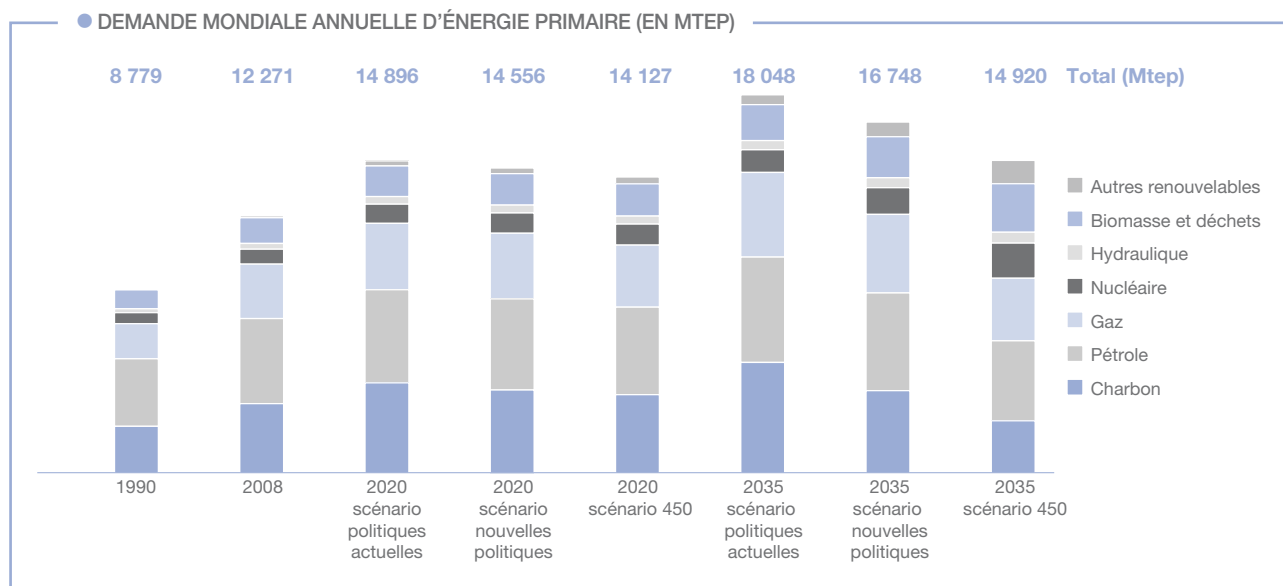
La crise économique et financière a eu à court terme de multiples impacts sur le secteur énergétique, même si ces impacts ont été inférieurs à ceux observés dans d'autres secteurs économiques, tels la finance, le bâtiment ou l'automobile : les prix ont chuté ; la demande pétrolière mondiale a baissé ainsi que les demandes

électriques et gazières européennes ; certains investissements ont été retardés ; l'accès au crédit est devenu plus difficile.

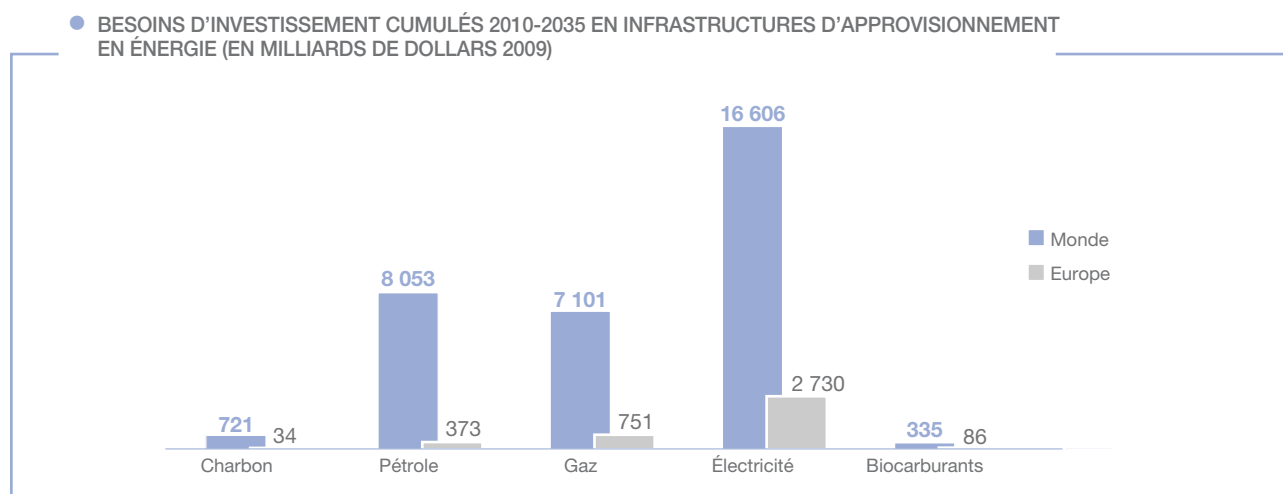
Les fondamentaux à long terme n'ont toutefois pas été modifiés (voir ci-après).

Le Sommet de Copenhague a permis en 2009 de rassembler tous les grands pays émetteurs de CO₂ dans une démarche commune de lutte contre le changement climatique par la limitation de leurs émissions de gaz à effet de serre, condition préalable à l'établissement d'un cadre clair, global et prévisible, indispensable pour atteindre au meilleur coût économique et social les objectifs écologiques, cadre que GDF SUEZ appelle de ses vœux pour la prochaine conférence de Durban en décembre 2011 (voir aussi chapitre 3.2.).

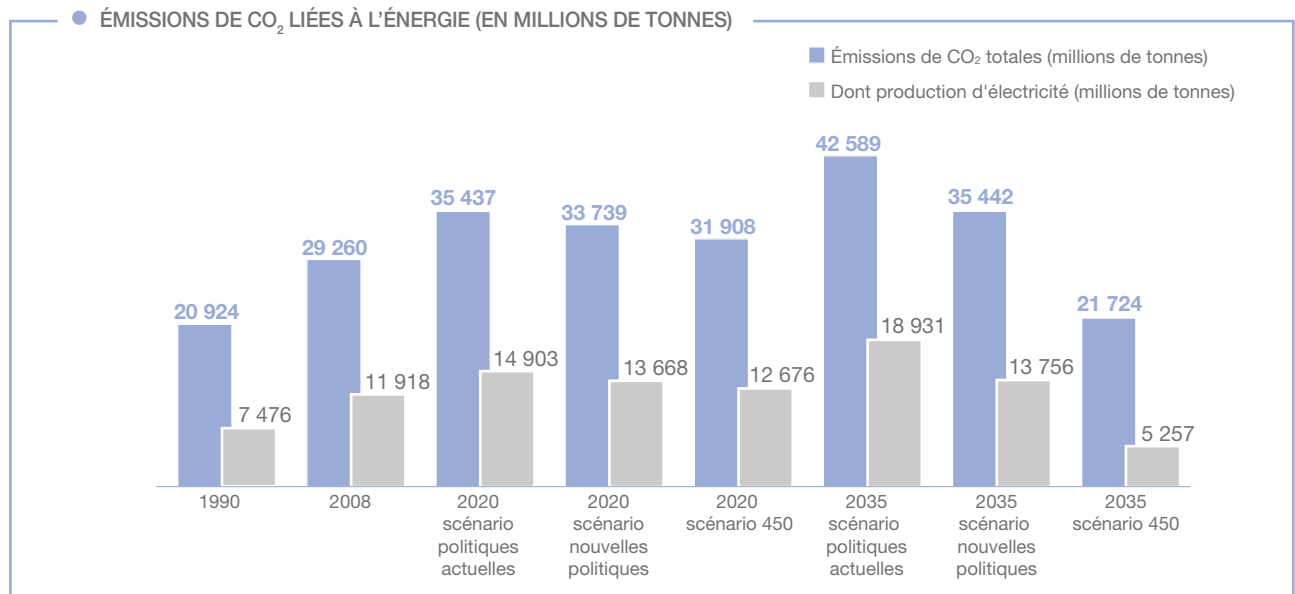
L'Agence Internationale de l'Énergie (AIE) publie chaque année le « *World Energy Outlook* » (WEO), ouvrage de référence en matière d'analyse de la prospective énergétique mondiale. De nombreuses données ci-après sont extraites de l'édition 2010. La plupart correspondent au scénario central défini par l'AIE, baptisé scénario « nouvelles politiques ». Il correspond à l'hypothèse que les mesures identifiées et programmées dès à présent pour lutter contre le réchauffement climatique seront déployées, au-delà des politiques actuellement mises en œuvre. Bien que ce scénario soit plus ambitieux et volontariste que le scénario « politiques actuelles » correspondant à l'ancien scénario de référence, l'Agence juge toutefois ce scénario difficilement soutenable, notamment eu égard à l'accroissement des émissions de gaz à effet de serre qui serait induit et à l'augmentation de température en résultant. L'AIE a également analysé dans l'édition 2010 un scénario alternatif reposant sur des politiques très volontaristes en matière de lutte contre le réchauffement climatique : ce scénario appelé « 450 » correspond à une concentration atmosphérique de gaz à effet de serre (GES) stabilisée à long terme à 450 ppm de CO₂ équivalent.



Source : World Energy Outlook 2010 de l'AIE.



Source : World Energy Outlook 2010 de l'AIE, scénario « nouvelles politiques ».



Source : World Energy Outlook 2010 de l'AIE.

1.6.2 LE SECTEUR DE L'ÉLECTRICITÉ

1.6.2.1 Une consommation en croissance continue

Selon le scénario central de l'AIE, la croissance mondiale de la demande d'électricité serait de 1,2% par an entre 2008 et 2035, la part de l'électricité dans la consommation finale d'énergie passant de 17 à 23%.

En Europe (UE 27), toujours selon l'AIE, la production d'électricité a atteint 3 339 TWh en 2008. Elle s'est faite à 28% par du charbon, 28% par du nucléaire, 24% par du gaz, 3% par du fioul, les énergies renouvelables représentant quant à elles environ 17%.

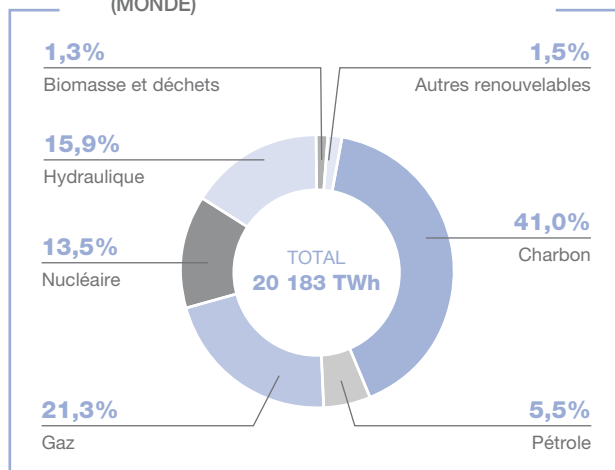
Le taux de croissance attendu sur 2008-2035 est de 0,6% par an.

Source : World Energy Outlook 2010 de l'AIE, scénario « nouvelles politiques ».

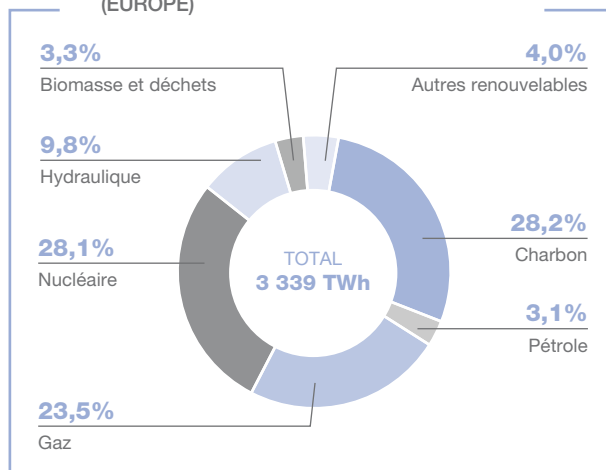
La demande d'électricité en Europe a baissé en 2009 de 5% (UE 27) consécutivement à la crise économique de 2008-2009 mais s'est reprise en 2010, la consommation sur les 9 premiers mois de l'année s'inscrivant en hausse de 2,6% par rapport à 2009 (pays européens de l'OCDE).

Source : Enerdata, Monthly Electricity Statistics de l'AIE de Septembre 2010.

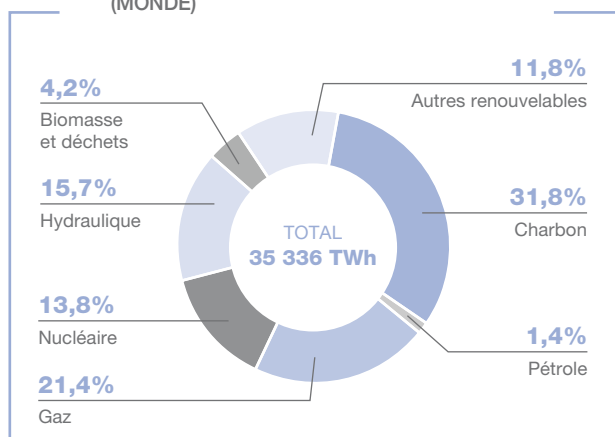
● MIX DE PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ EN 2008 (MONDE)



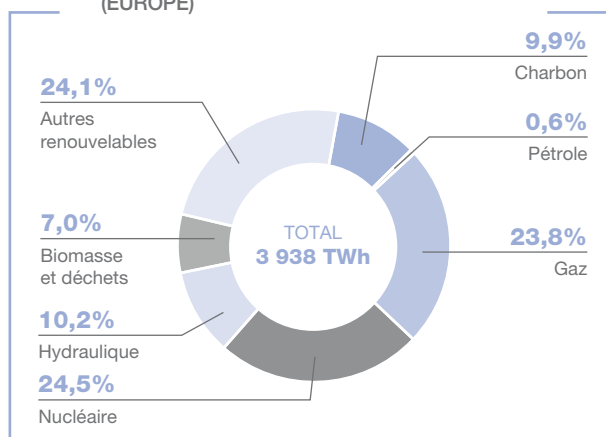
● MIX DE PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ EN 2008 (EUROPE)



● MIX DE PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ EN 2035 (MONDE)



● MIX DE PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ EN 2035 (EUROPE)



Source : World Energy Outlook 2010 de l'AIE, scénario « nouvelles politiques ».

1.6.2.2 Des besoins d'investissements considérables

Sur la période 2010-2035, les besoins mondiaux de capacités de production d'électricité sont évalués à plus de 5 600 GW (2 000 GW de renouvellement et près de 3 700 GW de capacités additionnelles), représentant un investissement total (y compris transport et distribution) de l'ordre de 16 600 milliards de dollars 2009.

Dans les pays européens membres de l'OCDE, les besoins de capacités de production d'électricité sont évalués sur la même période à plus de 800 GW (plus de 500 GW de renouvellement et de 300 GW de capacités additionnelles), représentant un investissement de près de 1 800 milliards de dollars 2009 pour la production auxquels s'ajoutent près de 1 000 milliards de dollars 2009 pour la distribution et le transport.

Source : World Energy Outlook 2010 de l'AIE, scénario « nouvelles politiques ».

1.6.2.3 Des prix volatils

L'électricité n'est pas stockable. L'équilibre offre-demande doit être assuré à tout moment sur une zone considérée. Cette spécificité, associée à la forte variabilité de la demande électrique selon l'heure, le jour ou le mois considérés, à la variabilité relative des prix des énergies primaires fossiles et du CO₂ ainsi qu'à l'intermittence des installations éoliennes et solaires, confère à cette énergie un prix de gros sur le marché spot très volatil.

Les prix de l'électricité connaissent régulièrement des points révélant des épisodes de tension entre offre et demande, sous l'effet soit de contraintes sur l'offre soit de niveaux élevés de demande.

1.6.2.4 Le nucléaire, une spécificité franco-belge

En Belgique, l'énergie nucléaire occupe une place prépondérante dans la production d'électricité ; en 2010, elle représentait près de 60% de la production globale belge⁽¹⁾. Toutes les unités nucléaires sont exploitées par GDF SUEZ, mais une partie des capacités est détenue par EDF et SPE ; un bandeau de production est vendu à E.ON. Les centrales du Groupe ont atteint un taux de disponibilité voisin de 89% sur la période 2001-2010 – proche de 88% en 2010 – et un taux d'utilisation proche de 100%.

En France, la production d'électricité a la particularité d'être essentiellement d'origine nucléaire (pour plus de 75% en 2009⁽²⁾) et est pour une très large part assurée par EDF. GDF SUEZ et E.ON sont ses principaux challengers.

1.6.3 L'INDUSTRIE DU GAZ NATUREL

1.6.3.1 Une consommation en croissance continue

Dans le monde

Les marchés du gaz naturel sont en croissance régulière. De 1980 à 2008, ces marchés ont connu une croissance moyenne de l'ordre de 2,6% par an. En 2008, la consommation de gaz naturel dans le monde s'élevait à environ 3 150 milliards de m³.

Source : *World Energy Outlook 2010 de l'AIE*.

La croissance du gaz naturel dans la consommation globale d'énergie se poursuit mais à un rythme ralenti. L'AIE prévoit, dans son scénario « nouvelles politiques », que la part du gaz naturel dans les énergies primaires restera stable (passant de 21% en 2008 à 22% en 2035), avec un taux de croissance annuel de 1,4%. Cette croissance devrait être portée principalement par l'Asie avec notamment des taux annuels supérieurs à 5% en Chine et en Inde. Les marchés européens et nord-américains membres de l'OCDE resteront cependant les plus gros marchés sur la période.

Selon l'AIE, le secteur de la production d'électricité devrait compter pour 45% de l'augmentation de la demande mondiale de gaz naturel. Selon ce même organisme, dans de nombreuses régions du monde, le gaz naturel est préféré aux autres combustibles, en particulier pour la production d'électricité, du fait de la compétitivité de son prix, de ses avantages environnementaux et du coût d'investissement d'un cycle combiné au gaz, relativement faible comparé aux autres moyens de production centralisée d'électricité. Le gaz naturel constitue ainsi une énergie pertinente pour la transition vers une économie sobre en carbone, a fortiori si les technologies de capture et de stockage du CO₂ se développent.

Source : *World Energy Outlook 2010 de l'AIE, scénario « nouvelles politiques »*.

En Europe

En Europe (UE 27), toujours selon l'AIE, en 2008, la consommation de gaz naturel était de 536 milliards de m³. La part du gaz naturel dans la consommation primaire d'énergie devrait passer de 25 à 28% avec un taux de croissance annuel de 0,4% sur la période, selon le scénario central. La croissance de la demande de gaz naturel pour le secteur de la production d'électricité devrait croître plus fortement, de 0,9% par an. La demande finale de gaz naturel en Europe devrait également augmenter entre 2008 et 2035, avec une croissance plus modeste, de 0,2% par an.

Source : *World Energy Outlook 2010 de l'AIE, scénario « nouvelles politiques »*.

Cette croissance devrait être notamment soutenue en Europe par l'application des directives visant à lutter contre le réchauffement climatique et réduire les émissions de gaz à effet de serre en favorisant l'utilisation des énergies les moins émettrices de CO₂.

La demande de gaz naturel en Europe a baissé en 2009 de 6% (UE 27) consécutivement à la crise économique de 2008-2009 mais a fortement rebondi en 2010, retrouvant presque à fin septembre 2010 le niveau de consommation pré-crise à fin septembre 2008 (pays européens de l'OCDE).

Source : *Eurogas statistical report 2010, Monthly gas surveys de l'Agence Internationale de l'Énergie de septembre 2010*.

1.6.3.2 L'approvisionnement en gaz naturel

Le marché mondial du gaz naturel est marqué par un fort degré de concentration des réserves, pour une large part éloignées des lieux de consommation. Une caractéristique fondamentale de l'industrie du gaz naturel est le niveau élevé des coûts d'acheminement, qui constituent une part significative du coût total du gaz livré. Le transport du gaz est en effet 7 à 10 fois plus coûteux que celui du pétrole (à quantité d'énergie équivalente)⁽³⁾.

(1) Source Synergrid, *fédération des gestionnaires de réseaux d'électricité et de gaz en Belgique, données 2010 provisoires*.

(2) Source : « *Bilan énergétique de la France pour 2009* » du Ministère de l'Écologie, de l'Énergie, du Développement Durable et de la Mer.

(3) Source : Jean-Marie Chevalier, « *Security of energy supply in the European Union* », *European Review of Energy Markets* (2006).

1.6 LE SECTEUR DE L'ÉNERGIE DANS LE MONDE ET EN EUROPE

Les échanges interrégionaux se développent (de 670 milliards de m³ en 2008 à 1 187 en 2035 soit une augmentation de 77%), notamment sous l'effet du développement à un rythme soutenu de l'industrie du GNL (gaz naturel liquéfié) dont la part des échanges passera de 31% en 2008 à 42% en 2035, même si les échanges par voie terrestre (gazoducs de grand transport) resteront prépondérants.

Pour transporter ces nouvelles quantités, l'industrie devra développer de nouveaux gazoducs mais également de nouvelles capacités de production, transport et réception de GNL. L'industrie gazière est hautement capitalistique. Les besoins d'investissement dans le monde sur la période 2010-2035 sont évalués par l'AIE à plus de 7 100 milliards de dollars de 2009, dont 64% pour l'E&P (exploration-production d'hydrocarbures), 27% pour le transport et la distribution et enfin 9% pour le GNL.

Source : World Energy Outlook 2010 de l'AIE, scénario « nouvelles politiques ».

La demande européenne de gaz naturel est en partie satisfaite par des ressources locales. Ainsi, 36% du gaz naturel consommé en 2009 en Europe (UE 27) provenait de ressources intracommunautaires, le solde provenant de Russie (23%), de Norvège (20%) et d'Algérie (10%). La production au sein de l'Union européenne de gaz naturel en 2009 s'est élevée à environ 180 milliards de m³, dont 37% par les Pays-Bas (72 milliards de m³) et 35% par le Royaume-Uni (64 milliards de m³).

Source : Rapport statistique Eurogas 2010.

Compte tenu du déclin attendu de la production européenne, et afin de faire face à la croissance de la consommation, une part croissante de l'approvisionnement de l'Europe en gaz naturel devra provenir des importations. L'AIE prévoit ainsi que les importations de gaz naturel dans les pays européens de l'OCDE passeront de 250 milliards de m³ en 2007 (soit 46% de la consommation) à 428 milliards de m³ (soit 66% de la consommation) en 2030. Ces importations proviendront essentiellement de la Russie et de l'Algérie.

Source : World Energy Outlook 2010 de l'AIE.

La conjonction de la mise en service de nouvelles capacités de liquéfaction, du fléchissement de la demande et de l'arrivée de volumes importants de gaz non conventionnel aux États-Unis a créé, depuis 2009, une situation temporaire de surcapacité induisant de fortes conséquences sur les prix de marché du gaz aux États-Unis et dans une moindre mesure en Europe. Ces derniers sont restés à un niveau inférieur aux prix des contrats long terme, seuls garants de la sécurité d'approvisionnement en gaz en Europe, nonobstant les révisions périodiques dont ils font l'objet.

Les négociations menées avec les producteurs en 2009-2010 ont abouti à l'introduction temporaire d'indexations spot dans les contrats long terme. Ceci induit, dans les conditions de marché prévalant début 2011, une baisse du prix contractuel. La reprise de la demande conjuguée à la baisse de la production domestique européenne laisse présager une résorption progressive à moyen terme du surplus actuel de l'offre gazière.

1

PROFIL DU GROUPE ET CHIFFRES CLÉS

2

PRÉSENTATION DES ACTIVITÉS DU GROUPE

	PAGE		PAGE
2.1 ORGANISATION DES ACTIVITÉS ET DESCRIPTION DES BRANCHES	26	2.2 PROPRIÉTÉS IMMOBILIÈRES, USINES ET ÉQUIPEMENTS	90
2.1.1 Branche Énergie France	26		
2.1.2 Branche Énergie Europe & International	32	2.3 POLITIQUE DE L'INNOVATION, RECHERCHE ET DÉVELOPPEMENT	93
2.1.3 Branche Global Gaz & GNL	52		
2.1.4 Branche Infrastructures	69	2.3.1 L'innovation au cœur de la stratégie de GDF SUEZ	93
2.1.5 Branche Énergie Services	81	2.3.2 Un réseau mondial de centres de recherche	94
2.1.6 Branche Environnement	86	2.3.3 Propriété intellectuelle	96
2.1.7 Projet d'unification des activités de trading du Groupe en Europe	90		

2.1 ORGANISATION DES ACTIVITÉS ET DESCRIPTION DES BRANCHES

2.1.1 BRANCHE ÉNERGIE FRANCE

2.1.1.1 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.

2.1.1.2 Stratégie

La branche Énergie France est un acteur engagé dans le développement durable en France, notamment par :

- ses capacités de production faiblement émettrices de CO₂ et comportant une part élevée d'énergies renouvelables ;
- des offres de services visant à la maîtrise de la demande d'énergie et à la promotion d'énergies renouvelables dans l'habitat individuel ;

- des actions en faveur des clients démunis et une responsabilité sociale d'entreprise reconnue.

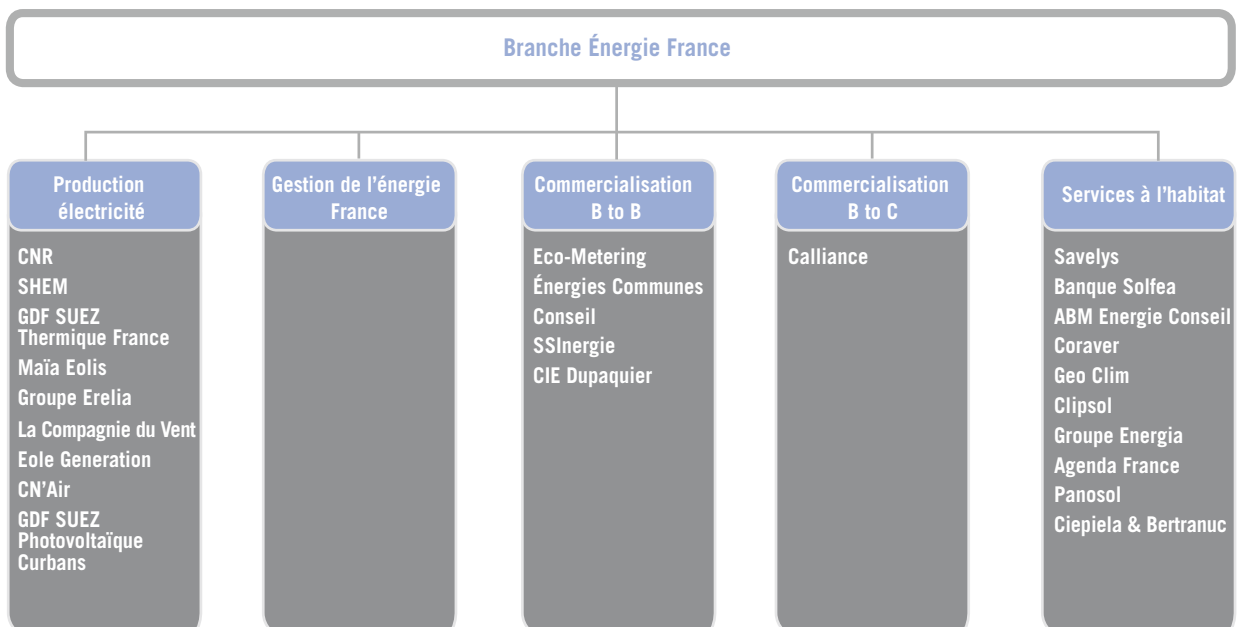
En intégrant les métiers de l'énergie de l'amont (électricité) à l'aval, la branche Énergie France a l'ambition de créer de la valeur pour le Groupe et d'être l'énergéticien :

- principal challenger dans la production et la commercialisation de l'électricité ;
- durablement leader dans la commercialisation du gaz naturel ;
- leader des solutions d'éco-confort dans l'habitat individuel.

La branche Énergie France s'est ainsi fixé trois axes stratégiques :

- développer et exploiter d'importantes capacités de production d'électricité en France, tout en maintenant un mix de capacités aux ¾ non émetteur de CO₂ ;
- fidéliser et valoriser la base clients ;
- construire une position solide sur le marché en fort développement de l'éco-confort dans l'habitat individuel.

2.1.1.3 Organisation



2.1.1.4 Chiffres clés

<i>En millions d'euros</i>	2010	2009	Variation brute (en %)
Chiffre d'affaires branche	14 982	13 954	+ 7,4%
EBITDA	1 023	366	+ 179,5%

Capacités de production d'électricité (en MW) – données à 100 %	2010	2009
Pôle Thermique	2 147	1 698
Pôle Hydraulique	3 728	3 720
Pôle Autres ENR	926	602
Nucléaire (droits de tirage)	1 108	1 108
TOTAL	7 909	7 128

Ventes de gaz naturel (en TWh)	2010	2009
Particuliers & Professionnels	152,3	139,0
Industriels et Collectivités Locales	140,1	135,1
TOTAL	292,4	274,1

Ventes d'électricité (en TWh)	2010	2009
Clients retail	5,4	4,0
Clients Grands Comptes	9,1	8,6
Ventes Marché	20,4	20,2
Obligations d'achat	1,6	1,4
TOTAL	36,5	34,2

Production d'électricité (en TWh) – méthode de consolidation comptable	2010	2009
Pôle Thermique	7,7	6,1
Pôle Hydraulique	16,3	14,8
Pôle Autres ENR	1,1	0,9
Nucléaire (droits de tirage)	7,6	7,5
TOTAL	32,7	29,2

Nombre de clients (en milliers)	2010	2009
Nombre de sites énergie	11 322	11 319
Dont nombre de sites gaz	10 183	10 394
Dont nombre de sites électricité	1 139	925
Nombre de contrats d'entretien de chaudières	1 540	1 509

2.1.1.5 Faits marquants 2010

Lancement de l'offre DolceVita Zen Box.

Début du chantier de Curbans (parc photovoltaïque).

Débat public sur le projet de parc éolien en mer des Deux Côtes (700 MW au large de la Seine-Maritime et de la Somme).

Lancement du site Internet mobile de Gaz de France DolceVita qui permet aux clients particuliers de consulter leur compte en ligne, faire une demande de déménagement ou s'informer sur leur chaudière depuis leur téléphone mobile.

Prise de participation majoritaire au 31 mai dans Panosol, société de conseil et d'installation de solaire thermique et photovoltaïque dans le grand sud ouest, historiquement implantée à Toulouse.

Prise de participation majoritaire au 8 juillet dans PDF, qui contrôle Agenda France, leader en France des diagnostics immobiliers réglementaires structuré en réseau de 150 franchises couvrant l'ensemble du territoire.

Mise en service commercial en juillet de la centrale thermique de Combigolfe (435 MW à Fos-sur-Mer).

Réception provisoire en novembre de la centrale thermique de Montoir-de-Bretagne (435 MW).

2.1.1.6 BU Production d'Électricité

GDF SUEZ a poursuivi le développement de ses capacités de production d'électricité, avec la mise en service de 781 MW portant sa capacité installée à 7,9 GW à fin 2010. 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 en France.

Le parc de production en France est faiblement émetteur de CO₂ (73% du parc non émetteur) et comporte une part élevée d'énergies renouvelables.

Activité thermique

La BU Production d'Électricité a mis en service commercial la centrale à cycle combiné de Combigolfe (435 MW à Fos-sur-Mer) en juillet et a procédé à la réception provisoire de la centrale à cycle combiné de SPEM (435 MW à Montoir-de-Bretagne) en novembre.

Le cycle combiné de CyCoFos a été à l'arrêt de fin février à mi-octobre suite à un défaut du transformateur-élévateur. Comme en 2009, DK6 a connu une excellente disponibilité. En 2010, la production thermique a été de 7,7 TWh.

Activité hydraulique

La CN'Air a pris en exploitation la centrale du Cheylard (2,7 MW – Ardèche) au 1^{er} janvier 2010. La CNR a par ailleurs trois PCH (petites concessions hydroélectriques) en construction : les PCH de Chautagne (5,3 MW – Ain) et Belley (4 MW – Ain) et l'aménagement du seuil de Yenne (0,5 MW – Ain).

La production hydraulique de 2010 (CNR+SHEM) a été de 16,3 TWh, en retrait par rapport au productible moyen en raison de la faible hydraulité.

Activité autres énergies renouvelables

GDF SUEZ (au travers de ses filiales Maïa Eolis, La Compagnie du Vent, Erelia, CN'Air et Eole Generation) a mis en service 320 MW de capacités de production éolienne sur l'année 2010. GDF SUEZ détient à fin 2010 une capacité installée de 922 MW dans l'éolien terrestre (807 MW part du Groupe), ce qui lui permet d'être leader de l'éolien en France avec 16% du marché.

Parmi les parcs mis en service en 2010 figurent deux des plus gros parcs français : le parc des Hauts Pays (78 MW en Haute-Marne, développé par Erelia), premier parc éolien du Groupe et troisième parc français à être directement raccordé au réseau électrique national, sur une ligne haute tension de 225 000 volts ; le parc de Germinon (75 MW dans la Marne, développé par Eole Generation).

GDF SUEZ poursuit son développement en éolien avec 150 MW en construction au 31 décembre 2010.

GDF SUEZ mène par ailleurs, au travers de sa filiale La Compagnie du Vent, des études dans le domaine de l'éolien offshore. Son projet d'implantation d'un parc éolien en mer de 700 MW au large de la Somme et de la Seine-Maritime, projet dit « des Deux Côtes », a fait l'objet d'un débat public du 28 avril au 10 septembre 2010. Lors de celui-ci, La Compagnie du Vent a fait évoluer son projet afin de répondre aux attentes exprimées par les parties prenantes.⁽¹⁾

Le Groupe se développe également dans le solaire photovoltaïque, au sol et sur grandes toitures. En 2010, 4 MWc ont été mis en service par la CNR : le parc de Saulce sur Rhône (4 MWc – Drôme) et le parc de Bollène (0,1 MWc – Vaucluse). 40 MW sont actuellement en construction, le plus important étant celui de Curbans (33 MWc – Alpes de Haute-Provence), dont le chantier a été lancé en février 2010.

Sur le plan de la production, l'année 2010 a été marquée par un relatif manque de vent. La production d'électricité d'origine éolienne s'est élevée à 1 100 GWh (en consolidation financière) en 2010.

(1) Le Président de la République a annoncé le 25 janvier 2011 qu'un appel d'offres portant sur l'installation de 3 000 MW d'éoliennes en mer serait lancé début mai 2011, incluant pour 750 MW la zone du Tréport.

Activité nucléaire

GDF SUEZ détient en France 1 108 MW de droits de tirage dans les centrales de Chooz B et Tricastin pour une production de 7,6 TWh en 2010.

2.1.1.7 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 BU 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 réaliser les synergies de gestion de portefeuille au sein de la branche Énergie France et avec les autres branches du Groupe en contribuant à une réduction naturelle des risques entre les différentes activités (intégration amont-aval, complémentarité entre les actifs de production).

À fin 2010, 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.

En 2010, la BU a intensifié l'échange d'intérêt systématique avec les différentes entités de gestion de portefeuille du Groupe (CNR, l'entité « *Trading and Portfolio Management Europe* » de la branche Énergie Europe & International) pour l'achat et la vente d'énergie (gaz et électricité France) afin de limiter le recours au marché de gros.

La BU gère avec la branche Global Gaz & GNL l'approvisionnement en gaz des centrales à cycle combiné et des BU 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 et de la couverture des risques de marché gaz portés par la branche Énergie France.

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

- des commercialisateurs en leur procurant un sourcing compétitif ;
- d'une base d'actifs de production de plus en plus importante et diversifiée.

2.1.1.8 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 2010 un portefeuille de près de 260 000 sites gaz et de plus de 115 000 sites électricité. Ses ventes de gaz naturel s'élèvent en 2010 à 140 TWh à comparer à

135 TWh en 2009. La progression des ventes en 2010 s'explique par le climat froid qui compense largement les pertes de clients.

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 leur projet 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 complété son portefeuille d'offres de services aux collectivités territoriales en développant sa filiale Énergies Communes Conseil et en s'appuyant sur la marque GDF SUEZ Énergies Communes, « l'alliance pour la qualité de vie des territoires », destinée aux élus et aux fonctionnaires territoriaux.

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.

2.1.1.9 BU Clients Habitat & Professionnels

La BU Clients Habitat & Professionnels assure la commercialisation de gaz naturel, auprès de près de 9,7 millions de clients particuliers et de plus de 263 500 clients professionnels, ainsi que la commercialisation d'électricité à 939 000 clients particuliers et 85 000 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 à forte notoriété :
 - 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 ;

- 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 près de 200 acteurs de la médiation sociale, ainsi que sa démarche RSE et ses engagements « développement durable ».

La BU s'est fixé 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 2010

- **Bonne résistance sur le marché gaz naturel et conquête du marché électricité en ligne avec les objectifs**

La BU assure une bonne tenue de ses positions concurrentielles sur son marché historique du gaz naturel avec une diminution du nombre de clients limitée à 207 000 en 2010 et la vente de 152,3 TWh de gaz naturel.

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 2010, GDF SUEZ a confirmé sa position de principal challenger en électricité avec 939 000 clients particuliers (+ 214 000 particuliers en 2010) et 85 000 clients professionnels. La loi NOME (Nouvelle Organisation du Marché de l'Électricité) devrait permettre à la BU d'envisager un développement plus soutenu sur le marché électricité en créant les conditions d'une compétition plus équitable.

- **Une amélioration de la satisfaction clientèle en 2010, dans un contexte de forte sensibilité des parties prenantes**

La satisfaction client progresse, accompagnée d'une baisse significative du nombre de réclamations (-70% depuis 2008). Ces résultats ont été obtenus tout en menant une transformation lourde de l'organisation de la BU, qui a permis de rationaliser ses centres d'appels, pour améliorer encore le niveau de professionnalisation, la performance et la qualité de son outil de production.

Dans le même temps, on constate une montée en puissance des acteurs représentatifs de la société de consommation (médiateur national de l'énergie, associations de consommateurs, médiateur de la République) qui relaient leurs prises de position sur l'énergie avec plus d'ampleur dans les médias.

- **Un positionnement commercial centré sur l'expertise énergétique au service des clients, qui se renforce fortement sur le volet éco-efficacité**

La gamme des solutions de conseils et d'accompagnement autour de l'éco-efficacité de la BU s'est renforcée en 2010 avec le lancement de l'offre Zen Box, de la plate-forme participative « Les Ecohabitants » et d'une nouvelle gamme de prêts DolceVita Économies d'Énergie.

- **Un engagement d'entreprise citoyenne qui se traduit par l'obtention, en 2010, de 2 labels Responsabilité Sociale d'Entreprise (RSE).**

La BU a obtenu en 2010 la certification RSE en tant que Centre de contacts intégré (label renouvelé) et Donneur d'ordres. Ces labels, délivrés par l'Association de Label de Responsabilité Sociale, attestent de l'engagement de la BU pour l'amélioration du bien-être

de ses salariés et de la qualité de ses relations avec ses prestataires de Centres de Relations Clients.

2.1.1.10 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. Elle constitue un relais de croissance pour la branche Énergie France sur un marché très dynamique.

L'offre de la BU vise à répondre aux objectifs du Grenelle de l'Environnement tout en créant de la valeur et des synergies entre ses différentes activités.

La branche Énergie France a l'ambition de consolider sa place de leader en France des solutions d'éco-confort 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).

- Elle regroupe trois pôles d'activités : maintenance de systèmes énergétiques performants (Savelys) ;
- conception et installation de systèmes énergétiques performants (pôle éco-confort) ;
- financement de travaux d'éco-efficacité (La Banque Solfea).

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, ainsi que tout type de prestations de dépannage et de remplacement d'installations de chauffage.

Savelys et ses filiales sont présentes sur l'ensemble du territoire français avec plus de 250 implantations, ce qui en fait le leader sur son marché (plus de 1 540 000 chaudières sous contrat) avec près de 30% de part de marché et le second en Europe après British Gas.

Son portefeuille se répartit de la façon suivante :

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

Courant 2009, la législation française a été renforcée, rendant obligatoire l'entretien annuel des chaudières individuelles par un professionnel qualifié.

Éco-confort

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 (dit « éco-confort »). Le pôle éco-confort est depuis 2009 le leader en France des solutions d'efficacité

2.1 ORGANISATION DES ACTIVITÉS ET DESCRIPTION DES BRANCHES

énergétique pour le client particulier, avec notamment 8% de part de marché des installations photovoltaïques.

Pour 2010 le chiffre d'affaires est de 82 millions d'euros (contre 70 millions d'euros en 2009) pour un effectif de 535 personnes.

Après une année 2009 caractérisée par l'intégration des premières filiales, l'année 2010 a été marquée par un développement supplémentaire, avec trois acquisitions :

- prise de participation majoritaire au 31 mai dans Panosol, société de conseil et d'installation de solaire thermique et photovoltaïque dans le grand sud ouest, historiquement implantée à Toulouse ;
- prise de participation majoritaire au 8 juillet dans PDF, qui contrôle Agenda France, leader en France des diagnostics immobiliers réglementaires, structuré en réseau de 150 franchises couvrant l'ensemble du territoire ;
- achat des sociétés Ciepiela & Bertanuc, Somme Gaz Dépannage Entretien, et Servi Chauffe, qui exploitent un portefeuille d'environ 63 000 contrats de maintenance de systèmes de chauffage.

Avec ses autres filiales – ABM Énergie Conseil (bureau d'études thermiques), Clipsol (fabricant de systèmes solaires thermiques et de kits d'intégration photovoltaïques), Energia conseil, Coraver et La Maison des Énergies Renouvelables (concepteur et installateur de solutions EnR) – le pôle éco-confort est en mesure de proposer une large gamme d'offres : études, diagnostics, solutions incluant pompe à chaleur air/air, air/eau, géothermie, solaire thermique et solaire photovoltaïque.

Banque Solfea

En 2010, la Banque Solfea a poursuivi son développement sur le marché de l'éco-efficacité dans l'habitat.

Pour cela, elle œuvre sur quatre marchés principaux : le financement des installations gaz, la rénovation thermique du bâti, l'isolation qui s'est développée grâce à l'éco-prêt à taux zéro ainsi que les services (maintenance, diagnostic...).

Le solaire photovoltaïque, en nette progression depuis son lancement en 2009, complète son engagement dans le domaine de l'environnement. La banque a ainsi développé des collaborations étroites avec une dizaine de corporations.

L'agence de notation financière Standard & Poor's a confirmé en août 2010 la note « A Long Terme perspective négative » et « A1 Court Terme » pour une capacité d'émission de 900 millions d'euros pour la Banque Solfea.

2.1.1.11 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 est une approximation correcte des coûts d'approvisionnement de GDF SUEZ. Elle a, de plus, par son avis de décembre 2010 donné un avis favorable à la mise en œuvre de la nouvelle formule proposée par GDF SUEZ. Celle-ci intègre le résultat des derniers accords 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 ses contrats. Cette formule a été confirmée par l'arrêté du 9 décembre 2010.

Tarifs de distribution publique

Les tarifs de distribution publique s'appliquent à environ 9,5 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 6,8 millions au 31 décembre 2010.

Évolution des tarifs de distribution publique

En application de la nouvelle procédure définie par le décret du 18 décembre 2009 et l'arrêté du 21 décembre 2009, les tarifs réglementés de vente de gaz naturel en distribution publique ont

augmenté, en avril 2010, de 9,7% en moyenne et de 5,1% en juillet 2010.

Tarifs à souscription

Au 31 décembre 2010, les tarifs à souscription s'appliquaient à environ 900 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 2009, 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 2010 compte tenu des variations des coûts d'approvisionnement (+ 5 euros/MWh).

2.1.2 BRANCHE ÉNERGIE EUROPE & INTERNATIONAL

2.1.2.1 Mission

La branche GDF SUEZ Énergie Europe & International (GSEEL) 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 de l'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 67,9 GW⁽¹⁾, à laquelle s'ajoute une capacité de 16,6 GW en cours de construction⁽²⁾. Avec des activités dans 32 pays, les clients de la branche incluent des États, des acteurs de l'industrie ou du secteur tertiaire (entreprises commerciales et publiques) de même que des clients résidentiels.

2.1.2.2 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). Il s'agit d'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 greenfield 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 que 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, Royaume-Uni, Portugal, Colombie, Panama/Amérique centrale, pays du Conseil de Coopération du Golfe, Turquie, Vietnam, Indonésie, Inde, Australie, Afrique du Sud),

(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 le Groupe est contractuellement tenu de construire ou acquérir.

de développer une position d'opérateur de système ou d'optimiser un système existant (gestion de portefeuille).

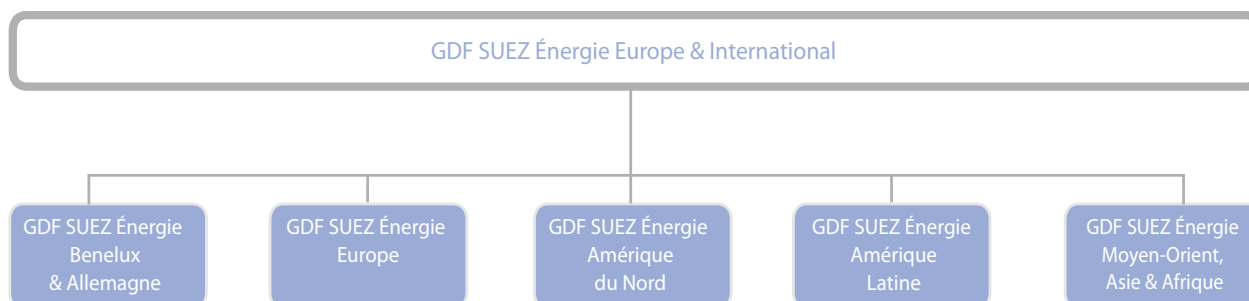
Les principales lignes directrices de la stratégie de GSEEI peuvent se résumer ainsi :

- maintien d'un portefeuille équilibré en termes : de répartition géographique des actifs, de combustibles, d'activités et de cadres contractuels/réglementaires ;
- priorité accordée aux marchés connaissant une demande d'énergie en forte croissance et/ou offrant un potentiel élevé de création de valeur à partir de synergies industrielles ;
- gestion de l'exposition aux risques et de la volatilité grâce à une gestion de portefeuille active et à des activités de trading.

2.1.2.3 Organisation de la branche

Au 31 décembre 2010, la branche Énergie Europe & International est organisée autour d'une structure matricielle composée de cinq zones d'activité géographiques qui interagissent avec six fonctions support regroupées au siège social à Bruxelles. Les directions fonctionnelles ainsi que chacune des zones géographiques dépendent directement du responsable de la branche.

Ces cinq zones géographiques sont les suivantes : Benelux & Allemagne ; Europe (à l'exclusion du Benelux, de l'Allemagne et de la France) ; Amérique Latine ; Amérique du Nord ainsi que Moyen-Orient, Asie & Afrique, leurs sièges sociaux se trouvant respectivement à Bruxelles, Paris, Florianopolis (Brésil), Houston (États-Unis) et Bangkok (Thaïlande). Chaque zone d'activité est dirigée par un directeur régional, 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.



Les zones géographiques sont coordonnées par une structure allégée au siège de la branche à Bruxelles. Son organisation s'articule autour des six fonctions support : *Strategy* ; *Finance* ; *Human Resources*, *Communications and Legal* ; *Business Development Oversight* ; *Markets & Sales* ; *Operations*. Les directeurs de ces fonctions et leurs équipes définissent des orientations, 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 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 directions centrales assurent le maintien du cap et de la cohérence, tout en contribuant à optimiser les synergies entre les différentes zones géographiques et au niveau de l'ensemble du Groupe.

Trading d'énergie et optimisation (gestion de portefeuille et trading)

La branche Énergie Europe & International est un précurseur dans le trading de l'énergie en Europe. Au sein de la branche, c'est au département Trading and Portfolio Management Europe (TPM Europe) que revient la tâche de conduire l'activité liée aux marchés de l'énergie en Europe.

TPM Europe assure le lien entre les marchés de gros de l'énergie et les actifs de production. L'étendue des activités de trading associées est déterminée par les besoins en termes de portefeuille d'actifs et de gestion des risques.

Au cours des douze dernières années, TPM 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.

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. Elle optimise sa marge énergétique globale sur les marchés (achats de combustibles, valorisation de l'électricité produite et approvisionnement des ventes).

Les équipes de gestion de portefeuille, au sein de TPM Europe, gèrent les risques de prix 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, cette activité joue un rôle

2.1 ORGANISATION DES ACTIVITÉS ET DESCRIPTION DES BRANCHES

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.

Sur l'année 2010, TPM Europe a optimisé des flux nets au Benelux et en Allemagne représentant 131 TWh d'électricité, 173 TWh de gaz, 2 millions de tonnes de charbon et 1,5 million de tonnes de biomasse, tout en étendant ses activités dans le reste de l'Europe.

La branche Énergie Europe & International s'efforce par ailleurs de promouvoir une meilleure intégration des marchés de l'électricité en Europe de l'Ouest. En tant qu'intervenant très actif sur les marchés, elle soutient les initiatives en la matière des autorités et des bourses concernées. C'est ainsi que depuis la fin 2006, les bourses Powernext (France), Belpex (Belgique) et APX (Pays-Bas) sont couplées, résultant en des prix horaires qui convergent la plupart du temps dans ces trois pays, tandis qu'au moins deux d'entre eux ont les mêmes prix plus de 98% du temps. La branche Énergie Europe & International se réjouit de l'extension de ce couplage à la bourse EEX en Allemagne et de son couplage avec les marchés des pays nordiques en novembre 2010. Elle plaide aussi en faveur du développement des systèmes temporaires visant à améliorer les échanges intra-journaliers transfrontaliers qui existent entre les marchés susmentionnés et de la mise en place d'une plate-forme de trading en continu conformément au modèle cible proposé par le Forum de Florence. En 2010, la branche Énergie Europe & International s'est également fortement impliquée dans les discussions avec les autorités et les associations au sujet des prochaines initiatives législatives qui devraient être prises au niveau national et au niveau de l'UE, notamment en ce qui concerne la transparence et l'intégrité des marchés ainsi que la nouvelle réglementation devant encadrer les ventes aux enchères des droits d'émission de CO₂.

GDF SUEZ s'est fixé l'objectif de donner naissance en 2011 à un leader européen du trading. Dans ce cadre, le Groupe a engagé un projet d'unification de ses activités de trading d'énergie en Europe, actuellement menées par l'entité « TPM Trading » de la branche Énergie Europe & International et Gaselys (voir en 2.1.7 la description de ce projet).

Présence de TPM Europe sur les marchés de l'énergie

Électricité

Fort d'une expérience remontant aux premiers jours de la libéralisation des marchés de l'électricité en Europe, TPM Europe peut aujourd'hui intervenir sur presque toutes les bourses de l'électricité en Europe (marchés *spot* et marchés à terme) ainsi que sur les plates-formes de négociation de gré à gré. TPM Europe a également accès aux capacités transfrontalières et à des produits structurés comme les centrales virtuelles.

Pouvant s'appuyer sur un solide savoir-faire en termes de gestion des risques et sur des capacités de production physique étendues, TPM Europe est en mesure d'apporter des solutions sur mesure aux clients de GDF SUEZ.

Gaz naturel

Disposant d'un parc étendu de centrales fonctionnant au gaz naturel et d'une base importante de clients achetant du gaz naturel, TPM Europe intervient sur les principales bourses et plates-formes

d'échange du gaz naturel en Europe et participe au développement de nouvelles plates-formes d'échange. TPM Europe intervient également sur les marchés du transport et du stockage (physique ou virtuel) du gaz naturel ainsi que sur les marchés des options, ce qui lui permet de disposer d'une gamme étendue d'instruments lui permettant de répondre au mieux aux besoins de flexibilité des centrales électriques.

Actuellement, une part significative du marché du gaz naturel en Europe est toujours liée au cours du brut et des produits pétroliers (Brent/WTI, paniers de bruts, fractions lourdes, fractions légères et distillats) à travers des mécanismes d'indexation. Par conséquent, TPM Europe dispose d'un service complet de négociation dédié aux produits pétroliers qui permet aux équipes de gestion de portefeuille d'avoir accès à une gamme étendue de produits.

Produits verts et droits d'émissions

TPM Europe a été l'un des premiers à proposer une gamme étendue de produits et de services sur les marchés des énergies vertes et renouvelables.

TPM Europe aide les fournisseurs, les producteurs et les traders à gérer de façon optimale leurs besoins, les risques et les opportunités d'un point de vue environnemental tout en procédant à des arbitrages tenant compte de l'évolution des prix à terme des EUA (droits d'émission européens) et des CER (certificats de réduction d'émission). TPM Europe s'intéresse actuellement en priorité aux marchés néerlandais et belge des garanties d'origine (électricité verte) ainsi qu'à l'*European Emission Trading Scheme* (marché européen d'échange de droits d'émission). TPM Europe intervient également sur d'autres marchés locaux de certificats verts et sur le marché néerlandais d'échange de droits d'émission de NOx (oxyde d'azote).

Charbon, fret et produits de la biomasse

TPM Europe intervient à l'échelle mondiale sur les marchés physiques et financiers du charbon et du fret. Il négocie des produits financiers rattachés aux indices charbon tels que API2, API4 et Newcastle. TPM Europe négocie également des contrats FFA (contrats à terme de livraison de fret) sur la base d'indices du prix du transport du fret sec tels que les indices CS4TC et PM4TC.

TPM Europe est l'un des principaux intervenants sur les places de marché d'échange physique de charbon de la zone ARA (Amsterdam, Rotterdam, Anvers) et de Richard's Bay (Afrique du Sud) où il contribue activement à la détermination des indices de prix API2 et API4. TPM Europe se charge des opérations d'approvisionnement, de transport et de livraison de charbon pour des centrales électriques implantées en Belgique, aux Pays-Bas et en Allemagne.

Grâce à son savoir-faire dans le secteur du charbon, du fret et de la logistique, TPM Europe est en mesure d'assurer le transport et la livraison de cargaisons de charbon destinées à divers utilisateurs finaux et sociétés affiliées répartis dans le monde entier.

C'est aussi le plus important acheteur mondial de granulés de bois à usage industriel. Il expédie ces granulés à partir de différentes sources d'approvisionnement dans le monde, pour les amener dans la zone ARA d'où ils sont ensuite transportés pour être livrés à des centrales électriques implantées en Belgique, aux Pays-Bas et en Allemagne.

2.1 ORGANISATION DES ACTIVITÉS ET DESCRIPTION DES BRANCHES

Produits multi-commodités

Afin d'optimiser et de gérer les marges opérationnelles des centrales au gaz et au charbon, TPM Europe est devenu un expert des produits multi-commodités du fait de sa forte présence sur le terrain européen des *spark spreads* et *dark spreads*.

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. Le respect des limites de risques, telles qu'elles sont définies dans la politique de gestion des risques des activités de trading, fait l'objet d'un suivi quotidien. Le risque de marché est généralement évalué sur la base d'un calcul de VaR (*Value at Risk*) complété par l'application de limites volumétriques, de limites de conservation et de stress tests.

Un processus dit « d'approbation des nouveaux produits » doit être mené jusqu'à son terme avant qu'un nouveau produit puisse faire partie du portefeuille de trading. Le comité de suivi des risques analyse régulièrement les activités de trading ainsi que les demandes visant à mettre en place de nouvelles activités.

Une politique de gestion des risques de crédit définit le processus d'évaluation du degré de solvabilité en fixant des plafonds de crédit et en suivant le niveau global d'exposition au risque de crédit. Les équipes en charge du contrôle du risque crédit ont pour mission d'évaluer les partenaires avec lesquels TPM Europe est engagé et de fixer les plafonds de crédit individuels. TPM Europe prend de nombreuses dispositions pour limiter les risques de crédit comme les conventions de compensation, les conventions de nantissement, les accords de compensation, les garanties des maisons mères, etc. Les plafonds de crédit et le niveau d'exposition sont systématiquement passés en revue et validés lors de chaque réunion du Comité de Suivi des Risques.

Aux États-Unis, les activités de trading énergétique menées par les entreprises de GDF SUEZ Énergie Amérique du Nord (GSENA) consistent à assurer la gestion intégrée des risques liés aux prix de gros des produits de base sur l'ensemble du portefeuille d'actifs intervenant dans la production d'électricité, le GNL et les contrats d'électricité au détail de GSENA. GSENA gère ses activités de couverture aux États-Unis via sa filiale GDF SUEZ Energy Marketing NA, son entité de trading et de gestion de portefeuille.

2.1.2.4 Chiffres clés

Globalement, les activités de la branche Énergie Europe & International ont généré un chiffre d'affaires de près de 31 770 millions d'euros en 2010 pour un effectif total de 35 862⁽¹⁾ employés au mois de décembre 2010.

En millions d'euros	2010	2009	Variation brute (en %)
Chiffre d'affaires	31 770	28 350	+ 12,1%
EBITDA	5 831	5 027	+ 16,0%

Chiffres clés opérationnels*	Benelux & Allemagne	Europe	Amérique du Nord	Amérique Latine	Moyen-Orient, Asie & Afrique
Capacités en service (en GW)	19,2	15	7,4	10,6	15,7
Capacités en construction (en GW)	1,5	0,3	0,7	5,8	8,3
Production d'électricité (en TWh)	92	50	27	55	69
Ventes d'électricité (en TWh)	131	54	60	49	26
Vente de gaz (en TWh)	90	113	63	13	1

* Toutes les informations reflètent la situation au 31 décembre 2010. Les capacités installées sont calculées à 100% ; les chiffres relatifs aux ventes sont consolidés conformément aux règles comptables.

(1) Nombre total des employés des sociétés en intégration globale ou proportionnelle ou mises en équivalence.

2.1.2.5 Faits marquants en 2010

Janvier : GDF SUEZ et Codelco annoncent le regroupement dans une seule et même entité, baptisée E-CL, de tous les actifs de production d'électricité qu'elles détiennent dans le réseau électrique nord du Chili, ainsi que de leurs activités dans le domaine du transport du gaz et de regazéification.

Février : GDF SUEZ annonce qu'il porte à 58,54% sa participation dans la centrale américaine d'Astoria I située à New York.

Mars : l'équipe d'inspection de l'Agence Internationale de l'Énergie Atomique (AIEA) a effectué une inspection en profondeur des unités 1 et 2 de la centrale nucléaire de Doel, en Belgique, et a reconnu que la sécurité y était une priorité et que des efforts y étaient faits en permanence pour optimiser la sécurité et la fiabilité des installations. Aussi, les conclusions générales de cette inspection sont en ligne avec celles faites lors de l'inspection effectuée auparavant sur le site de la centrale nucléaire de Tihange.

Mars : GDF SUEZ Energy Resources North America annonce son intention d'entrer en 2011 sur quatre nouveaux marchés de la vente d'électricité au détail, en Pennsylvanie, aux États-Unis.

Avril : le terminal de regazéification de Mejillones, au Chili, a commencé à livrer quotidiennement deux millions de mètres cubes de GNL regazéifié à quatre sociétés minières majeures dans le nord du Chili ainsi qu'aux sociétés de production E-CL et Gas Atacama. Un réservoir de GNL d'une capacité de 175 000 m³, dont la construction sera terminée d'ici 2013, viendra compléter ce terminal.

Mai : GDF SUEZ est chargé de la construction et de l'exploitation de Barka 3 et Sohar 2, deux nouveaux projets indépendants de production d'électricité dans le Sultanat d'Oman. Le financement de ces deux projets a été bouclé en septembre.

Juin : GDF SUEZ et ses partenaires annoncent le lancement de la construction du projet IPP de Riyadh situé à environ 125 km à l'ouest de la capitale de l'Arabie Saoudite.

Juillet : GDF SUEZ pose en Pologne la première pierre de la plus importante centrale électrique au monde entièrement alimentée par de la biomasse.

Juillet : GDF SUEZ confirme des investissements de 600 millions de dollars au Pérou, avec la construction d'une nouvelle centrale hydroélectrique à Quitaracsca et la conversion de la centrale thermique de ChilcaUno en une centrale à cycle combiné.

Août : GDF SUEZ et International Power annoncent le rapprochement de GDF SUEZ Énergie International⁽¹⁾ et d'International Power, créant le leader mondial de la production indépendante d'électricité. Le *closing* de cette transaction a eu lieu le 3 février 2011 (voir en 2.1.2.6).

Octobre : Electrabel lance la mise en exploitation commerciale de sa nouvelle centrale Maxima, aux Pays-Bas. Cette centrale comprend deux unités TGV (Turbine Gaz Vapeur) ultramodernes de 435 MW chacune qui offrent un rendement de presque 60%. Elle produira assez d'électricité pour répondre aux besoins d'environ 1,6 million de foyers.

Novembre : le consortium réunissant GDF SUEZ, Iberdrola et SSE fonde une coentreprise baptisée NuGen dont l'ambition est de développer dans le comté de Cumbrie, au nord-ouest de l'Angleterre, une centrale nucléaire de nouvelle génération d'une puissance pouvant atteindre 3,6 GW.

2.1.2.6 Création d'International Power Élargi

La prise de contrôle du groupe International Power (« International Power ») par le Groupe GDF SUEZ, annoncée publiquement le 10 août 2010, est devenue effective le 3 février 2011, date à laquelle les dernières conditions suspensives prévues au Traité d'Apport (« *Merger Deed* ») du 13 octobre 2010 ont été levées et après approbation de l'Assemblée Générale d'International Power le 16 décembre 2010. Les différentes autorisations réglementaires requises ont été obtenues. Le prospectus de cette opération et toute la documentation associée sont disponibles sur gdfsuez.com. Pour le détail des modalités de prise de contrôle, voir aussi dans le présent Document de Référence, note aux comptes n°27 « Événements postérieurs à la clôture ».

Le rapprochement de GDF SUEZ Énergie International⁽¹⁾ et d'International Power aboutit à la création du leader mondial de la production indépendante d'électricité au périmètre élargi constitué des actifs d'International Power et de GDF SUEZ Énergie International. À l'issue du rapprochement, GDF SUEZ détient 70% des droits de vote d'International Power Élargi⁽²⁾, coté à la Bourse de Londres. Les actionnaires d'International Power (à l'exclusion des titulaires de nouvelles actions ordinaires) ont reçu un dividende exceptionnel de 92 pence par action. GDF SUEZ Énergie International a été transféré à International Power avec 6,5 milliards d'euros (5,6 milliards de livres)⁽³⁾ de dette nette (situation au 31 décembre 2010)⁽⁴⁾. Après finalisation de la transaction, le nouvel ensemble fait partie de la branche Énergie Europe & International dans l'organisation du Groupe GDF SUEZ.

(1) GDF SUEZ Énergie International est défini comme l'ensemble des actifs de la branche Énergie Europe & International hors d'Europe ainsi que certains actifs au Royaume-Uni et en Turquie.

(2) International Power Élargi est défini comme l'entité résultant du rapprochement entre GDF SUEZ Énergie International et International Power.

(3) Dont IAS 39.

(4) Comptes combinés audités 2010 de GDF SUEZ Énergie International.

2.1 ORGANISATION DES ACTIVITÉS ET DESCRIPTION DES BRANCHES

Cette opération renforce de manière substantielle la position stratégique de GDF SUEZ via la création du leader mondial de la production indépendante d'électricité, fort de plus de 70 GW⁽¹⁾ de capacités de production brute en exploitation et 17 GW de capacités (calculées à 100%) supplémentaires de projets engagés.

International Power Élargi sera le leader sur des marchés majeurs (Amérique Latine, Asie, Australie et Moyen-Orient), avec des positions renforcées sur des marchés en fort développement. International Power Élargi présentera un profil de croissance attractif, compte tenu de son portefeuille de production équilibré, de son mix énergétique diversifié (forte présence dans l'hydro-électricité), de la variété de ses types de contrats (63% de production contractée) et de son important portefeuille de projets engagés. Cette position sera également renforcée par les synergies financières et opérationnelles générées par le rapprochement, ainsi que par la robustesse de la structure financière et l'accès amélioré au financement.

International Power est un producteur indépendant d'électricité de premier plan, avec 35,4 GW de capacité (à 100%) en exploitation et 2,5 GW de capacité (idem) en construction. International Power possède plus de 50 centrales réparties dans cinq régions - Amérique du Nord, Europe, Moyen-Orient, Australie et Asie. Il dispose d'un portefeuille de nouveaux projets sur ses marchés, en particulier en Asie, au Moyen-Orient et en Afrique du Nord. International Power dispose d'un profil financier robuste (4,4 milliards d'euros de chiffre d'affaires et 1,4 milliard d'euros d'EBITDA⁽²⁾ en 2010).

GDF SUEZ Énergie International est un producteur indépendant d'électricité de premier plan. Il exploite 35,8 GW (à 100%) de capacité de production brute et dispose de positions fortes dans quatre régions principales : Amérique du Nord, Amérique Latine, Moyen-Orient et Asie. L'entreprise est, aux États-Unis, un important commercialisateur d'électricité auprès des sociétés industrielles et commerciales, ainsi qu'un importateur majeur de GNL (terminaux de regazéification d'Everett et de Neptune LNG). Elle possède un portefeuille équilibré en termes d'actifs, de présence géographique, de mix énergétique (forte présence dans l'hydroélectricité) et de types de contrat / environnement réglementaire (75% de la production contractée au 31 décembre 2010). GDF SUEZ Énergie International offre des perspectives de croissance attrayantes grâce à un important portefeuille de projets engagés (14,7 GW) incluant Estreito et Jirau au Brésil ainsi que Ras Laffan C, Barka 3/Sohar 2 et Riyadh PP11 au Moyen-Orient. En 2010, GDF SUEZ Énergie International

a réalisé 11,4 milliards d'euros de chiffre d'affaires et 2,6 milliards d'euros d'EBITDA.

Le *Relationship Agreement* conclu entre Electrabel, GDF SUEZ et International Power régit les relations entre GDF SUEZ et International Power Élargi, ainsi que la gouvernance d'International Power Élargi. International Power Élargi sera la plate-forme de développement de GDF SUEZ dans le domaine de la production électrique dans le monde hors Europe Continentale. Par ailleurs, les parties ont conclu un accord de non-concurrence applicable à l'Europe Continentale. Enfin, International Power Élargi développera ses activités existantes dans le GNL en aval au Chili et aux États-Unis, et les activités nucléaires ainsi que les futures activités dans l'amont, le midstream gazier et les autres activités GNL seront exclusivement développées par GDF SUEZ.

La transaction est créatrice de valeur, relative au niveau du Bénéfice Par Action (BPA) dès la première année. Le Groupe accroît sa présence internationale dans des régions à plus forte croissance tout en maintenant sa flexibilité financière. International Power Élargi sera comptabilisé en intégration globale dans les comptes de GDF SUEZ, avec effet au 3 février 2011. Les synergies annualisées complémentaires avant impôt sont de 70 millions d'euros au niveau de GDF SUEZ.

Cette opération, véritablement structurante pour GDF SUEZ, concrétise sa stratégie de développement de long terme, fondée sur les partenariats industriels, les équilibres de ses outils de production ainsi que son positionnement unique dans l'électricité, le gaz et les services. Elle renforce le leadership mondial de GDF SUEZ dans le secteur des services aux collectivités (*utilities*). Le Groupe devient ainsi le numéro 1 mondial du secteur en termes de chiffre d'affaires avec plus de 89 milliards d'euros en 2009, ainsi que la 1^{re} *utility* en Europe en termes de volumes de gaz gérés (plus de 1 300 TWh).

Enfin, ce rapprochement permet d'accélérer fortement le développement industriel de GDF SUEZ, et d'atteindre ses objectifs de développement avec trois ans d'avance. Le Groupe porte ainsi son parc de production à plus de 100 000 MW en exploitation, une puissance qui sera de 130 000 MW d'ici trois ans après la mise en service des projets actuellement en construction.

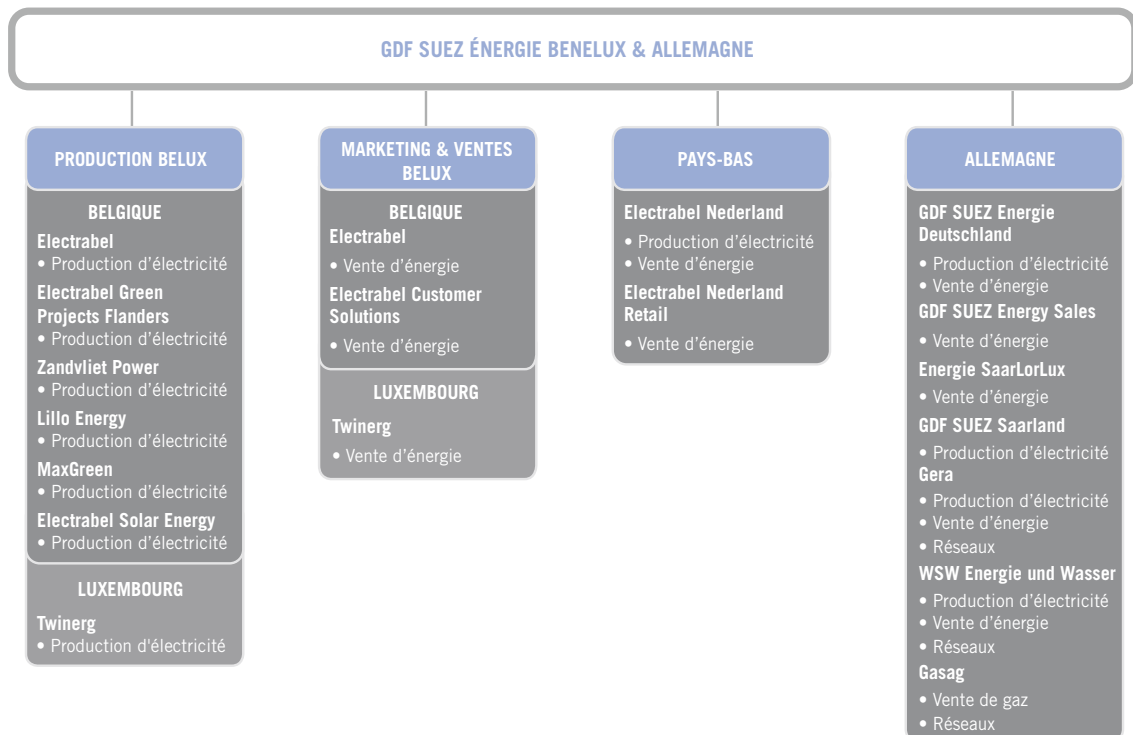
(1) Capacité installée brute de GDF SUEZ Énergie International au 31/12/2010 ; capacité brute d'International Power au 31/12/2010 ; centrale électrique Al Hidd (c. 1GW) détenue conjointement par GDF SUEZ Énergie International (30%) et International Power (40%).

(2) Les données financières 2010 d'International Power ont été retraitées afin de présenter des chiffres déterminés conformément aux principes comptables et principes de présentation du Groupe GDF SUEZ.

2.1.2.7 GDF SUEZ Énergie Benelux & Allemagne

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 11 535 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 de Coe (d'une capacité de 1 164 MW). En 2010, Electrabel a mis en service à Gand, sur le site de l'aciérie d'ArcelorMittal, une nouvelle centrale baptisée « Knippegroen », alimentée par les gaz des hauts fourneaux de l'aciérie. L'entreprise a également mis en service plusieurs centrales de cogénération et des installations basées sur l'énergie renouvelable, principalement dans le cadre de partenariats avec des clients industriels. Le remplacement des générateurs de vapeur de la centrale nucléaire de Doel 1 a permis d'augmenter sa capacité d'environ 40 MW.

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 3,3 millions de clients en électricité et 1,8 million de clients en gaz.

2.1 ORGANISATION DES ACTIVITÉS ET DESCRIPTION DES BRANCHES

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 2010, notamment en développant de nombreuses installations à base d'énergie renouvelable et en faisant la promotion de VertPlus, une offre d'énergie électrique produite en Belgique, entièrement issue d'énergies renouvelables. Electrabel est désormais le premier fournisseur d'électricité « verte » de Belgique et le plus grand producteur d'énergie « verte » avec une capacité installée de 459 MW.

Electrabel a lancé en octobre 2010 une campagne de grande envergure 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 externe est basée sur cinq engagements concrets de l'entreprise vis-à-vis de sa clientèle de particuliers et de professionnels et s'appuie en interne sur le slogan « *We care* » destiné à mobiliser les équipes autour des cinq engagements suivants : apporter une réponse en une minute au maximum – réduire les démarches administratives – résoudre un problème dès le premier contact – aider les personnes à utiliser l'énergie d'une manière plus intelligente – tenir compte des opinions.

L'entreprise s'est également focalisée sur la qualité du service offert à sa clientèle d'entreprises, notamment dans les trois domaines suivants : la mise à disposition d'experts au service des clients ; la sécurité d'approvisionnement ; l'accessibilité des informations et le service sur mesure.

En octobre 2009, GDF SUEZ a conclu un accord avec l'État belge par lequel l'un et l'autre affichent leur volonté partagée de voir le Groupe continuer à opérer en Belgique dans un cadre légal stable et à long terme. Les éléments principaux de cet accord sont les suivants :

- le Conseil des ministres belge s'est engagé à revoir la législation de façon à permettre la prolongation de 10 ans de la durée d'exploitation des unités nucléaires Doel 1, Doel 2 et Tihange 1 (la faisant ainsi passer de 40 à 50 ans) ;
- les producteurs d'énergie nucléaire se sont engagés, sur la période allant de 2010 à 2014, à contribuer chaque année au budget de l'État à hauteur d'une somme comprise entre 215 et 245 millions d'euros ;
- les producteurs d'énergie nucléaire se sont engagés à lancer un programme d'investissements de 500 millions d'euros dans les énergies renouvelables ;
- d'ici 2015, GDF SUEZ s'est engagé à recruter en Belgique plus de 10 000 personnes, ainsi qu'à progressivement proposer un niveau permanent de 500 postes de formation en alternance dans ses différentes filiales ;
- GDF SUEZ s'est engagé à investir des montants importants dans la recherche, notamment dans le domaine de l'efficacité énergétique et de la capture et du stockage de CO₂, et à dépenser 5 millions d'euros pour apporter son soutien à des institutions de recherche nucléaire ;

- GDF SUEZ s'est engagé à maintenir un niveau d'activité élevé en Belgique et en particulier à y maintenir le siège de sa branche Énergie Europe & International ainsi que celui de Tractebel Engineering.

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, même s'il n'a pas encore été promulgué par la législation belge. C'est dans ce contexte qu'Electrabel s'est acquitté en 2010 de sa contribution (d'un montant de 212,3 millions d'euros) au titre de la taxe sur les activités nucléaires.

Les élections fédérales qui ont eu lieu en 2010 et les difficultés qui s'en sont suivies pour former un nouveau gouvernement ont eu pour conséquence d'accroître le degré d'incertitude autour du cadre législatif en Belgique.

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 2010, d'autres initiatives ont été prises pour mettre en place un marché de l'électricité intrajournalier et transfrontalier, qui devrait devenir un instrument efficace pour couvrir les besoins en réserves de capacités et en équilibrage.

L'implication d'Electrabel dans les activités de distribution a encore été réduite en 2010. Les Gestionnaires de Réseaux de Distribution (GRD) intercommunaux mixtes ont constitué dans chaque région des sociétés totalement indépendantes en charge de l'exploitation des réseaux de distribution d'électricité et de gaz, et Electrabel ne détient désormais qu'une participation minoritaire maximale de 30% dans ces GRD.

La participation d'Electrabel dans Elia, le gestionnaire du réseau national de transport d'électricité, avait déjà été réduite pour être ramenée à 24,35%. Le 30 mars 2010, Elia, Publi-T et Electrabel ont conclu un accord portant sur les conditions d'une nouvelle diminution de la participation d'Electrabel dans le capital d'Elia. Dans le cadre de cet accord, Electrabel a vendu à Publi-T 12,5% qu'il détenait dans le capital d'Elia, pour un montant total d'environ 160 millions d'euros, le solde de sa participation, soit 11,85% du capital, étant vendu à des investisseurs institutionnels, ce qui a porté à 52,10% la part que représente le flottant dans le capital d'Elia.

Le Groupe a également achevé en 2010 son retrait total du capital de Fluxys, le gestionnaire du réseau national de transport de gaz. Le 23 mars 2010, le Groupe et Publigas sont parvenus à un accord aux termes duquel ce dernier acceptait de racheter à Electrabel le solde de sa participation dans Fluxys (soit 38,50% du capital) pour un montant total de 636 millions d'euros. Avec cette transaction,

2.1 ORGANISATION DES ACTIVITÉS ET DESCRIPTION DES BRANCHES

la participation de Publigas dans le capital de Fluxys est montée à 89,97%, tandis que le flottant est resté à 10,03%.

L'accord prévoyait également le transfert à Fluxys de la participation détenue par Electrabel dans Fluxys LNG et la cession à une filiale de Fluxys de sa participation dans l'Interconnector. Enfin, GDF SUEZ est à présent totalement libéré des garanties accordées à Fluxys en juin 2008 pour ses activités de transit, dès lors que Fluxys a racheté Distrigas & Co. C'est désormais à Publigas d'assumer ces garanties.

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 fournit également de l'électricité et du gaz sur le marché de détail.

En juillet 2010, Electrabel Nederland a achevé la construction de Maxima, sa nouvelle centrale au gaz (de 870 MW) située à Flevo, et a continué la construction, près de Rotterdam, de sa nouvelle centrale charbon/biomasse de 800 MW (qui sera prête à être équipée d'un dispositif de capture et de stockage du CO₂). Electrabel a également créé une filiale commune avec E.ON dans le but de réaliser un projet de démonstration à grande échelle destiné à la capture du CO₂ sur le site de la nouvelle centrale au charbon d'E.ON située à Rotterdam. Ce projet s'est fixé comme ambition de capturer chaque année 1,1 million de tonnes de dioxyde de carbone, qui seront acheminées vers un champ gazier dépleted de la Mer du Nord pour y être stockées définitivement. Ce projet a été sélectionné pour bénéficier d'un cofinancement dans le cadre du Programme Énergétique Européen pour la Relance, et recevra un financement complémentaire au niveau national.

En mars 2010, une nouvelle installation permettant d'utiliser jusqu'à 25% de biomasse en co-combustion avec du charbon a été mise en service par Electrabel dans sa centrale au charbon de Gelderland (d'une puissance de 590 MW).

Au travers de sa participation dans l'association « *Vereniging Energie Nederland* », Electrabel est activement impliqué, directement ou indirectement, 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 2010 ont été les suivants : la mise en place d'un nouveau modèle de marché de détail lié au déploiement à grande échelle des compteurs intelligents ; la gestion des congestions et en particulier l'impact de la priorité d'accès au réseau accordée aux énergies renouvelables par rapport aux centrales conventionnelles ; l'intégration au niveau supranational des marchés de gros du gaz et de l'électricité ; le nouveau régime d'équilibrage au niveau du gaz ; et enfin la politique et le plan d'action national en faveur des énergies renouvelables.

La séparation légalement imposée des activités de distribution et de fourniture des sociétés verticalement intégrées Nuon et Essent, ainsi que l'acquisition de leurs actifs dans le domaine de la fourniture par Vattenfall et RWE, respectivement, ont sensiblement modifié le paysage concurrentiel, non seulement aux Pays-Bas mais également en Belgique, où ces deux sociétés sont en concurrence avec Electrabel sur les segments du marché de détail.

La loi néerlandaise sur la séparation des actifs a été mise en échec par deux sociétés qui sont encore intégrées (Eneco et Delta), mais le gouvernement a annoncé qu'il allait interjeter appel contre la décision de justice correspondante.

Allemagne

En Allemagne, le Groupe intervient dans le secteur de l'énergie par le biais de sa filiale GDF SUEZ Energie Deutschland AG.

Au cours de l'année 2010, le Groupe a réussi à intégrer dans son portefeuille les trois centrales qu'il avait acquises à la suite d'un contrat d'échange conclu avec E.ON en novembre 2009. Sa capacité de production d'électricité en Allemagne est désormais de 2 456 MW ; elle se répartit entre ses centrales au charbon représentant au total une capacité de 799 MW, sa capacité hydroélectrique de 132 MW, ses droits de tirage d'énergie nucléaire d'environ 700 MW et sa capacité de cogénération au gaz de 91 MW. La partie restante de sa capacité de production provient de ses droits de tirage dans des centrales de cogénération situées à Wuppertal et à Gera ainsi qu'en Sarre.

GDF SUEZ détiendra une capacité de production de 416 MW dans la nouvelle centrale au charbon pulvérisé, d'une capacité de 731 MW, en construction à Wilhelmshaven et qui sera prête à être équipée d'un dispositif de capture de CO₂. Une grande partie des ouvrages de génie civil était achevée à la fin 2010. L'entreprise investit également dans la rénovation de sa centrale de Römerbrücke, à Sarrebrück. Au cours du premier trimestre de 2011, une nouvelle turbine à vapeur plus performante et un nouveau poste à haute tension de 10 kV remplaceront les anciennes installations.

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, et notamment dans Energieversorgung Gera GmbH et Kraftwerke Gera GmbH, Energie SaarLorLux AG, WSW Energie & Wasser AG et GASAG Berliner Gaswerke AG. Les activités de vente d'électricité et de gaz en direction du segment des grandes entreprises ont été intégrées par la création en 2010 de GDF SUEZ Energy Sales GmbH.

Au mois d'octobre, le gouvernement allemand a adopté une position sur l'énergie marquant la transition vers une « ère placée sous le signe des énergies renouvelables » et constituant l'objectif global de la politique énergétique allemande. L'un des aspects majeurs de cette nouvelle politique énergétique est l'attribution de quotas de production supplémentaires aux centrales nucléaires. Ces quotas correspondent à un rallongement de leur durée d'exploitation de 12 ans en moyenne. À cela s'ajoute l'introduction de taxes d'un montant de 30 milliards d'euros que les entreprises concernées devront payer en contrepartie de ce rallongement. L'impact de cette mesure sur le marché sera limité en 2011 et 2012 dans la mesure où, durant cette période, seul un nombre restreint de centrales devront avoir recours à ces quotas de production supplémentaires. Il existe toutefois sur le plan réglementaire un sérieux risque de remise en question de cette décision de rallongement de la durée de vie des centrales nucléaires, laquelle décision pourrait être révisée à la suite d'élections fédérales ou d'une décision de la Cour constitutionnelle.

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.

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 la fin de l'année 2010, l'entreprise fournit également des services de chaleur à la région de Belval.

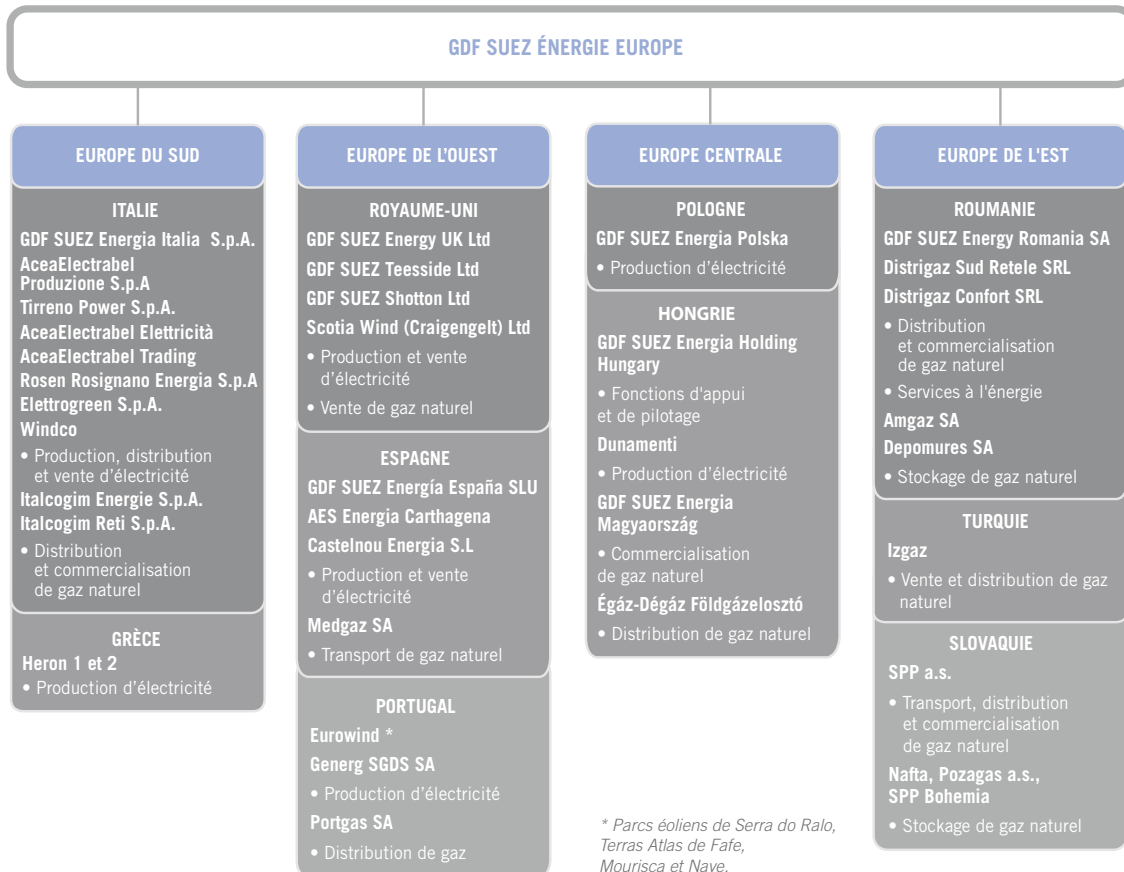
2.1.2.8 GDF SUEZ Énergie Europe

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. GDF SUEZ Énergie Europe 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 les quatre zones géographiques suivantes, connues sous le nom de « *Lead OpCos* » :

- Europe du Sud : Italie et Grèce ;
- Europe de l'Ouest : Royaume-Uni, Espagne et Portugal ;
- Europe Centrale : Pologne et Hongrie ;
- Europe de l'Est : Roumanie, Slovaquie et Turquie (pour le gaz uniquement).



2.1 ORGANISATION DES ACTIVITÉS ET DESCRIPTION DES BRANCHES

La stratégie de GDF SUEZ Énergie Europe consiste à conjuguer croissance et la création de valeur. 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, Royaume-Uni, etc.). 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 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⁽¹⁾ en 2010, GDF SUEZ se classait :

- 3^e opérateur dans la vente du gaz aux clients finaux (à l'exclusion des sociétés de production d'électricité),
- 5^e opérateur dans la distribution de gaz,
- 6^e producteur d'électricité en termes de capacités⁽²⁾.

La plupart des activités de production et de vente d'électricité sont conduites en partenariat avec la société ACEA dans laquelle la municipalité de Rome détient une participation majoritaire. Dans le cadre de ce partenariat :

- les activités de production d'électricité sont conduites par :
 - AceaElectrabel Produzione Group (AEP) : centrales thermiques, hydrauliques et éoliennes représentant une capacité totale installée de 1 516 MW,
 - Tirreno Power S.p.A. : 3 centrales thermiques et 18 centrales hydroélectriques représentant une capacité totale installée de 3 263 MW ;
- les activités de vente d'électricité au détail sont conduites par AceaElectrabel Elettricità (AEE). En 2010, AEE comptait environ 1,4 million de clients pour l'électricité, principalement à Rome. AEE détient également des participations dans quatre sociétés régionales d'électricité ;
- les activités d'optimisation et de gestion de portefeuille, ainsi que les transactions en gros d'énergie sont conduites par AceaElectrabel Trading (AET).

En septembre 2010, GDF SUEZ et ACEA ont conclu un accord préliminaire sur la réorganisation de leur partenariat en Italie. Cet accord permettra aux deux entreprises de se concentrer sur leurs principales activités stratégiques ainsi que sur leur développement, tout en maintenant leur partenariat dans le secteur de l'eau. L'accord final a été signé le 17 décembre 2010 et sa conclusion devrait intervenir fin février 2011.

À l'issue de cette transaction, ACEA aura le plein contrôle sur les activités de vente à Rome (AceaElectrabel Elettricità) et sur les deux centrales situées dans cette ville (Tor di Valle, Montemartini)

ainsi que sur les actifs hydroélectriques actuellement détenus par AceaElectrabel Produzione. ACEA bénéficiera également d'une option lui permettant de signer avec GDF SUEZ un contrat de fourniture d'électricité de 5 TWh par an (jusqu'au 30 septembre 2016). GDF SUEZ conservera la majeure partie des activités de production et de trading d'électricité qu'elle détient actuellement dans le cadre d'une coentreprise. GDF SUEZ portera également de 35% à 50% sa participation dans Tirreno Power. À l'issue de cette réorganisation, GDF SUEZ augmentera sa capacité totale nette installée en Italie en la faisant passer de 3 700 MW à 4 400 MW, pour une production électrique totale de 21,9 TWh.

En dehors de l'accord conclu avec ACEA, GDF SUEZ détient :

- Rosen S.p.A., une centrale de cogénération au gaz naturel, d'une capacité de 356 MW, dans laquelle Solvay détient une participation minoritaire ;
- une participation majoritaire dans Elettrogreen, une société de trading spécialisée dans les produits liés à l'environnement, comme les certificats verts et blancs et les quotas de CO₂ ;
- une capacité de production électrique virtuelle (VPP) de 1 100 MW souscrite auprès d'Eni, structurée sur le modèle de centrales au gaz à cycle combiné pour une période de 20 ans. Le contrat a pris effet à compter du 1^{er} janvier 2009.
- Windco, une ferme éolienne de 66 MW, implantée en Sicile et détenue à 100% par GDF SUEZ Energia Italia.

GDF SUEZ intervient également en Italie dans le secteur de la distribution et de la vente de gaz naturel. Italcogim Reti SpA, rebaptisée G6 Rete Gas à compter du 1^{er} janvier 2011, est présente dans le secteur de la distribution de gaz, au travers de 472 concessions réparties sur l'ensemble du territoire italien qui représentent un réseau de 15 250 km. La société Italcogim Energie SpA quant à elle intervient traditionnellement dans la vente de gaz naturel et s'est développée tout récemment dans la vente d'électricité. Elle compte un million de clients.

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). Ce partenariat concerne deux centrales au gaz, Heron I et Heron II, situées à Viotia. Heron I, première centrale électrique privée de Grèce, 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 et a obtenu sa licence d'exploitation en novembre 2010.

Europe de l'Ouest

Royaume-Uni

GDF SUEZ Energy UK produit de l'électricité et vend de l'énergie à une clientèle d'entreprises industrielles et commerciales. Les principales centrales électriques du Groupe sont celles de Teesside, d'une capacité de 1 875 MW, qui est, pour l'heure, la plus puissante centrale à cycle combiné d'Europe, celle de Shotton, une centrale

(1) Sources : Rapport annuel de l'AEEG (autorité de régulation nationale) publié en juillet 2010 ; analyse interne.

(2) Sur la base des hypothèses de consolidation suivantes : AceaElectrabel Produzione à 100%, droits de tirage à 100%, Tirreno Power à 50%.

2.1 ORGANISATION DES ACTIVITÉS ET DESCRIPTION DES BRANCHES

de cogénération à cycle combiné, d'une capacité de 210 MW, et une ferme éolienne de 20 MW, située dans le centre de l'Écosse, qui est entrée en service au cours du premier semestre de 2010.

En octobre 2009, un consortium regroupant GDF SUEZ SA, Iberdrola SA et Scottish and Southern Energy Plc (SSE) s'est assuré une option d'achat auprès de la Nuclear Decommissioning Authority (NDA) 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).

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 13 MW de capacité en énergie solaire.

GDF SUEZ 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 774 MW. Par l'intermédiaire d'AES Energia Cartagena, que le Groupe détient à la hauteur de 26%, il possède également une centrale à cycle combiné de 1 199 MW. Dans le cadre d'un contrat de façonnage (*tolling*), 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.

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 centrale

Pologne

En Pologne, le Groupe exploite la centrale à co-combustion de charbon et de biomasse de Polaniec, d'une capacité de 1 657 MW. La centrale a récemment investi dans une installation de désulfuration des fumées. En 2010, la centrale de Polaniec a produit 8 TWh d'électricité, dont 0,7 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. Il est également actif dans les services liés à l'énergie, le trading de combustibles, la cogénération industrielle et l'outsourcing énergétique.

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 co-combustion de Polaniec. Après sa mise en service, prévue pour la fin de 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 20 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) et celui de Pagow (51 MW) qui devraient respectivement entrer en service en 2011 et 2012.

Hongrie

En Hongrie, GDF SUEZ détient une participation majoritaire dans la centrale de Dunamenti qui dispose d'une capacité électrique totale de 1 676 MW et qui fonctionne principalement au gaz naturel. Cette centrale est l'un des plus grands sites de production électrique conventionnelle de Hongrie en termes de capacité installée. Elle est actuellement en phase de rénovation partielle de ses installations afin d'en augmenter la puissance.

GDF SUEZ Energy Hungary exerce aussi des activités de commercialisation et de distribution de gaz naturel. Au 31 décembre 2010, l'entreprise alimentait 717 000 clients répartis dans plus de 650 communes au travers d'un réseau de 22 940 km. La société GDF SUEZ Energia Holding Hungary S.A. a été créée en 2010 afin de soutenir et d'harmoniser l'activité du Groupe dans ces différents domaines.

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 2010, 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 16 600 kilomètres. Elle est également présente dans le secteur des services énergétiques, par la société affiliée Distrigaz Confort qui a fourni 304 000 clients en 2010.

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 350 millions de mètres cubes.

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 71 milliards de m³ en 2010. SPP Distribucia, 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 2010 au travers d'un réseau de 32 730 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. La participation de SPP au capital de SPP Bohemia est passée de 50% à 100% en 2010.

Turquie

GDF SUEZ détient une participation de 90% dans Izgaz, le troisième distributeur de gaz naturel en Turquie. Izgaz distribue et commercialise du gaz naturel à quelque 200 000 clients résidentiels, tertiaires et industriels de la région de Kocaeli, à 80 km à l'est d'Istanbul. Les volumes distribués en 2010 au travers d'un réseau de 3 100 km ont été de 18,8 TWh.

Environnement réglementaire

La législation de l'Union européenne s'applique dans tous les pays où GDF SUEZ Énergie Europe est présente, à l'exception de la Turquie.

Pologne – Programme de privatisation

Dans le cadre du Programme de privatisation 2008-2011, les moyens de production d'électricité détenus par l'État polonais sont en cours de privatisation. Afin de faciliter ce processus, plusieurs modifications ont été apportées au dispositif législatif, notamment : plus grandes ouverture et transparence du processus de privatisation ; autorisation de la libre cession des parts et actions détenues par le Trésor au bénéfice des collectivités locales ; autorisation de vente des parts/actions de ces sociétés par le biais de ventes aux enchères publiques ; simplification et réduction de la durée des procédures de privatisation.

Turquie

L'approvisionnement en gaz naturel et la gestion des contrats d'approvisionnement sont assurés par BOTAS, société nationale en

charge du transport du gaz et du pétrole, alors que la distribution du gaz relève de la compétence de sociétés privées ou d'autorités municipales. Baskent Dogalgaz, la seconde plus grande société de distribution de gaz du pays, basée à Ankara, a été privatisée en 2010, tandis que la plus grande, Igdas, qui dessert Istanbul, devrait l'être en 2011.

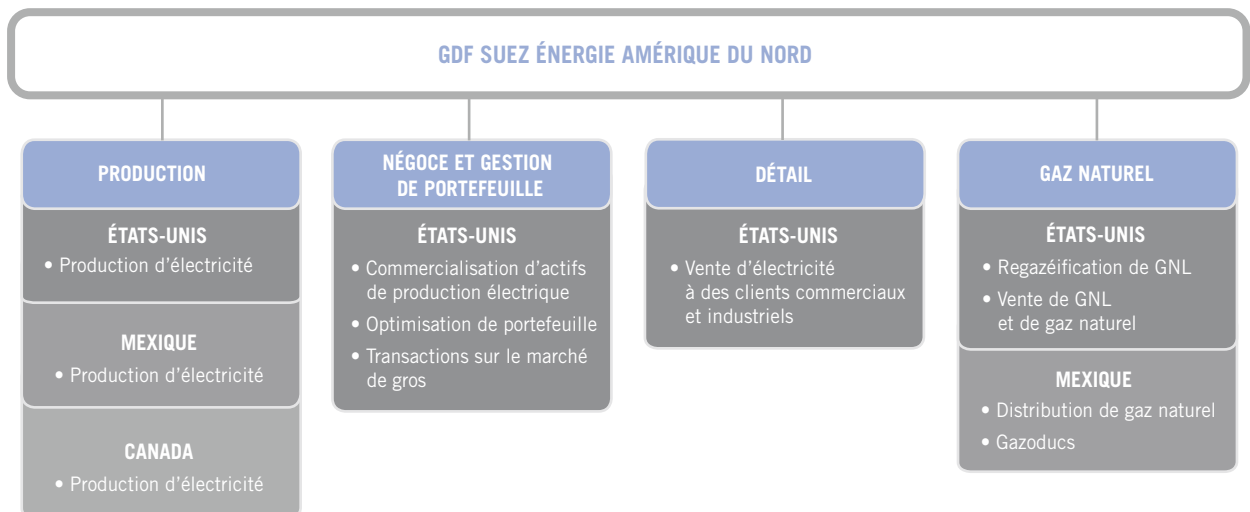
En mai 2001, le Parlement turc a voté une loi libéralisant le marché du gaz. Cette loi, qui vise à mettre un terme au monopole détenu par BOTAS, contient des dispositions qui ouvrent à des sociétés privées le marché de l'importation et de la distribution de gaz. En 2010, cinq sociétés intervenaient en tant qu'importateurs de gaz et elles étaient environ une dizaine à opérer dans le secteur de la fourniture de gaz. Une scission de BOTAS a également été envisagée mais aucune décision n'a encore été prise. De nouvelles lois sur le gaz sont entrées dans la phase finale de leur processus d'approbation, leur objectif étant d'ouvrir encore davantage le marché.

2.1.2.9 GDF SUEZ Énergie Amérique du Nord

GDF SUEZ Énergie Amérique du Nord (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 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.

GSENA est organisé en quatre entités « métiers » qui correspondent aux trois segments de la chaîne de valeur de l'électricité (production, trading et gestion de portefeuille, vente au détail à une clientèle commerciale et industrielle) et au segment du gaz.



2.1 ORGANISATION DES ACTIVITÉS ET DESCRIPTION DES BRANCHES

GSENA possède un ensemble d'actifs en service et en construction représentant 8,0 GW de capacité électrique via un portefeuille de centrales électriques ou de cogénération, des capacités de production de 3 000 tonnes de vapeur par heure et de 42 000 tonnes d'eau réfrigérée par heure. Sur l'ensemble de ces capacités, 1,6 GW provient de l'exploitation de l'énergie éolienne, de l'énergie hydroélectrique et de la biomasse. Les actifs de 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 de regazéification Neptune, situé près de Gloucester, également dans le Massachusetts. Le terminal Neptune est devenu opérationnel au premier trimestre de l'année 2010. 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., GSENA répond aux besoins de clients commerciaux et industriels répartis dans les onze États suivants : Delaware, Texas, Massachusetts, Maine, Maryland, État de New York, New Jersey, Pennsylvanie, Illinois, Connecticut et Washington, D.C.

En tant qu'importateur majeur de GNL aux États-Unis, 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 même des États-Unis et en développant ses ventes en direction d'une clientèle commerciale et industrielle. L'entreprise a aussi l'intention de poursuivre ses efforts visant à faire progresser son activité de vente d'électricité aux clients industriels et tertiaires, 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 *greenfield*, en essayant de bénéficier de différentes mesures gouvernementales incitatives. GSENA est également en train d'achever la construction d'une centrale au gaz dans l'État de New York.

États-Unis

GSENA a son siège à Houston (Texas) et emploie plus de 2 000 personnes. 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. Au cours du premier trimestre de 2010, GSENA a également partiellement mis en service le terminal offshore de regazéification Neptune, situé à 16 km au large 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, dans le Massachusetts. GSENA dispose également sur l'ensemble des États-Unis de capacités de stockage pour 10 milliards de pieds cubes de gaz naturel qu'elle propose à la réservation. GSENA possède, exploite ou a en construction un portefeuille d'actifs constitué de centrales électriques et centrales de cogénération représentant une capacité avoisinant 7,4 GW, ainsi qu'une

production de 2 700 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 à long terme (PPA). Selon le Département américain de l'énergie, GSENA a été en 2008 et 2009 le plus important importateur de GNL aux États-Unis et ses territoires associés s'est maintenu à cette place en 2010.

Avec une capacité de 127 MW, GSENA exploite le troisième portefeuille biomasse d'Amérique du Nord en termes d'installations de production électrique. Sa filiale de vente au détail dessert 60 000 comptes clients avec une charge de pointe estimée à 9 770 MW au total. Dans son rapport du mois d'août 2010, le cabinet de conseil indépendant KEMA l'a classé au deuxième rang des plus importants fournisseurs d'électricité à destination d'une clientèle commerciale et industrielle.

En février 2010, GSENA a porté de 30,45% à 58,54% sa participation dans la centrale à gaz naturel d'Astoria Energy I, d'une capacité de 575 MW, située dans le quartier de Queens à New York, en devenant ainsi l'actionnaire majoritaire. Auparavant, en 2009, le Groupe a signé un accord portant sur l'agrandissement de la centrale existante, aux termes duquel il investira dans la réalisation d'Astoria Energy II, une seconde centrale au gaz naturel qui sera construite sur le même site et qui devrait avoir une capacité de 575 MW. Les filiales de GSENA détiennent une participation de 30% dans Astoria Project Partners II, la société à responsabilité limitée propriétaire de la centrale Astoria Energy II. Le projet, actuellement en cours de réalisation, devrait être terminé en 2011. Il prévoit l'approvisionnement en électricité de la New York Power Authority dans le cadre d'un PPA d'une durée de vingt 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 391 000 clients, et deux sociétés de transport par gazoduc (Mayacan, Bajío). Le Groupe gère également trois cogénérations 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 de GSENA sont organisées autour de la production d'énergie propre, notamment à partir d'un parc de production d'électricité d'origine éolienne de 207 MW situé dans l'est du pays, complété par une centrale au gaz naturel de 112 MW située à Windsor. Au Québec, GDF SUEZ détenait également une participation indirecte dans Gaz Métro, une société de distribution de gaz naturel à tarifs réglementés, qui détient des intérêts dans des gazoducs régionaux, des sites de stockage et des centrales électriques conventionnelles ou alimentées par des sources d'énergie renouvelables. En février 2011, GDF SUEZ a cédé sa participation dans Gaz Métro Inc., à l'occasion de la cession de sa participation dans Noverco Inc.

Cadre réglementaire

Les activités de 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 en 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.

Par ailleurs, le 21 juillet 2010, le *Wall Street Transparency and Accountability Act* de 2010 a été promulgué et, le 1^{er} décembre 2010, la *Commodity Futures Trading Commission* (CFTC) a émis de nouvelles propositions de réglementation des transactions portant sur des produits dérivés. Les réglementations proposées par la CFTC devraient entrer en vigueur en juillet 2011. L'impact précis qu'elles auront sur les activités de 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. Plus d'une douzaine d'États ont déjà introduit un système de libre concurrence sur le marché de la vente d'électricité au détail avec, dans l'État de Pennsylvanie, 4 territoires qui ont ouvert le marché à de nouveaux entrants au début de l'année 2011, du fait de l'arrivée à expiration des plafonds.

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. Au Mexique, les autorités de régulation et les sociétés du secteur du gaz naturel travaillent activement à l'amélioration de l'accès des consommateurs au gaz naturel en substitution du GPL en bouteille. La CFE, la compagnie d'électricité d'État, estime qu'entre 2010 et 2024 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 12,6 GW par un programme IPP.

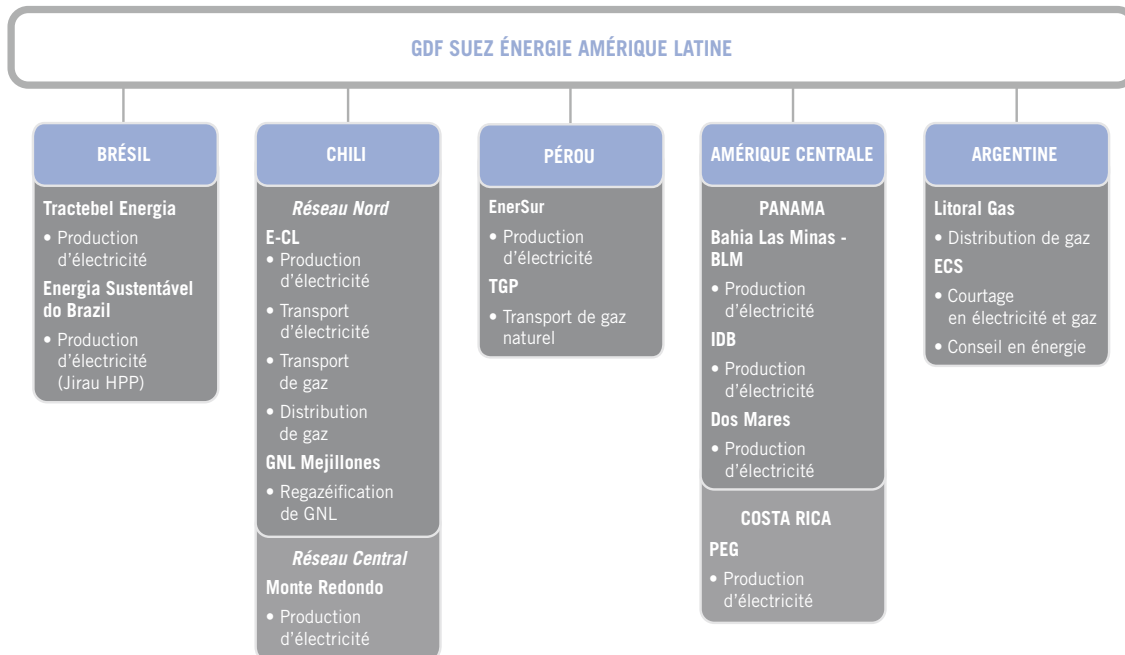
Canada

Au Canada, les politiques et annonces en matière d'énergie, tant au niveau fédéral que provincial, se sont concentrées sur l'abandon progressif des centrales au charbon pour les remplacer par des capacités de production supplémentaires basées sur les sources d'énergie renouvelables ou à faible émission de CO₂. 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. D'autres provinces, comme l'Alberta et la Colombie-Britannique, étudient actuellement la possibilité de mettre en place des dispositifs de tarifs de rachat similaires. En juin 2010, le gouvernement canadien a annoncé qu'il allait établir une réglementation exigeant l'abandon progressif des centrales au charbon, qui serait complétée par de nouvelles normes en matière d'émission de CO₂. Cette réglementation n'inclura pas de mécanismes d'échange, de compensation ou de crédit en matière de droits d'émissions. Le vote de cette réglementation est prévu en 2011.

2.1.2.10 GDF SUEZ Énergie Amérique Latine

GDF SUEZ Énergie Amérique Latine (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.

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



GSELA gère une capacité de production d'électricité supérieure à 10,6 GW, actuellement en service, à laquelle vient s'ajouter une capacité de 5,8 GW en cours de construction.

La stratégie de GSELA consiste à soutenir sa croissance en Amérique Latine en renforçant les solides positions 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.

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

Brésil

Au Brésil, les actifs de production existants de 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 GDF SUEZ Énergie Brésil. TBLE, le plus important producteur indépendant d'électricité du pays, est détenu à 68,71% par GSELA et est coté à la Bourse de Sao Paulo. L'entreprise exploite une capacité installée de 7 437 MW, principalement au moyen de centrales hydroélectriques. Cette capacité représente environ 7% de la capacité totale installée du pays. TBLE commercialise son électricité principalement dans le cadre de contrats bilatéraux conclus avec des distributeurs et des clients industriels. Au cours de l'année 2010, deux nouvelles centrales de TBLE sont devenues opérationnelles. Il s'agit de la centrale d'Areia Branca, une petite centrale hydroélectrique de 20 MW, et de la centrale d'Ibitiúva Energética (anciennement dénommée Andrade) d'une capacité de

33 MW qui est alimentée par de la bagasse de canne à sucre et qui a été développée en partenariat avec un producteur local d'éthanol et de canne à sucre. TBLE détient également une participation de 40,07% dans la centrale hydroélectrique d'Estreito, d'une capacité de 1 087 MW, qui est en cours de construction au Brésil. Cette participation lui assure une capacité de production de 256 MW qui a déjà été vendue dans le cadre de contrats d'une durée de 30 ans à compter de 2012. La centrale devrait devenir opérationnelle dans le courant du premier trimestre de 2011. En novembre 2010, TBLE et la banque *Banco de Desenvolvimento Econômico e Social* (BNDES) ont signé un accord supplémentaire à long terme pour le financement de la mise en œuvre de la centrale hydroélectrique d'Estreito. Le montant de 308,5 millions de réals qui a été obtenu dans le cadre de cet accord correspond à la part de TBLE dans le projet.

En juillet 2010, les agences de notation Standard & Poor's et Fitch Ratings ont relevé la note de Tractebel Energia, la faisant passer à « brAA+ » pour la première et à « AA+(bra) » pour la seconde.

En 2008, GDF SUEZ Énergie Brésil a obtenu la concession pour construire, détenir et exploiter la future centrale hydroélectrique greenfield de Jirau, d'une capacité de 3 300 MW. La capacité du projet a été portée à 3 450 MW grâce à l'ajout de deux unités de production. 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 70% de la production garantie, évaluée à 1 975 MW. Les montants de ces contrats ont été fixés par un processus d'enchères. Ces contrats entreront en vigueur en janvier 2013 même si la mise en exploitation commerciale de la centrale est prévue pour le mois de mars 2012. Le volume restant de la capacité de production garantie et non encore vendu dans le cadre de PPA se répartit de la manière suivante : i) volume disponible pendant la période située entre le moment où la centrale deviendra opérationnelle (normalement en mars 2012) et le moment

de l'entrée en vigueur des PPA (en janvier 2013) ; ii) volume garanti sur le long terme non encore contracté et correspondant aux 30% de capacité restante disponible à partir de 2013 ainsi qu'à d'éventuelles capacités supplémentaires liées à une extension de la centrale. La partie restante de la capacité de production garantie sera commercialisée auprès de différents segments du marché, y compris à des industriels sur le marché libre, dans le cadre de PPA, ou à des sociétés de distribution par un processus de vente aux enchères. Des démarches sont actuellement en cours afin d'obtenir les autorisations nécessaires pour pouvoir augmenter encore de 300 MW la capacité totale du projet ainsi que la capacité de production garantie correspondante.

En juillet 2010, le cabinet d'audit externe BVQI (Bureau Veritas) a achevé le premier d'une série de six audits visant à s'assurer de la conformité des normes socio-environnementales de la centrale hydroélectrique de Jirau avec celles définies par l'*International Finance Corporation* (IFC), BNDES et les *Equator Principles*.

Pérou

Au Pérou, GDF SUEZ détient une participation de 61,73% dans EnerSur, qui dispose d'une capacité de production installée de 1 043 MW. En 2010, EnerSur était le deuxième plus important producteur d'électricité indépendant du pays et le troisième tous producteurs confondus. Au cours des 5 dernières années, EnerSur a contribué plus de la moitié de l'augmentation des capacités de production du pays. EnerSur est coté à la Bourse de Lima.

Les nouveaux projets 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 800 MW ; la construction d'une nouvelle centrale hydroélectrique de 112 MW à Quitaracsca, à 500 km au nord-est de Lima, qui sera reliée au réseau électrique national ; et la construction et l'exploitation d'une centrale thermoélectrique de 400 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).

Chili

En janvier 2010, GDF SUEZ et Codelco (*Corporación Nacional del Cobre de Chile*) ont annoncé avoir achevé, au sein d'une nouvelle entité baptisée E-CL, la fusion de l'ensemble de leurs actifs dans l'électricité et le transport du gaz, situés dans le nord du pays. GDF SUEZ détient une participation de contrôle de 52,4% dans E-CL, Codelco détenant 40% du capital tandis que les 7,6% restants sont négociés à la bourse de Santiago. En vertu des termes de cette fusion, Electroandina, Edelnor, Gasoducto NorAndino (au Chili et en Argentine) et les nouvelles centrales thermiques CTA et CTH sont devenues des filiales d'E-CL.

À la suite de cette fusion, E-CL est devenu le quatrième plus important producteur d'électricité du Chili et est le principal producteur d'électricité dans le nord du pays, avec une capacité installée de 1 691 MW (soit environ 49% de la capacité totale installée sur le réseau électrique nord du Chili, le réseau SING) qui passera à 1 991 MW avec la mise en service des centrales CTA et CTH, qui devrait avoir lieu dans le courant du premier semestre de 2011.

GDF SUEZ détient également une participation de 63% dans le terminal méthanier de Mejillones (Société GNL Mejillones, GNLM) qui est entré en exploitation commerciale en avril 2010 après avoir reçu sa première livraison de GNL en février 2010. Ce nouveau terminal représente un investissement de 500 millions de dollars et dispose d'une capacité nominale de regazéification de 5,5 millions de m³ de gaz naturel par jour, ce qui est suffisant pour émettre jusqu'à 1 100 MW d'électricité sur le réseau SING. Ce terminal assurera l'alimentation en gaz nécessaire pour couvrir 20% des besoins en termes de production électrique du réseau SING, qui dessert principalement des clients industriels. Les installations de ce terminal incluent une jetée longue de 700 m dotée d'une unité de stockage flottante et d'une zone d'amarrage supplémentaire pour les bateaux d'approvisionnement.

En novembre 2010, la société GNL Mejillones a lancé la construction d'un réservoir côtier de stockage de GNL. Avec cet investissement, GDF SUEZ a renforcé sa position au Chili et accru sa participation au capital de GNLM en la faisant passer de 50% à 63%. Ce réservoir de stockage, dont la construction sera achevée en 2013, aura une capacité de 175 000 m³ et sera construit dans le respect des normes les plus strictes en termes de sécurité et de protection contre les tremblements de terre.

L'entreprise est également présente dans le réseau électrique central du Chili dans le cadre duquel ses deux principaux actifs sont les suivants :

- le parc éolien de Monte Redondo, d'une capacité de 38 MW, devenu complètement opérationnel en décembre 2009. Sa capacité a été étendue à 48 MW à la fin janvier 2011 ;
- la centrale hydroélectrique de Laja 1, une centrale au fil de l'eau de 37 MW en cours de construction, dont la mise en exploitation commerciale est prévue au deuxième trimestre 2012.

Panama

Au Panama, GDF SUEZ dispose d'une capacité installée de 349 MW et est le deuxième plus important producteur d'électricité indépendant sur le marché de l'électricité du pays.

Le Groupe détient une participation de contrôle de 51% dans le complexe thermique de Bahias Las Minas (241 MW) qui est actuellement en cours d'adaptation pour atteindre une capacité de 249 MW au cours du premier trimestre de 2011. Par ailleurs, GDF SUEZ contrôle et exploite la centrale thermique I.D.B Cativa, d'une capacité de 83 MW. GSELA a également obtenu deux concessions (Gualaca et Lorena y Prudencia) en vue de la construction de trois centrales hydroélectriques dont la capacité totale devrait atteindre 115 MW. La première centrale, d'une capacité de 25 MW, est déjà opérationnelle à Gualaca et la construction des deux autres est actuellement en cours, leur entrée en exploitation étant prévue en 2011.

Costa Rica

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

2.1 ORGANISATION DES ACTIVITÉS ET DESCRIPTION DES BRANCHES

Argentine

En Argentine, GDF SUEZ détient une participation indirecte de 64% dans Litoral Gas SA. Il s'agit d'une société de distribution de gaz qui compte environ 600 000 clients et qui, selon l'autorité de régulation ENARGAS, détenait en 2010 une part de marché de 12% en termes de volumes délivrés. Le Groupe 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.

Bolivie

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

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 au niveau de 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.

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

Au Pérou, une part significative de la production électrique nationale est encore contrôlée par le gouvernement péruvien qui est propriétaire d'ElectroPeru, le plus grand producteur d'électricité

du pays. Néanmoins, les nouveaux investissements effectués dans le domaine de la production électrique sont, en quasi-totalité, d'origine privée.

Chili

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

Le réseau électrique n'a pas encore été complètement intégré et est constitué de quatre réseaux indépendants. Le SIC, le réseau central du Chili, représente environ 76% de la capacité installée et assure l'approvisionnement en électricité de 90% de la population. Le SING, quant à lui, est situé dans le nord du Chili et représente 23% de la capacité totale installée dans le pays. Il assure principalement l'approvisionnement des entreprises industrielles et minières. Les deux autres réseaux sont situés dans le sud du Chili et représentent environ 1% de la capacité totale du pays. Chaque réseau est géré par un centre de répartition régional.

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% (elle est actuellement de 10%). 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

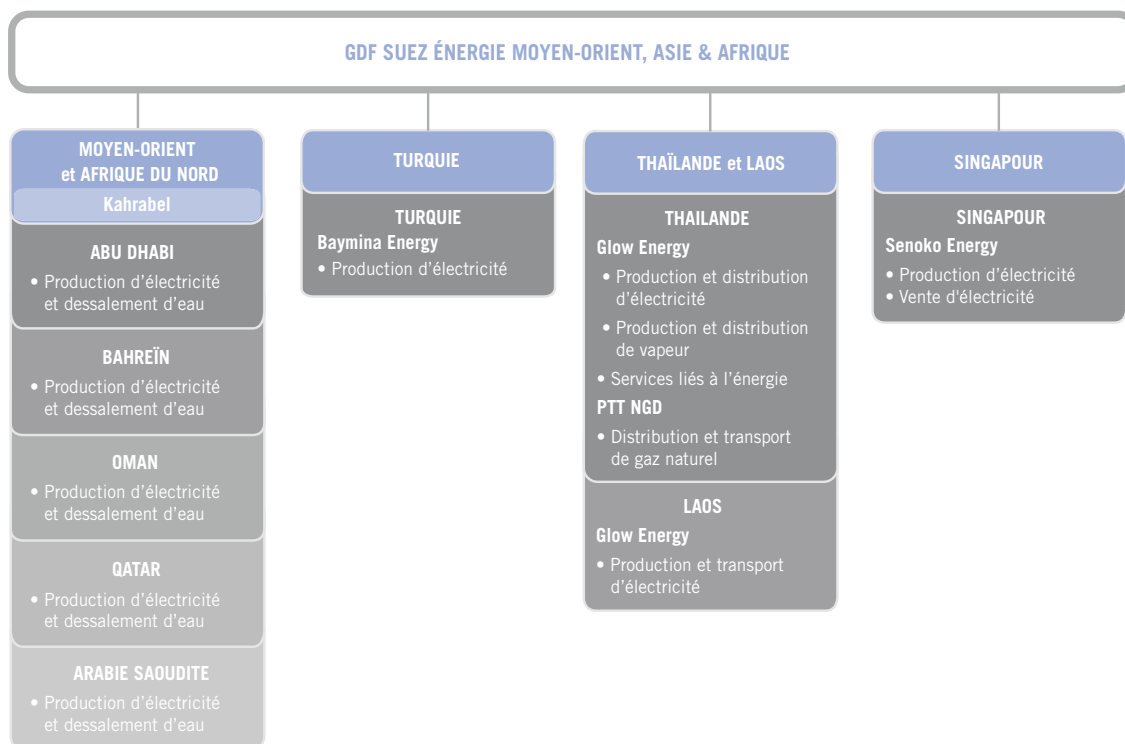
En Argentine, depuis l'état d'urgence déclaré en 2002, le gouvernement a suspendu *de facto* l'application du cadre réglementaire préexistant. Aucune nouvelle réglementation n'a encore été établie et seul un nombre très restreint d'ajustements tarifaires a été effectué dans le secteur de l'énergie.

2.1.2.11 GDF SUEZ Énergie Moyen-Orient, Asie & Afrique

GDF SUEZ Énergie Moyen-Orient, Asie & Afrique (MEAA) dispose de positions fortes dans trois régions : la Thaïlande, Singapour et le Moyen-Orient. Le Groupe est présent en Asie dans le secteur de la construction et de l'exploitation de centrales électriques et de

systèmes de distribution de gaz naturel, tandis qu'au Moyen-Orient il concentre son activité sur les centrales à cycle combiné et les usines de dessalement d'eau de mer.

L'activité de GDF SUEZ Énergie MEAA est organisée autour de quatre zones géographiques suivantes : Moyen-Orient et Afrique du Nord ; Turquie ; Thaïlande et Laos ainsi que Singapour.



GDF SUEZ Énergie Moyen-Orient, Asie & Afrique a pour objectif principal de générer une croissance significative, robuste et rentable pour le Groupe, en intervenant en qualité de développeur et d'opérateur de premier plan dans une sélection de pays dont les marchés de l'énergie connaissent la plus forte croissance de sa zone. Pour atteindre cet objectif, la stratégie de GDF SUEZ Énergie Moyen-Orient, Asie & Afrique s'attache en priorité à préserver les positions fortes que détient le Groupe dans certains pays (Thaïlande, Singapour et pays du Conseil de Coopération du Golfe), tout en se développant sur d'autres marchés caractérisés par des réserves de capacités relativement faibles, un cadre réglementaire acceptable et des opportunités de croissance et d'investissement attrayantes.

Moyen-Orient

GDF SUEZ gère toutes ses activités au Moyen-Orient et en Afrique du Nord par le biais de Kahrabel, une entité unique chargée de superviser et de gérer les activités de développement, de construction et d'exploitation du Groupe dans l'énergie dans la région.

Dans les pays du Conseil de Coopération du Golfe, Kahrabel agit en tant que développeur d'actifs, en vendant directement sa production à des entreprises de distribution publique dans le cadre de PPA à long terme. Kahrabel est le plus important développeur énergétique privé de la région avec une capacité totale de production d'électricité de 16 844 MW (incluant les capacités en service et celles en cours de construction) et des capacités de dessalement d'eau de mer lui permettant de traiter plus de 2,8 millions de mètres cubes d'eau par jour.

En 2010, Kahrabel a ajouté un total de 4 320 MW à son portefeuille opérationnel grâce à la mise en pleine exploitation commerciale des installations IWPP de Marafiq, en Arabie Saoudite, et les mises en service partielles des centrales de Ras Laffan C au Qatar et d'Al Dur à Bahreïn.

Au cours du premier semestre de 2010, avec l'appui de partenaires réunis au sein d'un consortium, Kahrabel GDF SUEZ a obtenu l'autorisation de construire, détenir et exploiter deux nouveaux projets IPP qui vont lui permettre d'ajouter une capacité brute de 3 217 MW à son portefeuille d'actifs au Moyen-Orient. Le premier de ces deux projets, un projet IPP d'une capacité de 1 729 MW

2.1 ORGANISATION DES ACTIVITÉS ET DESCRIPTION DES BRANCHES

à Riyadh en Arabie Saoudite, a été attribué au début de l'année 2010. Le deuxième, qui prévoit la construction à Oman de deux centrales de 744 MW chacune, Barka 3 et Sohar 2, a été attribué en mai 2010. L'électricité produite par ces deux projets sera vendue dans le cadre de PPA à long terme.

Turquie

En Turquie, GDF SUEZ Énergie Moyen-Orient, Asie & Afrique est présent dans le secteur de la production d'électricité par sa participation de 95% dans la centrale de Baymina Enerji. Cette centrale au gaz à cycle combiné d'une capacité de 763 MW se situe à une quarantaine de kilomètres d'Ankara et l'électricité qu'elle produit est vendue à la société de distribution nationale dans le cadre d'un PPA à long terme.

Thaïlande

Le groupe Glow, dans lequel GDF SUEZ détient une participation majoritaire, est un acteur de premier plan sur le marché de l'énergie en Thaïlande, avec une capacité totale électrique de 1 823 MW et de 967 tonnes de vapeur par heure (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 et autour de la zone Map Ta Phut, à l'est de Bangkok.

Le Groupe Glow a 1 002 MW de capacité électrique en construction.

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 26%. 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 une centrale au fioul de 750 MW par deux centrales au charbon 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

Pays du Conseil de Coopération du Golfe : 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 en direction des 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.

Turquie : Il était prévu que la législation turque s'aligne sur celle en vigueur au sein de l'UE en mars 2001, avec l'introduction de la Loi sur le Marché 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 a été 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.

La réforme du secteur de l'énergie prévoyait également la privatisation progressive de 21 réseaux de distribution, laquelle s'est achevée en 2010 ainsi que la privatisation des actifs de production d'électricité dont le premier appel d'offres est attendu pour début 2011.

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 au niveau du 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.

La loi de 2001 baptisée *Energy Market Authority of Singapore Act* (Loi sur l'autorité de Singapour en charge du marché de l'énergie) a donné naissance à un nouvel organisme de réglementation du secteur de l'électricité (l'EMA). Elle a également ouvert la voie à la création d'une structure de marché pour la vente d'électricité à Singapour de façon à promouvoir et à préserver le caractère efficace et équitable des conditions de marché ainsi que le bon fonctionnement de la concurrence.

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). Tous les deux ans, l'EMA analyse à la fois le niveau des contrats d'acquisition et les paramètres utilisés pour définir les prix d'acquisition.

Côté production, tous les actifs qui appartenaient à Temasek, une société d'investissement détenue par l'État de Singapour, ont été vendus en 2008 à des investisseurs privés, entraînant de fait la privatisation complète de secteur de la production d'électricité à Singapour.

2.1.3 BRANCHE GLOBAL GAZ & GNL

2.1.3.1 Missions

La branche Global Gaz & GNL a pour principale mission de fournir le Groupe et ses clients en gaz dans les meilleures conditions possibles de compétitivité et de sécurité grâce à des contrats d'approvisionnement de court, moyen et long termes en gaz et en 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.

2.1.3.2 Stratégie

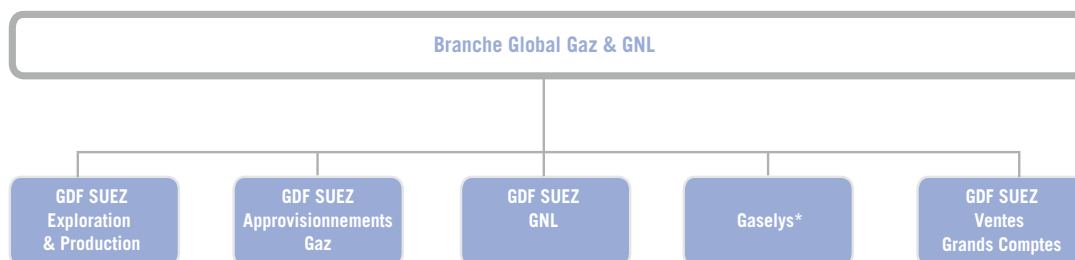
Ainsi, les principaux objectifs de la branche Global Gaz & GNL sont les suivants :

- 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 cinq *Business Units* (BU) et de fonctions de pilotage et d'appui, la branche Global Gaz & GNL regroupe environ 2 650 collaborateurs⁽¹⁾.

(1) Y compris effectifs de GAZOCEAN.

2.1.3.3 Organisation



* 100 % GDF SUEZ à compter du 30/09/2010 (précédemment Société Générale 49 %)

2.1.3.4 Chiffres clés

En millions d'euros	2010	2009	Variation brute (en %)
Chiffre d'affaires branche	20 793	20 470	+ 1,6%
Chiffre d'affaires contributif Groupe	9 173	10 657	- 13,9%
EBITDA	2 080	2 864	- 27,4%

Chiffres clés 2010 :

- achats de gaz : 695,2 TWh ;
- production d'hydrocarbures : 51,2 Mbep ;
- réserves au 31 décembre 2010 : 815 Mbep ;
- ventes de gaz aux Grands Comptes européens : 171 TWh⁽¹⁾ (dont 164 TWh hors intra-groupe).

2.1.3.5 Faits marquants 2010

Au premier semestre, démarrage de l'activité d'acheminement (*shipping*) pour l'alimentation des clients Ventes Grands Comptes en République Tchèque.

Aux États-Unis, réception par le terminal d'Everett de la première cargaison du méthanier regazéifieur GDF SUEZ Neptune. Quelques semaines plus tard, réception de son premier déchargement en provenance du Yémen.

Au Japon, livraison à GDF SUEZ GNL du méthanier GDF SUEZ Point Fortin dans le cadre d'un affrètement sur 20 ans.

En Algérie, acquisition de 20% de la licence du bloc de Sud-Est Illizi.

Au Chili, réception par le méthanier BW GDF SUEZ Brussels, utilisé comme stockage flottant à Mejillones, de sa première cargaison de GNL, livrée par le BW SUEZ Boston.

A Singapour, ouverture d'un bureau commun à Gaselys et GDF SUEZ GNL.

En Allemagne, acquisition de trois licences d'exploration au sud de Spire et décision du développement du champ de pétrole de Römerberg.

En Indonésie, succès du premier puits d'appréciation sur le champ de Jangkrik.

Signature en juin, à Saint-Pétersbourg (Russie), de l'accord pour l'entrée de GDF SUEZ au capital de Nord Stream (9%, effective au 1^{er} juillet 2010).

Réception par GDF SUEZ GNL d'un second méthanier regazéifieur, le GDF SUEZ Cape Ann ; il s'agit de la livraison du cinquième navire neuf en affrètement long terme en 10 mois.

Au second semestre, en Égypte, début de la production de gaz d'Alam El Shawish.

En Allemagne, création de « GDF SUEZ Energy Sales GmbH », filiale commune entre la branche Global Gaz & GNL et la branche Énergie Europe & International pour la vente de gaz et d'électricité aux clients *B to B* et *Giants*.

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

En Chine, livraison de la première cargaison de GNL par le Groupe au terminal de Shanghai par le méthanier Gaselys, concrétisant l'ouverture de la branche sur le marché asiatique.

En août, finalisation par GDF SUEZ GNL de son premier contrat de vente de GNL à moyen terme à la société sud-coréenne Kogas, premier acheteur mondial de GNL.

Aux Pays-Bas, après 4 mois de forage, découverte de gaz pour la filiale ProNed sur le puits d'exploration HP (1023 bars)/HT (183 °C) offshore L5 Sierra.

Finalisation le 30 septembre du rachat des parts de la Société Générale dans Gaselys, qui devient une filiale à 100% de GDF SUEZ.

Conclusion par GDF SUEZ GNL d'un contrat de vente de GNL à moyen terme à Gazprom à partir de 2011.

Signature en octobre avec CNOOC (Chine) d'un contrat de vente de GNL à moyen terme, à partir de 2013.

En novembre, transfert de Statoil à GDF SUEZ du statut d'opérateur du champ Gjølga pour la phase de production.

Entrée de GDF SUEZ dans deux licences d'exploration offshore au Groenland. Le Groupe détient 26,5% de chacune des deux licences aux côtés de Shell (opérateur) et Statoil.

2.1.3.6 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 :

- cinq en Europe (le Royaume-Uni, la Norvège, les Pays-Bas, l'Allemagne, la France) ;
- cinq en Afrique (l'Égypte, la Libye, l'Algérie, la Mauritanie, la Côte d'Ivoire) ;
- l'Azerbaïdjan, le Qatar, l'Australie, l'Indonésie, le Groenland 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 2010, le Groupe affichait les résultats suivants :

- 362 licences d'exploration et/ou de production détenues (dont 57% opérées) ;
- des réserves prouvées et probables (2P) de l'ordre de 815 millions de barils équivalents pétrole (Mbep), dont 76% de gaz naturel et 24% d'hydrocarbures liquides ;
- une production de 51,2 Mbep, dont 74% en gaz naturel et 26% d'hydrocarbures liquides.

Ces performances confirment la stratégie de croissance dans le domaine de l'exploration-production du Groupe.

Missions

Grâce à son implication dans l'exploration-production, le Groupe affirme sa présence tout au long de la chaîne gazière et renforce sa protection naturelle face aux risques de déplacements des marges. Cette position facilite et renforce la sécurité de son approvisionnement par le biais d'une diversification des modes d'accès aux ressources, en particulier à travers le gaz naturel liquéfié (GNL).

Activités de la Business Unit

Cadre juridique des activités d'exploration-production

Le Groupe conduit ses activités d'exploration-production dans le cadre de licence, de concession 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.

Conformément à la pratique du secteur, 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 opératrice, 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 opératrices.

GDF SUEZ a été reconnu comme opérateur dans la plupart des pays où il intervient. Cette qualification lui permet de participer aux projets d'exploration-production dans ces pays tout en assurant un rôle de leader dans les domaines techniques, financiers et commerciaux.

Réserves 2P

En 2010, 17 puits d'exploration et d'appréciation ont été forés, dont neuf sont des succès. Ces puits ont permis sept découvertes et deux confirmations dans six pays. Les ressources ainsi mises en évidence contribueront aux réserves dans les années à venir.

2.1 ORGANISATION DES ACTIVITÉS ET DESCRIPTION DES BRANCHES

Les tableaux ci-dessous 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⁾

Mbec	2010			2009			2008		
	Gaz naturel	Hydrocarbures et liquides	Total	Gaz naturel	Hydrocarbures et liquides	Total	Gaz naturel	Hydrocarbures et liquides	Total
Réserves au 31 décembre N - 1	580,8	182,1	762,9	494,4	209,3	703,7	492,5	174,4	666,9
Révision + découvertes	76,9	29,1	106,0	124,1	(8,0)	116,2	15,75	45,4	61,15
Achats et ventes d'actifs	(4,0)	1,1	(2,9)	0,8	(4,9)	(4,1)	23,85	3,0	26,85
Ventes de production	(37,7)	(13,5)	(51,2)	(38,5)	(14,4)	(52,9)	(37,7)	(13,5)	(51,2)
Réserves au 31 décembre	616,1	198,9	815,0	580,8	182,1	762,9	494,4	209,3	703,7

● ÉVOLUTION DES RÉSERVES DU GROUPE PAR PAYS

Mbec	2010			2009			2008		
	Gaz naturel	Hydrocarbures et liquides	Total	Gaz naturel	Hydrocarbures et liquides	Total	Gaz naturel	Hydrocarbures et liquides	Total
Allemagne	63,2	68,3	131,6	74,0	68,5	142,5	87,6	62,9	150,5
Norvège	221,4	96,2	317,7	215,9	76,4	292,3	236,3	105,2	341,5
Royaume-Uni	82,2	21,1	103,3	74,8	24,0	98,9	51,9	24,5	76,4
Pays-Bas	89,5	2,7	92,2	98,2	3,2	101,4	114,4	3,8	118,2
Autres ⁽¹⁾	159,7	10,5	170,2	117,9	10,1	127,9	4,2	12,8	17,0
TOTAL	616,1	198,9	815,0	580,8	182,1	762,9	494,4	209,2	703,7
Évolution	6%	9%	7%						

(1) « Autres » couvrent la Côte d'Ivoire, le Golfe du Mexique et l'Égypte.

Au 31 décembre 2010, les réserves 2P d'hydrocarbures liquides et de gaz naturel de GDF SUEZ s'élèvent à 815 Mbec contre 763 Mbec en 2009. Le gaz représente 76% de ces réserves, ce qui représente un volume de 99 milliards de mètres cubes.

Pour certains de nos 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 titre de GDF SUEZ par ses partenaires, les compagnies pétrolières nationales, aux autorités des pays respectifs.

La part du Groupe dans les réserves 2P des champs dont il est partenaire (*working interest reserves* ⁽³⁾) s'est accrue, passant de 946 Mbec à 971 Mbec de fin 2009 à fin 2010.

(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*).

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 2010, 28% 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*).

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 65% en moyenne sur la période 2006-2008, 153% sur la période 2007-2009 et 195% sur la période 2008-2010.

Production

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2010, la production de gaz et d'hydrocarbures liquides de GDF SUEZ s'est élevée à 51,2 Mbep.

Les tableaux 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	2010			2009			2008		
	Gaz naturel	Hydrocarbures et liquides	Total	Gaz naturel	Hydrocarbures et liquides	Total	Gaz naturel	Hydrocarbures et liquides	Total
Allemagne	6,4	3,1	9,5	7,2	3,3	10,5	8,1	3,2	11,3
Norvège	7,3	6,5	13,8	6,2	6,5	12,8	4,2	6	10,2
Royaume-Uni	5,8	3,0	8,7	6,6	3,8	10,5	6,5	3,8	10,3
Pays-Bas	16,9	0,5	17,3	17,7	0,5	18,1	18,3	0,2	18,5
Autres	1,3	0,5	1,8	0,7	0,3	1,0	0,7	0,2	0,9
TOTAL	37,7	13,5	51,2	38,5	14,4	52,9	37,8	13,5	51,3

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 acquisitions et ventes, économie et finances, opérations et développement ainsi que exploration et géosciences.

Le département Nouveaux Actifs à Développer a pour principales missions de :

- prendre en charge et développer les actifs E&P récemment acquis dans les nouveaux pays ;
- développer et gérer des bureaux locaux lorsqu'ils sont nécessaires dans les pays considérés ;
- évaluer les opportunités d'acquisition dans les pays sous sa responsabilité et supporter techniquement le département Acquisitions ;

- transférer les actifs à une filiale, lorsque l'activité E&P dans un pays considéré devient suffisamment importante pour justifier la création d'une telle filiale opérationnelle.

L'activité est gérée au travers de cinq filiales et sept bureaux de représentation.

Activité en filiales

Allemagne

GDF SUEZ E&P Deutschland GmbH génère presque 17% de la production allemande de pétrole et 11% de la production nationale de gaz.

En 2009, GDF SUEZ a vendu sa participation de 5,26% dans VNG, société gazière est-allemande, à la filiale allemande de Gazprom. La finalisation de cette transaction est intervenue en mars 2010.

En 2010, le Groupe a décidé de développer le champ de pétrole de Römerberg et a acquis cinq licences d'exploration dans la vallée du Rhin.

2.1 ORGANISATION DES ACTIVITÉS ET DESCRIPTION DES BRANCHES

Au 31 décembre 2010, le Groupe détenait en Allemagne une participation dans 55 champs de pétrole et de gaz naturel, dont 51 en production, disposant pour sa part de 132 Mbep de réserves prouvées et probables au 31 décembre 2010 dont environ 52% sous forme de gaz naturel.

Norvège

Le 25 novembre 2010, GDF SUEZ est devenu opérateur du champ de Gjøa pour la phase de production après la mise en production, le 7 novembre 2010.

De plus, en partenariat avec Statoil, GDF SUEZ E&P Norge AS a fait la découverte d'un gisement de pétrole et de gaz sur le prospect Brynhild. Cette découverte, non loin de Gudrun, contribuera au plan de développement de ce champ qui a été approuvé par le parlement norvégien en 2010.

Le Groupe détient une participation dans 22 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 318 Mbep au 31 décembre 2010 (dont environ 74% sous forme de gaz naturel).

Royaume-Uni

En 2010, les deux puits d'appréciation réalisés sur Cygnus ont démontré le potentiel significatif de ce champ de gaz naturel. Ces forages impliquent la réévaluation du plan de développement, dans lequel la phase de production est envisagée en 2013-2014.

Au cours de l'année écoulée, le Groupe a vendu à la compagnie Centrica les parts qu'il détenait dans les champs offshore de York et de Bains, et a aussi vendu les parts qu'il détenait dans quatre autres actifs marginaux, dans le cadre d'une gestion active du portefeuille en mer du Nord britannique.

À fin 2010, le Groupe détenait des participations dans 22 champs situés en mer du Nord britannique, dont 13 en production. La part de réserves prouvées et probables détenue par le Groupe (y compris les réserves détenues par sa participation de 22,5% dans EFOG) dans ces champs représentait au 31 décembre 2010, 103 Mbep, dont environ 76% sous forme de gaz naturel.

Pays-Bas

En fin d'année 2010, GDF SUEZ a augmenté sa participation dans le Nord Offshore Gas BV Transports (NOGAT⁽¹⁾) dont il est l'opérateur, la portant à 48,2%.

En 2010, le Groupe a fait trois découvertes de gaz situées sur le plateau continental néerlandais : les deux premières sur le bloc K9, et la troisième sur le bloc L5.

Le Groupe détient des participations dans 53 champs dans les eaux territoriales néerlandaises, dont 41 sont en production. La part de réserves 2P détenue par le Groupe dans ces champs représentait, au 31 décembre 2010, 92 Mbep, en quasi-totalité sous forme de gaz naturel.

Égypte

En 2010, GDF SUEZ a réalisé avec succès un second puits d'exploration, Papyrus, sur la zone du contrat de partage de

production de West El Burullus, après le premier puits de découverte WEB-1X foré en 2008. Le plan de développement est en cours d'évaluation.

De plus, le Groupe a également obtenu une quatrième licence (50%) sur le champ de pétrole d'Ashrafi, aux côtés d'Eni. La mise en production de cette concession date de 1992.

En juillet 2010, le Groupe a démarré la production de gaz sur la concession d'Alam El Shawish West, aux côtés de l'opérateur Shell Egypt.

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

Autres pays

Algérie

En 2010, GDF SUEZ et Sonatrach, partenaires du permis de Touat ont créé le Groupement TouatGaz, une association de droit algérien pour le développement et l'exploitation du permis gazier de Touat et immatriculée au registre du commerce algérien le 24 juin 2010.

En juillet, le Groupement TouatGaz a attribué le contrat d'études d'ingénierie de base (*FEED*) pour la construction de l'usine centrale de traitement de gaz. Cette attribution représente une étape significative dans le développement du projet Touat, permettant l'étude des infrastructures.

L'appel d'offres pour le contrat EPC (*engineering, procurement, construction*) de ces installations sera lancé courant 2011 à l'issue des études d'ingénierie de base.

Par ailleurs, le Groupe a été retenu avec Repsol (opérateur) et Enel pour entrer dans la licence de Sud-Est Illizi.

Autres

GDF SUEZ est également présent en Mauritanie, en Côte d'Ivoire, en Libye, aux États-Unis (Golfe du Mexique), en Azerbaïdjan, au Qatar, en Australie, en Indonésie, au Kazakhstan, en France et au Groenland.

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 et a permis la découverte de Cormoran. L'analyse des résultats est en cours.

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.

En Libye, GDF SUEZ détient 20% dans trois blocs *onshore*.

Aux États-Unis dans le Golfe du Mexique, le Groupe a pris la décision de vendre la plupart de ses actifs faute de prospectivité suffisante, et ne conserve que deux actifs, actuellement en production.

En Azerbaïdjan, le Groupe a acquis une participation de 20% d'une licence d'exploration du site offshore d'Absheron en mer Caspienne.

Au Qatar, GDF SUEZ est devenu opérateur du bloc 4 avec 100% de participation.

(1) En 2008, GDF SUEZ a acquis auprès de la société NAM un ensemble d'actifs situé à proximité du gazoduc NOGAT dont GDF SUEZ est devenu opérateur avec une participation de 30%.

En Australie, le Groupe a acquis 60% des parts dans trois champs gaziers situés dans le bassin de Bonaparte, et en deviendra l'opérateur en 2011. Cette acquisition s'accompagne également d'un projet de développement d'une unité flottante de liquéfaction de gaz qui permettra au Groupe d'entrer sur le marché du bassin Asie-Pacifique en tant qu'acteur intégré sur la chaîne du GNL. Le *closing* de cette transaction a été réalisé en 2010. Il a marqué le démarrage du projet Bonaparte LNG qui s'est concrétisé par l'ouverture des bureaux de la filiale GDF SUEZ Bonaparte PTY Ltd à Perth. Un programme d'appréciation est prévu en 2011.

En Indonésie, deux puits Jangkrik-2 et 3, ont été forés dans la licence *offshore* de Muara Bakau. Ces opérations ont permis d'augmenter les volumes de gaz de la découverte. 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 2009, au Kazakhstan, en partenariat avec Total, GDF SUEZ a signé un protocole d'accord pour l'acquisition de la moitié de la participation de 50% détenue par KazMunaiGas (KMG) dans une licence d'exploration *offshore* de Kvalinskoye, située dans la mer Caspienne, à la frontière entre la Russie et le Kazakhstan, côté russe. L'opérateur Lukoil s'emploie actuellement à faire approuver le contrat de partage-production (PSA, *Production Sharing Agreement*) par le Parlement russe.

En France depuis 2008, le Groupe détient une participation de 50% dans la licence du Pays du Saulnois. Par ailleurs, le Groupe a entrepris des démarches auprès des autorités françaises afin d'acquérir 20% des parts détenues par la société américaine Schuepbach Energy LLC dans deux licences de gaz de roche situées dans les départements de l'Ardèche pour l'une ainsi que de l'Aveyron et l'Hérault pour l'autre.

En décembre, GDF SUEZ a obtenu une participation de 30% dans deux licences d'exploration *offshore* situées, blocs 5 et 8, dans la baie de Baffin à l'ouest du Groenland. Les autres partenaires sont Shell (opérateur), Statoil et Nunaoil, la société nationale pétrolière.

Au global, le Groupe détient des participations dans 16 champs (dont 5 en production) en Algérie, Mauritanie, Côte d'Ivoire, Égypte, Libye, Indonésie, États-Unis (Golfe du Mexique) et France. La part de réserves 2P détenue par le Groupe dans ces 16 champs représentait, au 31 décembre 2010, 170 Mbep, dont environ 92% sous forme de gaz.

Commercialisation du gaz

Le Groupe a produit au total 64 TWh de gaz naturel sur 2010. Environ la moitié du gaz naturel produit par les filiales de GDF SUEZ Exploration & Production est commercialisée *via* d'autres entités clientes du Groupe (GDF SUEZ Approvisionnements Gaz, GDF SUEZ GNL, Gaselys) dans le but de dégager des synergies entre les différentes entités du Groupe.

En effet, cette forme de commercialisation interne permet au Groupe de diversifier et de sécuriser son accès aux ressources et de capter une plus grande part de la valeur ajoutée. L'utilisation des services de Gaselys pour les ventes à terme (environ 3 TWh sur 2010) et les couvertures permet une meilleure visibilité sur le budget (*hedging* physique ou papier) tout en apportant du flux à Gaselys qui lui offre la possibilité de pouvoir générer du *market making* et de gagner des parts de marchés.

Le solde 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 Gaselys.

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.

Position concurrentielle

L'activité d'exploration-production est sujette à une concurrence importante entre opérateurs pétroliers et gaziers pour l'acquisition d'actifs. Le Groupe a produit 51,2 Mbep en 2010. Il se situe au 1^{er} rang des producteurs *offshore* aux Pays-Bas et au 4^e rang des sociétés productrices en Allemagne (données 2009). En Norvège, suite au transfert des opérations de Gjøa, le Groupe se situe dans les huit premiers opérateurs de champs en production sur le plateau continental norvégien.

Stratégie de GDF SUEZ Exploration & Production

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

- Atteindre la taille d'une grande « compagnie 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.

Le Groupe a pour objectif d'augmenter son portefeuille de réserves 2P et d'accroître sa production par croissance interne et externe, dès lors que les conditions de marché le permettent. Pour atteindre ces objectifs, le Groupe projette de maintenir le niveau du portefeuille dans les zones de production actuelles en Europe du Nord, d'accélérer le développement en Afrique du Nord (en Algérie, en Égypte, en Libye), et de s'implanter dans de nouvelles zones telles que la mer Caspienne (Azerbaïdjan et Kazakhstan), l'Asie (Indonésie), l'Australie, l'Arctique (mer de Barents et Groenland) et le Moyen-Orient.

2.1.3.7 GDF SUEZ Approvisionnements Gaz

GDF SUEZ Approvisionnements Gaz a vocation à contracter les volumes de gaz naturel et les capacités de transport requis par ses clients internes en Europe, producteurs d'électricité et commercialisateurs. En amont, elle négocie avec les grands pays

fournisseurs de gaz, tels que la Norvège, la Russie, l'Algérie et les Pays-Bas. En aval, elle gère l'équilibrage entre les besoins et les ressources de ses clients. Ces activités, menées en interaction avec GDF SUEZ GNL et Gaselys, donnent au Groupe une vision globale qui lui permet de sécuriser et d'optimiser son portefeuille gaz. Les entités locales des différentes branches participent également à cette optimisation, en enrichissant le portefeuille d'opportunités captées à leur niveau.

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 2008, 2009 et 2010 (hors autoconsommation et déperditions) :

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

TWh	Exercices clos le 31 décembre		
	2010	2009	2008
Contrats long terme avec les tiers	519,9	495,4	511,5
Achats auprès de la BU Exploration & Production	28,1	29,7	33,2
Achats de court terme	147,2	139,8	113,4
TOTAL	695,2	664,9	658,1

Missions

GDF SUEZ Approvisionnements Gaz est chargée :

- d'assurer l'approvisionnement des entités du Groupe à un prix compétitif ;
- de commercialiser, pour partie, la production de la BU Exploration & Production ;
- de piloter et d'optimiser la structure du portefeuille d'approvisionnement en gaz naturel du Groupe :
 - gestion du bilan emplois-ressources en gaz naturel du Groupe,
 - valorisation des droits de stockages, de transport et de regazéification qu'elle gère,
 - vente de gaz ou de services à des contreparties de long ou de court terme ;
- de suivre la relation avec les grands fournisseurs de gaz naturel du Groupe.

GDF SUEZ Approvisionnements Gaz apporte également son savoir-faire dans la constitution du portefeuille d'approvisionnements de certaines filiales du Groupe.

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.

Le tableau ci-dessous indique la répartition géographique des sources d'approvisionnement de gaz de la branche (y compris les ressources propres et le GNL) pour chacun des trois exercices clos les 31 décembre 2008, 2009 et 2010.

● RÉPARTITION GÉOGRAPHIQUE DES SOURCES D'APPROVISIONNEMENT (Y COMPRIS RESSOURCES PROPRES)

Exercice clos le 31 décembre	2010		2009		2008	
	TWh	(%)	TWh	(%)	TWh	(%)
Norvège	117,2	16,9%	145,1	21,8%	144,1	21,9%
Russie	92,6	13,3%	86,4	13,0%	97,1	14,8%
Algérie	89,9	12,9%	96,8	14,6%	101,7	15,5%
Pays-Bas	83,7	12,0%	92,2	13,9%	93,4	14,2%
Égypte	42,9	6,2%	54,1	8,1%	55,6	8,4%
Yémen	22,5	3,2%	-	-	-	-
Libye	19,8	2,9%	19,8	3,0%	20,1	3,1%
Royaume-Uni	19,1	2,7%	21,2	3,2%	24,3	3,7%
Allemagne	3,2	0,5%	3,9	0,6%	3,1	0,5%
Nigeria			2,6	0,4%	5,4	0,8%
Origine non spécifiée	57,2	8,2%	2,9%	0,4%	-	-
Autres sources ^(a)	147,2	21,2%	139,8	21,0%	113,4	17,2%
TOTAL	695,2	100%	664,9	100%	658,1	100%

(a) 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 et diversifiés d'Europe dont la flexibilité 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 2010 la durée moyenne résiduelle de ces contrats long terme (pondérée par les volumes) était de 14,9 ans. L'équilibre de ce portefeuille est assuré par des achats sur les marchés court terme via Gaselys. GDF SUEZ Approvisionnements Gaz ajuste ainsi ses approvisionnements aux besoins du Groupe en optimisant ses coûts d'achat. Une collaboration étroite entre GDF SUEZ Approvisionnements Gaz et Gaselys permet d'affiner au jour le jour l'équilibre du portefeuille global.

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*).

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 (deux à quatre ans) 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 (droits *jokers*) en dehors des révisions périodiques.

Dans certains cas, il est possible de modifier d'autres dispositions des contrats en raison d'événements exceptionnels affectant leur équilibre économique (clause de *hardship*). 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 Approvisionnements Gaz 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 Approvisionnements Gaz a entamé dès 2009 des négociations avec l'ensemble de ses principaux fournisseurs.

2.1 ORGANISATION DES ACTIVITÉS ET DESCRIPTION DES BRANCHES

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 aujourd'hui 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 Obergaillbach. En outre, à partir d'octobre 2014 au plus tard GDF SUEZ devra détenir moins de 50% des capacités d'entrée de gaz naturel en France, durant dix ans. Il revient à GDF SUEZ Approvisionnements Gaz 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 Approvisionnements Gaz 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. Ainsi, dans le cadre de l'activité exploration-production, ont été noués des partenariats avec des sociétés britanniques, norvégiennes, néerlandaises, égyptiennes et algériennes dont des participations dans les usines de production de GNL de Snøhvit (Norvège) et d'Idku (Égypte). 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 2 ans et demi. Par ailleurs, cette année a également été marquée par l'entrée du Groupe dans le capital de Nord Stream AG auprès de Gazprom et de ses partenaires.

Gestion optimisée des approvisionnements du Groupe

Aucun contrat d'approvisionnement n'étant adossé à un client ou à un groupe de clients particuliers, 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, en jouant sur les prix comme sur les volumes, et 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		
	2010	2009	2008
Ventes opérateurs	23	20	34
Ventes marchés de court terme	63	86	45
TOTAL	86	106	79

En complément des optimisations entre contrats et du recours aux opérations de court et moyen termes, elle 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, l'Entreprise 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 relivraison et d'échange de gaz naturel, au bénéfice, notamment, de Statoil, Shell, Total,

ConocoPhillips, Eni et Enel. Ce faisant, la BU valorise la présence du Groupe à la maille européenne, sur les marchés de la fourniture, du stockage et du transport.

L'interruption, en janvier 2009, du flux de gaz russe transitant via l'Ukraine a révélé l'efficacité de la gestion à tous les pas de temps du portefeuille : la diversification du portefeuille de long terme ainsi que la réactivité sur les marchés de court terme ont permis d'approvisionner les pays les plus touchés par la crise russo-ukrainienne.

Position concurrentielle

Étant en relation de long terme avec tous les grands fournisseurs de gaz européen, la BU gère l'un des portefeuilles d'approvisionnement les plus diversifiés d'Europe.

La compétitivité de ce portefeuille gaz repose notamment sur :

- la gestion intégrée des contrats d'approvisionnement ;
- la capacité d'équilibrer le bilan et d'optimiser le mix d'approvisionnement long terme et court terme, par son accès aux marchés ;
- les flexibilités inhérentes aux contrats de long terme ;
- la multiplicité des points de livraison et des capacités de transport détenues par GDF SUEZ Approvisionnements Gaz en Europe.

Stratégie – Développement

GDF SUEZ Approvisionnements Gaz a pour vocation de satisfaire les besoins des clients internes en gaz sécurisé et compétitif pour maximiser avec eux la valeur créée par le Groupe. Son développement vise donc à permettre en permanence de :

- Couvrir les besoins en gaz naturel du Groupe en Europe ;
- Renforcer la diversification géographique du portefeuille de ressources ;
- Faire appel aux marchés ou à des ressources de court terme pour faire face aux aléas de demande et répondre aux besoins spécifiques de certains clients ;
- Disposer de capacités de transport et de stockage de gaz à travers l'Europe et de voies diversifiées d'acheminement vers les différents marchés du Groupe.

En liaison avec les autres BU de la branche ou du Groupe, GDF SUEZ Approvisionnements Gaz poursuit le développement de partenariats stratégiques avec de grands fournisseurs. En outre, elle cherche à valoriser avec les entités de commercialisation les opportunités locales et à réaliser les synergies potentielles gaz/électricité.

2.1.3.8 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⁽¹⁾.
- 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) et au Chili, afin d'alimenter les clients du Groupe.
- À fin décembre 2010, 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. Malgré la crise économique, l'activité mondiale du GNL continue de croître rapidement, à un rythme beaucoup plus élevé que celui des échanges par gazoduc.

Le GNL permet au Groupe d'accéder à de nouvelles ressources en gaz naturel tout en l'aidant à diversifier et sécuriser ses approvisionnements. De plus, il lui permet de développer de nouveaux marchés et d'améliorer la gestion de son portefeuille d'approvisionnement en gaz, en lui offrant une gamme plus étendue de possibilités d'optimisation. 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 de GDF SUEZ GNL

- 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, au travers de la gestion des contrats d'approvisionnement en GNL du Groupe et des contrats d'affrètement de navires.
- Générer de la valeur supplémentaire 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 en optimisant physiquement et financièrement le portefeuille GNL du Groupe.

(1) Source : *The LNG Industry – 2009*, GIIGNL (Groupe International des Importateurs de Gaz Naturel Liquéfié), publié en avril 2010.

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* en fonction de ses besoins ou des opportunités qui se présentent. Les engagements annuels du Groupe sur le long terme (à la date du 31 décembre 2010) 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'Idku
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	10% dans le train 1 de l'usine Atlantic LNG
Yémen	39 TWh	-
Shell (contrat de long terme courant à partir de 2014)	6 TWh	-

(1) *Delivered ex-ship*.

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

Des accords existent pour d'autres approvisionnements potentiels ultérieurs (notamment ceux liés au projet Brass LNG, au Nigeria).

Afin de renforcer la diversification et la sécurité de ses approvisionnements, GDF SUEZ GNL est également impliqué dans le développement de projets 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 et deviendra en 2011 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. Ce projet est actuellement en phase d'étude ;
- 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. À ce jour, la décision finale d'investissement et de lancement du projet n'a pas encore été prise.

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

En 2010, 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 2010 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%	Terminaux détenus et exploités par Elengy (filiale à 100% de GDF SUEZ), soumis aux règles d'accès des tiers aux terminaux méthaniers.
	Fos Tonkin	Oui	100%	
	Fos Cavaou	Oui	71,97%	Terminal détenu par STMFC (filiale à 71,97% de GDF SUEZ), exploité par Elengy. Le terminal est entré en service commercial en avril 2010. Il est soumis aux règles d'accès des tiers aux terminaux méthaniers.
Italie	Panigaglia	Oui	-	Accès via un contrat d'échange de gaz avec Enel.
Espagne	Huelva, Carthagène	Oui	-	
Royaume-Uni	Isle-of-Grain	Oui	-	
Belgique	Zeebrugge	Oui	-	GDF SUEZ a cédé sa participation dans Fluxys au 1 ^{er} semestre 2010.
	Everett	Oui	100%	Terminaux détenus et exploités par Distrigas of Massachusetts (filiale à 100% de GDF SUEZ). Le terminal flottant de regazéification Neptune installé au large des côtes de Boston, est entré en service en avril 2010
Neptune	Oui	100%		
États-Unis	Sabine Pass	Oui	-	
	Freeport	Oui	-	Depuis 2010, le Groupe a accès aux capacités de regazéification du terminal de Freeport, dans le Golfe du Mexique.
Chili	GNL Mejillones	Oui	63%	GNL Mejillones S.A. est détenu à 63% par la branche Énergie Europe & International et à 37% par Codelco. Il a reçu son premier navire en février 2010. Le GNL alimentant le terminal est en particulier fourni par GDF SUEZ GNL.
	Penuelas	Oui	-	Accès via un contrat de vente de long terme.
Inde	Dahej	Non	10%	Terminaux détenus et exploités par Petronet LNG Ltd (société dans laquelle GDF SUEZ détient une participation de 10%).
	Kochi (en construction)	Non	10%	

GDF SUEZ a déposé une demande d'autorisation d'un projet de terminal offshore en Italie (Triton).

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 à l'automne 2010 :

- 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.

Transport maritime

Afin de faire face à ses besoins de transport maritime, GDF SUEZ utilise une flotte de navires méthaniers dont elle 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. À fin 2010, la flotte de GDF SUEZ comprenait 18 navires méthaniers :

- 4 navires dont le Groupe est propriétaire : Tellier (40 081 m³), 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 treize autres navires affrétés auprès d'autres armateurs, dont cinq navires récemment construits et mis à la disposition du Groupe en 2009-2010 dans le cadre de contrats d'affrètement de long terme : BW GDF SUEZ Paris, BW GDF SUEZ Brussels,

2.1 ORGANISATION DES ACTIVITÉS ET DESCRIPTION DES BRANCHES

GDF SUEZ Neptune (navire regazéifieur), GDF SUEZ Cape Ann (navire regazéifieur) et GDF SUEZ Point Fortin.

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

- une participation de 80% (les 20% restants étant détenus par l'armateur japonais NYK) dans GAZOCEAN, société de gestion de navires assurant la gestion des navires méthaniers Tellier, 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 octobre 2010, ces techniques d'isolation équipaient 67% des méthaniers en service dans le monde et 87% de ceux qui étaient en commande (source : GTT).

Position du Groupe par rapport à ses concurrents

Sur la base des chiffres fournis par le GIIGNL pour l'année 2009, GDF SUEZ est le 1^{er} importateur de GNL en Europe, le 1^{er} importateur aux États-Unis et territoires associés, et le 3^e importateur dans le monde.

Stratégie/Développement

Les principales orientations stratégiques de GDF SUEZ GNL sont les suivantes :

- 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) ;
- développer un portefeuille de nouveaux marchés en collaboration étroite avec d'autres entités du Groupe, en particulier dans la région Asie-Pacifique ;
- créer de la valeur supplémentaire en optimisant physiquement et financièrement le portefeuille et en saisissant les opportunités offertes par les écarts de prix entre marchés, avec le soutien de Gaselys.

2.1.3.9 Gaselys

Avec la place croissante des marchés organisés dans l'économie de l'énergie, en termes d'échanges de volumes physiques comme d'utilisation de produits dérivés à des fins de couverture, le trading s'impose comme un maillon indispensable de la chaîne de valeur gaz/électricité.

Créée en 2001, Gaselys est aujourd'hui l'un des tout premiers acteurs du trading de gaz naturel en Europe.

La société est active sur les principaux marchés européens (bourses et marchés de gré à gré). Du fait des interactions entre

les différentes familles d'énergies – substitution ou complémentarité industrielle – elle traite tous les composants du mix, sous forme physique et financière pour le gaz naturel et l'électricité et sous forme financière pour le pétrole et les produits raffinés, le charbon et les quotas d'émissions de CO₂.

Sur la base de sa double expertise, industrielle et financière, Gaselys propose trois grands types de services :

- un accès aux marchés de court terme, de l'intra-journalier à des échéances de plusieurs années ;
- des solutions de couverture permettant de gérer les risques de prix résultant des fluctuations des cours de l'énergie (*risk management*) ;
- des solutions d'optimisation d'actifs physiques (gestion des flexibilités des capacités de production, de transport ou de stockage) ou contractuels (flexibilités des contrats d'achat ou de vente) en gaz ou en électricité.

Rachat par GDF SUEZ des parts de Société Générale dans Gaselys et projet d'unification des activités de trading d'énergie du Groupe en Europe

GDF SUEZ a procédé au rachat, le 30 septembre 2010, des 49% des parts détenues par la Société Générale dans Gaselys⁽¹⁾. À cette date, Gaselys est ainsi devenue une filiale à 100% de GDF SUEZ, après obtention des accords :

- de l'Autorité de Contrôle Prudentiel des établissements bancaires (ACP), qui a confirmé Gaselys dans son statut d'établissement régulé bancaire (en tant que Prestataire de Services d'Investissement – PSI),
- des autorités européennes de la concurrence.

GDF SUEZ s'est fixé l'objectif de donner naissance en 2011 à un leader européen du trading. Dans ce cadre, le Groupe a engagé un projet d'unification de ses activités de trading d'énergie en Europe, actuellement menées par Gaselys et l'entité « TPM Trading » de la branche Énergie Europe & International (voir en 2.1.7 la description de ce projet).

Des solutions de marché au service de GDF SUEZ, de ses clients et d'une clientèle en propre

Gaselys 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 long terme via des opérations d'achat/vente sur les places de marché organisés en Europe pour l'équilibrage et l'arbitrage, gestion financière des indexations du portefeuille de ressources et valorisation de ses flexibilités résiduelles ;

(1) Le pacte d'actionnaires de Gaselys prévoyait un réexamen périodique du partenariat, avec une échéance au premier trimestre 2010. Les discussions engagées par les deux groupes dans ce cadre ont abouti à la décision de poursuivre séparément le développement de l'activité de trading de gaz et électricité en Europe, chacun selon ses modalités propres et en lien avec ses autres métiers.

2.1 ORGANISATION DES ACTIVITÉS ET DESCRIPTION DES BRANCHES

- GNL : stratégies de couverture des transactions *spot* GNL, grâce à la capacité d'intervention sur les marchés européens, américain (*nat gas US, basis*) et asiatique (*Japanese Crude Cocktail*) ;
- production d'électricité des centrales du Groupe en France et au Royaume-Uni : couverture des *spark spreads*, *dark spreads*, contrats de *tolling*, et gestion de la contrainte carbone ;
- commercialisation d'énergie auprès des grands comptes de GDF SUEZ en Europe : solutions d'ingénierie de prix (*risk management*) construites avec les équipes commerciales de GDF SUEZ permettant d'inclure dans les contrats de fourniture de gaz des formules de prix adaptées aux profils de risques 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 (France) : ingénierie de prix permettant notamment à la branche Énergie France 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, Gaselys développe également une activité propre au travers :

- du développement d'une clientèle propre 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 d'optimisation sur actif (*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.

Présence sur les marchés européens

Gaselys est présente sur l'ensemble du mix énergétique

- Gaz naturel – Gaselys traite sur les principaux *hubs* européens : NBP au Royaume-Uni, *hub* de Zeebrugge en Belgique, TTF aux Pays-Bas, NCG et Gaspool en Allemagne, PEG en France, Baumgarten (*Central European Gas Hub*), PSV en Italie. Elle intervient comme *market maker* (animateur de marché) sur la bourse Powernext Gas créée en novembre 2008. Elle traite également du gaz sur les marchés américains, pour optimiser financièrement les arbitrages transatlantiques réalisés sur le GNL.
- Électricité – Gaselys développe ses positions sur les marchés de l'électricité : Royaume-Uni, France, Allemagne, Belgique, Pays-Bas, Espagne et Italie, ces deux derniers marchés sur une base financière.
- Pétrole : la plupart des contrats gaziers en Europe étant majoritairement indexés sur les produits pétroliers, Gaselys 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, JCC).
- Charbon : l'indexation charbon est également une composante de prix sur laquelle Gaselys intervient en financier pour des besoins de couverture (marché nord-ouest européen et autres références).

- CO₂ : pour gérer la contrainte carbone de ses clients, Gaselys traite les EUA (*European Union Allowances*) et les CER (*Certified Emission Reductions*).
- Certificats verts : Gaselys peut faire des offres d'électricité « verte » sur la base du Système de Certificats d'Énergie Renouvelable (RECS) et des garanties d'origine en Europe.

Gouvernance et pilotage des risques

Comme suite à la prise de contrôle exclusif de Gaselys par GDF SUEZ, le Conseil d'Administration a fait l'objet d'une réorganisation. Il est dorénavant composé de dirigeants des branches et de la Direction financière du Groupe.

Le conseil est fortement présent dans le suivi de l'activité de Gaselys. Il supervise et pilote notamment le dispositif de gestion des risques sur la base de divers comités de contrôle qui s'assurent que l'activité est menée conformément aux objectifs qu'il a définis – Comité d'Audit, Comité des Risques et Comité Nouveaux Produits.

En tant que prestataire de services d'investissement (PSI), Gaselys a développé une solide culture de maîtrise des risques impliquant une mesure, une gestion et un contrôle stricts des risques de marché, de crédit, de liquidité et de risques opérationnels et réglementaires. Elle structure et renforce ses fonctions de support et ses processus internes de manière continue pour fonder son développement sur des bases sécurisées. Le dispositif de risques de Gaselys s'insère dans la gouvernance Risques du Groupe via les comités risques branche et Groupe.

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), l'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 scénarios 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 Gaselys 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, Gaselys suit les besoins en fonds propres sur une base quotidienne et les reporte auprès de l'ACP.

Le dispositif de **Conformité et Contrôle interne** repose sur la sécurisation des activités et le respect par les collaborateurs des règles et procédures concernant notamment la conformité à la réglementation, les règles de bonne conduite ainsi que les normes internes de sécurité.

2.1 ORGANISATION DES ACTIVITÉS ET DESCRIPTION DES BRANCHES

Le département en charge veille en continu à l'efficacité du dispositif de contrôle interne par des actions de prévention (élaboration de manuels de déontologie, sensibilisation des opérationnels aux enjeux de la sécurité), le suivi de la déontologie du personnel, la réalisation d'un plan de tests inopinés et le suivi des mesures correctrices identifiées à cette occasion et le *reporting* vers les régulateurs (AMF, ACP), le management et le Comité d'Audit.

Il centralise également le suivi des recommandations des missions de contrôle interne et d'audit.

Le cadre réglementaire bancaire clarifie la distinction à faire entre le contrôle permanent et le contrôle périodique. Le département d'**audit interne** est en charge du contrôle périodique et complète en ce sens les fonctions réalisant du contrôle permanent (les départements opérationnels qui réalisent des contrôles de premier niveau sur la fiabilité des opérations, le département Conformité et Contrôle Interne, le Responsable de la Sécurité des Systèmes d'Information (RSSI), les départements des Risques). Tous ces départements coordonnent leurs travaux et veillent à renforcer ensemble la sécurité globale du dispositif de contrôle interne.

L'efficacité de l'ensemble du cadre de maîtrise des risques est testée régulièrement par le biais d'audits diligents par les auditeurs maison mère et les autorités de tutelle bancaire.

Enfin, en tant qu'acteur majeur du trading d'énergie en Europe, Gaselys est activement engagée au sein de groupes de travail et d'associations professionnelles (ISDA, EFET...)⁽¹⁾, pour promouvoir les bonnes pratiques de trading et travailler à leur harmonisation en Europe.

2.1.3.10 GDF SUEZ Ventes Grands Comptes

Principaux indicateurs-clés

- 171 TWh de gaz naturel ont été vendus par GDF SUEZ Ventes Grands Comptes à ses clients finals en 2010 (164 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 pour la première fois en République Tchèque. Les ventes en France, Belgique et au Luxembourg représentent près de 57% des volumes vendus contre 60% en 2009 et 65% en 2008.

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

TWh	2010	2009	2008
France	72,8	94	105,9
Belgique et Luxembourg	23,6	25,7	23,7
Pays-Bas	20,7	27,7	25,9
Italie	25,4	24,9	24,7
Espagne	3,9	4,1	2,2
Allemagne	20,4	22,3	16,1
Autriche	1,9	1,3	0,3
République Tchèque	2	0	0
TOTAL	170,7	200	198,8

Les volumes vendus en 2010 sont en nette diminution par rapport à 2009. Cette baisse des volumes est principalement constatée sur la France. Sur ce pays les volumes livrés passent de 94 TWh en 2009 à 72,8 TWh cette année ce qui représente une baisse de l'ordre de 22,5%. Les ventes en Europe hors France diminuent de 8 TWh (principalement aux Pays-Bas), le développement des nouveaux pays (Autriche et République Tchèque) permettant de limiter le tassement constaté sur les autres pays (hors Pays-Bas). Deux phénomènes principaux permettent d'expliquer cette baisse des volumes entre 2009 et 2010 :

- la crise économique de 2009 a frappé l'ensemble du portefeuille. Elle s'est traduite par une baisse d'activité des clients, et donc par une adaptation à la baisse de leurs profils de consommation sur l'année 2010 ;

- une 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 (entraînant un écart conjoncturel avec les prix des contrats de long terme, indexés principalement sur le pétrole).

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

Missions

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.

(1) ISDA : International Swaps and Derivatives Association, EFET: European Federation of Energy Traders.

2.1 ORGANISATION DES ACTIVITÉS ET DESCRIPTION DES BRANCHES

Face à un environnement en constante évolution, 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. Des équipes commerciales locales implantées en Europe assurent la proximité auprès des clients.

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 ;
 - 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 ;
 - 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 Gaselys. 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).

Une organisation commerciale trans-branches a été mise en place pour la commercialisation conjointe d'énergie et de services associés à ces très grands clients, sous une marque unique, GDF SUEZ Global Energy (cf. *infra*).

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.

● PARTS DE MARCHÉ*

	2010	2009
Allemagne	2,5%	3%
Belgique ⁽¹⁾	25,6%	20%
Espagne	2,2%	3%
France	38%	51%
Italie	12,7%	14%
Pays-Bas ⁽²⁾	11,9%	16%
Autriche	5,3%	ND
République Tchèque	6,9%	0%

* 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 2010 par la BU Ventes Grands Comptes).

(1) Réduction du marché liée à la prise en compte des différents commercialisateurs internes (fusion).

(2) Retraitement de la part de marché 2009 en raison du changement de périmètre du marché de référence sur les Pays-Bas (qui incluait précédemment tout le segment des clients industriels, ce qui n'est plus le cas en 2010).

Source : GDF SUEZ.

2.1 ORGANISATION DES ACTIVITÉS ET DESCRIPTION DES BRANCHES

Stratégie – Développement

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.

Depuis début 2009, les 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).

2.1.4 BRANCHE INFRASTRUCTURES

2.1.4.1 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).

Leurs positions combinées font du Groupe GDF SUEZ un des premiers acteurs européens 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.

2.1.4.2 Stratégie

La branche Infrastructures entend :

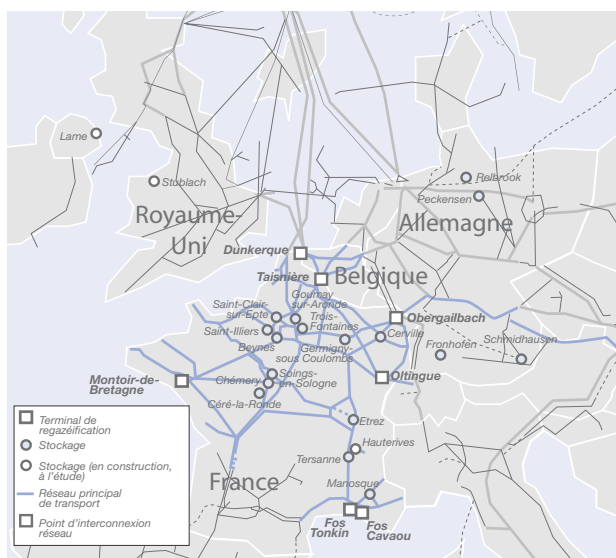
- développer les infrastructures pour accompagner l'évolution des marchés européens du gaz naturel, en favorisant la flexibilité de l'alimentation par de multiples sources, participant ainsi à la compétitivité du gaz et à sa sécurité d'approvisionnement ;
- faciliter le partage des meilleures pratiques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

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

2.1.4.3 Organisation

L'organisation des activités au sein de la branche Infrastructures s'articule autour de quatre filiales indépendantes, sociétés anonymes, contrôlées à 100% par GDF SUEZ :

- GrDF construit, entretient et développe le réseau de distribution en France ;
- GRTgaz gère de même 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 ;
- Storengy gère les sites de stockage en France et supervise d'autres filiales de stockage de GDF SUEZ en Europe ;
- Elengy 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.



Chaque filiale est dotée de ses moyens propres en termes de maîtrise d'ouvrage de toutes ses activités.

Outre les fonctions d'appui et de pilotage (Finance, Stratégie, Audit...), les fonctions support tertiaires (la gestion du contrat de travail, la comptabilité, les services généraux, l'informatique et les achats) sont assurées par cinq centres de services partagés (CSP) au service du seul périmètre Infrastructures. Ces centres sont regroupés dans une unité opérationnelle de branche.

Gouvernance

Storengy, Elengy, GrDF et GRTgaz sont chacune dotées d'un Conseil d'Administration et d'une Direction Générale. Chaque Conseil d'Administration est composé de douze 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.

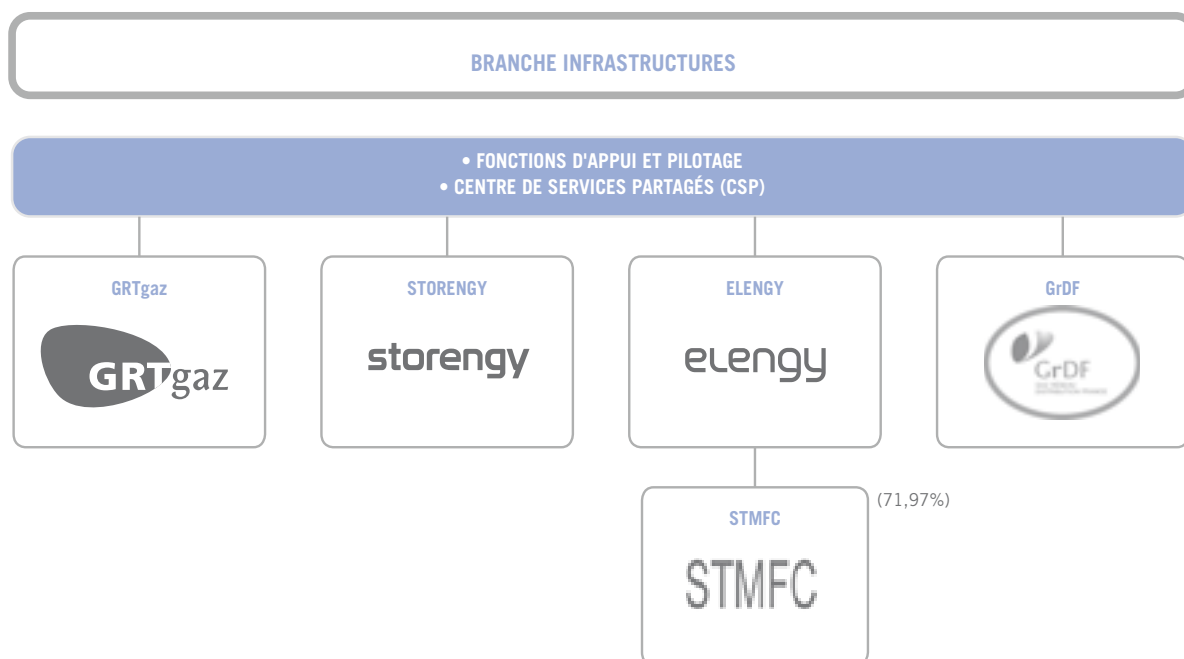
Les prestations entre les filiales Infrastructures, avec les CSP ou avec la maison mère font l'objet de contrats.

L'unité opérationnelle de branche exerce la fonction employeur pour les cinq centres de services partagés (CSP). Chaque CSP est doté d'un Directoire qui regroupe les clients du CSP (GRTgaz, GrDF, Storengy et Elengy) et est présidé par un des clients. Chaque Directoire définit les niveaux de service, en réponse aux besoins des clients, et formate en conséquence les moyens des CSP respectifs. Il pilote et contrôle la prestation, au travers des indicateurs clés de performance, dans le cadre d'une maîtrise d'ouvrage assurée par chaque client.

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

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

● SCHÉMA DES PRINCIPALES FILIALES DE LA BRANCHE INFRASTRUCTURES



2.1.4.4 Chiffres clés

En millions d'euros	2010	2009	Variation brute (en %)
Chiffre d'affaires branche	5 891	5 613	+ 5,0%
Chiffre d'affaires contributif Groupe	1 203	1 043	+ 15,3%
EBITDA	3 223	3 026	+ 6,5%

En 2010, GDF SUEZ Infrastructures a contribué à l'EBITDA du Groupe, à hauteur de 21%.

La branche Infrastructures assure la gestion, à travers des filiales indépendantes :

- du 1^{er} réseau européen de transport de gaz naturel (32 200 km en France et 1 373 km⁽¹⁾ de réseau de transport en Europe avec des participations au capital de plusieurs opérateurs de transport en Europe : Allemagne et Autriche) ;
- du 1^{er} réseau européen de distribution de gaz naturel (192 202 km en France) ;
- des 2^{es} capacités européennes de stockage de gaz naturel (plus de 10 milliards de m³)⁽²⁾ ;
- des 2^{es} capacités européennes de réception et de regazéification de GNL.

La branche Infrastructures emploie 17 500 collaborateurs au 31 décembre 2010.

2.1.4.5 Faits marquants

En janvier 2010, la consommation journalière de gaz naturel sur le réseau de transport de GRTgaz a atteint un nouveau sommet à 3 053 GWh, du fait d'une vague de froid.

À compter de janvier 2010, application de nouveaux tarifs d'accès aux terminaux méthaniers, individualisés par terminal, pour une période de 3 ans (à compter de sa mise en service pour Fos Cavaou)

Lancement du *blog* « Avec vous... GrDF en marche ». À destination des particuliers aussi bien que des professionnels du gaz naturel, des architectes et des membres d'une collectivité locale.

Depuis le 1^{er} avril, le nouveau contrat de Storengy utilise les références de prix du marché organisé Powernext Gas Spot.

Le terminal méthanier de Fos Cavaou a reçu le navire méthanier « Gaselys », marquant ainsi son entrée en service commercial en avril.

En juillet, GRTgaz a lancé TRANS@ctions, un portail sécurisé qui permet à tous les clients expéditeurs de gaz naturel de réaliser leur réservation de capacités d'acheminement directement en ligne.

Mise en service commercial à 100% du Terminal de Fos Cavaou, suite à la délivrance de l'arrêté d'autorisation de fonctionner à pleine capacité de la préfecture des Bouches-du-Rhône, le 25 août 2010.

Lancement, en septembre, du débat public sur la prolongation de l'exploitation du terminal méthanier Fos Tonkin.

En octobre, GRTgaz et Fluxys ont lancé la commercialisation de capacités primaires *bundlées* entre le hub de Zeebrugge et le PEG Nord sur Capsquare, leur plate-forme conjointe d'achat et de vente de capacités transfrontalières.

GrDF lance une nouvelle formule du contrat de concession de gaz naturel.

GRTgaz a inauguré plusieurs nouvelles stations de compression en 2010, dans le cadre d'un vaste programme de modernisation de son parc de compression.

2.1.4.6 Stockages souterrains de gaz naturel

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 2010, Storengy exploite en France :

- 13 installations de stockage souterrain (12 sont en pleine propriété, dont une comprenant deux structures de stockage). Neuf de ces stockages sont en nappe aquifère (pour un volume utile total de 9 milliards de m³), un 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

La société Storengy Deutschland GmbH, détenue à 100% par le Groupe, créée fin 2007, exploite quatre stockages qui représentent une capacité utile de près de 750 millions de m³, dont 470 sont directement commercialisées par cette société. En 2010, le projet de Behringen, stockage en gisement déplété, a pleinement démarré et deux nouvelles cavités ont été mises en service à Peckensen. Sur ce dernier site, les travaux se poursuivent pour mettre en service respectivement en 2013 et en 2014 deux cavités supplémentaires qui avaient été déjà commercialisées en 2008 par un processus d'enchères.

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 prévue est de 400 millions de m³ de volume utile, répartis en 28 cavités, ce qui en fera l'un des plus importants stockages au Royaume-Uni. Les premières capacités devraient être commercialisées en 2013. Les travaux ont démarré à la fin 2007 et le lessivage des 10 premières cavités (phase 1) a démarré comme prévu en octobre 2009. 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. Par ailleurs, les travaux de forage de 10 autres puits (phase 2) ainsi que l'ingénierie de l'installation gaz ont démarré en 2010.

(1) Longueur cumulée des réseaux de transport en Allemagne (Megal, 1 088 km) et en Autriche (BOG, 285 km).

(2) Source : analyse interne (données 2010). Le Groupe devrait devenir numéro 1 en termes de ventes de capacités de stockage après réalisation de l'acquisition de sites de stockage souterrain de gaz naturel en Allemagne, conformément au contrat d'acquisition signé en janvier 2011 et soumis à l'autorisation des autorités compétentes.

Irlande

Le projet de stockage en cavités salines de Larne, qui fait l'objet d'un partenariat avec la société Bord Gais s'est poursuivi en 2010 avec la réalisation d'une campagne sismique qui a permis d'identifier une structure géologique a priori apte au stockage. Pour valider ces premiers résultats, un forage sera réalisé en 2011.

Canada

À travers la gestion d'une participation indirecte à 49% dans Intragaz, Storengy intervient également en expertise au Québec. Au 31 décembre 2010, 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 des activités de stockage 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⁽¹⁾ à sa filiale Storengy, qui en assure l'exploitation et est donc titulaire des autorisations correspondantes. Ce dispositif a reçu l'approbation du Ministre en charge de l'Énergie.

La loi du 9 août 2004 prévoit un accès négocié aux installations de stockage, pour les fournisseurs autorisés. Les exploitants de stockages ont une obligation de publication des conditions générales d'utilisation des stockages.

La loi du 9 août 2004 et le décret n° 2006-1034 du 21 août 2006 fixent les conditions de priorité pour l'accès aux stockages. Le décret n° 2006-1034 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. Ainsi, l'arrêté du 10 février 2010 actualise, pour l'année 2010, l'arrêté du 7 février 2007 relatif aux profils et droits unitaires de stockage.

Enfin, conformément à la loi du 9 août 2004, un refus d'accès aux installations de stockage doit être dûment motivé.

Accès aux stockages

Le Groupe a mis en place un accès des tiers au stockage en avril 2004 en France. 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 six 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.

Storengy propose aussi régulièrement au marché les capacités disponibles au-delà de celles nécessaires à la couverture des droits de stockage des fournisseurs. En 2010, ces capacités ont été vendues lors d'une vente aux enchères et de ventes au guichet à un prix fixe et selon le principe du premier arrivé, premier servi. Elles ont été l'occasion de commercialiser de nouveaux produits tels que des capacités pluriannuelles ou une offre de « multicyclage virtuel » en zone Nord : Sédiane Multi.

Prix d'accès aux stockages

L'offre de stockage de Storengy repose sur des principes ayant été exposés aux services du Ministre chargé de l'Énergie et de la CRE. Les prix d'accès au stockage, du type « négocié », sont établis par les stockeurs de façon non discriminatoire. 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 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 2010, Storengy SA a commercialisé ses capacités auprès de 31 clients en France pour un volume total de 104,6 TWh dont 95,1 TWh au titre des droits d'accès.

Stratégie des activités stockage

Le développement de stockages requiert des investissements importants dans la durée.

Storengy prévoit une moyenne d'investissement d'environ 300 millions d'euros par an en France et à l'international.

(1) *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.

2.1.4.7 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 GIIGNL*). 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 2010. Après en avoir piloté la construction, Elengy assure l'exploitation du terminal méthanier de Fos Cavaou, détenu à hauteur de 71,97% et représentant une capacité de regazéification annuelle de 8,25 milliards de m³.

En 2010, le Groupe GDF SUEZ a cédé sa participation dans le terminal de Zeebrugge à Fluxys, qui était déjà chargé de l'exploitation et la commercialisation des capacités de ce terminal (capacité totale de 9 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 commercial 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.

Un appel à souscription a été lancé pour proposer aux acteurs du marché les capacités correspondant à la prolongation du terminal de Fos Tonkin au-delà de 2014. Il n'a pas été possible de réunir des engagements suffisants pour décider des investissements permettant une prolongation de l'exploitation jusqu'en 2034. Elengy prévoit de consulter de nouveau le marché courant 2011, sur la base de projets d'investissement modifiés.

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, Trinidad 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 220 000 m³ de GNL environ et de trois réservoirs d'une capacité totale de 360 000 m³. À la suite d'un appel à souscription (*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.

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 ont été réservées en totalité par divers acteurs jusqu'à fin 2014.

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. Ce terminal a reçu une première cargaison de GNL le 26 octobre 2009, permettant de lancer l'opération de « mise en froid ». La première injection dans le réseau de transport s'est déroulée le 13 novembre 2009 et la première cargaison commerciale a été reçue début avril 2010, après quelques mois d'essais. Le terminal a une capacité de regazéification de 8,25 milliards de m³ par an, un appontement pouvant accueillir les plus gros méthaniers existant à ce jour 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 71,97% par Elengy et de 28,03% par Total Gaz Électricité Holding France SAS. GDF SUEZ Global Gaz & GNL 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 plus 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 de l'activité 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 (installations 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 22 décembre 2008 pour les sites de Fos-sur-Mer et le 19 décembre 2008 pour Montoir-de-Bretagne. 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 cependant dans un premier temps autorisé le terminal à fonctionner à 20% de sa capacité jusqu'à l'obtention d'une nouvelle autorisation. Elle a ensuite étendu cette mesure à 100% de la capacité par arrêté préfectoral du 25 août 2010.

(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.

Accès aux terminaux méthaniers : principes et tarifs

Le Groupe a ouvert l'accès à ses terminaux méthaniers aux tiers en août 2000. Les tarifs d'accès, les conditions générales et les règles d'allocation sont disponibles sur Internet.

Le tarif d'accès aux terminaux méthaniers est régulé. Il est fixé selon des dispositions incorporant les mêmes principes généraux que ceux applicables au tarif d'accès au réseau de transport, à savoir l'application d'un taux de rémunération à une base d'actifs reconnue par la CRE, dite base d'actifs régulés (BAR), et la prise en compte des amortissements annuels et des dépenses d'exploitation.

Un nouveau tarif d'accès aux terminaux méthaniers a été adopté par l'arrêté du 20 octobre 2009, approuvant formellement la proposition tarifaire de la CRE du 16 juillet 2009. Ces nouveaux tarifs, individualisés par terminal, sont 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. La base d'actifs régulés (BAR) totale s'élève à 1 223 millions d'euros au 31 décembre 2010.

Le taux de rémunération admis par la CRE 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 sur 20 à 40 ans des différents composants des terminaux méthaniers. L'essentiel de l'actif est amorti économiquement sur 40 ans.

La formule tarifaire en vigueur à compter du 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.

Le contrat comporte une obligation minimale de paiement du souscripteur égale à 95% des engagements annuels, hors terme de gaz en nature, sur la base des quantités déchargées et du nombre de déchargements souscrits par terminal.

Les services accessibles en standard sont au nombre de trois : un service dit « continu », un service « bandeau » et un service spot.

De plus, des moyens de flexibilité complémentaires sont ouverts aux utilisateurs au sein de chaque terminal. Ces moyens consistent en la possibilité de réaliser des échanges mutuels de GNL et d'entrer dans un marché secondaire des capacités de regazéification.

Stratégie des activités terminaux méthaniers

Le plan stratégique d'Elengy couvre la période 2009-2016 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.

2.1.4.8 Les activités de distribution

GrDF est une filiale à 100% de GDF SUEZ, 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 la loi du 9 avril 1946 modifiée par la loi du 7 décembre 2006.

GrDF

Au 31 décembre 2010, le réseau de distribution français exploité par GrDF, constitue le 1^{er} réseau de distribution de gaz naturel en Europe par sa longueur ⁽²⁾, avec 192 202 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 environ 11,1 millions de points de livraison ⁽³⁾ dans 9 423 communes desservies en gaz naturel, représentant environ 77% de la population française ⁽⁴⁾. Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2010, près de 348,1 TWh de gaz naturel ont été distribués ⁽⁵⁾ contre 313 TWh au 31 décembre 2009.

(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.

(2) Source : benchmark interne à partir de données publiques 2009.

(3) 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.

(4) L'ensemble des données 2010 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.

(5) Quantités de gaz naturel distribuées : enlèvements bruts, en TWh, aux Points d'Interface Transport Distribution (PITD), déduction faite des pertes et différences diverses.

2.1 ORGANISATION DES ACTIVITÉS ET DESCRIPTION DES BRANCHES

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 775 000 clients fin 2009 à 900 209 fin 2010.

Les concessions de GrDF

Au 31 décembre 2010, GrDF dispose d'un portefeuille de 6 174 contrats de concession gaz naturel. Ces contrats sont généralement conclus pour une durée initiale de 25 à 30 ans.

Les 9 423 communes desservies par GrDF dans le cadre des 6 174 contrats se répartissent en deux groupes :

- 8 920 communes relèvent des droits exclusifs attribués à Gaz de France ou GrDF par la loi du 8 avril 1946 ;
- 503 communes relèvent de contrats de concession attribués à Gaz de France sur la période 2003-2010 pour une durée de 25 ou 30 ans à l'issue d'une mise en concurrence initiée par les collectivités locales.

Ces contrats de concessions ont été tous transférés à GrDF par la loi 2006-1537 du 7 décembre 2006.

Au 31 décembre 2010, la moyenne de la durée résiduelle des contrats de concession de GrDF pondérée par les volumes distribués est de 15,5 ans.

Organisation du distributeur

Relations contractuelles entre GrDF et ERDF au sein du service commun

L'article 5 de la loi n° 46-628 du 8 avril 1946 modifiée 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.

Les agents du service commun ont réalisé en 2010 près de 22 millions de relevés périodiques de compteurs gaz et environ 2 millions d'interventions techniques chez les clients pour le gaz.

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 renégocier une convention.

Environnement législatif et réglementaire de la distribution de gaz en France

Monopole de distribution

Conformément aux articles 1 et 3 de la loi du 8 avril 1946, le monopole de la distribution de gaz est aujourd'hui attribué à GrDF. Il est toutefois assorti d'exceptions :

- l'article 23 de la loi de 1946 maintient hors du champ de la nationalisation les exploitations gazières locales qui relevaient

déjà du secteur public et devaient être maintenues dans la situation où elles se trouvaient alors ;

- l'article 50 de la loi du 2 juillet 1998 puis la loi n° 2005-781 du 13 juillet 2005 permet à toutes les communes non desservies en gaz naturel de confier leur distribution publique à l'opérateur de leur choix.

Régime de concession

La distribution de gaz naturel constitue en France un service public communal (voir l'article L. 2224-31 du Code Général des Collectivités Territoriales). Chaque commune confie au distributeur, par voie de concession, l'exploitation de ce service public sur son territoire. Les concessions liant ainsi les communes 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 Gaz de France en 1994. GrDF et la FNCCR ont conclu en 2010 un nouveau modèle de cahier des charges de concession. Il capitalise l'expérience de l'application du modèle précédent, et intègre de nouveaux engagements (indicateurs de performance, raccordement des installations de biométhane...) qui répondent aux attentes des autorités concédantes.

Sur le périmètre de la concession, les ouvrages de distribution appartiennent aux communes dès leur construction, alors même qu'ils sont construits et financés par le distributeur, auquel l'exclusivité de leur usage est conférée (voir la loi du 7 décembre 2006).

Les communes 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.

Accès au réseau de distribution gaz

Le réseau de distribution est accessible de manière transparente et non discriminatoire pour les acheteurs de gaz, les fournisseurs ou leurs mandataires. GrDF publie sur son site Internet les conditions générales d'utilisation des ouvrages et installations de distribution. Elles doivent être respectées par les utilisateurs de réseaux et sont communiquées à la CRE.

Tarifs d'acheminement sur le réseau de distribution gaz

GrDF applique, depuis le 1^{er} juillet 2008 et pour une durée de quatre ans, les éléments tarifaires fixés par l'arrêté ministériel en date du 2 juin 2008, ci-après nommé « ATRD3 ». Un réajustement mécanique est prévu le 1^{er} juillet de chaque année. Ces éléments avaient fait l'objet, le 28 février 2008, d'une proposition élaborée par la CRE. Le taux de rémunération appliqué à la base d'actifs régulés (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.

(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. 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.

2.1 ORGANISATION DES ACTIVITÉS ET DESCRIPTION DES BRANCHES

Pour déterminer les charges de capital annuelles, la CRE applique, selon la nature des ouvrages, une durée d'amortissement de quatre à 45 ans. 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 sur laquelle le tarif d'utilisation du réseau de distribution est calé s'élève à 13 694 millions d'euros au 1^{er} janvier 2010.

L'arrêté du 31 mai 2010 modifiant l'arrêté du 24 juin 2009 met en œuvre pour la deuxième fois le réajustement mécanique du tarif ATRD3 au 1^{er} juillet 2010. La grille tarifaire de GrDF a augmenté de 0,76%, par l'application, à l'ensemble des termes tarifaires en vigueur au 30 juin 2010, d'un pourcentage de variation, comprenant :

- l'indice IPC, qui correspond à la variation annuelle moyenne constatée sur l'année 2009 de l'indice des prix à la consommation hors tabac, tel que calculé par l'INSEE pour l'ensemble des ménages France entière qui s'élève à 0,06% ;
- l'objectif de productivité annuel, fixé à 1,3% pour les quatre années de la période tarifaire ;
- l'apurement du Compte de Régularisation des Charges et des Produits (CRCP) sur la période juillet 2008-décembre 2009, qui a un impact de + 2% sur la grille tarifaire.

La prochaine évolution tarifaire de l'ATRD3 est prévue pour le 1^{er} juillet 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. La CRE a publié son 2^e rapport sur la qualité de service en janvier 2011 et confirme les améliorations dans les domaines importants pour le bon fonctionnement du marché, notamment le fonctionnement du portail fournisseurs OMEGA, le raccourcissement des délais de traitement des réclamations des fournisseurs et des consommateurs finaux.

La même structure tarifaire s'applique à l'ensemble des zones exploitées par le distributeur. Elle comporte des options tarifaires principales dépendant uniquement des caractéristiques de consommation du client final concerné.

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 2010 et au 1^{er} juillet 2010 après présentation à la CRE et aux fournisseurs de gaz.

Le code de bonne conduite

Conformément à la loi, GrDF élabore et actualise chaque année un code de bonne conduite. Celui-ci présente les actions mises en place par le gestionnaire de réseau de distribution pour garantir à l'ensemble des utilisateurs (clients finaux et fournisseurs de

gaz naturel) que ses pratiques professionnelles sont objectives, transparentes, non discriminatoires et qu'elles respectent bien la confidentialité des informations commercialement sensibles (ICS). L'application de ce code est vérifiée par un programme de contrôle de conformité. Les résultats de ce programme et les actions d'amélioration qui peuvent en résulter font l'objet d'un rapport annuel établi par GrDF. Le dernier rapport a été présenté à la CRE en novembre 2010. Sur la base de ce rapport annuel de conformité et des audits qu'elle conduit, la CRE élabore chaque année un rapport sur la mise en œuvre des codes de bonne conduite et l'indépendance des gestionnaires de réseaux.

Aspects concurrentiels

L'activité de distribution de gaz en France est exercée très majoritairement par GrDF. Les 22 autres distributeurs non nationalisés, visés dans la loi du 8 avril 1946, 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%.

Stratégie de GrDF

La stratégie développée par GrDF s'inscrit dans le cadre du projet d'entreprise « Entreprendre pour réussir ».

GrDF continuera à faire de la sécurité du réseau de gaz naturel un impératif majeur. Le niveau d'investissement consacré à la sécurité industrielle sera maintenu sur les années à venir. Les priorités porteront sur la sécurisation des chantiers, la réduction des dommages aux ouvrages et du délai de mise en sécurité du réseau en cas de fuite. Un effort particulier sera consacré à la numérisation de la cartographie des ouvrages de GrDF.

Par ailleurs, GrDF poursuivra son engagement dans la croissance du nombre de clients raccordés au réseau. Plusieurs démarches sont engagées auprès des clients, des maîtres d'ouvrage et des collectivités locales, pour favoriser le choix de l'énergie gaz naturel et les accompagner dans leurs choix de solutions énergétiques innovantes et performantes. Ces démarches permettront ainsi de valoriser la complémentarité du gaz naturel avec le nucléaire et les énergies nouvelles, en cohérence avec les principes posés par le Grenelle de l'Environnement.

Parallèlement, GrDF s'efforce de faciliter le démarrage de la filière biogaz en favorisant l'injection de biométhane dans ses réseaux.

GrDF a également pour ambition de valoriser son expertise d'exploitant de réseau gaz à l'international.

2.1.4.9 Les activités de transport

GRTgaz possède le plus long réseau de transport européen de gaz naturel à haute pression⁽¹⁾, pour acheminer le gaz pour le compte de l'ensemble des utilisateurs.

(1) Source : benchmark interne à partir de données publiques 2009.

2.1 ORGANISATION DES ACTIVITÉS ET DESCRIPTION DES BRANCHES

De plus, GDF SUEZ dispose de participations dans des réseaux de transport situés en Allemagne (Megal, 1 088 km), et en Autriche (BOG, 285 km), totalisant une longueur cumulée ⁽¹⁾ de plus de 1 373 km et une longueur contributive ⁽²⁾ de 576 km.

GRTgaz

GRTgaz, propriétaire de son réseau, développe, exploite et maintient le réseau de transport, pilote les flux de gaz naturel dans le réseau, ainsi que les prestations d'accès au réseau des fournisseurs de gaz et en assure la commercialisation.

Au 31 décembre 2010, le réseau français de GRTgaz comprenait 32 200 km de gazoducs dont 6 980 km de réseau principal à très haute pression complétés par plus de 25 220 km de réseaux régionaux permettant un maillage étendu du territoire français. Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2010, GRTgaz a transporté 60,2 milliards de m³ de gaz sur le réseau français (688 TWh) contre 57,8 milliards de m³ au 31 décembre 2009 (661 TWh).

L'évolution constatée, de l'ordre de 27 TWh, s'explique principalement par :

- une hausse, de l'ordre de 24 TWh des consommations industrielles : reprise confirmée de l'activité des clients directs après la crise de 2009 et développement des consommations pour la production d'électricité centralisée
- une hausse, de l'ordre de 34 TWh, des consommations des distributions publiques
- atténuée par une baisse, de l'ordre de 18 TWh, des exportations de gaz naturel vers d'autres réseaux de transport de gaz et une baisse de l'ordre de 13 TWh des injections dans les stockages.

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 ⁽³⁾ est de 28 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 stations comportaient, au 31 décembre 2010, 92 compresseurs de gaz pour une puissance totale de compression de 583 MW. GRTgaz utilise également les installations de compression situées sur cinq sites de stockage, exploités par la filiale Storengy.

Environnement législatif de l'activité de transport de gaz naturel

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. La gestion du réseau de transport est assurée par GRTgaz. L'accès non discriminatoire aux réseaux de transport de gaz institué par la loi est sous le contrôle de la CRE.

La loi du 3 janvier 2003 prévoit que la construction et l'exploitation des canalisations de transport de gaz naturel sont soumises à l'octroi d'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° 2008-944 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.

De plus, la directive 2009/73 du 13 juillet 2009 concernant les règles communes pour le marché du gaz naturel a été publiée le 14 août 2009. Elle abroge la directive 2003/55 et prévoit notamment trois régimes d'indépendance des gestionnaires de transport : la séparation patrimoniale des actifs de réseau de transport (« *ownership unbundling* »), le gestionnaire de transport indépendant (« *independent system operator* »), ou le gestionnaire de réseau de transport indépendant (« *independent transmission operator* »). La directive n'étant pas encore transposée en droit français, ses impacts potentiels pour le Groupe sont décrits dans le chapitre « Risques », en 5.2.5.3. À noter que la loi du 5 janvier 2011 portant diverses dispositions d'adaptation de la législation au droit de l'Union européenne autorise une transposition par ordonnance et prévoit que l'option « gestionnaire de réseau de transport indépendant » soit appliquée aux transporteurs français.

Tarifs d'acheminement sur le réseau de transport de GRTgaz

GRTgaz applique 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. Le taux de rémunération appliqué à la base d'actifs régulés (BAR) est déterminé en tenant compte du risque économique inhérent à l'exploitation d'infrastructures de transport de gaz naturel.

Un taux de base réel avant impôt sur les sociétés 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 sur laquelle le tarif d'utilisation du réseau de transport est calé s'élève à 6 212 millions d'euros au 31 décembre 2010.

(1) Longueur cumulée du réseau : longueur totale en kilomètres des canalisations du réseau considéré.

(2) Longueur contributive du réseau : longueur en kilomètres des canalisations du réseau considéré multipliée par le pourcentage de participation détenue par le Groupe GDF SUEZ.

(3) Âge moyen des canalisations : moyenne pondérée calculée sur la base de l'année de mise en service industrielle des canalisations et de leur kilométrage.

En contrepartie du mécanisme d'incitation à la productivité compris dans le tarif, GRTgaz publie régulièrement une trentaine d'indicateurs représentatifs de la qualité de service. Ainsi, le premier rapport de la CRE publié en novembre 2009 sur la qualité de service, note des améliorations sur le raccourcissement des délais de traitement des réclamations des consommateurs.

La grille tarifaire de GRTgaz est mise à jour au 1^{er} avril de chaque année à compter de 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.

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 avec le nouveau 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, de sortie et de capacité souscrite sur le réseau.

Code de bonne conduite de GRTgaz

Conformément à la loi, GRTgaz a élaboré un code de bonne conduite. Celui-ci présente les actions mises en place, par le gestionnaire de transport pour garantir : la transparence des informations nécessaires aux clients pour accéder ou se raccorder au réseau de transport, la non-discrimination dans le traitement de chaque catégorie d'utilisateurs du réseau de transport, la confidentialité des Informations Commercialement Sensibles (ICS) relatives au marché afin d'éviter toute révélation à une personne étrangère à l'opérateur (sauf dans les cas prévus par la loi).

GRTgaz présente chaque année son rapport sur la mise en œuvre de ce code à la CRE. Le rapport 2010 est publié sur le site Internet de GRTgaz.

Transport Europe

Allemagne

Megal GmbH & Co. KG (« Megal »), détenue à 44% par le Groupe GDF SUEZ, 51% par E.ON Gastransport et 5% par ÖMV (société énergétique autrichienne) est une société de droit allemand établie à Essen. Cette société possède un réseau cumulé de canalisations d'une longueur au 31 décembre 2010 de 1 088 km reliant les frontières tchèque et autrichienne à la frontière française. Cette société est consolidée par intégration proportionnelle.

GRTgaz Deutschland GmbH, détenue à 100% par le Groupe, commercialise environ 58% des capacités du réseau Megal. Elle a débuté son activité opérationnelle de commercialisation des capacités le 1^{er} octobre 2005 et a effectué, à ce titre, le pilotage de l'une des sept zones de marché de gaz H en Allemagne. Depuis le 1^{er} octobre 2009, GRTgaz Deutschland a intégré la plus grande zone de marché en Allemagne en participant à la mise en place du *NetConnect Germany* aux côtés de quatre autres transporteurs allemands.

En juillet 2010, la *Bundesnetzagentur* (BNetzA) a ouvert une procédure en retrait des décisions d'approbation des tarifs auprès de GRTgaz Deutschland, et de 6 autres transporteurs. Alors que la méthodologie de valorisation des actifs du réseau qui avait été retenue pour ces transporteurs fondait l'ensemble des tarifs d'accès allemands sur une valeur de remplacement des actifs, la BNetzA a considéré, au regard du décret allemand relatif aux tarifs de transport (juillet 2005), qu'il fallait retenir, pour les actifs anciens, les durées de vie comptables et non les durées de vie théoriques telles qu'énoncées à l'annexe 1 du règlement GasNEV. Une telle interprétation aurait eu un impact financier fort sur le revenu autorisé des transporteurs concernés. Au terme d'échanges avec la BNetzA, cette dernière a proposé un accord transactionnel limitant l'impact financier et l'étalant dans le temps.

Autriche

Détenue à 34% par le Groupe, à 51% par ÖMV Gas et à 15% par E.ON, BOG dispose du droit exclusif de commercialiser les capacités d'une canalisation de 285 km détenue par ÖMV Gas allant de Baumgarten, à la frontière slovaque, à Oberkappel, à la frontière allemande, où elle est interconnectée au réseau Megal. Cette société est consolidée par mise en équivalence.

Stratégie des activités de transport en Europe

Les filiales de transport du Groupe contribuent activement à la construction du marché européen grâce à leur participation aux travaux du GTE et de l'ENTSOG (associations des gestionnaires de transport européens) et à l'harmonisation des offres de transport en Europe.

Les projets de développement engagés par GRTgaz représentent des investissements d'environ 3 milliards d'euros entre 2010 et 2019. 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.

En complément, de nombreux projets sont en cours d'examen, qui pourraient se traduire par des investissements dans de nouvelles infrastructures (interconnexions avec la Suisse, le Luxembourg et la Belgique, raccordements de terminaux méthaniers) et confortent la France dans son rôle de plaque tournante du gaz en Europe.

2.1.4.10 Environnement 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, qui doit s'exercer de manière transparente et non discriminatoire. L'accès à ces infrastructures s'effectue sur la base de tarifs régulés intégrant pour les activités correspondantes de la branche des taux de rémunération des actifs variant notamment en fonction de la nature de l'infrastructure exploitée ;

2.1 ORGANISATION DES ACTIVITÉS ET DESCRIPTION DES BRANCHES

- instauration en France en 2004, d'un droit d'accès des tiers aux installations de stockage qui doit s'exercer de manière transparente et non discriminatoire. L'accès au stockage s'effectue sur la base de tarifs négociés⁽¹⁾. Un décret du 21 août 2006 a précisé les règles de détermination, d'attribution, de répartition et d'allocation des capacités de stockage ;
- depuis 2003, la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE), autorité administrative indépendante, est compétente pour la régulation de l'activité gazière.

Ainsi, certaines activités de la branche Infrastructures en France sont régulées par la CRE, à travers un cadre réglementaire stable et incitatif :

- périodes de régulation pluriannuelles : le tarif distribution est en vigueur depuis le 1^{er} juillet 2008, jusqu'en 2012 ; un nouveau tarif transport est en vigueur depuis le 1^{er} janvier 2009 jusqu'à mars 2013 et une nouvelle tarification des terminaux méthaniers est entrée en vigueur le 1^{er} janvier 2010 pour trois ans, jusqu'en 2013 ;
- mécanisme d'indexation des prix de type « RPI⁽²⁾ - 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, coûts des combustibles...).

Le droit positif en la matière s'articule autour des lois de transposition de la directive 2003/55 du 26 juin 2003 (lois n° 2003-8 du 3 janvier 2003, n° 2004-803 du 9 août 2004, n° 2005-781 du 13 juillet 2005 et n° 2006-1537 du 7 décembre 2006). La loi du 5 janvier 2011 autorise la transposition par ordonnance de la directive 2009/73/CE du Parlement européen et du Conseil qui abroge la directive 2003/55.

L'accès des tiers aux infrastructures en France

Afin de permettre à tout client établi dans un État membre de s'adresser au fournisseur de son choix situé dans cet État ou un autre, un droit d'accès des tiers aux réseaux de transport et de distribution ainsi qu'aux installations de stockage et aux installations de regazéification du GNL a été institué par la loi.

Les opérateurs gestionnaires du réseau de transport et de distribution et d'installations de GNL et de stockage 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 réseau de transport ou de distribution ou aux installations de stockage et de GNL doit être motivé et notifié au demandeur ainsi qu'à la CRE.

Tout opérateur exploitant des ouvrages de transport, de distribution, de stockage de gaz naturel ou des installations de GNL 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 10.2.

Non-discrimination, confidentialité des informations et séparation comptable

Selon les dispositions de la loi du 9 août 2004, les activités de gestionnaire de réseau s'exercent désormais par référence à un « code de bonne conduite » actualisé et remis à la CRE chaque année pour prévenir les risques de pratiques discriminatoires en matière d'accès des tiers aux réseaux de transport et de distribution. La CRE publie chaque année depuis 2005 un rapport sur le respect du code de bonne conduite et l'indépendance des gestionnaires de réseaux de transport et de distribution.

Chaque opérateur exploitant des ouvrages de transport, de distribution ou de stockage de gaz naturel ou des installations de GNL préserve la confidentialité de toutes les informations dont la communication serait de nature à porter atteinte à une concurrence loyale. Les opérateurs concernés doivent communiquer à la CRE les mesures prises à cet effet. La violation de ces obligations est pénalement sanctionnée par une amende.

La dissociation comptable prévue par la loi du 3 janvier 2003 est devenue sans objet pour ces quatre activités depuis leur filialisation.

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 intégrée verticalement, 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. Toutefois, les textes reconnaissent un droit de supervision économique et de gestion de l'Entreprise intégrée. Ces dispositions ont été transposées en France par les lois du 9 août 2004 et du 7 décembre 2006. L'activité transport a été filialisée au 1^{er} janvier 2005 et l'activité distribution au 31 décembre 2007. Par ailleurs, les activités terminaux méthaniers et stockage ont 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 s'articule autour de plusieurs autorités. La Commission de Régulation de l'Énergie est l'autorité de régulation compétente dans le secteur du gaz depuis 2003. Le Ministre chargé de l'Énergie dispose aussi de certaines prérogatives en termes de contrôle et de sanctions. Les collectivités locales, en leur qualité

(1) Le tarif est élaboré par l'opérateur, publié et appliqué à tout client dans les mêmes conditions.

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

d'autorités concédantes, peuvent également exercer des contrôles sur la bonne exécution des obligations résultant des cahiers des charges de la concession de distribution.

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.

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.

La CRE propose aux Ministres chargés de l'Économie et de l'Énergie les tarifs d'accès aux réseaux de transport et de distribution et aux infrastructures GNL et formule un avis sur les tarifs de vente réglementés de gaz.

La loi du 7 décembre 2006 lui confère un pouvoir d'approbation des programmes d'investissements des transporteurs de gaz naturel. Cette loi institue également au sein de la CRE un Comité de règlement des différends et des sanctions.

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

Elle s'est vu attribuer 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.

Enfin, la CRE dispose de pouvoirs de sanction aussi bien que de pouvoirs réglementaires. Elle 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. La loi 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 ;
- 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.

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 ont un pouvoir de décision en matière de tarifs d'utilisation des infrastructures, à l'exception du stockage, et de la vente de gaz.

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 de la loi du 3 janvier 2003 et de la loi du 13 juillet 2005. 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 de la loi du 3 janvier 2003 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

La loi 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 et aux distributeurs 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, la continuité de la fourniture de gaz, la sécurité d'approvisionnement, la qualité et le prix des produits et des services fournis, la protection de l'environnement, l'efficacité énergétique, le développement équilibré du territoire, la fourniture de gaz en dernier recours aux clients non domestiques assurant des missions d'intérêt général et au maintien d'une fourniture aux personnes en situation de précarité. Il en va de même de la fourniture de gaz au Tarif Spécial de Solidarité.

2.1.4.11 Le développement durable des activités d'infrastructures

Chaque société est engagée dans une démarche d'obtention et de renouvellement de certifications, pour ses activités de stockage souterrain, de regazéification, de distribution et de transport. Ces certifications visent les prestations commerciales aussi bien que l'activité industrielle et l'odorisation du gaz naturel émis sur le réseau.

Storengy a mis en place un système de management intégré Qualité, Sécurité et Environnement depuis 2000 qui est évalué chaque année avec le référentiel international ISRS© (*International Safety Rating System*) développé par DNV. Cet outil a permis d'obtenir, en 2009, le renouvellement des certificats ISO 14001 (Environnement) et ISO 9001 (Qualité) ainsi que la validation d'un niveau supérieur de Santé-Sécurité. Le certificat « Environnement » concerne les 12 sites français de stockage souterrain de gaz naturel pour ce qui est de l'activité industrielle d'opérateur, de la rénovation des installations, de la construction de nouvelles installations et du forage. Le certificat « Qualité » concerne deux processus, celui de stockage souterrain de gaz naturel (ou commercialisation) et celui de l'odorisation du gaz naturel envoyé dans le réseau de transport. Les sites évalués en 2010 – Beynes, Etrez et Germigny – ont obtenu le niveau 6, niveau adapté pour le type d'activités exercé par Storengy. Storengy met en œuvre un programme d'inspections volontaires des ouvrages (collectes) reliant les puits d'exploitation

2.1 ORGANISATION DES ACTIVITÉS ET DESCRIPTION DES BRANCHES

aux installations de surface des stockages souterrains. Par ailleurs, la conformité de la mise en œuvre des dispositions « prévention des risques majeurs » avec la réglementation applicable aux stockages souterrains de gaz naturel (arrêté du 17 janvier 2003) est vérifiée, chaque année par DNV, à travers son outil complémentaire à l'ISRS : PSM (*Process Safety Management*) basé sur les exigences liées à la Directive SEVESO II (96/82/EC) et les meilleures pratiques identifiées. Par ailleurs, dans le domaine de la sécurité, le *Gas Industry Safety Award* a été décerné à Storengy UK pour les excellentes performances obtenues en matière de sécurité et pour l'efficacité des procédures mises en œuvre.

Les prestations de regazéification et d'odorisation de gaz naturel sur les terminaux méthaniers de Montoir-de-Bretagne et de Fos Tonkin sont certifiées ISO 9001 (qualité) et ISO 14001 (environnement). Pour son système de management de la santé et de la sécurité, le terminal méthanier de Montoir-de-Bretagne a atteint en 2009 le niveau 7 du référentiel ISRS de DNV (organisme indépendant de certification), devenant ainsi le 1^{er} site industriel en France à avoir obtenu ce niveau de reconnaissance. Une charte d'engagement pour l'insertion et l'emploi a été signée en juin 2010 à Martigues avec le Syndicat d'agglomération nouvelle Ouest Provence et la Communauté d'Agglomération de Martigues. Cette charte vient s'ajouter à la convention pour promouvoir l'emploi local avec la CARENE (Communauté d'Agglomération de la Région Nazairienne et de l'Estuaire) et le PLIE (Plan Local pour l'Insertion et l'Emploi) signée en 2009 dans le cadre du chantier « Cap Grand Ouest » de rénovation du terminal de Montoir-de-Bretagne. Ces deux initiatives concrétisent la volonté d'Elengy de soutenir les publics les plus en difficultés, tout en renforçant son intégration locale.

Le système de management de GrDF est certifié selon le référentiel qualité ISO 9001 et le référentiel environnement ISO 14001 pour l'ensemble des activités distribution du gaz naturel en France depuis le 29 juillet 2008, des certifications toutes deux renouvelées en 2010. Le déploiement de la politique de développement durable, validée mi-2009, et la mise en œuvre des chantiers associés se poursuit. L'année 2010 a été plus particulièrement marquée par la réalisation du bilan des émissions de gaz à effet de serre des activités de GrDF, selon la méthode de l'analyse du cycle de vie, le lancement de la sensibilisation de l'ensemble des salariés de l'entreprise au développement durable ou encore la définition du cadrage national du Plan de Déplacement d'Entreprise.

GRTgaz exploite le réseau de transport à partir de son centre de répartition national à Paris. Ce système intégré permet d'assurer à la fois la surveillance des installations en termes de sécurité et leur pilotage en termes de mouvements de gaz et de maîtrise de la fourniture aux clients. En 2009, GRTgaz a obtenu le renouvellement de la certification qualité ISO 9001 de l'ensemble de ses activités (notamment l'acheminement et la livraison de gaz, et l'odorisation du gaz transporté), ainsi que le renouvellement de la certification environnementale ISO 14001 pour ses activités de compression. À fin 2010, 15 stations de compression sont incluses dans le périmètre de certification. GRTgaz a également lancé en 2001 un programme pluriannuel d'inspection et de réhabilitation des canalisations de transport. À la fin de l'année 2010, 80% de son réseau de transport avait été inspecté et 73% réhabilité.

2.1.5 BRANCHE ÉNERGIE SERVICES

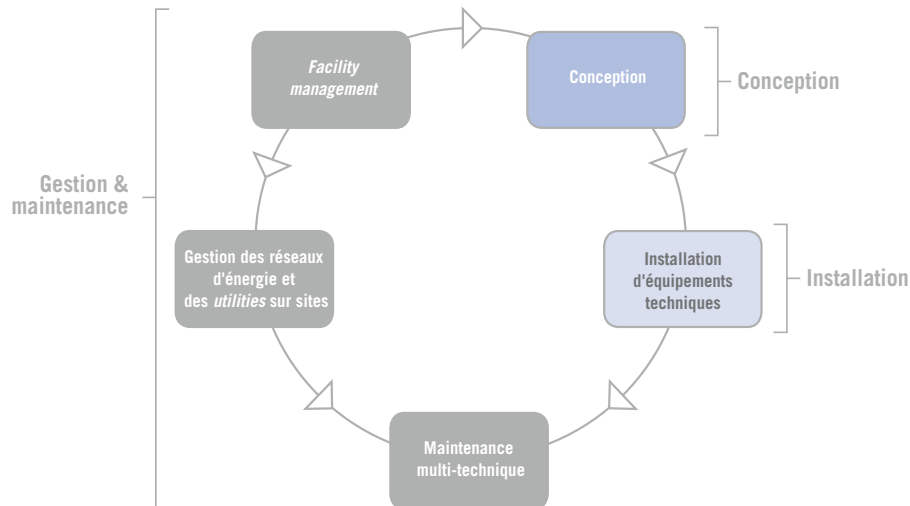
2.1.5.1 Mission

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, etc. ;
- 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.

2.1.5.2 Stratégie

Avec un chiffre d'affaires de 13,486 milliards d'euros, GDF SUEZ Énergie Services est le 1^{er} acteur présent sur le marché européen des services à l'énergie agissant sous des marques commerciales reconnues : Cofely, Axima-Seitha, Omega Concept, Endel, Fabricom, INEO, et Tractebel Engineering.

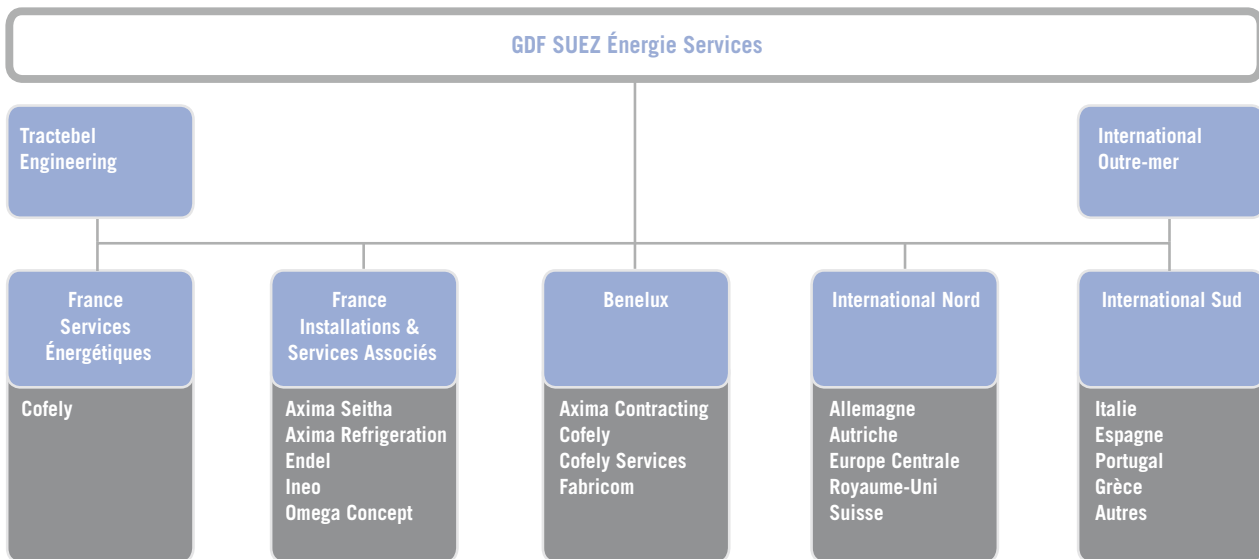
GDF SUEZ Énergie Services est numéro un en France, en Belgique, aux Pays-Bas et en Italie ; elle occupe une position forte dans les pays tels que le Royaume-Uni, l'Allemagne, l'Espagne, la Suisse et l'Autriche et a des bases de développement dans d'autres pays tels que le Portugal et la Grèce ainsi qu'en 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 ciblées, le développement dans de nouvelles zones géographiques ou de nouvelles activités.

2.1.5.3 Organisation

● GDF SUEZ ÉNERGIE SERVICES : UNE ORGANISATION MÉTIER PAR PAYS



Les entités qui composent GDF SUEZ Énergie Services sont structurées autour d'une organisation géographique, constituée de six BU (France Installations & Services associés, France Services Énergétiques, Benelux*, International Nord, International Sud et International Outre-mer) et d'une autre BU dédiée à l'ingénierie (Tractebel Engineering).

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 ;
- *facility management*.

* Rapprochement des BU Belgique et Pays-Bas au 1^{er} mai 2010.

2.1.5.4 Chiffres clés

En millions d'euros	2010	2009	Variation brute (en %)
Chiffre d'affaires branche	13 486	13 621	- 1%
EBITDA	923	921	+ 0,2%

Les activités de la branche représentent 13,486 milliards d'euros de chiffre d'affaires pour 2010.

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.

2.1.5.5 Faits marquants

En janvier, Axima et Seitha fusionnent pour renforcer leur position de leader français du génie climatique et de la réfrigération en France. Axima Seitha réalise plus de 1 000 chantiers par an en installation et maintenance en génie climatique, réfrigération et protection incendie.

Tractebel Engineering assure, pour l'opérateur gazier indien GAIL, une mission de conseil pour la gestion du projet de gazoduc Jagdishpur – Haldial long de plus de 2 050 km, constitué d'une conduite principale de 800 km et de plusieurs embranchements totalisant 1 250 km.

En mars, Cofely (Portugal) signe un contrat de *facility management* (maintenance, gardiennage et entretien) pour l'usine Continental à Porto.

En avril, Ineo (France) signe, avec la Préfecture de Police de Paris, un contrat pour le financement, la conception, l'installation ainsi que la maintenance-exploitation du système de vidéosurveillance et des 1 106 caméras associées.

En mai, Cofely (Italie) signe un contrat pour la fourniture d'un système intégré de services et la gestion des installations techniques dans trois centres médicaux de l'ASL (Autorité Régionale de Santé) de Cuneo.

GDF SUEZ Énergie Services développe sa production d'électricité verte en Nouvelle-Calédonie grâce à l'acquisition auprès de la société Aerowatt de deux parcs éoliens implantés sur la commune du Mont-Dore (Province Sud). Ils seront exploités par Alizés Énergie, filiale d'EEC, principale société du Groupe GDF SUEZ en Nouvelle-Calédonie. Grâce à cette acquisition, GDF SUEZ Énergie Services exploitera désormais un parc de 50 éoliennes d'une puissance installée de 13 MW électrique et produira ainsi plus de 20 GWh d'électricité d'origine éolienne en Nouvelle-Calédonie, soit près de 30% de l'électricité vendue sur la commune du Mont-Dore.

GDF SUEZ Énergie Services acquiert le groupe Utilicom et ses filiales, société de IDEX Energy UK Limited. Cet investissement stratégique permet la création de Cofely District Energy Limited, le nouveau leader dans la gestion des réseaux urbains de chaud et de froid au Royaume-Uni.

En juin, Fabricom (Belgique) décroche le marché des Technologies de l'Information et de la Communication des tunnels ferroviaires et de la gare de l'aéroport de Bruxelles National attribué par Infrabel

dans le cadre du projet Diabolo. Le contrat prévoit la fourniture, l'installation, de raccordement et de mise en service de câbles et de matériel : équipement de base et de câblage structuré, transmission, détection d'incendie, vidéosurveillance, contrôle d'accès, téléphones d'urgence, sonorisation, localisation des trains, guides d'évacuation dynamique et scénario de réseau d'incendie.

En juillet, Ineo/Axima Seitha (France) signe un contrat, en groupement avec AIA et Fondeville, pour la conception-construction du nouvel hôpital de Carcassonne.

Ineo (France) signe un contrat de Partenariat Public Privé avec le « Grand Dijon » pour la conception, la construction, le financement et la maintenance pendant 26 ans de l'ensemble des équipements électriques et systèmes de commande des deux futures lignes de tramway, ainsi que sur la gestion de l'approvisionnement en énergie.

Cofely (France) signe un contrat pour la conception, la construction et l'exploitation du réseau de chaleur biomasse de la ville de Sens.

Ineo (France) est retenu aux côtés de Vinci pour la conception/construction de la Ligne à Grande Vitesse (LGV) Tours-Bordeaux, le plus important projet de concession d'infrastructure de transport en Europe.

En août, Cofely Services (Belgique) crée une *joint venture* « SportOase » avec Van Roey dans le cadre de la signature d'un partenariat public privé avec la Société Autonome de Développement Urbain Knokke-Heist pour la conception, la construction, le financement, l'entretien et la gestion du complexe sportif « Duinenwater » à Knokke-Heist.

Fabricom (Norvège) signe avec Statoil un contrat cadre relatif à la maintenance et aux modifications (M&M) de plusieurs plates-formes *offshore* de forage de Sleipner (gaz et pétrole léger). L'accord comprend les études, l'ingénierie de détail, la fabrication et les travaux d'installation ainsi que des services de soutien opérationnel.

En septembre, Cofely (France) remporte dix projets pour la construction et l'exploitation de chaufferies bois, d'une puissance totale de 100 MW. Ces projets s'inscrivent dans le cadre de l'appel à projets « Biomasse Chaleur Industrie Agriculture et Tertiaire » (BCIAT) mis en place par le ministère de l'Écologie, de l'Énergie, du Développement Durable et de la Mer à l'issue du Grenelle de l'environnement.

En octobre, Ineo (France) signe le 1^{er} Partenariat Public-Privé photovoltaïque en France. Plus de 60 000 panneaux solaires photovoltaïques au sol, représentant une puissance totale de 14,7 MW, seront installés sur 4 centres d'enfouissement techniques de déchets en Vendée et pris en charge par le Syndicat d'électrification de la Vendée via sa Régie REVe.

En novembre, Cofely (Pays-Bas) signe un contrat d'installation des équipements de chaleur, de ventilation et de climatisation, des équipements électriques et de protection incendie ; des systèmes

2.1 ORGANISATION DES ACTIVITÉS ET DESCRIPTION DES BRANCHES

de distribution des gaz (air comprimé, azote, fluor) et des systèmes de traitement d'eau dans le cadre de la construction d'une salle blanche pour une usine de fabrication de scanners à plaques de dernière génération.

En décembre, Cofely (Allemagne) signe un protocole d'accord pour l'acquisition de Proenergy Contracting GmbH & Co. KG, fournisseur de services à l'énergie implanté à Bochum en Allemagne. Proenergy Contracting et ses filiales gèrent actuellement 3 400 sites en Allemagne, en Autriche, en Hongrie et en Roumanie et réalisent un chiffre d'affaires de plus de 60 millions d'euros.

2.1.5.6 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 Seitha, INEO, Omega Concept, Endel et Fabricom, GDF SUEZ Énergie Services propose à ses clients des prestations multi-techniques 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, éclairage public...);
- intégration de services (*facility management*, gestion multi-sites, partenariats public-privé...).

Production et distribution électrique

GDF SUEZ Énergie Services assure dans la production et la distribution électrique à Monaco et dans le Pacifique (Nouvelle-

Calédonie, Polynésie Française, Vanuatu, Wallis et Futuna) en étant partenaire du développement de ces territoires.

Principaux marchés

La zone géographique couverte par GDF SUEZ Énergie Services est essentiellement l'Europe : la branche a, sur base d'une comparaison des chiffres d'affaires, la position de numéro un en France, en Belgique, aux Pays-Bas et en Italie, une position forte dans les pays limitrophes et des bases de développement dans les pays plus éloignés tels que ceux de l'Europe centrale.

La branche est présente sur quatre marchés principaux

- le tertiaire public, pour environ 30% de son activité. La branche Énergie Services est notamment présente dans l'habitat collectif, les bâtiments publics, les hôpitaux, les campus universitaires, 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.
- l'industrie, également pour 30%. Les grandes industries clientes de la branche sont l'industrie pétrolière, l'industrie papetière, la chimie, la production électrique, la sidérurgie, 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.

Le développement des partenariats public-privé, notamment dans le secteur tertiaire public, est un facteur favorable aux développements des activités combinées d'installations et de services.

Enfin, le marché des infrastructures reste attractif en raison des nombreuses initiatives des collectivités publiques, notamment pour améliorer la mobilité et la sécurité. GDF SUEZ Énergie Services y est reconnu comme un acteur majeur et compris pour des activités de niche dans la mobilité et les technologies de la sécurité intelligente.

Avec un bon équilibre des métiers 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 la différencie de ses concurrents. Ses principaux concurrents sont Vinci Énergies, ACS, Cegelec et Spie pour les métiers de l'installation, et de Dalkia et Johnson Controls pour les métiers des services.

2.1.5.7 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 ;

- 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.

2.1.6 BRANCHE ENVIRONNEMENT

● PRINCIPAUX CHIFFRES CLÉS DU COMPTE DE RÉSULTAT CONSOLIDÉ

<i>En millions d'euros</i>	2010	2009
Chiffre d'affaires	13 869,3	12 296,4
EBITDA	2 339,4	2 059,9
Résultat opérationnel courant	1 024,8	926,0
RÉSULTAT NET PART SUEZ ENVIRONNEMENT COMPANY	564,7	403,0

(Données extraites du Document de Référence SUEZ Environnement Company 2010).

● PRINCIPAUX CHIFFRES CLÉS DE L'ÉTAT DE SITUATION FINANCIÈRE CONSOLIDÉ

<i>En millions d'euros</i>	31 décembre 2010	31 décembre 2009
Actifs non courants	18 395,0	13 683,2
Actifs courants	7 535,4	8 864,4
TOTAL DE L'ACTIF	25 930,4	22 547,6
Capitaux propres part SUEZ Environnement Company	4 772,6	3 675,9
Participations ne donnant pas le contrôle	1 854,2	742,2
Autres éléments de passif	19 303,6	18 129,5
TOTAL DU PASSIF	25 930,4	22 547,6

(Données extraites du Document de Référence SUEZ Environnement Company 2010).

Avec un chiffre d'affaires de 13,9 milliards d'euros et environ 79 550 salariés au 31 décembre 2010, 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 ;

2.1 ORGANISATION DES ACTIVITÉS ET DESCRIPTION DES BRANCHES

- 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 :

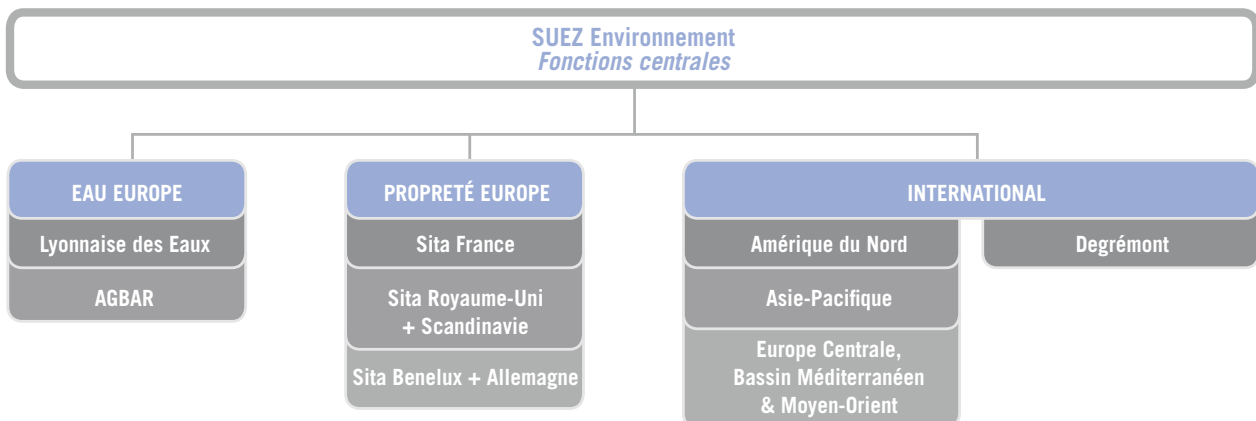
- dans le domaine de l'eau, SUEZ Environnement conclut principalement des contrats de délégation de service public (affermages ou concessions), et des marchés publics, mais aussi

des contrats de services, d'exploitation et de maintenance ainsi que des contrats de construction et d'ingénierie ;

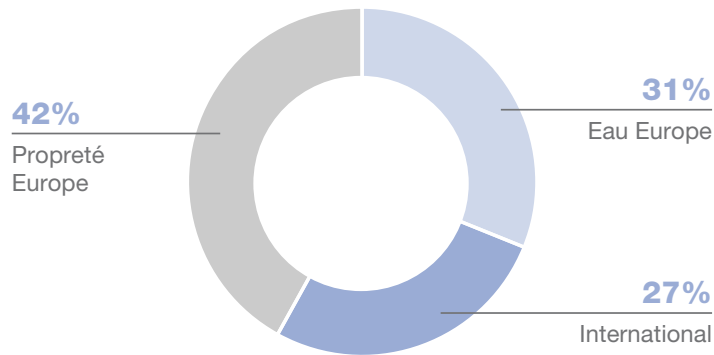
- dans le domaine des déchets, SUEZ Environnement conclut des contrats de services ou de gestion (déléguée ou non, intégrée ou non), des contrats d'exploitation et de maintenance et des contrats de type conception, construction et exploitation.

Pour l'année 2010, 53% du chiffre d'affaires consolidé de SUEZ Environnement a été réalisé dans le segment de l'eau et 47% dans le segment des déchets. Dans l'eau, SUEZ Environnement exploitait en 2010 près de 1 200 unités de production d'eau potable, desservant une population de 91 millions de personnes. SUEZ Environnement opérait également plus de 1 800 sites de traitement d'eaux usées, couvrant les besoins de 61 millions de personnes. Dans le domaine des déchets, SUEZ Environnement a traité, en 2010, plus de 40 millions de tonnes de déchets, et a desservi par ses activités de collecte environ 50 millions de personnes et plus de 430 000 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, Propreté 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.

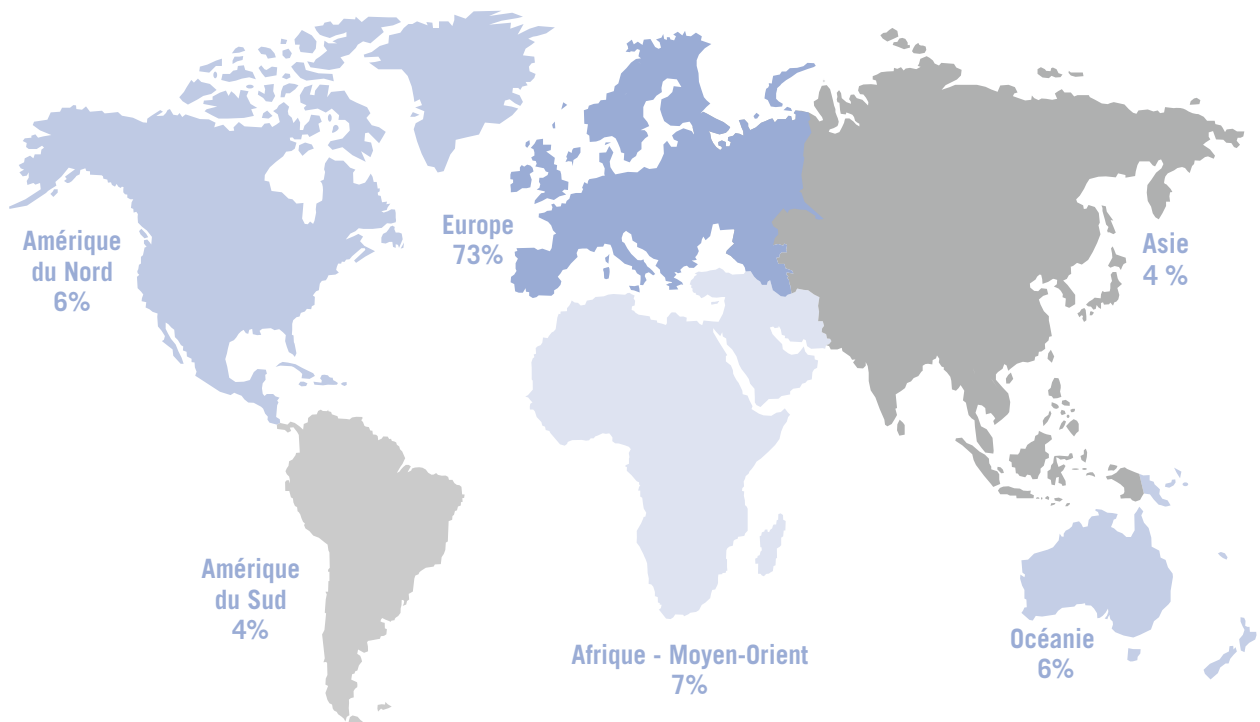


Le graphique ci-dessous présente la répartition du chiffre d'affaires consolidé de SUEZ Environnement au 31 décembre 2010 selon cette organisation (le segment « Autres » n'y est pas représenté dans la mesure où il recouvre uniquement les fonctions centrales regroupées au sein de SUEZ Environnement) :



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 2010⁽¹⁾ :



(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.

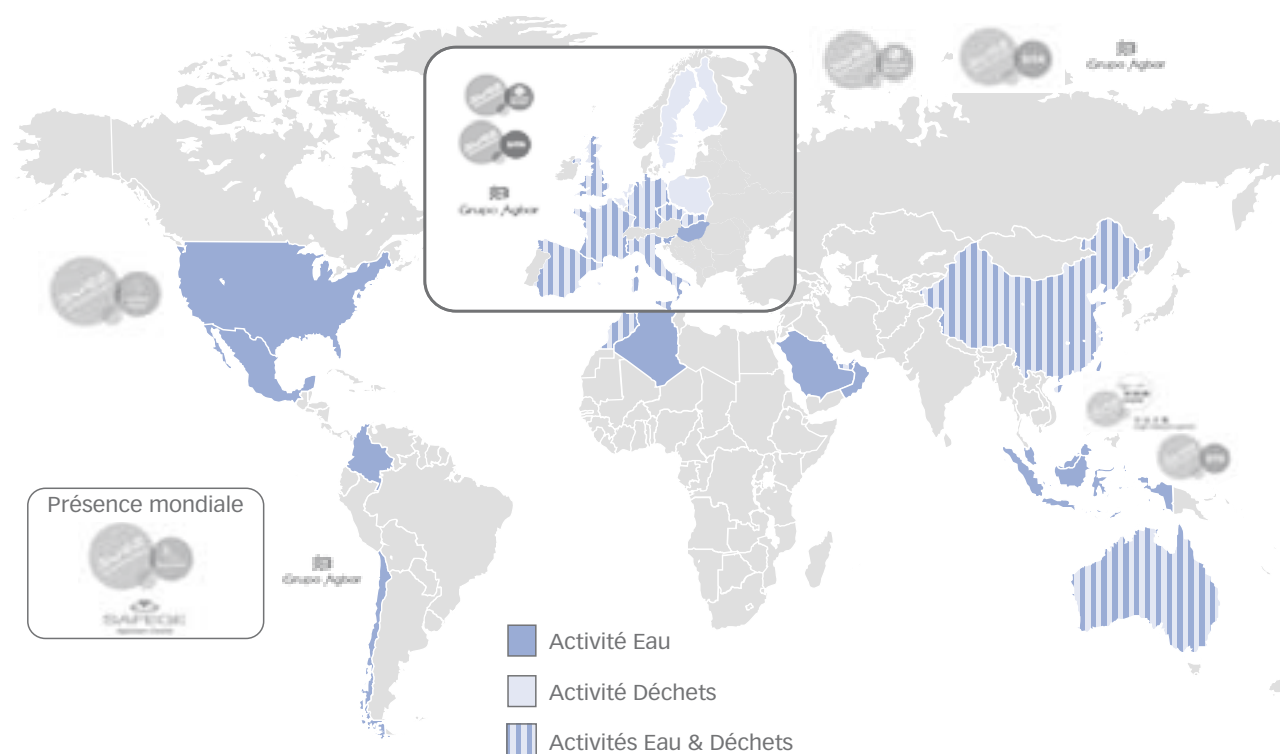
2.1 ORGANISATION DES ACTIVITÉS ET DESCRIPTION DES BRANCHES

SUEZ Environnement bénéficie d'un réseau étendu de filiales et d'agences ; fin 2010, SUEZ Environnement exerçait ses activités en tant qu'opérateur dans plus de 35 pays. Ainsi hors d'Europe, des grandes villes telles que Hong-Kong, Casablanca, Jakarta 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 2010 :



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.

2.1.7 PROJET D'UNIFICATION DES ACTIVITÉS DE TRADING DU GROUPE EN EUROPE

GDF SUEZ a engagé un projet d'unification de ses activités de trading d'énergie en Europe, actuellement conduites par Gaselys et Electrabel, notamment la BU « TPM Trading », entités décrites respectivement dans les sections 2.1.3.9 et 2.1.2.3.

Cette opération s'inscrit dans le cadre d'un projet ambitieux visant à donner naissance en 2011 à un leader européen du trading, combinant produits physiques et financiers sur l'ensemble du mix énergétique.

Aujourd'hui les deux plates-formes, qui couvrent toutes deux l'ensemble du mix énergétique, occupent 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 TPM Trading sur l'électricité, le gaz, le charbon et le CO₂.

La nouvelle plate-forme de trading du Groupe aura le statut de Prestataire de Services d'Investissement (PSI), sous réserve de l'obtention de l'agrément des régulateurs français (ACP) et belge (CBFA), et conservera la double localisation actuelle, Paris et Bruxelles.

Elle sera au service de l'ensemble des BU du Groupe, développera une activité commerciale en propre et servira de plate-forme initiale pour une expansion en dehors de l'Europe.

Dans un contexte de volatilité des prix des commodités énergétiques mais également d'évolution rapide du cadre réglementaire, GDF SUEZ s'appuiera ainsi sur un trading unifié, performant et mettant en œuvre les meilleures pratiques en termes de maîtrise des risques, pour soutenir et accompagner les activités du Groupe en offrant :

- un accès aux marchés de gros, physiques et financiers, de l'énergie pour contribuer à l'optimisation du portefeuille (outils de production, contrats de long terme...), notamment pour lisser l'impact des variations de prix par des couvertures ;
- une aide aux commercialisateurs pour fournir des solutions d'ingénierie de prix répondant aux demandes des clients.

Par ailleurs, le trading unifié poursuivra sa démarche de création de valeur par le biais d'activités en propre :

- en développant une franchise commerciale et des offres particulières pour certains clients ou intermédiaires ;
- en réalisant des prises de positions directionnelles/propriétaires grâce à sa connaissance des marchés et de leurs caractéristiques.

2.2 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 2010, 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 11.2.

● CENTRALES ÉLECTRIQUES (> 400 MW)

Pays	Site/Centrale	Capacité totale (MW)	Type
Allemagne	Fenne	420	Centrale au charbon
	Zolling	519	Centrale au charbon
Arabie Saoudite	Marafiq	2 741	Centrale au gaz naturel
Bahreïn	Al Dur	406	Centrale au gaz naturel
	Al Ezzel	954	Centrale au gaz naturel
	Al Hidd	938	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
	Rodenhuize	526	Centrale charbon biomasse
	Ruien	879	Centrale charbon, biomasse, gaz naturel
	Tihange	3 016	Centrale nucléaire
Brésil	Cana Brava	450	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	Tocopilla	938	Centrales au gaz naturel, charbon, fioul
Émirats Arabes Unis	Taweelah	1 592	Centrale au gaz naturel
Espagne	Cartagena	1 199	Centrale au gaz naturel
	Castelnuo	774	Centrale au gaz naturel
États-Unis	Astoria	575	Centrale au gaz naturel
	Hot Spring	746	Centrale au gaz naturel
	North Field Mountain	1 080	Centrale de pompage
	Red Hills	1 186	Centrales au gaz naturel et charbon
	Wise County Power	746	Centrale au gaz naturel
France	CombiGolfe	435	Centrale au gaz naturel
	CyCoFos	487	Centrale au gaz naturel et gaz sidérurgiques
	DK6 (Dunkerque)	788	Centrale au gaz naturel et gaz sidérurgiques
	Montoir-de-Bretagne	435	Centrale au gaz naturel
Grèce	Viotia	422	Centrale au gaz naturel
Hongrie	Dunamenti	1 676	Centrales gaz, cogénération et autres
Italie	Torre Valdaliga	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

Pays	Site/Centrale	Capacité totale (MW)	Type
Pays-Bas	Bergum	664	Centrale au gaz naturel
	Eems	2 455	Centrale au gaz naturel
	Flevo	870	Centrale au gaz naturel
	Gelderland	590	Centrale charbon
Pérou	Chilca	541	Centrale au gaz naturel
Pologne	Polaniec	1 657	Centrale charbon
Qatar	Ras Laffan	1 833	Centrale au gaz naturel
Royaume-Uni	Teesside	1 875	Centrale au gaz naturel
Singapour	Senoko	2 445	Centrales au gaz naturel et au fioul
Thaïlande	Bowin	713	Centrale au gaz naturel
Turquie	Ankara	763	Centrale au gaz naturel

● 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
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)	545
France	Cerville (Meurthe-et-Moselle)	650
France	Étrez (Ain)	579
France	Tersanne (Drôme)	173
France	Manosque (Alpes de Haute-Provence)	137
France	Trois-Fontaines	50
Allemagne	Reitbrook	175
Allemagne	Fronhofen	35
Allemagne	Peckensen	220
Allemagne	Schmidhausen	50
Allemagne	Grunewald	246
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 MÉTHANIERS

Pays	Localisation	Capacité totale
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

(1) La capacité, portée temporairement à 7 Gm³/an fin 2005, a été ramenée à 5,5 Gm³/an fin 2010.

2.3 POLITIQUE DE L'INNOVATION, RECHERCHE ET DÉVELOPPEMENT

2.3.1 L'INNOVATION AU CŒUR DE LA STRATÉGIE DE GDF SUEZ

GDF SUEZ est un énergéticien de référence dans les métiers du gaz, de l'électricité ainsi que des services à l'énergie et à l'environnement : le développement et la mise en œuvre des solutions de demain font partie intégrante de sa mission. Cette exigence nécessite d'innover en permanence afin de, par exemple, privilégier les technologies de production d'électricité les moins émettrices de gaz à effet de serre, maîtriser la chaîne de valeur du gaz naturel liquéfié, proposer des solutions liées à l'efficacité énergétique et environnementale à l'ensemble des clients : particuliers, entreprises, collectivités.

Les savoir-faire du Groupe sont le fruit d'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.

Les travaux portent principalement sur quatre domaines : la sécurité d'approvisionnement, l'amélioration des performances techniques, industrielles et économiques, la maîtrise des impacts sur l'environnement, la lutte contre le changement climatique.

GDF SUEZ mène des travaux portant sur les technologies du futur dans le cadre des programmes de recherche prospectifs transversaux et répond à des demandes des branches sur des travaux de recherche d'amélioration opérationnelle.

5 grands programmes transversaux ont été mis en œuvre afin de préparer les technologies de demain : énergies renouvelables,

captage et stockage du CO₂ (CSC), GNL *offshore* et chaînes gazières du futur, ville de demain, *smart energy and environment*.

Quelques réalisations marquantes des programmes :

- en énergie renouvelable : développement, en partenariat, de projets pilotes et démonstrateurs sur la gazéification de la biomasse et la production d'électricité avec une installation pilote de solaire thermique concentré (CSP) sur la base de la technologie Fresnel,
- en captage, transport et stockage du CO₂ : développement, en partenariat, d'un grand projet démonstrateur de captage, transport et stockage CO₂ intégré, et lancement, avec le support de l'ADEME, du projet « France Nord » comme l'un des projets de son fonds démonstrateur,
- en *smart energy* (*smart metering*, *smart grids* et stockage d'énergie) : développement de nombreuses initiatives pilotes dans diverses branches du Groupe en plus des efforts de Recherche et Innovation dans ces domaines, dont le lancement d'un démonstrateur sur les réseaux et les compteurs intelligents en Belgique et la participation active au lancement du « Club Stockage d'Énergies », créée par l'ATEE (Association Technique Énergie Environnement) en France.

En 2010, les dépenses pour la recherche et le développement technologique se sont élevées à 222 millions d'euros et le portefeuille de brevets ressort à environ 3 200 (y compris SUEZ Environnement).

Le Groupe s'est engagé dans une démarche systématique de stimulation et de promotion de l'innovation qui lui permet d'être une référence dans ses domaines de compétences :

- Ainsi, en décembre 2010, le jury des Trophées du Management de l'Innovation Bearing Point/Expansion a récompensé le Groupe GDF SUEZ dans la catégorie « prix spécial du jury ». Ce trophée récompense GDF SUEZ pour sa démarche innovation portée par un ancrage de l'innovation à tous les échelons de l'organisation, du niveau *corporate* aux niveaux des *Business Units*.
- Trois exemples ont été salués par le prix spécial du jury dans la mesure où elles incarnent les efforts et la maturité du groupe GDF SUEZ en matière de dispositifs innovants : la BU Clients Habitat & Professionnels de la branche Énergie France pour l'initiative MIX'ID de partage d'idées ; SUEZ Environnement pour l'élaboration et le déploiement de la méthodologie WIKTITM pour le transfert de savoir-faire ; Lyonnaise des Eaux pour la Zone Libellule® qui permet la dépollution de l'eau dans des zones composées de plantes et micro-organismes divers placées en aval des stations d'épuration et permettant à la fois de renforcer la biodiversité et de préserver la qualité de l'eau.

- Par ailleurs, les solutions gaz naturel proposées par le CRIGEN et la branche Énergie France ont été primées lors de la 9^e édition du challenge des Maisons Innovantes organisé par l'Union des Maisons Françaises.
- Enfin, le portail Internet « Ma Future Installation », permettant de simuler et d'optimiser la performance énergétique de son habitat, a été primé lors de la 9^e édition des Trophées Batiactu Construction & Innovation Organisée par le groupe SMABTP et Batiactu.

En 2010, 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 2010, 439 dossiers ont été déposés, 13 Grands Prix et 6 Labels Création de Valeur ont été décernés.

2.3.2 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 450 collaborateurs et gère un portefeuille de 1 166 brevets. Ses travaux portent sur le développement d'offres pour les différents publics (résidentiel, industriel, collectivités...), les énergies nouvelles (renouvelables, stockage d'énergie, captage et stockage de CO₂...), les infrastructures gazières (sécurité, performance...), le GNL, les innovations *web* et les solutions de mobilité du poste de travail. Le budget de R&D du CRIGEN s'est élevé en 2010 à 103 millions d'euros.

Les réalisations marquantes :

- optimisation de l'efficacité des moteurs des navires GNL pour consommer mieux, émettre moins de polluants et optimiser le fonctionnement de la propulsion,
- architecture de l'offre novatrice « Zen Box » qui permet au client particulier d'agir sur la maîtrise de ses consommations énergétiques. Ces travaux s'inscrivent dans la dynamique actuelle de développement des services autour du *smart metering*,
- « Ma future Installation », un outil Internet simple et pratique qui permet de simuler et optimiser la performance énergétique de son habitat. Il propose au consommateur les meilleures solutions pour réaliser des économies d'énergies, précise leur impact sur la facture d'énergie et les travaux à effectuer,

- réalisation d'une analyse comparant les émissions de gaz à effet de serre (GES) sur le cycle de vie de différents véhicules : essence, diesel, GNV et biométhane carburant. Les résultats montrent que le couplage biométhane carburant + véhicule hybride au gaz permet de réduire de 95% les émissions de GES,
- lancement d'un *field test* technique et commercial de 250 unités murales de nouvelle génération afin de démontrer la maturité de l'écogénérateur,
- lancement d'un partenariat avec Saint-Gobain pour la substitution partielle de combustibles fossiles par du gaz de synthèse issu de la gazéification de biomasse dans ses fours de production de bouteilles (projet ANR BioVive),
- développement d'une micro-machine de forage dirigée et d'une tête de forage équipée d'un mini-géoradar destinées à réaliser des réseaux et des branchements de distribution de gaz et d'eau,
- maîtrise d'œuvre déléguée du projet « Surveillance de vieillissement des canalisations de transport », lancé par le Ministère en charge de l'Énergie pour améliorer la maîtrise des techniques d'inspection et de surveillance des canalisations de transport d'hydrocarbures.
- **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 2010, il compte 250 personnes et réalise un chiffre d'affaires d'environ 47 millions d'euros. Ses compétences et activités couvrent les domaines de la production, de la transmission, de la distribution, du stockage et de l'usage final de

2.3 POLITIQUE DE L'INNOVATION, RECHERCHE ET DÉVELOPPEMENT

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.

Les réalisations marquantes :

- obtention d'un label de Création de Valeur aux Trophées Innovation de GDF SUEZ pour le *Diagnostic Center* de Laborelec,
 - amélioration significative du simulateur de turbines à vapeur (nomination aux Trophées Innovation de GDF SUEZ),
 - obtention d'un Grand Prix aux Trophées Innovation 2010 de GDF SUEZ pour le système de gestion de la durée de vie des ailettes de turbine à gaz,
 - réalisation d'une installation pilote de test de panneaux photovoltaïques en couches minces,
 - développement d'un outil très efficace de prévision de la puissance produite par des éoliennes,
 - mise au point d'un système prédictif de *monitoring* d'émissions gazeuses,
 - commercialisation d'un système innovant de répulsion de poissons à la prise d'eau de centrales électriques.
- **SUEZ Environnement** : les centres de R&D (CIRSEE, DENARD, CETAQUA et Shanghai Chemical Industry Park Sino French Water Development Co Ltd) et les réseaux d'experts de SUEZ Environnement sont implantés en France, en Espagne, aux États-Unis et en Chine. En 2010, le réseau des centres de recherche de SUEZ Environnement s'est étoffé. Degremont et United Water ont réuni leurs forces en Amérique du Nord en matière de R&D : une alliance baptisée « *Water & Environment Research Center* » basée à Richmond a ainsi été créée avec pour objectif de créer un pôle d'expertise unique sur l'eau dans la région. 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, maîtriser l'impact sur l'environnement ainsi que les risques sanitaires et environnementaux. SUEZ Environnement a consacré ainsi 73,3 millions d'euros en 2010 pour la recherche, le développement technologique et l'innovation. Au total, plus de 400 chercheurs et experts participent à temps plein aux travaux de recherche et de développement technologique.

Les réalisations marquantes :

- **En Recherche** :
 - production d'énergie à partir du biogaz issu de la biomasse (centre de stockage, boues d'épuration), économies d'énergie dans l'exploitation des infrastructures, renforcement de la valorisation énergétique des unités d'incinération, et valorisation énergétique et développement du potentiel d'énergies renouvelables,
 - veille risques sanitaires et environnementaux : polluants émergents, nanotechnologies,
 - rendement techniques des réseaux d'eau potable : caractérisation du patrimoine, gestion et maintenance de ce patrimoine ;

- **En Développement** :

- CityBiose® : Safege propose un outil d'évaluation et de visualisation de la performance environnementale des services d'une collectivité locale en termes d'eau potable, assainissement, propreté, transport public, éclairage public, énergie des bâtiments publics,
- amélioration des techniques de tri : tri optique, tri par flottation ;

- **En Innovation produits** :

- Degrés Bleus : une technologie de Lyonnaise des Eaux qui permet d'utiliser les calories des eaux usées pour chauffer des bâtiments,
- le développement d'un véhicule de collecte tout électrique par le développement de carburation alternative Hybris,
- NOSE maîtrise des pollutions olfactives des installations d'assainissement et de propreté.

En 2011, 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 démarré de façon concrète fin 2010 et prendra 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 télésystèmes, les énergies renouvelables et les nouvelles technologies de l'énergie, la qualité de l'air et la santé.

Les réalisations marquantes :

- développement d'un logiciel simulateur de conduite de chaufferie (SCORE) pour utilisation dans un premier temps par les techniciens en formation de gestion de l'énergie, en reproduisant à l'identique toutes les actions de réglage possible sur une chaufferie pour les amener à une meilleure gestion des installations,
- travaux sur la qualité de l'air intérieur (Elena, Filtration, Collectair, etc.).
- **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 et au Brésil, 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.
- **INEO**, rattaché à la branche Énergie Services, est implanté en France et structure son activité de R&D et d'innovation autour

de quatre axes : 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, mène une politique de veille auprès des PME innovantes et participe à des programmes de recherche partenariale bénéficiant de fonds européens, de l'ADEME ou de l'Agence Nationale de la Recherche.

- **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**, la stratégie de R&D est définie par la Direction des Activités Nucléaires (DAN) ; la Direction Recherche et Innovation contribue à la réalisation de celle-ci. Diverses activités de R&D sont poursuivies dans les domaines suivants : mise en dépôt de surface ou en dépôt 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 d'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.).

2.3.3 PROPRIÉTÉ INTELLECTUELLE

2.3.3.1 Brevets

GDF SUEZ SA

- 13 nouveaux brevets ont été déposés en 2010. 7 sont issus de la DRI (6 pour le CRIGEN et 1 pour Laborelec), 4 de la branche Énergie Services (2 pour Climespace, 1 pour Endel et 1 pour CPCU), et 2 de la branche Infrastructures (1 pour GRTgaz, 1 pour GrDF),
- 17 demandes d'extensions à l'étranger ont été déposées auprès des offices de brevets de différents pays (Europe, Russie, Australie, Chine, Inde, Japon, Canada et USA),
- Le portefeuille de brevets de GDF SUEZ SA s'élève à 1 193 brevets français et étrangers, dont 194 brevets « souches »,
- 11 licences ont été concédées sur 2 brevets et 9 logiciels (Persee 7, LNG expert, Ocsygen, Bore@s...),
- 1 cession de propriété de brevet au profit de GDF SUEZ SA.

SUEZ Environnement

- Le portefeuille de brevets de SUEZ Environnement représente 239 familles de brevets. En 2010, 19 brevets nouveaux ont été déposés au nom de SUEZ Environnement ou de ses filiales comme Degrémont, Lyonnaise des Eaux France, SITA France ou encore Safège. Ils couvrent l'ensemble des métiers de l'eau et des déchets restant sur une dynamique forte.
- Au total, SUEZ Environnement est titulaire d'environ 2 000 brevets nationaux, déposés dans plus de 70 pays.

2.3.3.2 Marques

GDF SUEZ SA

- Dépôt de 15 marques françaises, dont les dépôts du logo de la Fondation GDF SUEZ (« *Energy to act*, Fondation GDF SUEZ ») en version anglaise et française et de *The Golden Mission* (marques françaises avec extensions à l'international),
- 6 dépôts nationaux à l'étranger,
- Demande de dépôt de 2 marques internationales qui désignent respectivement 3 et 4 pays,
- Dépôt de 3 marques communautaires (Cameroon LNG...),
- Le portefeuille de GDF SUEZ SA comprend 1 400 marques environ, ce qui représente 2 530 titres de propriété intellectuelle,
- Signature de 3 licences de marque avec GNVert (marques françaises GNVert et GNV de Bordeaux, marque communautaire GNVert), GDF SUEZ Energia México (marques mexicaines GDF SUEZ, Maxigas et Maxigas Natural) et Electrabel SA (marque communautaire GDF SUEZ Global Energy),
- Signature d'un accord de coexistence avec la société LEDA qui souhaite déposer la dénomination Climater (marques françaises Climatech et Options Climatech),
- Cession des marques « Eurexcter, l'excellence territoriale européenne, un projet, une ambition » (marque française, marque nationale irlandaise et marque internationale désignant le Benelux, l'Allemagne, l'Espagne et l'Italie) à l'association du même nom.

SUEZ Environnement

- SUEZ Environnement est au 31 décembre 2010 à la tête d'un portefeuille de 500 marques environ,
- En 2010, 27 nouvelles marques ont été déposées par le Groupe (1 par SUEZ Environnement, 14 par Lyonnaise des Eaux, 7 par Degrémont, 1 par Ondeo IS, 2 par R+i Alliance, 2 par SITA), notamment : Eaux du Mont Blanc, Ciclope, Géobain, Terre de Seine, Biomix, Blue Orange, La Séquanaise, Oxyblue....

2.3.3.3 Logiciels

Le CRIGEN

- 22 logiciels ont été enregistrés, dont 20 pour le compte du CRIGEN, 2 pour des filiales (1 pour Ecometering et 1 pour Storengy),
- 1 cession de propriété du logiciel OPAL PRO à la filiale Storengy.

2.3.3.4 Noms de domaine

GDF SUEZ SA

- 182 noms de domaine ont été achetés, dont une centaine de noms de domaine pour les usages de la branche Énergie France.
- En 2010, 2 097 noms de domaine sont détenus dans le portefeuille.
- Deux licences d'utilisation de noms de domaine ont été concédées.

2

PRÉSENTATION DES ACTIVITÉS DU GROUPE

DÉVELOPPEMENT DURABLE ET ÉTHIQUE

	PAGE		PAGE
3.1 DÉVELOPPEMENT DURABLE	100	3.3 ENGAGEMENTS SOCIÉTAUX	111
3.1.1 Un engagement au cœur de l'identité et de la stratégie du Groupe	100	3.3.1 L'aide aux clients démunis	111
3.1.2 Le développement durable au sein de GDF SUEZ	100	3.3.2 Les actions sociétales liées à des projets d'investissement	111
3.2 ENGAGEMENTS ENVIRONNEMENTAUX	102	3.3.3 La politique de solidarité en France	112
3.2.1 Le cadre législatif et réglementaire	103	3.3.4 Le soutien aux acteurs d'intérêt général et au monde associatif	113
3.2.2 Le management environnemental	103	3.4 ÉTHIQUE ET COMPLIANCE	114
3.2.3 Les systèmes de mesure et de contrôle de la performance, la responsabilité environnementale	104		
3.2.4 Éléments méthodologiques sur le reporting environnemental 2010	104		
3.2.5 Les actions du Groupe	106		

3.1 DÉVELOPPEMENT DURABLE

En 2009, après plus de cinq années de travail mené sous l'égide du comité ISO par des experts de plus de 90 pays, 40 organisations internationales et près de 500 parties prenantes, la norme internationale ISO 26 000 a été votée. Celle-ci donne les lignes directrices en matière de responsabilité sociétale des organisations et permet d'aborder et de structurer la notion de responsabilité des entreprises vis-à-vis de ses parties prenantes selon des principes et une méthodologie partagés internationalement. En effet, elle aborde de manière systématique les sept questions majeures que

sont la gouvernance des organisations, les droits de l'homme, les relations et conditions de travail, l'environnement, les bonnes pratiques des affaires, les questions relatives aux consommateurs et l'engagement sociétal.

Depuis plusieurs années, le Groupe est particulièrement actif dans ces domaines. Ainsi, GDF SUEZ a soutenu officiellement le lancement de la norme ISO 26000 en France le 7 décembre 2010.

3.1.1 UN ENGAGEMENT AU CŒUR DE L'IDENTITÉ ET DE LA STRATÉGIE DU GROUPE

Le développement durable est un impératif constitutif de l'identité de GDF SUEZ. C'est aussi un levier de croissance pour le Groupe et un instrument de maîtrise des risques.

L'ambition du Groupe est de développer une croissance responsable qui s'appuie sur les atouts et les métiers du Groupe : énergie, eau, propreté. Les métiers fournissent des solutions pour aider les clients à atteindre leurs propres objectifs de développement durable. Ils sont en outre exercés localement et nécessitent des investissements sur le long terme. Le développement durable est ainsi au cœur même de la stratégie du Groupe.

Par la nature de ses métiers, le développement durable s'inscrit dans la stratégie de GDF SUEZ. En effet, compte tenu de l'évolution des marchés mondiaux à moyen et long termes, les dimensions économiques, environnementales et sociétales du développement durable s'inscrivent dans l'évolution des *business models* du Groupe.

Le développement durable de GDF SUEZ est piloté de manière à contribuer à la création de valeur du Groupe, d'une part en développant des projets qui contribuent à l'augmentation des *cash flows* et d'autre part en menant des activités qui réduisent le risque lié au coût du capital.

3.1.2 LE DÉVELOPPEMENT DURABLE AU SEIN DE GDF SUEZ

GDF SUEZ a été l'une des premières entreprises à s'associer au Pacte Mondial (ou *Global Compact*), dès son lancement en juillet 2000. La politique développement durable Groupe, ses principes de gouvernance comme les principales chartes du Groupe, respectent les 10 principes du Pacte Mondial.

- 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 Expert Développement Durable 2009-2010.

3.1.2.1 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 ;

3.1.2.2 L'organisation du développement durable dans le Groupe

La Direction du Développement Durable est intégrée à la Direction de la Stratégie et du Développement Durable du Groupe. Elle est en charge de l'animation des activités liées à la responsabilité sociétale et environnementale du Groupe. Elle s'assure du niveau de performance du Groupe et anime la communication sur ces sujets.

Dans chacune des 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.

La filière développement durable repose sur un réseau international composé des représentants de la Direction du Développement Durable, des responsables et des équipes développement durable des branches, BU et filiales ainsi que des directions fonctionnelles et filières (achats, ressources humaines, santé-sécurité, communication, affaires internationales, recherche et développement, délégations régionales France, etc.).

3.1.2.3 Le management du développement durable

L'intégration du développement durable dans le management de GDF SUEZ permet la prise en compte des critères environnementaux et sociaux par les entités « métiers » dans le pilotage de leurs activités. Le dispositif 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.** En matière de développement durable, le Comité s'est fixé un périmètre ambitieux couvrant les politiques engagées, les perspectives et les plans d'action. La politique développement durable du Groupe, son plan d'action ainsi que la politique de recherche et développement associée lui ont été présentés ;
- **le Comité Exécutif du Groupe**, animé par le Président-Directeur Général, qui statue sur les questions politiques en matière de développement durable ;
- **le Comité de Pilotage** de la politique développement durable du 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 Développement France). Sa mission est de veiller à la préparation des plans d'action annuels, à suivre leur mise en œuvre, à capitaliser sur les expériences des différentes entités et sur l'échange des stratégies développement durable majeures (lutte contre le changement climatique, responsabilité sociétale...);

- **le Réseau Développement Durable** est constitué des personnes impliquées plus largement dans la réalisation de la politique développement durable du Groupe. Il vise au partage des politiques du Groupe et des bonnes pratiques des BU.

Plan d'affaires à moyen terme et plans d'action des branches

Le plan d'affaires à moyen terme de chaque branche intègre désormais les dimensions développement durable. À partir de celui-ci, le plan d'action annuel est élaboré par le responsable développement durable de la branche. Les résultats, agrégés dans le tableau de bord développement durable du Groupe, sont analysés afin de vérifier l'application de la politique développement durable dans l'ensemble du Groupe.

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, etc.

3.1.2.4 La performance

Le Groupe s'est fixé de premiers objectifs, qui seront complétés dès 2011. Les objectifs, positionnés à des échéances différentes, sont quantitatifs ou qualitatifs et leur atteinte se mesure à partir d'indicateurs de suivi dans le tableau de bord développement durable dont les données chiffrées sont validées managérialement et commentées par les entités opérationnelles concernées.

Objectifs quantitatifs

- 20 000 MW de capacité installée en énergies renouvelables en 2014.
- Plus de 3% de recrutements en CDI de personnes âgées de 50 ans par an dans le Groupe.
- Taux de fréquence des accidents inférieur à 7,5 en 2012.
- Pas d'utilisation de produit chimique avec CMR substituable avant la fin 2012 (CMR = Cancérogène, Mutagène, Reprotoxique).
- Recrutement de 100 000 collaborateurs d'ici à 2015.
- 12% de salariés âgés de 55 ans et plus par rapport aux effectifs totaux en CDI du Groupe en France au 31 décembre 2012.

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.

Reporting

Le reporting social et environnemental donne lieu à la publication d'un ensemble d'indicateurs vérifiés par les Commissaires aux comptes. Chaque année est visé un niveau d'assurance « raisonnable » pour un nombre croissant d'indicateurs. Un petit nombre de groupes s'imposent aujourd'hui cette exigence.

Indices extra-financiers

Dès 2009, le Groupe fusionné a été intégré dans l'indice ASPI Eurozone® (*Advanced Sustainable Performance Indices*) qui est l'indice de référence européen des sociétés et investisseurs souhaitant s'engager en faveur du développement durable et de la responsabilité sociale des entreprises.

En décembre 2009, GDF SUEZ a intégré l'indice italien *ECPI ethical index EMU*, classification de E.Capital Partners, entreprise d'évaluation des investissements socialement responsables qui regroupe les 150 entreprises européennes du marché EMU (*Economic and Monetary Union*) les plus responsables suivant les exigences de l'ESG (*Environnemental, Social et Gouvernance*).

En janvier 2010, GDF SUEZ a été noté A par Innovest, leader mondial de l'analyse et de la notation sociale et environnementale.

Le Groupe a publié son rapport expert développement durable 2009 noté B+ par le *Global Reporting Initiative* (GRI).

3.1.2.5 Exemples d'actions et de projets transverses

Marketing durable

Le Groupe a développé des offres *B to B* à forte composante développement durable et 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 vise à être étendue géographiquement et inclure progressivement l'ensemble des métiers du Groupe sur ce segment *B to B*.

Investissements

Depuis mars 2010, des critères développement durable sont intégrés au dispositif de décision des investissements. Chaque projet d'investissement est ainsi évalué selon 10 critères développement durable (éthique, émissions de CO₂, impact social, ressources humaines, gestion environnementale des écosystèmes, coopération avec les parties prenantes, santé et sécurité...). Cette analyse complémentaire permet d'évaluer tant les risques que les opportunités générés en termes de développement durable pour le Groupe par un nouvel investissement.

Achats durables

Pour que les exigences de GDF SUEZ en matière de développement durable soient respectées lors des actes d'achat, le Groupe met en place une politique spécifique. GDF SUEZ s'est doté d'un « guide pratique de l'éthique des relations avec les fournisseurs » disponible en 16 langues. Ce texte fondateur stipule notamment que chaque acheteur doit respecter « les engagements du Groupe en matière d'éthique, de développement durable et de responsabilité sociale » lors de l'acte d'achat.

Des outils sont maintenant disponibles à toute la communauté des acheteurs du Groupe via un intranet Achats (clause, acte d'engagement RSE...). Une formation achats durables spécifique à GDF SUEZ sera lancée prochainement pour encourager les acheteurs à déployer le plan d'action en interne.

3.2 ENGAGEMENTS ENVIRONNEMENTAUX

Par la nature de ses activités, GDF SUEZ est au cœur des enjeux environnementaux : le changement climatique, la pression sur les ressources en eau et les ressources énergétiques, la protection des milieux naturels. Si les métiers du Groupe peuvent avoir un impact

positif sur l'environnement, ils ont également un impact sur les milieux et les ressources naturelles qui doit être mesuré, contrôlé et réduit au minimum dans un processus d'amélioration continue.

3.2.1 LE CADRE LÉGISLATIF ET RÉGLEMENTAIRE

La législation liée à l'environnement se renforce. Dans ce contexte, la diversité des activités du Groupe est telle que toute réglementation visant à réduire les émissions dans l'air, dans l'eau et les sols, l'impact sur la biodiversité et la santé est susceptible d'influencer directement la gestion des installations. La présentation de l'évolution de ce contexte réglementaire environnemental est traité dans le chapitre 5 du présent document. Le Groupe suit activement

les évolutions réglementaires, faisant connaître ses positions lors de leur élaboration et les mettant en œuvre dès publication. Par exemple, la prise en compte du règlement REACH a été gérée sous forme de projet corporate associant l'ensemble des branches du Groupe. Pour s'assurer de la connaissance du règlement à tous les niveaux, des outils innovants (e-learning) ont été développés spécifiquement.

3.2.2 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 2010, les entités ayant publié une politique ou une déclaration d'engagement environnemental représentaient 96,8% du chiffre d'affaires (CA) pertinent⁽²⁾ en termes d'impact environnemental du Groupe. Ces engagements peuvent conduire 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 2010, 65,7% 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 en 2010 (% CA pertinent)
	GDF SUEZ 2009	GDF SUEZ 2010	
Par une certification EMAS ■■	6,3%	7,6%	97,6
Par une certification ISO 14001 (non EMAS) ■■	42,6%	44,5%	97,7
Par d'autres certifications SME externes	5,3%	13,5%	98,1
Par une certification interne (mais pas par un SME certifié)	17,2%	18,9%	98,7

- 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, mieux adapté à leurs activités et généralement plus exigeant, et de les reconnaître en interne.

En complément de ces Systèmes de Management Environnementaux (SME), GDF SUEZ applique un **système d'autoévaluation 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 Annexe B « 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.

(3) «Éco 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.

3.2.3 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.

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.

La Directive 2004/35/EC du Parlement Européen et du Conseil du 21 avril 2004 sur la *responsabilité environnementale en ce qui concerne la prévention et la réparation des dommages environnementaux* est désormais transposée dans les droits nationaux. Elle définit un régime de responsabilité supplémentaire envers un nouveau tiers : l'environnement (restreint à l'eau, le sol, les espèces et les habitats naturels). Le dommage peut être constaté (par l'Administration) sans qu'il n'y ait faute avérée et ceci même si l'installation à l'origine du dommage est en règle vis-à-vis de ses permis et autorisations. Selon cette Directive, l'exploitant est le premier visé en matière de responsabilité. Le texte impose la non-rétroactivité, et ne s'appliquera donc qu'à des dommages dont le fait générateur est intervenu après la date de transposition.

3.2.4 ÉLÉMENTS MÉTHODOLOGIQUES SUR LE REPORTING ENVIRONNEMENTAL 2010

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 à l'intérieur de chacune des branches 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.

Les modalités de définition du périmètre de reporting environnemental permettent de collecter les performances et les impacts des installations dont le Groupe détient le contrôle technique opérationnel. Les entités juridiques incluses dans le périmètre de reporting sont celles dont l'activité est pertinente en termes d'impact environnemental (à l'exclusion notamment donc du négoce d'énergie et des activités financières et d'ingénierie), intégrées globalement ou proportionnellement (selon les règles de consolidation financière). Ces entités rapportent les performances et impacts des installations dont elles détiennent le contrôle technique opérationnel, y compris ceux des installations opérées pour compte de tiers.

Cette règle a été définie pour respecter au mieux les recommandations du *Global Reporting Initiative* (GRI). Il s'agit d'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.

En outre, 100% des impacts communiqués sont consolidés lorsque les entités sont sous intégration globale. Pour les entités sous

(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.

intégration proportionnelle, les impacts environnementaux sont consolidés proportionnellement au taux d'intégration financière du Groupe si le contrôle technique opérationnel lui appartient à 100% ou s'il est partagé avec d'autres actionnaires.

Par ailleurs, sur la base du chiffre d'affaires consolidé, un chiffre d'affaires pertinent (après exclusion du chiffre d'affaires généré par les activités jugées non pertinentes en termes d'impact environnemental) est estimé pour chaque entité juridique. La couverture de ce chiffre d'affaires pertinent par chacun des indicateurs de management environnemental est rapportée.

Le jeu de procédures pour la remontée des informations environnementales se compose d'une procédure générique déclinée en une instruction type à mettre en œuvre aux niveaux appropriés du processus de *reporting*. Le déploiement des procédures à travers l'ensemble du Groupe repose sur un réseau de correspondants et coordinateurs environnement dument mandatés. Ces procédures et instructions de travail au niveau Groupe et branche 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 répondre. La liste des entités entrant dans le périmètre de *reporting* environnemental est jointe aux procédures et instructions.

Les fiches de définition des indicateurs utilisés 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 un groupe de travail dédié. L'ensemble de la documentation est disponible sur simple requête auprès du Groupe.

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. 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.
2. 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.
3. 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 donc sont 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 (> 2 ans). Cela donne une liste de 17 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)*. L'éventuelle certification ISO14001 des navires est également prise en compte.

4. 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.
5. À 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.
6. Il est à noter que seuls les lixiviats de centres de stockage de classe 2 sont reportés.
7. 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.
8. 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 délicates à collecter (ex. : consommations d'eau au Royaume-Uni).
9. En 2009, GDF SUEZ a mis en place un nouvel outil de calcul des fuites linéiques des installations de transport et de distribution de gaz. Par rapport aux données 2008, cela a constitué une rupture dans la méthodologie de calcul des émissions de méthane de GrDF qui utilise dorénavant la méthode des coefficients linéiques. L'année 2009 a donc marqué un nouveau temps T=0 pour la mesure des émissions de GrDF avec un impact notable sur les émissions de CO₂ eq. du Groupe. En 2010, le déploiement de cet outil s'est poursuivi dans nos installations hors France.
10. L'eau utilisée dans le circuit des regazéifieurs des terminaux méthaniers est restituée à 100% au milieu naturel. La consommation d'eau de surface à usage industrielle de ces sites est donc nulle.

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 Développement Durable.

3.2.5 LES ACTIONS DU GROUPE

3.2.5.1 Le changement climatique

Conscient des impacts de ses activités sur le climat, le Groupe s'attache à les limiter au maximum 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. Le Groupe s'est engagé dans une réflexion globale sur la réduction de ses émissions qui conduira dès 2011 à l'adoption d'objectifs ambitieux. Il participe activement aux travaux de la société civile dans ce domaine, 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 depuis quelques années au questionnaire du Carbon Disclosure Project. L'étude réalisée par

PricewaterhouseCoopers cette année montre que les efforts du Groupe sont récompensés, puisque sa performance en terme de kg de CO₂ eq émis par kWh de production d'énergie en Europe se situe en dessous de la moyenne de ses concurrents. Ce résultat, primé par le prix Gigaton remis à l'occasion du sommet de Cancun où le Groupe était présent, prouve que l'on peut être à la fois un des leaders en terme de capacité de production électrique, offrant un portefeuille d'énergies très diversifié et un des acteurs les plus performants sur le plan environnemental.

En 2010, les émissions de gaz à effet de serre dits « GES » (hors émissions tertiaires et véhicules terrestres) s'élèvent pour le Groupe à 109 millions de tonnes eq. CO₂. 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.

Intitulé des indicateurs	GDF SUEZ 2009	GDF SUEZ 2010	Périmètre couvert en 2010 (% CA pertinent)
Émissions totales de GES (hors émissions tertiaires et véhicules terrestres) ■■	97 405 418 t CO ₂ eq.	109 324 454 t CO ₂ eq.	97,6
Émissions de GES – flotte de véhicules	792 350 t CO ₂ eq.	846 845 t CO ₂ eq.	
Émissions de GES par unité d'activité – production d'énergie	365,6 kg CO ₂ eq./MWheq	317,6 kg CO ₂ eq./MWheq	
Émissions de GES par unité d'activité – exploration, production de gaz	6,8 kg CO ₂ eq./MWheq	7,1 kg CO ₂ eq./MWheq	
Émissions de GES par unité d'activité – stockage de gaz	7,7 kg CO ₂ eq./MWheq	1,2 kg CO ₂ eq./MWheq	
Émissions de GES par unité d'activité – transport de gaz (hors méthaniers)	1,1 kg CO ₂ eq./MWheq	0,9 kg CO ₂ eq./MWheq	
Émissions de GES par unité d'activité – terminaux méthaniers	1,5 kg CO ₂ eq./MWheq	1,5 kg CO ₂ eq./MWheq	
Émissions de GES par unité d'activité – distribution de gaz	2,2 kg CO ₂ eq./MWheq	3,7 kg CO ₂ eq./MWheq	
Émissions de GES par unité d'activité – incinération	335,6 kg CO ₂ eq./t	386,1 kg CO ₂ eq./t	

■ Vérifiés par les Commissaires aux comptes avec avis d'assurance « modérée ».

■■ Vérifiés par les Commissaires aux comptes avec avis d'assurance « raisonnable ».

Les énergies renouvelables

Les énergies renouvelables représentaient en 2010 à peu près 13,4 GW équivalents électriques installés, soit 18,8% du total des capacités installées du Groupe.

Intitulé des indicateurs	GDF SUEZ 2009	GDF SUEZ 2010	Périmètre couvert en 2010 (% CA pertinent)
Renouvelable - Puissance nette installée (électrique et thermique) ■■	12 591 MWeq	13 357 MWeq	97,2
Part des ressources renouvelables dans les capacités installées	18,5%	18,8%	96,8
Renouvelable – Électricité et chaleur produites ■■	50 009 GWheq	61 434 GWheq	97,3
Énergie produite – part du grand hydraulique	81,8%	82,2%	
Énergie produite – part du petit hydraulique	2,1%	1,7%	
Énergie produite – part de l'éolien	3,5%	4,4%	
Énergie produite – part du géothermique	0,1%	0,1%	
Énergie produite – part du solaire	0,0%	0,0%	
Énergie produite – part de la biomasse (hors thermique)	8,4%	7,9%	
Énergie produite – part du biogaz	1,8%	1,4%	
Énergie produite – part de l'incinération de la part biodégradable des déchets	2,3%	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).

L'efficacité énergétique

Les consommations d'énergie primaire et d'électricité sont gérées dans le plus grand souci d'efficacité énergétique. Le Groupe met en œuvre ses compétences aussi bien pour l'amélioration de la performance environnementale de ses propres installations que

pour celle de ses clients. GDF SUEZ multiplie les contrats de gestion durable des installations énergétiques qui permettent d'offrir des solutions globales avec garanties de résultats, en particulier dans le cadre de contrats de performance énergétique et environnementale (réduction des consommations sur le long terme).

Intitulé des indicateurs	GDF SUEZ 2009	GDF SUEZ 2010	Périmètre couvert en 2010 (% CA pertinent)
Consommation d'énergie primaire – total ■■	391 214 GWh	403 092 GWh	96,1
Part du charbon/lignite	21,7%	24,5%	
Part du gaz naturel	68,8%	66,8%	
Part du fioul (lourd et léger)	3,5%	2,6%	
Part des combustibles de substitution	2,2%	3,1%	
Part de la biomasse	3,6%	4,1%	
Part des déchets	0,1%	0,1%	
Part des autres combustibles	0,2%	0,2%	
Consommation d'électricité (excluant l'auto-consommation) ■■	6 036 GWh	6 520 GWh	95,7
Efficacité énergétique des centrales à combustibles fossiles (inclus Biomasse) ■■	43,8%	43,9%	96,2

■ Vérifiés par les Commissaires aux comptes avec avis d'assurance « modérée ».

■■ Vérifiés par les Commissaires aux comptes avec avis d'assurance « raisonnable ».

L'énergie nucléaire

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 3,923 milliards d'euros à la fin 2010. 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 2010 s'élèvent à 2,2 milliards d'euros.

Intitulé des indicateurs	GDF SUEZ 2009	GDF SUEZ 2010	Périmètre couvert en 2010 (% CA pertinent)
Émissions gazeuses radioactives			
• gaz rares	12,52 TBq	5,05 TBq	95,7%
• iodes	0,10 GBq	0,07 GBq	95,6%
• aérosols	0,01 GBq	0,01 GBq	95,7%
Déchets nucléaires radioactifs (faible et moyenne activités)	291,6 m ³	275,3 m ³	95,7%
Rejets liquides radioactifs			
• émetteurs Bêta et Gamma	12,36 GBq	10,08 GBq	95,7%
• tritium	108,38 TBq	102,57 TBq	95,7%

3.2.5.2 L'eau

La gestion des ressources en eau intègre l'ensemble des problématiques liées aux services d'eau et d'assainissement (préservation de la ressource, agriculture, aménagement du territoire) et la résolution des conflits potentiels par la négociation avec l'ensemble des utilisateurs et consommateurs. Un contrôle de la qualité des eaux potables produites et distribuées ainsi que des rejets des stations d'épuration est opéré au niveau local par

des contrôles d'autosurveillance et rapporté au niveau central qui assure le suivi de l'évaluation des performances. En matière d'épuration des eaux usées, SUEZ Environnement, en partenariat avec les collectivités pour qui elle opère, veille au respect et si possible à l'anticipation, des normes de rejet des eaux usées, ainsi qu'au devenir des boues.

Les indicateurs reportés concernent les consommations d'eau liées au process industriel.

Intitulé des indicateurs	GDF SUEZ 2009	GDF SUEZ 2010	Périmètre couvert en 2010 (% CA pertinent)
Consommation d'eau à usage industriel ■	76,80 Mm ³	70,99 Mm ³	97,7%
• Consommation d'eau de surface	44,90 Mm ³	40,14 Mm ³	
• Consommation d'eau provenant des nappes phréatiques	7,15 Mm ³	6,09 Mm ³	
• Consommation d'eau provenant du réseau public	24,74 Mm ³	24,77 Mm ³	
Consommation d'eau pour le refroidissement ■	152,36 Mm ³	110,32 Mm ³	96,1%
• Consommation d'eau de surface évaporée	138,51 Mm ³	94,59 Mm ³	
• Consommation d'eau provenant des nappes phréatiques	8,04 Mm ³	9,97 Mm ³	
• Consommation d'eau provenant du réseau public	5,81 Mm ³	5,77 Mm ³	
Indice linéaire de perte ■■	13,5 m ³ /km/jour	12,91 m ³ /km/jour	98,8%
Charge polluante traitée par les réseaux d'assainissement (DBO5 traitée) ■■	489,7 kt/an	691,8 kt/an	99,9%

■ Vérifiés par les Commissaires aux comptes avec avis d'assurance « modérée ».

■■ Vérifiés par les Commissaires aux comptes avec avis d'assurance « raisonnable ».

3.2.5.3 Les déchets

La part des déchets valorisés sous forme de matière ou d'énergie représente 41% du total des déchets traités dans le secteur de la propreté (45,2% en 2010 pour les boues d'épuration).

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 de manière forte 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	GDF SUEZ 2009	GDF SUEZ 2010	Périmètre couvert en 2010 (% CA pertinent)
Quantité totale de déchets et sous-produits non dangereux évacués (y compris les boues) ■	6 415 606 t	6 843 677 t	97,8
• Cendres volantes, Refioms	2 975 623 t	3 131 016 t	
• Cendres cendrées, mâchefers	2 141 481 t	2 328 439 t	
• Sous-produits de désulfuration	260 888 t	278 721 t	
• Boues des stations d'épuration et d'eau potable	667 156 t	842 840 t	
Quantité totale de déchets & sous-produits non dangereux valorisés (y compris les boues) ■	5 082 930 t	5 406 842 t	97,3
Quantité totale de déchets & sous-produits dangereux évacués (à l'exclusion des déchets radioactifs) ■■	522 770 t	556 441 t	98,1
Quantité totale de déchets & sous-produits dangereux valorisés (à l'exclusion des déchets radioactifs) ■■	17 198 t	17 308 t	97,1
Quantité de lixiviats collectés dans les centres de stockage	3,70 Mm ³	3,79 Mm ³	100%
Quantité de lixiviats traités (en externe ou en interne) ■	3,77 Mm ³	3,79 Mm ³	100%

■ Vérifiés par les Commissaires aux comptes avec avis d'assurance « modéré ».

■■ Vérifiés par les Commissaires aux comptes avec avis d'assurance « raisonnable ».

3.2.5.4 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 ; injection d'eau pour réduire les poussières ; injection d'urée pour contrôler les oxydes d'azote ; optimisation de la combustion et traitements des fumées.

Intitulé des indicateurs	GDF SUEZ 2009	GDF SUEZ 2010	Périmètre couvert en 2010 (% CA pertinent)
Émissions de NOx ■	136 663 t	106 515 t	98,6
Émissions de SO ₂ ■	168 883 t	184 924 t	98,6
Émissions de poussières ■	7 613 t	7 924 t	95,7

■ Vérifiés par les Commissaires aux comptes avec avis d'assurance « modéré ».

■■ Vérifiés par les Commissaires aux comptes avec avis d'assurance « raisonnable ».

3.2.5.5 La gestion de la biodiversité

GDF SUEZ, déjà impliqué dans la conservation de la biodiversité de par ses activités de fournisseur d'énergie et de gestionnaire de services, se doit de poursuivre ses efforts pour intégrer cette thématique dans sa politique environnementale. Le Groupe a donc décidé de développer des grandes orientations en matière de préservation de la biodiversité et d'élaborer un plan d'action permettant de structurer les actions déjà réalisées dans le domaine par les différentes entités du Groupe.

Pour l'appuyer dans cette démarche, le Groupe a établi un partenariat avec le Comité Français de l'Union Internationale pour la Conservation de la Nature (UICN France) en 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. A 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.

Pour améliorer la sensibilisation de ses collaborateurs sur le sujet, le Groupe s'est doté d'un outil de communication élaboré par le groupe de travail « Biodiversité et Entreprises » de l'UICN. De plus, 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.

3.2.5.6 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.

Dans les métiers de la propreté, chaque site de traitement de déchets a fait l'objet d'au moins un audit environnemental tous les trois ans. 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 98 et 93, pour un montant total d'indemnités s'élevant à 784 000 euros. Ceci est très faible au regard de la taille du Groupe, du caractère industriel de ses activités et de ses dépenses directes en faveur de l'environnement. En 2010, les dépenses environnementales (investissements et dépenses courantes d'exploitation liés à la préservation de l'environnement) se montent à 5 690 millions d'euros.

Intitulé des indicateurs	Données 2009	Données 2010	Périmètre couvert en 2010 (% CA pertinent)
Plaintes liées à l'environnement	61	98	98,93 %
Condamnations liées à l'environnement	12	93	98,97 %
Montant des indemnités (en milliers d'euros)	1 507	784	98,93 %
Dépenses environnementales (en millions d'euros)	2 848	5 690	92,91 %

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 2009	Données 2010	Périmètre couvert en 2010 (% CA pertinent)
Analyses environnementales	68,8 % CA pertinent	78,7 % CA pertinent	99 %
Plan de prévention des risques environnementaux	75,7 % CA pertinent	73 % CA pertinent	99 %
Plan de gestion des crises environnementales	80,2 % CA pertinent	88,6 % CA pertinent	99 %

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.

3.3 ENGAGEMENTS SOCIÉTAUX (1)

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. 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 pérenniser son activité et garantir son acceptabilité par les différentes communautés concernées. 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. L'engagement sociétal du Groupe recouvre plusieurs dimensions comme l'aide aux clients démunis, la politique solidarité France, le soutien au monde associatif et aux acteurs d'intérêt général, la facilitation de l'accès aux services et produits du Groupe pour les communautés ainsi que le soutien au développement économique des territoires et de leurs tissus économiques et les actions sociétales liées à des projets d'investissements.

3.3.1 L'AIDE AUX CLIENTS DÉMUNIS

Le Groupe met en œuvre des politiques 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 novembre 2010 à Paris un colloque international sur les précarités réunissant près de 150 participants impliqués au niveau international. Ce colloque s'inscrit dans le cadre de « 2010, année européenne de la lutte contre la pauvreté et l'exclusion sociale ». Le Groupe souhaite mettre en valeur des initiatives adossées à la culture locale ainsi que les acteurs qui les mettent en œuvre dans ses diverses filiales.

3.3.2 LES ACTIONS SOCIÉTALES LIÉES À DES PROJETS D'INVESTISSEMENT

Le Groupe développe de nombreuses actions sociétales en accompagnement de ses projets d'investissement dont plusieurs ont valeur de démonstrateur en matière d'innovation sociale du Groupe. Voici quelques illustrations de cet engagement.

UNELCO, filiale de GDF SUEZ, a dès 2007 entrepris de donner l'accès à l'énergie à 80% des populations sur les îles Vanuatu qui s'étendent sur 900 km dans le Pacifique. 3 130 sites ont été identifiés, concernant 116 000 personnes ; 100 sites ont été ciblés dans l'immédiat concernant 40 000 personnes. Ce programme inclut une analyse préalable des besoins, un choix de la technologie adaptée (solaire individuel, solaire ou éolien collectif, petit diesel et coco fuel, gros diesel et coco fuel), et une étude spécifique pour s'assurer de la viabilité économique du *business model* et le présenter aux financeurs publics.

Au Brésil, autour du projet de la centrale hydroélectrique de São Salvador, de la branche Énergie Europe International, sur la rivière Tocantins au Brésil, un ensemble de programmes sociaux

et environnementaux ont été réalisés. L'audit réalisé par Bureau Veritas, suivant le protocole de durabilité établi par l'*International Hydropower Association*, a montré un niveau élevé de durabilité des programmes entrepris notamment dans le cadre du dialogue avec les parties prenantes.

Sous l'égide de Tractebel Energia, la construction du Centre de Culture et Développement Durable du Entre Rios do Sul a démarré dans l'État du Rio Grande do Sul. L'objectif de ce centre est de promouvoir la culture locale et renforcer le concept de développement durable et d'insertion sociale, en aidant ainsi à réduire l'exode rural et urbain. Le projet inclut aussi des initiatives en matière de construction durable. Le centre sera dirigé par une association de développement de la communauté de Villa Alegre, constituée de différentes communautés locales.

SUEZ Environnement, de 1995 à 2008, a apporté l'eau potable à près de 11 millions d'habitants dans les pays émergents, dont 9,2 millions par un accès individuel et 1,8 million par des points d'eau

(1) Pour une vision complète de la politique de responsabilité sociale du Groupe, voir également la section 4.2 « Diversité - Égalité des chances ».

collectifs. SUEZ Environnement a également connecté 5,3 millions d'habitants à un réseau d'assainissement. Pour cela, SUEZ Environnement a innové et mis en place des pratiques assurant le succès de ces opérations : ingénierie financière et commerciale reposant sur la monnaie locale et les partenaires locaux pour contribuer à la stabilité économique et politique, transfert progressif du savoir-faire via la formation, tarification ingénieuse permettant la mutualisation des coûts et l'accès du plus grand nombre aux services de l'eau potable et de l'assainissement.

Partout, les collectivités qui travaillent en partenariat avec SUEZ Environnement sont en voie de réaliser ou ont dépassé l'objectif du Millénaire relatif à l'eau (la Déclaration du Millénaire

des Nations Unies définit huit objectifs pour le développement avec des cibles fixées pour 2015, et en particulier la réduction de moitié du pourcentage de la population qui n'a pas d'accès à un approvisionnement en eau potable ni à des services d'assainissement de base). À Casablanca (Maroc), la moitié de la population non desservie a été connectée en 7 ans à l'eau potable et à l'assainissement. À Jakarta (Indonésie) les deux tiers de la population non desservie ont été connectés à l'eau potable en 7 ans. Enfin à La Paz et à El Alto (Bolivie) les quatre cinquièmes de la population non desservie ont été connectés à l'eau potable en 8 ans et la moitié à l'assainissement.

3.3.3 LA POLITIQUE DE SOLIDARITÉ EN FRANCE

3.3.3.1 L'appui de la médiation sociale

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'actions.

Le médiateur à l'écoute des clients

En France, GDF SUEZ dispose d'un médiateur dont la mission est d'améliorer les relations avec les 10 millions de clients du Groupe et notamment de traiter les dossiers de réclamation en dernier recours amiable. Le médiateur gère chaque litige avec impartialité. C'est un interlocuteur privilégié du Groupe en France, et notamment des institutions publiques et professionnelles. Après avoir pris un contact direct avec le client, puis consulté les directions concernées du Groupe, il propose au client une solution personnalisée. Force de proposition, il permet également à toute l'organisation commerciale de progresser dans le traitement des demandes clients.

Les Partenaires de Médiation Solidarité (PMS)

La branche Énergie France a créé un réseau de partenaires de médiation de 208 points d'accueil à fin 2009. 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.

Une expérimentation de médiation sortante à l'initiative du Groupe est en cours avec 8 PMS. Le processus de médiation sortante consiste à transmettre aux PMS expérimentateurs des listes de clients ayant reçu un courrier de relance pour n'avoir pas réglé leurs factures d'énergie afin que les médiateurs de l'association les contactent et leur proposent une médiation visant à trouver une solution globale et durable à leur situation.

3.3.3.2 ISIGAZ

Depuis fin 2005, ISIGAZ (Information Sécurité Intérieure GAZ) sert à sensibiliser les locataires des 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. 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 ou défectueux. 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. Plus de 165 000 foyers soit 640 000 personnes ont déjà bénéficié de l'initiative dans 115 quartiers de 100 villes de France.

3.3.3.3 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. En 2010, GDF SUEZ a apporté ainsi un soutien à près de 300 000 de ses clients par l'application du Tarif Spécial de Solidarité, ce qui représente un soutien de près de 22 millions d'euros.

Le Fonds de Solidarité pour le Logement (FSL) accorde des aides financières aux personnes et aux familles en difficulté pour leur permettre d'accéder à un logement ou de s'y maintenir. GDF SUEZ contribue de 5,8 millions d'euros au FSL dont 3 millions sont un abondement volontaire de l'entreprise à l'obligation légale (contrat de service public).

3.3.4 LE SOUTIEN AUX ACTEURS D'INTÉRÊT GÉNÉRAL ET AU MONDE ASSOCIATIF

Pour GDF SUEZ, le dialogue sociétal est au cœur des activités et métiers. Il se construit sur des partenariats de confiance avec des acteurs reconnus du monde associatif.

3.3.4.1 Le partenariat avec Emmaüs

Un nouvel accord triennal 2010-2012 a été signé le 12 février 2010 par Emmaüs et GDF SUEZ. En 2010, le Groupe continue 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 l'eau et de l'énergie des salariés et compagnons des groupes Emmaüs.

3.3.4.2 Les partenariats avec les ONG internes

Le Groupe contribue au financement de l'action de trois ONG créées à l'initiative des salariés du Groupe. Le Groupe encourage la participation des salariés à la vie associative et aux actions de solidarité.

Aquassistance : Créée en 1994 par des salariés de la Lyonnaise des Eaux, Aquassistance est une association indépendante soutenue par GDF SUEZ via SUEZ Environnement. L'état de précarité de millions de personnes dans le monde en matière d'eau et d'environnement est la raison de la fondation de l'association. Son but est de venir en aide sur le terrain à des populations éprouvées, en leur apportant les compétences de ses bénévoles et des moyens matériels adaptés dans les domaines de l'eau, de l'environnement et des déchets. L'association est conçue pour agir dans tous les cas où l'intervention d'experts des métiers de l'eau et de l'environnement est justifiée, qu'il s'agisse d'urgence, de développement ou de réhabilitation.

CODEGAZ : Cette association humanitaire a été créée en 1989 par des salariés de Gaz de France. Elle a pour vocation de répondre aux besoins essentiels des populations défavorisées de 16 pays en développement. Reconnue d'utilité publique, elle travaille dans les domaines de la nutrition, de l'eau, de la santé, de l'enfance, de l'enseignement et du microdéveloppement économique. Une partie de ses réalisations vise à accompagner des programmes sociétaux en lien avec les développements industriels de GDF SUEZ dans les pays concernés.

Energy Assistance : L'association a pour principale mission de contribuer à l'accès à l'énergie pour les populations démunies habitant dans des zones isolées d'une trentaine de pays d'Afrique, d'Asie et d'Amérique Latine, en privilégiant les centres de santé, orphelinats, écoles et maisons communautaires. Les réponses

énergétiques apportées s'appuient le plus souvent sur des solutions de production totalement renouvelables (photovoltaïque principalement, ou microhydraulique lorsque la géographie le permet), ou hybrides (diesel/photovoltaïque) quand les besoins essentiels sont plus importants. L'association regroupe 270 membres et donateurs. Energy assistance a réalisé plus de 100 projets depuis sa création en 2001. Quelque 60 projets sont à l'étude ou en cours.

3.3.4.5 Les partenariats académiques

Chaire HEC

La Chaire HEC « *Business Sustainability* » a été créée en juillet 2010 par GDF SUEZ et le groupe HEC (Hautes Etudes 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.

Fondaterra

La Fondation partenariale Universitaire 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. Elle fédère et valorise auprès de divers acteurs (recherche et enseignement supérieur, territoires, entreprises, scolaires, sociétés civiles) des compétences multiples et dispersées favorisant les projets interdisciplinaires et multi-acteurs. GDF SUEZ participe à l'élaboration de projets pilotes dans les domaines des bâtiments et de l'efficacité énergétique, de la mobilité durable, de l'habitat durable et écoquartiers et de l'adaptation des territoires aux changements écologiques.

Éco-École

GDF SUEZ a signé en mai 2010 un partenariat pour trois ans avec Éco-École en France, un programme international d'éducation à l'environnement et au développement durable destiné aux écoles élémentaires, aux collèges et aux lycées. 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.

3.4 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.

En 2010, et en déclinaison de la politique d'éthique, le Groupe s'est doté d'un Référentiel Intégrité qui est le mode opératoire de la mise en œuvre du principe d'éthique « ancrer une culture d'intégrité ». Le Référentiel validé par le Comité Exécutif constitue par ailleurs le socle du programme de prévention et de lutte contre la fraude et la corruption du Groupe. Un plan d'actions prioritaires permet d'en suivre et mesurer la bonne mise en œuvre.

Pour être en capacité de mesurer la conformité de ses pratiques à ses engagements éthiques, le Groupe a appuyé la gouvernance de l'éthique sur des éléments structurants.

Une organisation et des structures dédiées

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 la *reporting* interne et externe.

La direction Éthique et *Compliance* anime par ailleurs un réseau mondial de plus de 140 déontologues, qui relaie ses missions dans les entités. Elle propose à cet effet aux *managers* et aux déontologues les supports nécessaires pour la diffusion et la bonne compréhension des règles d'éthique auprès des équipes. Sont ainsi mis à disposition les textes fondamentaux (Charte éthique et guide « Pratiques de l'éthique » dans les 20 langues les plus parlées du Groupe), différents modules de formations à l'éthique des affaires, des sessions de sensibilisation aux responsabilités managériales transverses incluant l'éthique, ou des présentations pédagogiques favorisant l'appropriation des principes.

Un système de pilotage managérial impliquant la totalité de la chaîne de management du Groupe

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. Cependant, les responsabilités en matière

d'éthique et de conformité sont définies à tous les échelons de la ligne managériale.

Les Directeurs de branche ont nommé pour chacune d'elle un Déontologue de branche choisi au sein de leurs Comités Exécutifs respectifs.

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.

Un management de la conformité articulant des procédures de conformité, de *reporting* des incidents, d'audits et de management des risques éthiques

Une procédure de conformité annuelle permet 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. Les rapports des déontologues, accompagnés d'une lettre de conformité du *manager* de l'entité sont adressés, via les déontologues de branches, au Président-Directeur Général. Le Déontologue du Groupe établit sur cette base le Rapport de Conformité Annuelle de GDF SUEZ. La Procédure de conformité annuelle a été révisée. Pour une lecture plus facile des évolutions constatées dans les entités du Groupe, le rapport de conformité sera désormais structuré 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.

GDF SUEZ a mis en place une procédure de *reporting* des incidents éthiques : INFORM'ethics, déployée dans les branches et en cours de déploiement dans les BU, dans les domaines intégrité comptable et financière et éthique des affaires. Les incidents sont examinés par le Comité de la *Compliance* qui peut demander la conduite des audits et investigations spéciales qu'il juge nécessaires. L'outil de *reporting* associé a fait l'objet d'une déclaration normale à la CNIL.

Enfin, en matière de management des risques, en prolongement des travaux sur les risques éthiques menés en 2009, la cartographie des risques éthiques a été établie en 2010 dans le cadre de la démarche de *management* global des risques du Groupe (*ERM*). Une présentation de la revue des risques éthiques est faite une fois par an au Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable du Conseil d'Administration.

INFORMATIONS SOCIALES

	PAGE		PAGE
4.1 LES POLITIQUES RESSOURCES HUMAINES DU GROUPE	116	4.4 ÉPARGNE SALARIALE GROUPE (FRANCE)	122
4.1.1 Les principes de recrutement	116	4.4.1 Politique d'épargne salariale Groupe	122
4.1.2 La marque employeur	116	4.4.2 Intéressement et participation	122
4.1.3 L'intégration des apprentis	117	4.5 ACCORDS PRÉVOYANT UNE PARTICIPATION DES SALARIÉS DANS LE CAPITAL DE L'ÉMETTEUR – ACTIONNARIAT SALARIÉ	123
4.1.4 La politique de mobilité	117	4.5.1 Un actionnariat salarié dynamique	123
4.1.5 Le programme HRNewWay	117	4.5.2 Livraison des plans d'attribution gratuite d'actions mis en œuvre en 2008	123
4.1.6 Les politiques de développement des cadres	118	4.6 ŒUVRES SOCIALES	124
4.1.7 La reconnaissance des professionnels exemplaires	119	4.7 POLITIQUE DE SANTÉ ET SÉCURITÉ	124
4.2 DIVERSITÉ-ÉGALITÉ DES CHANCES	119	4.7.1 Évolution des résultats	124
4.2.1 Lutte contre les discriminations	119	4.7.2 Objectifs fixés	125
4.2.2 Actions en faveur de l'enseignement et de la formation	119	4.7.3 Actions de progrès engagées	125
4.2.3 Publics prioritaires	120	4.8 DONNÉES SOCIALES	126
4.2.4 Insertion – accompagnement vers l'emploi	120	4.8.1 Note de méthodologie des indicateurs sociaux	132
4.3 RELATIONS SOCIALES DANS LE GROUPE	121	4.8.2 Note de méthodologie des indicateurs santé sécurité	133
4.3.1 Instances sociales Groupe	121		
4.3.2 Accords sociaux Groupe	121		
4.3.3 Observatoire Social International	121		

4.1 LES POLITIQUES RESSOURCES HUMAINES DU GROUPE

Les principes fondamentaux du Groupe en matière de ressources humaines, appelés les « Fondamentaux Ressources Humaines » de GDF SUEZ, sont au nombre de trois :

- le Groupe agit en acteur socialement responsable vis-à-vis de ses collaborateurs en veillant à l'adaptation constante de leur employabilité ;
- le Groupe construit son avenir en privilégiant ses talents internes, la coopération entre ses membres et le développement de ses collaborateurs ;

- le Groupe conduit un dialogue constructif et transparent avec les collaborateurs et leurs représentants.

Pour assurer la mise en œuvre de ces principes, les responsables RH agissent en appui des managers et des collaborateurs.

La fonction Ressources Humaines poursuit par ailleurs trois objectifs majeurs : contribuer à la réussite de l'intégration des diversités du Groupe, garantir la bonne compétence au bon endroit au bon moment et faire reconnaître GDF SUEZ comme employeur de référence.

4.1 LES POLITIQUES RESSOURCES HUMAINES DU GROUPE

4.1.1 LES PRINCIPES DE RECRUTEMENT

GDF SUEZ affiche des besoins importants en ressources humaines pour les années à venir. Le recrutement constitue donc un levier stratégique pour le développement durable du Groupe et sa performance. Sa mise en œuvre opérationnelle s'appuie sur une organisation décentralisée au plus près des besoins du terrain et intègre les grands « principes et orientations » relatifs au recrutement élaborés et diffusés depuis 2009.

Selon ces principes, le recrutement doit :

- contribuer durablement au développement et à la performance du Groupe ;
- s'inscrire dans le respect des engagements du Groupe, notamment en matière d'égalité et de diversité ;

- soutenir et promouvoir la promesse employeur ;
- être décentralisé pour sa mise en œuvre opérationnelle.

La diffusion de ces principes donne lieu à un programme de professionnalisation qui s'appuie sur un guide de recrutement et une campagne de communication interne à l'attention des acteurs du recrutement : filière RH et managers. Ces actions de communication associées au déploiement de la marque employeur (voir section 4.1.2 ci-dessous) mais également celles conduites en amont du recrutement dans les domaines de l'apprentissage, des stages, des relations avec les écoles, lui permettent de garantir la présence de la bonne compétence, au bon endroit et au bon moment.

4.1.2 LA MARQUE EMPLOYEUR

Afin de promouvoir sa marque employeur « Génération Horizons », GDF SUEZ a sensiblement amélioré en 2010 sa visibilité sur Internet et les réseaux sociaux, ce qui concourt à l'attractivité du Groupe, au recrutement et à la fidélisation des talents nécessaires à son développement.

Par exemple, le Groupe a lancé cette année un concours très innovant, la *Golden Mission*, une expérience multi-métiers et multi-

pays pour les jeunes diplômés des grandes écoles des promotions 2010. Quatre lauréats ont été sélectionnés puis missionnés pour rendre compte, sur un blog dédié, de leur immersion au cœur des métiers de GDF SUEZ pendant six mois à travers le monde.

Les récentes enquêtes externes de notoriété, comme celle de *Trendence* et *Universum*, démontrent toutes une évolution positive de l'attractivité de GDF SUEZ.

4.1.3 L'INTÉGRATION DES APPRENTIS

En 2010, GDF SUEZ a poursuivi sa politique volontariste en faveur de l'alternance et inscrit ses actions dans l'objectif gouvernemental de la formation d'un jeune sur cinq via ce dispositif à l'horizon 2015.

Au 31 décembre 2010, 3 938 alternants sont présents dans le Groupe en France, soit environ 3,7% de l'effectif. Cette tendance est le résultat d'actions très ciblées, avec 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 tel que l'École Vaucanson, école par alternance des bacheliers professionnels, ou dans des projets destinés à mettre

en place un accompagnement renforcé des jeunes en contrat de professionnalisation, ou encore dans des projets d'insertion.

D'autres dispositifs ont également été déployés en 2010 : 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, via une formation en alternance, menés dans le cadre du Plan Espoir Banlieues.

4.1.4 LA POLITIQUE DE MOBILITÉ

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 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 ;
- contribuer au développement de l'employabilité ;
- encourager le partage des savoir-faire et le développement de l'innovation.

Pour cela, ont été définis des principes et des règles de Groupe, fondés sur l'accès facilité aux opportunités internes, la priorité donnée aux candidatures de salariés du Groupe, mais aussi la possibilité d'initier une démarche de mobilité de manière confidentielle, ou encore la clarté et la sécurisation juridique du mouvement entre deux sociétés distinctes du Groupe.

23 familles professionnelles ont été identifiées et constituent un référentiel unique pour l'ensemble des collaborateurs de GDF SUEZ.

Un guide des métiers GDF SUEZ a été réalisé en 2009 et mis à jour en 2010 afin de mieux faire connaître la richesse des métiers du Groupe. Il donne une vision globale et partagée d'environ 300 métiers les plus représentatifs des activités et des besoins du Groupe.

4.1.5 LE PROGRAMME HRNewWay

Le programme *HRNewWay* participe à la recherche de la performance au sein de la filière RH. Le travail collaboratif mené avec les branches, particulièrement en France, a permis de concevoir deux plates-formes d'offres de services RH mutualisés, opérationnelles depuis le 1^{er} janvier 2011 :

- La plate-forme Recrutement Mobilité offre à toutes les branches en France des prestations de maîtrise d'œuvre des processus de mobilité interne et de recrutement externe en CDI en définissant avec ses clients internes les profils recherchés, en publiant les offres d'emplois vacants par les meilleurs canaux et en présélectionnant les candidats les plus adaptés aux offres.

- La plate-forme Expertise Formation assure, dans le champ des prestations de formation externes, l'aide et l'appui aux acteurs de la formation du Groupe.

Par ailleurs, dans le cadre du même programme, un travail de clarification des processus métier et de fonctionnement des centres de services partagés du domaine « paie-gestion administrative-gestion des temps et activités » a été largement engagé en 2010 pour un déploiement de 2011 à 2013.

4.1.6 LES POLITIQUES DE DÉVELOPPEMENT DES CADRES

4.1.6.1 La politique de détection et de 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 un peu plus de 2 000 LFT qui représentent 36 nationalités et qui travaillent dans 37 pays différents.

4.1.6.2 La politique expert

La politique de gestion et de développement des experts techniques du Groupe initiée en 2009 s'est intensifiée en 2010. 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.

Cette nouvelle politique vise essentiellement à valoriser les experts et plus largement la filière technique, à préparer la relève, à améliorer l'accompagnement de leur carrière et leur développement, à disposer d'une meilleure visibilité sur le patrimoine d'expertise dans tous les métiers du Groupe et ainsi prendre les mesures nécessaires pour répondre à l'évolution de ses besoins.

4.1.6.3 GDF SUEZ University

Pour favoriser la réussite du Groupe, GDF SUEZ s'est doté d'une Université d'Entreprise, GDF SUEZ *University*, qui accompagne ses dirigeants, futurs dirigeants et cadres tout au long de leur carrière.

GDF SUEZ *University* est un vecteur fort sur le plan opérationnel et stratégique de GDF SUEZ à travers ses trois missions majeures :

- Découvrir et intégrer ;

- Apprendre et partager ;
- Penser et conduire le changement.

Des programmes ont aussi été développés pour accompagner la mise en œuvre de la politique de détection et gestion des cadres à potentiel.

Un important travail de définition du GDF SUEZ *Management Way* a été présenté aux dirigeants du Groupe en 2010.

Ce travail est le résultat de la collaboration de 25 cadres dirigeants réunis pour réfléchir aux comportements qu'ils ont à développer en tant que dirigeants du Groupe (individuellement et collectivement). Le *Management Way* couvre trois domaines : le *Group Leadership*, le *Business Leadership*, et le *People Leadership*.

De nouveaux programmes ciblés pour les cadres dirigeants ont été construits en parallèle et seront déployés en 2011. Le GDF SUEZ *Management Way* constituera l'architecture de tous les programmes de l'Université dès 2011 afin d'appuyer le projet stratégique de GDF SUEZ.

4.1.6.4 Development Center

GDF SUEZ dispose d'un *Development Center* pour ses managers, destiné en priorité aux cadres dirigeants et aux cadres à potentiel.

Outil de développement et de connaissance personnels, il permet 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.

4.1.6.5 Gestion des cadres dirigeants du Groupe

Les deux sociétés de management créées respectivement en France et en Belgique ont accueilli plus de 75% des cadres dirigeants originaires de ces deux pays, favorisant ainsi leur mobilité fonctionnelle et géographique, tout en renforçant l'attractivité du Groupe pour des candidats externes, du fait de la modernité de ce nouveau système.

Au cours de l'année 2010, 28% des mobilités internes des cadres dirigeants se sont faites de façon transverse de branche à branche ou entre le Centre et les branches, favorisant ainsi la variété des expériences.

4.1.7 LA RECONNAISSANCE DES PROFESSIONNELS EXEMPLAIRES

Le Groupe a engagé une réflexion concernant des dispositifs de reconnaissance des professionnels exemplaires, dans un objectif de valorisation du professionnalisme des personnels techniques, en

s'appuyant sur les bonnes pratiques existantes, notamment celle des Maîtres de l'Énergie d'INEO. Un projet de labellisation interne au Groupe est en cours de construction.

4.2 DIVERSITÉ-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 2010 dans le domaine de la Responsabilité Sociale d'Entreprise (RSE), comme par exemple l'organisation de colloques (en mars en Belgique sur le thème « RSE et gestion du risque » et en novembre en France à Lyon), un audit interne sur le thème de la RSE et la mise en place d'un intranet « Solidario », disponible en trois langues et contenant notamment des bonnes pratiques dans le domaine de la RSE.

GDF SUEZ a reçu deux labels en matière de RSE décernés par l'Association pour la promotion et le développement du Label de Responsabilité Sociale et a été récompensé, le 13 octobre 2010, par le Grand Prix remis dans le cadre du « Prix de l'Action Entreprise et Diversité » pour les trois dossiers : « Programme de *mentoring* destiné aux femmes du Groupe » ; « SITA Rebond, avec un focus sur deux actions à Gennevilliers et à Nice » ; « La démarche Solidario avec la mise en ligne de l'intranet en décembre 2009 »

4.2.1 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, avec pour objectif d'obtenir le label « Diversité » fin 2011.

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, le Pôle Emploi et Mozaïk RH, association qui promeut la diversité dans le recrutement, pour l'alternance. 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. Synerjob en Belgique a mis en place une politique d'apprentissage volontariste. GDF SUEZ participe à de nombreux forums de recrutement destinés aux publics vulnérables.

Le Groupe déploie en France et dans certains pays d'Europe (Belgique, Norvège, Pays-Bas, Espagne, Allemagne), avec FACE et le cabinet conseil Altidem, des formations/sensibilisations à « L'égalité de traitement et lutte contre les discriminations ». En Belgique, un plan de déploiement est prévu pour les neuf *Business Units* présentes sur le territoire.

4.2.2 ACTIONS EN FAVEUR DE L'ENSEIGNEMENT ET DE LA FORMATION

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), l'association Tremplin, Sciences Po, l'Université Paris-Dauphine, les facultés des Sciences Appliquées.

Au premier semestre 2010, la « Chaire Management et Diversité » créée par l'Université Paris-Dauphine, dont GDF SUEZ est un des partenaires fondateurs, a reçu sa première promotion de managers en formation continue « certifiante ».

(1) Pour une vision complète de la politique de Responsabilité Sociale du Groupe, voir également la section 3.3 « Engagements sociétaux ».

4.2.3 PUBLICS PRIORITAIRES

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. Une journée d'action a été organisée à Paris le 8 mars 2010 par GDF SUEZ et FACE Paris associant la RATP et le Groupe Alpha pour permettre à plus de 100 femmes de découvrir des emplois réputés « masculins » et de passer des entretiens pour ces métiers.

Un accord 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 2010, les entretiens de seconde partie de carrière mis en place par cet accord se déploient dans différentes entités du Groupe.

Dans le domaine du handicap, les actions du Groupe visent à sensibiliser afin de mieux faire comprendre et accepter le handicap ; soutenir l'accès à l'emploi des personnes handicapées au sein du

Groupe ; aménager les postes de travail ; trouver les solutions permettant le maintien dans l'emploi ; avoir recours aux entreprises du secteur protégé ; accompagner des associations dans leurs projets ; encourager les initiatives des salariés du Groupe. En France en 2010, de nombreux accords et conventions ont été signés par des sociétés du Groupe :

- avec les partenaires sociaux : GRTgaz ; Storengy et CNR ;
- avec l'AGEFIPH (fonds pour l'insertion professionnelle des personnes handicapées) : Degrémont ; Endel (renouvellement) et Cofely.

En Belgique, au 31 octobre 2010, on comptait huit athlètes recrutés par GDF SUEZ (sept en CDD et un en CDI) dans le cadre de la convention avec le *Belgian Paralympic Committee*.

4.2.4 INSERTION – 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. 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* ; l'opération « Permis, Sport, Emploi » et la formation « Un But Pour l'Emploi » (qui a permis ces deux dernières années à 172 jeunes sur les 271 formés d'accéder à un emploi

durable dont 12% au sein du Groupe). FACE s'est implantée pour la première fois hors de France, avec la signature à Bruxelles des statuts de « BE.FACE » le 16 septembre 2010 par sept entreprises dont GDF SUEZ SA, Electrabel et Cofely.

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 de l'Entreprise. En 2010, la FAPE a reçu plus de 2 millions d'euros dont un tiers provient des dons des salariés et retraités et deux tiers de l'abondement des entreprises adhérentes. En 2010, la FAPE a apporté son soutien à la création de plus de 600 emplois et à la consolidation de plus de 2 000 emplois.

Par ailleurs, le Groupe a poursuivi en 2010 le Plan Espoir Banlieues. Gepsa, filiale de Cofely, a mené des actions d'insertion et de formation. En outre, GDF SUEZ est partenaire de deux ouvrages : « Un emploi pour les jeunes, le kit de survie pour trouver son premier emploi » – Édition 2010/2011 et « Premier emploi : quand les jeunes racontent ».

4.3 RELATIONS SOCIALES DANS LE GROUPE

4.3.1 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.

4.3.1.1 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 191 900 salariés répartis dans les 20 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 (celui de l'emploi, formation, mobilité, diversité et égalité professionnelle – celui de la santé-sécurité et celui des garanties sociales – reporting social), ainsi que sur un secrétariat de 14 membres représentant neuf pays et se réunissant une fois par mois.

En 2010, quatre réunions plénières du CEE se sont tenues, ainsi que 13 réunions du secrétariat du CEE et cinq réunions de groupe de travail. Par ailleurs, un séminaire de formation de trois jours réunissant les 120 membres du CEE (titulaires et suppléants) a été organisé.

4.3.1.2 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 106 603 salariés répartis dans plus de 300 sociétés en France. En 2010, deux réunions se sont tenues.

4.3.2 ACCORDS SOCIAUX GROUPE

En 2009 et 2010, des négociations ont eu lieu au niveau du Groupe, sur le périmètre de la France, et se sont traduites par la signature d'accords sur les thématiques suivantes :

- 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 4.4.1 ci-dessous) ;
- l'emploi et la carrière des seniors (voir section 4.2.3 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.

Le 23 février 2010, deux accords ont été signés au niveau européen autour des sujets suivants :

- la gestion prévisionnelle des emplois et des compétences ;
- les principes fondamentaux en matière de santé et de sécurité. Cet accord a été étendu au périmètre monde.

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.

4.3.3 OBSERVATOIRE SOCIAL INTERNATIONAL

Pour répondre aux exigences sociales de la mondialisation, GDF SUEZ a continué de soutenir la production d'idées et la promotion des échanges avec l'ensemble des parties prenantes qu'assure l'Observatoire Social International (OSI). Au sein de groupes de travail réunissant des responsables d'entreprise, des syndicalistes et des universitaires, l'Observatoire s'est focalisé sur

le bien-être au travail, sur la gouvernance des entreprises (politiques de responsabilité sociétale, composition des instances de gestion, indicateurs et critères de gestion, politiques de rémunération), sur une vision prospective du rôle et de la formation des managers et sur les enjeux des outils financiers développés dans le cadre des politiques sociales (épargne d'entreprise et fonds solidaires,

actionnariat salarié, investissement socialement responsable). Le 7 avril 2010, il a rendu public un « Engagement sur le bien-être au travail et le droit universel à la santé », signé par une quinzaine d'entreprises internationales et d'organisations syndicales et soutenu par le ministère du travail. Plusieurs « Rendez-vous de l'OSI » ont été organisés avec le soutien de GDF SUEZ, comme celui sur la régulation du social à l'échelle mondiale avec Pascal Lamy, Directeur Général de l'Organisation Mondiale du Commerce (OMC).

L'OSI a poursuivi ses travaux sur la régulation sociale en Chine avec six entreprises présentes dans ce pays, en partenariat avec Entreprise & Personnel, et participé au 2^e Forum Mondial de l'Éducation et de la Formation tout au long de la vie qui se tenait à Shanghai en juillet 2010. Il a continué de soutenir l'activité de ses antennes au Maroc (symposium sur la santé au travail en juin 2010) et au Chili, et prépare l'organisation d'un séminaire au Brésil avec l'ambition d'y créer une nouvelle antenne.

4.4 ÉPARGNE SALARIALE GROUPE (FRANCE)

4.4.1 POLITIQUE D'ÉPARGNE SALARIALE GROUPE

4.4.1.1 Plan Épargne Groupe GDF SUEZ (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 des plans d'attribution gratuite d'actions de 2008 tant par le groupe Gaz de France que par le groupe SUEZ a pu être faite en 2010 sur ce PEG pour les salariés du groupe GDF SUEZ résidents fiscaux français qui le souhaitaient (voir section 4.5.2 ci-dessous). C'est également dans le cadre du PEG que les salariés du Groupe en France ont pu souscrire à l'augmentation de capital réservée aux salariés « Link 2010 » (voir section 4.5.1 ci-dessous).

4.4.1.2 PERCO groupe GDF SUEZ (France)

Depuis le 1^{er} janvier 2010, chaque salarié du Groupe en France 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.

4.4.2 INTÉRESSEMENT ET PARTICIPATION

En raison de la coexistence de sociétés juridiquement distinctes, il ne peut y avoir un système unique d'intéressement et de participation pour le Groupe.

En ce qui concerne la société GDF SUEZ SA :

- l'accord d'intéressement, signé le 6 juin 2008, couvre les années 2008-2009-2010. Le montant versé en 2011 au titre de l'intéressement 2010 est de 27,4 millions d'euros et concerne 9 895 salariés. Le montant versé en 2010 au titre de

l'intéressement 2009 était de 24,9 millions d'euros et concernait 12 810 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 2009, l'application de la formule légale de calcul de la participation conduit à l'absence de versement aux salariés en 2010.

4.5 ACCORDS PRÉVOYANT UNE PARTICIPATION DES SALARIÉS DANS LE CAPITAL DE L'ÉMETTEUR – ACTIONNARIAT SALARIÉ

4.5.1 UN ACTIONNARIAT SALARIÉ DYNAMIQUE

GDF SUEZ poursuit la politique volontariste d'actionnariat salarié menée à l'origine au sein des groupes Gaz de France et SUEZ. En 2010, elle s'est traduite par une augmentation de capital réservée aux salariés en France et à l'international, en application des résolutions 17 de l'Assemblée Générale Mixte du 16 juillet 2008 et 13 de celle du 4 mai 2009.

Les salariés ont pu souscrire à l'augmentation de capital qui leur était réservée au sein du plan d'épargne du groupe GDF SUEZ au travers du Plan d'actionnariat salarié « Link 2010 ». Deux formules de souscription ont été proposées : l'une « classique » exposée aux variations de l'action GDF SUEZ, l'autre à effet de levier et capital garanti. Les salariés ont bénéficié d'une décote de 20% sur le prix de l'action. Dans la formule classique, ils ont également bénéficié d'un abondement sous la forme d'une attribution gratuite d'actions, dont la règle a été la suivante : pour les 10 premières actions souscrites, 1 action offerte par action souscrite et, pour les 40 actions souscrites suivantes, 1 action offerte pour 4 actions souscrites, soit un abondement maximum de 20 actions gratuites pour 50 actions souscrites.

Pour des raisons juridiques et fiscales, l'attribution gratuite d'actions supplémentaires a été réalisée selon des modalités différentes en France et hors de France :

- en France, conformément aux dispositions de l'article L. 3332-21 du Code du travail et à l'autorisation donnée par l'Assemblée Générale du 16 juillet 2008 dans sa 17^e résolution, des actions ont été attribuées gratuitement par GDF SUEZ en substitution à l'abondement de l'employeur, conformément aux modalités

mentionnées dans le Plan Épargne Groupe tel que modifié le 22 décembre 2009 ;

- hors de France, les salariés ont reçu des droits à l'attribution gratuite d'actions dont le nombre a été déterminé en fonction du nombre d'actions souscrites dans le cadre de la formule Classique selon des modalités similaires aux modalités d'abondement ci-dessus mentionnées prévues dans le Plan Épargne Groupe tel que modifié le 22 décembre 2009. Ces droits à l'attribution gratuite d'actions ont été attribués conformément aux dispositions des articles L. 225-197-1 et suivants du Code de commerce et à l'autorisation donnée par l'Assemblée Générale du 4 mai 2009 dans sa 15^e résolution en vertu de laquelle le Conseil d'Administration est autorisé à attribuer gratuitement des actions pendant 18 mois. Le Conseil d'Administration a décidé des conditions d'attribution et a adopté le règlement du plan d'attribution gratuite d'actions en date du 3 mai 2010.

L'offre réservée aux salariés a conduit à une augmentation de capital de 488,6 millions d'euros (24,7 millions de titres nouveaux souscrits par 67 276 salariés dans 29 pays). Au 31 décembre 2010, les salariés détenaient 2,8% 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 du commerce, il est précisé que les conseils de surveillance desdits FCPE exercent les droits de vote attachés aux titres inscrits à leur actif et décident, le cas échéant, d'apporter ou non ces titres aux offres publiques d'achat ou d'échange.

4.5.2 LIVRAISON DES PLANS D'ATTRIBUTION GRATUITE D' ACTIONS MIS EN ŒUVRE EN 2008⁽¹⁾

En mai 2008, les Conseils d'Administration de Gaz de France et de SUEZ avaient chacun décidé de mettre en place un plan mondial d'attribution gratuite d'actions pour associer l'ensemble de leurs salariés à la réussite collective et renforcer leur présence au capital de l'entreprise.

Les salariés des deux groupes se sont ainsi vu attribuer des droits à attribution gratuite d'actions (30 pour les salariés de Gaz de

France, sauf pour les bénéficiaires des services communs entre ErDF et GrDF, et 16 pour les salariés de SUEZ) sous réserve d'une condition de présence à la date d'acquisition et d'une condition de performance sur les exercices 2007/2009. La livraison des actions aux bénéficiaires était prévue au terme d'une période d'acquisition de 2 ans ou de 4 ans selon les pays.

(1) Les informations relatives aux stock-options exercées en 2010 figurent au chapitre 11.2 « Comptes consolidés – Note 23 (Paiements fondés sur des actions) ».

Le Conseil d'Administration du 3 mars 2010 a examiné la réalisation de la condition de performance pour les deux plans et a décidé de livrer 15 actions gratuites au titre du plan Gaz de France (sauf pour les bénéficiaires des services communs à Gaz de France SA et EDF SA et des services communs à GrDF SA et ERDF SA qui, selon leur clé de répartition, ont reçu 7 ou 5 actions) et 10 actions gratuites au titre du plan SUEZ.

Ainsi, quelque 2 302 564 actions devaient être livrées au titre des plans 2008. Sur ce montant, 1 532 934 actions ont été livrées en 2010 aux bénéficiaires pour lesquels la date d'acquisition des

actions était le 1^{er} juin 2010, soit près de 151 000 salariés dont 135 000 en France : 435 524 actions ont fait l'objet d'un versement dans le compartiment Revenus du FCPE Action Gaz 2005 et 1 097 410 actions d'un versement sur un compte nominatif.

Les actions acquises à l'issue de la période d'acquisition sont inscrites sur un compte nominatif au nom du bénéficiaire. En France, les bénéficiaires ont pu également choisir de verser leurs actions dans le PEG, dans le compartiment Revenus du FPCE Action GAZ 2005.

4.6 ŒUVRES SOCIALES

GDF SUEZ SA contribue, par un pourcentage de ses recettes en France (et non par un pourcentage de la masse salariale), 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 aux organismes de gestion des activités sociales au titre de 2010 s'élève à 140 millions d'euros.

4.7 POLITIQUE DE SANTÉ ET SÉCURITÉ

4.7.1 ÉVOLUTION DES RÉSULTATS

Les résultats de santé et sécurité du personnel du Groupe au 31 décembre 2010 sont en amélioration (taux de fréquence de 9,7 et taux de gravité de 0,42) par rapport à l'année 2008 (taux de fréquence de 11,2 et taux de gravité de 0,44). Les branches Énergie Services, Énergie Europe & International et Énergie France poursuivent leur progression constante depuis plusieurs années, tandis que la branche Global Gaz & GNL maintient ses bons résultats et que les résultats de la branche Infrastructures sont en stagnation (taux de fréquence autour de 4). En revanche, la dégradation des résultats de la branche Environnement en 2010 par rapport à 2009 a pour conséquence une stabilisation du taux de fréquence du Groupe, ce qui ne permet pas d'atteindre l'objectif de 9 fixé pour 2010.

Par ailleurs, en dépit des efforts engagés par les branches (voir paragraphe 4.7.3 ci-dessous), le nombre de décès par accident de travail est passé de 11 en 2009 à 12 en 2010 pour les salariés du Groupe et de six en 2009 à dix en 2010 pour les prestataires extérieurs et les intérimaires.

L'analyse des résultats du Groupe en matière de santé et sécurité ainsi que les actions de progrès sont présentées et discutées lors des réunions du Comité Directeur Santé Sécurité, au sein duquel siègent des représentants du personnel, du Comité Exécutif, du Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable et du Conseil d'Administration. Ces résultats font l'objet d'un courrier trimestriel de la Direction Générale aux cadres dirigeants. Ils sont également relayés via la newsletter de la filière et l'intranet du Groupe.

4.7.2 OBJECTIFS FIXÉS

Les objectifs de progrès chiffrés traduisent les principes fondamentaux en matière de santé et sécurité de l'accord de Groupe. Ils ont été fixés pour la période 2010-2012 et portent tant sur la réduction de l'accidentologie de travail (réduction du taux de fréquence, du taux de gravité et éradication des accidents

mortels liés aux activités du Groupe) que sur l'amélioration de la santé au travail (suppression des produits contenant des agents cancérigènes, mutagènes et toxiques pour la reproduction – CMR – substituables). Ils prennent également en compte la formation des managers à la gestion de la santé et sécurité.

4.7.3 ACTIONS DE PROGRÈS ENGAGÉES

Le plan d'action Santé-Sécurité décrit les actions de progrès à mettre en œuvre pour 2012 et fixe les perspectives à fin 2015. Il concrétise la mise en œuvre de la politique santé-sécurité du Groupe définie en 2010 sur la base des termes de l'accord sur les principes fondamentaux en matière de santé-sécurité signé le 23 février 2010 avec les organisations syndicales européennes et applicable au niveau mondial. Ces actions portent sur trois domaines : la réduction de l'accidentologie, l'amélioration des conditions de travail et l'amélioration de la maîtrise de la sécurité industrielle. Elles comportent des actions de consolidation des systèmes de management ainsi que différents leviers permettant de progresser vers une culture proactive et partagée.

4.7.3.1 Un référentiel étendu

Le Groupe a complété son référentiel d'exigences minimales en matière d'accidents par les nouvelles règles suivantes : maîtrise des prestataires extérieurs et des intérimaires, gestion des accidents et incidents, et prévention des risques de circulation.

Afin d'évaluer la maturité du système de management dans les filiales et dans les branches, ainsi que sa conformité aux exigences du Groupe, la filière santé-sécurité a conduit 41 contrôles, aussi bien en France qu'à l'international.

Les revues de direction réalisées entre le Centre et les branches ont été étendues aux branches avec leurs BU, afin de faire le bilan et de fixer des perspectives.

4.7.3.2 Implication des managers

Les visites managériales de sécurité sont obligatoires 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. Plusieurs actions de professionnalisation de ces visites ont été menées en 2010.

En 2010, un second outil, Assistance et Développement aux Ambitions des Managers (ADAM), a été développé en interne. Primée par la *European Foundation for Quality*, cette démarche en quatre étapes commence par l'autodiagnostic de l'adéquation et de l'efficacité des dispositifs de management pour atteindre les objectifs fixés.

Enfin, la dimension santé et sécurité au travail fait partie intégrante des objectifs individuels fixés annuellement aux managers du Groupe.

4.7.3.3 Dialogue avec les partenaires sociaux

En 2010, 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. Ce dialogue s'est notamment concrétisé par la signature le 23 février 2010 d'un accord sur les principes fondamentaux de la santé et de la sécurité, étendu par décision de la Direction Générale du Groupe aux entreprises du Groupe au niveau mondial. Un second accord signé le 18 février 2010 avec l'ensemble des organisations syndicales fixe le cadre de la démarche de prévention des risques psychosociaux à entreprendre, pour l'ensemble des entreprises du Groupe en France.

4.7.3.4 Formation et partage des bonnes pratiques

1 155 613,84 heures de formation Qualité Sécurité Environnement ont été dispensées en 2010, ce qui représente 28,6% des heures de formation totales. Au niveau des managers, *GDF SUEZ University* a poursuivi les formations garantissant une base commune du management de la santé et de la sécurité au travail, ainsi que des facteurs humains et organisationnels. Un module dédié aux professionnels de la filière santé et sécurité complète ce dispositif. En 2010, 1 251 managers ont été formés dont 50% en France et 50% à l'international.

Reflex, le magazine dédié à la santé et à la sécurité pour tous les salariés du Groupe (édité à 240 000 exemplaires en huit langues), relaie les bons gestes de prévention et les bons comportements à adopter au quotidien. L'échange d'expertise est également favorisé par les clubs d'expertise, la newsletter Prévention News, l'intranet et les conventions annuelles santé-sécurité du Groupe et de chacune des branches.

Des fiches de retour d'expérience concernant les risques majeurs en matière d'accidents mortels de travail viennent compléter ce dispositif.

4.8 DONNÉES SOCIALES ⁽¹⁾

	GRI	Branche Énergie France			Branche Énergie Europe & International		
		2010	2009	2008	2010	2009	2008
Effectif par zone géographique	■ ■ LA1	11 033	10 787	10 104	25 002	24 279	23 919
France	LA1	11 033	10 787	10 081	103	114	133
Belgique	LA1				7 215	7 603	7 561
Autre Union européenne	LA1			23	10 646	10 915	11 271
Autres pays d'Europe	LA1				0	0	0
TOTAL EUROPE	LA1	11 033	10 787	10 104	17 964	18 632	18 965
Amérique du Nord	LA1				2 035	2 012	2 009
Amérique du Sud	LA1				3 263	2 259	2 076
Asie – Moyen Orient – Océanie	LA1				1 740	1 376	869
Afrique	LA1				0	0	0
% de restitution		100%	100%	100%	100%	100%	100%
Répartition de l'Effectif par CSP	LA1						
Cadres	■ ■ LA1	2 436	2 242	1 137	4 998	5 142	5 693
Non-cadres	■ ■ LA1	8 597	8 545	5 328	20 004	19 137	18 201
% de restitution		100,0%	100,0%	64,0%	100,0%	100,0%	99,9%
Part des femmes dans le Groupe							
Proportion de femmes dans l'effectif	■ ■ LA13	31,4%	32,8%	33,0%	26,1%	27,5%	27,5%
% de restitution		100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Proportion de femmes dans l'encadrement	LA13	27,7%	26,5%	23,2%	22,7%	21,1%	20,0%
% de restitution		100,0%	100,0%	18,1%	100,0%	100,0%	66,1%
Répartition de l'effectif par type de contrat	LA1						
CDI	LA1	93,4%	94,3%	98,6%	96,3%	96,0%	94,1%
Autres	LA1	6,6%	5,7%	1,4%	3,7%	4,0%	5,9%
% de restitution		100,0%	100,0%	54,2%	100,0%	100,0%	66,5%
Pyramide des âges sur l'effectif CDI	■ LA1						
moins de 25 ans	■ LA1	6,0%	6,2%	5,3%	3,0%	3,6%	5,4%
25-29 ans	■ LA1	14,3%	14,6%	11,3%	12,8%	13,6%	15,1%

- ■ Assurance raisonnable.
- Assurance modérée.

(1) Voir Annexe B « Rapport d'examen des Commissaires aux comptes sur certains indicateurs environnementaux et sociaux ».

	Branche Global Gaz & GNL			Branche Infrastructures			Branche Énergie Services			Branche Environnement		
	2010	2009	2008	2010	2009	2008	2010	2009	2008	2010	2009	2008
	2 452	2 310	1 909	17 500	17 341	17 395	75 872	76 766	77 883	79 554	65 895	65 382
	1 028	984	699	17 436	17 274	17 343	39 473	39 701	40 483	34 792	32 398	32 835
	23	20	18		0	0	10 426	10 278	10 263	2 092	2 050	2 219
	1 216	1 162	1 058	64	67	52	19 809	20 387	21 548	30 104	19 167	19 877
	167	139	101		0	0	2 797	2 927	2 939	81	78	80
	2 434	2 305	1 876	17 500	17 341	17 395	72 505	73 293	75 233	67 069	53 693	55 011
	0	1	0	0	0	0	337	367	11	3 347	3 281	3 250
	4	3	4	0	0	0	784	868	719	252	269	222
	14	1		0	0	0	2 196	2 182	1 920	4 892	4 582	3 381
		0	29	0	0	0	50	56	0	3 994	4 070	3 518
	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
	1 302	1 211	807	3 518	3 393	3 146	13 282	13 050	11 295	10 665	8 649	8 358
	1 150	1 099	372	13 982	13 948	14 207	62 590	63 716	58 474	68 889	57 246	57 024
	100,0%	100,0%	61,8%	100,0%	100,0%	99,8%	100,0%	100,0%	89,6%	100,0%	100,0%	100,0%
	30,1%	30,8%	28,7%	21,9%	20,9%	20,1%	12,0%	11,8%	11,8%	19,4%	18,5%	18,2%
	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
	30,3%	31,4%	35,0%	26,9%	25,2%	-	13,8%	13,2%	13,0%	25,6%	24,2%	23,7%
	100,0%	100,0%	2,6%	100,0%	100,0%	0,0%	100,0%	100,0%	89,6%	100,0%	100,0%	100,0%
	95,0%	95,6%	100,0%	95,5%	96,0%	100,0%	93,5%	93,4%	92,6%	91,3%	92,3%	91,8%
	5,0%	4,4%	0,0%	4,5%	4,0%	0,0%	6,5%	6,6%	7,4%	8,7%	7,7%	8,2%
	100,0%	100,0%	37,4%	100,0%	100,0%	95,8%	100,0%	100,0%	94,2%	100,0%	100,0%	100,0%
	1,0%	1,9%	2,3%	4,9%	4,9%	4,7%	4,6%	5,1%	6,0%	3,1%	3,6%	4,2%
	11,1%	11,1%	15,6%	9,5%	9,0%	8,6%	11,8%	11,9%	11,9%	9,4%	9,6%	9,7%

	GRI	Branche Énergie France			Branche Énergie Europe & International		
		2010	2009	2008	2010	2009	2008
30-34 ans	■ LA1	15,0%	14,9%	16,7%	15,9%	15,5%	13,9%
35-39 ans	■ LA1	16,5%	16,9%	16,9%	15,0%	15,0%	13,8%
40-44 ans	■ LA1	13,8%	13,0%	12,7%	15,9%	16,1%	14,2%
45-49 ans	■ LA1	12,6%	12,7%	14,7%	13,4%	13,6%	14,4%
50-54 ans	■ LA1	13,9%	13,8%	16,1%	12,9%	13,1%	12,9%
55-59 ans	■ LA1	7,0%	7,0%	5,8%	8,6%	8,0%	8,5%
60-64 ans	■ LA1	0,8%	0,7%	0,4%	2,2%	1,4%	1,6%
65 ans et +	■ LA1	0,0%	0,1%	0,1%	0,3%	0,1%	0,2%
<i>% de restitution</i>		100,0%	100,0%	38,7%	100,0%	100,0%	64,4%
Mouvements de personnel et emploi							
Turnover	■ LA2	5,13%	5,96%	0,90%	5,37%	9,80%	5,60%
<i>% de restitution</i>		100,00%	100,00%	18,30%	100,00%	100,00%	60,20%
Turnover volontaire	■ LA2	3,65%	4,17%	2,40%	2,76%	2,30%	3,40%
<i>% de restitution</i>		100,00%	100,00%	97,80%	100,00%	100,00%	94,40%
Taux d'embauche	■ LA2	11,37%	13,65%	10,30%	8,42%	10,38%	14,10%
<i>% de restitution</i>		100,00%	100,00%	97,80%	100,00%	100,00%	94,40%
Taux d'embauche CDI	LA2	48,77%	55,72%	61,60%	71,83%	73,92%	75,00%
<i>% de restitution</i>		100,00%	100,00%	18,30%	100,00%	100,00%	60,20%
Pourcentage d'handicapés		1,94%	1,62%	1,31%	0,70%	0,64%	0,25%
Développement professionnel							
Pourcentage d'effectif formé	■■ LA10	58,51%	73,46%	75,90%	83,80%	77,35%	79,00%
<i>% de restitution</i>		100,00%	100,00%	97,80%	81,92%	94,47%	70,30%
Pourcentage de femmes dans l'effectif formé	LA10	34,89%	33,57%	31,30%	25,18%	27,88%	28,10%
<i>% de restitution</i>		100,00%	100,00%	94,40%	81,92%	94,47%	71,00%
Pourcentage de cadres et de non-cadres dans l'effectif formé :	LA10						
Cadres	LA10	23,87%	21,24%	32,90%	19,99%	20,98%	25,50%
Non-cadres	LA10	76,13%	78,76%	67,10%	80,01%	79,02%	74,50%
<i>% de restitution</i>		100,00%	100,00%	18,30%	81,92%	94,47%	62,40%
Dépenses de formation par personne formée (€)		1 407	1 480	934	1 135	958	1 626
<i>% de restitution</i>		100,00%	100,00%	18,30%	81,92%	91,55%	65,70%
Nombre d'heures de formation par personne formée	LA10	39	33	32	55	54	68

- Assurance raisonnable.
- Assurance modérée.

	Branche Global Gaz & GNL			Branche Infrastructures			Branche Énergie Services			Branche Environnement		
	2010	2009	2008	2010	2009	2008	2010	2009	2008	2010	2009	2008
	16,3%	16,2%	22,9%	11,1%	10,8%	10,4%	13,1%	12,8%	12,5%	12,3%	11,7%	11,9%
	17,0%	15,8%	18,5%	12,7%	12,0%	12,2%	13,2%	13,4%	14,0%	15,0%	15,2%	15,8%
	12,8%	11,9%	12,6%	12,2%	12,4%	12,7%	15,3%	15,5%	15,6%	16,7%	16,9%	17,2%
	12,1%	13,2%	11,3%	16,7%	18,8%	21,0%	15,0%	14,7%	14,2%	16,6%	16,5%	15,9%
	14,9%	16,0%	9,8%	24,6%	24,8%	24,7%	13,2%	13,2%	13,0%	13,7%	13,6%	13,0%
	11,8%	11,2%	6,3%	7,8%	6,8%	5,6%	10,5%	10,3%	9,9%	9,6%	9,3%	8,9%
	3,0%	2,6%	0,4%	0,5%	0,4%	0,1%	3,1%	2,9%	2,6%	3,2%	3,2%	2,9%
	0,0%	0,1%	0,1%	0,0%	0,0%	0,0%	0,3%	0,3%	0,2%	0,5%	0,5%	0,5%
	100,0%	100,0%	36,2%	100,0%	100,0%	95,8%	100,0%	100,0%	88,2%	100,0%	100,0%	98,9%
	3,34%	2,53%	2,20%	0,84%	0,37%	-	7,26%	6,26%	7,50%	6,46%	7,39%	8,40%
	100,00%	100,00%	2,60%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	90,40%	100,00%	98,43%	99,50%
	2,68%	2,12%	1,40%	0,74%	0,23%	0,10%	3,79%	3,61%	5,90%	3,03%	3,31%	5,20%
	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	98,43%	99,50%
	13,34%	15,01%	13,70%	7,11%	6,66%	5,40%	13,22%	12,69%	19,20%	20,61%	15,70%	19,50%
	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	98,43%	99,50%
	76,16%	78,31%	0,00%	58,77%	57,12%	-	56,73%	57,10%	56,40%	36,41%	46,14%	57,40%
	100,00%	100,00%	2,60%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	90,40%	100,00%	98,43%	99,50%
	1,55%	1,34%	0,00%	2,24%	2,05%	0,00%	1,63%	1,54%	1,43%	1,52%	1,49%	1,46%
	90,71%	81,99%	60,60%	77,58%	66,68%	54,60%	64,33%	59,57%	61,10%	61,20%	59,73%	57,20%
	100,00%	86,56%	100,00%	100,00%	99,99%	100,00%	86,02%	88,80%	88,10%	98,15%	98,02%	99,00%
	30,18%	30,96%	34,60%	17,90%	16,77%	16,60%	10,31%	10,58%	9,80%	19,13%	18,70%	19,70%
	100,00%	86,56%	92,10%	100,00%	99,99%	95,30%	86,02%	88,80%	87,60%	98,15%	98,02%	100,00%
	55,17%	57,83%	70,00%	17,91%	18,15%		18,13%	16,83%	15,90%	15,03%	15,11%	15,60%
	44,83%	42,17%	30,00%	82,09%	81,85%		81,87%	83,17%	84,10%	84,97%	84,89%	84,40%
	100,00%	86,56%	2,60%	100,00%	99,99%	0,00%	86,02%	88,80%	78,50%	98,15%	98,02%	99,00%
	2 677	2 193	2 243	1 827	1 603		687	744	1 068	532	579	820
	100,00%	70,96%	2,60%	100,00%	99,99%	0,00%	85,67%	88,80%	78,50%	98,15%	97,98%	98,60%
	34	20	38	36	38	37	26	29	27	26	23	24

GRI	Branche Énergie France			Branche Énergie Europe & International		
	2010	2009	2008	2010	2009	2008
% de restitution	100,00%	100,00%	97,80%	81,92%	94,04%	70,30%
Nombre d'heures de formation par femme formée	30	27	31	43	55	68
% de restitution	100,00%	100,00%	94,70%	81,92%	94,04%	71,00%
Dépenses de formation par heure de formation (€)	36	44	23	21	18	23
% de restitution	100,00%	100,00%	18,30%	81,92%	91,55%	64,00%
Répartition des heures de formation par thème						
Technique des métiers	52,70%	58,25%	40,00%	49,41%	45,88%	40,80%
Qualité, environnement, sécurité	17,57%	15,25%	30,70%	19,70%	15,23%	18,70%
Langues	3,24%	2,34%	4,10%	12,03%	12,29%	16,20%
Autres	26,49%	24,17%	25,20%	18,86%	26,61%	24,30%
% de restitution	100,00%	100,00%	18,30%	81,92%	94,04%	64,00%
Conditions de travail	LA7					
Jours d'absence par personne	16	19	11	11	11	14
% de restitution	100,00%	100,00%	97,80%	100,00%	99,98%	73,60%
Heures supplémentaires	LA7	0,84%	1,20%	1,51%	3,48%	3,01%
% de restitution	100,00%	100,00%	18,30%	100,00%	99,98%	65,40%
Sécurité au travail(*)						
Nombre d'accidents mortels (collaborateurs)	1	0	0	0	2	2
Taux de fréquence	12,7	14,3	14,9	1,6	2,2	2,2
Taux de gravité (selon référentiel français)	0,52	0,46	0,33	0,07	0,08	0,06
Taux de gravité (selon référentiel OIT)	0,36			0,05		
% de restitution	100%	100%	100%	100%	100%	100%

■ ■ Assurance raisonnable.

■ Assurance modérée.

(*) Périmètre : voir section 4.8.2.1

	Branche Global Gaz & GNL			Branche Infrastructures			Branche Énergie Services			Branche Environnement		
	2010	2009	2008	2010	2009	2008	2010	2009	2008	2010	2009	2008
	100,00%	52,69%	100,00%	100,00%	99,99%	100,00%	86,02%	88,80%	88,10%	90,56%	98,02%	99,00%
	29	27	36	29	30	29	26	29	27	25	26	22
	100,00%	52,69%	92,10%	100,00%	99,99%	95,30%	86,02%	88,80%	87,60%	90,56%	98,02%	100,00%
	78	111	54	51	42		26	26	39	22	25	35
	100,00%	52,69%	2,60%	100,00%	99,99%	0,00%	85,67%	88,80%	78,50%	90,56%	97,98%	99,40%
	26,96%	22,55%	26,80%	52,75%	52,40%		45,94%	47,49%	46,00%	28,37%	30,61%	31,10%
	22,48%	4,72%	1,20%	23,69%	24,20%		34,64%	31,77%	30,90%	36,64%	41,65%	39,70%
	19,05%	23,88%	69,40%	1,70%	1,57%		2,93%	3,39%	4,10%	5,19%	4,14%	6,40%
	31,51%	48,85%	2,60%	21,86%	21,83%		16,50%	17,35%	19,00%	29,81%	23,59%	22,90%
	100,00%	52,69%	2,60%	100,00%	99,99%	0,00%	86,02%	88,80%	78,50%	90,56%	98,02%	99,40%
	10	15	16	20	21	10	12	12	14	12	12	15
	100,00%	99,21%	85,50%	100,00%	99,99%	99,39%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	99,00%
	2,51%	2,15%	0,00%	2,47%	2,41%	-	2,90%	2,83%	2,49%	4,36%	4,89%	4,96%
	100,00%	99,21%	2,60%	100,00%	99,88%	0,00%	100,00%	99,99%	90,40%	100,00%	100,00%	99,40%
	0	0	0	4	2	1	2	3	0	5	4	2
	1,0	2,3	0,0	4,4	3,4	5,0	7,9	8,7	9,6	16,3	15,4	17,5
	0,01	0,09	0	0,09	0,2	0,28	0,38	0,39	0,42	0,68	0,64	0,65
	0,01			0,08			0,23			0,43		
	100%	100%	100%	100%	99,70%		100%			100%		

4.8.1 NOTE DE MÉTHODOLOGIE DES INDICATEURS SOCIAUX

4.8.1.1 Outils utilisés

Pour les données sociales de l'année 2010, 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 appliquée, 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 intégration globale, sociétés pour lesquelles GDF SUEZ détient le contrôle, en capital et en management, elles ne prennent donc notamment pas en compte 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.

4.8.1.2 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, conduisant alors à exclure les données en question du périmètre de restitution.

La faiblesse de certains pourcentages de restitution d'indicateurs concernant l'année 2008 est due au fait que certains indicateurs n'ont pas été demandés sur la totalité du périmètre du Groupe cette année-là, l'harmonisation du Reporting Social Groupe étant entrée en vigueur depuis le 1^{er} janvier 2009.

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.

4.8.1.3 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 :

1. Le total des effectifs des branches est inférieur de 3 395 personnes à l'effectif total publié. Cette différence tient principalement aux effectifs du siège à Paris et à Bruxelles, mais également à ceux des activités dans les secteurs de la finance, qui ne sont rattachés à aucune des six branches opérationnelles.

2. 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.

3. Les indicateurs de l'année 2008 ont été recalculés dans la mesure du possible au pro forma du Groupe actuel.

Afin d'harmoniser la notion d'effectif en 2008, l'indicateur « effectif en contrat d'alternance et stage » a été ajouté aux effectifs du périmètre ex-Gaz de France.

Le même retraitement a été opéré sur l'effectif féminin.

4. 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.

5. 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.

6. L'indicateur de *turnover* prend uniquement en compte les licenciements et les démissions.

Il est calculé sur la base des mouvements annuels rapportés à l'effectif moyen annuel.

7. 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.

8. 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.

4.8.2 NOTE DE MÉTHODOLOGIE DES INDICATEURS SANTÉ SÉCURITÉ

4.8.2.1 Périmètre

Pour les données santé-sécurité de l'année 2010, 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 trois ans après leur intégration dans le périmètre par la Direction Financière. Cette règle a été précisée lors de la révision 2009 de la procédure de reporting santé-sécurité.

4.8.2.2 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 les points suivants :

1. à la différence du reporting social, le reporting santé-sécurité intègre les données des entités 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 ;
2. la branche Global Gaz & GNL, communique des taux de fréquence et de gravité qui prennent en compte les intérimaires et les prestataires extérieurs, à la différence des autres branches. Cette particularité concerne exclusivement la BU Exploration & Production.

FACTEURS DE RISQUE

	PAGE		PAGE
5.1 PROCESSUS DE GESTION DES RISQUES	136		
5.1.1 Rôle du Comité d'Audit	136	5.4.3 Exploitation d'installations industrielles classées « sites Seveso seuil haut » en Europe	148
5.1.2 Politique de management global des risques de GDF SUEZ	136	5.4.4 Exploitation de plusieurs centrales nucléaires en Belgique	149
5.2 ÉVOLUTION DE L'ENVIRONNEMENT ÉCONOMIQUE	137	5.4.5 Risques spécifiques aux activités d'exploration-production d'hydrocarbures	149
5.2.1 Évolution de l'environnement économique	137	5.5 ORGANISATION FACE AUX RISQUES TRANSVERSAUX	150
5.2.2 Risques financiers	138	5.5.1 Risques éthiques	150
5.2.3 Environnement concurrentiel	140	5.5.2 Risques juridiques	150
5.2.4 Incertitude climatique	141	5.5.3 Risques liés aux ressources humaines	150
5.2.5 Évolution de l'environnement réglementaire	142	5.5.4 Risques liés à la santé, la sécurité, la sûreté et la protection du patrimoine	151
5.3 CONTRAINTES SUR LE MODÈLE D'ENTREPRISE	144	5.5.5 Risques liés aux systèmes d'information	152
5.3.1 Achats d'énergie à court et long terme	144	5.5.6 Gestion de crise	152
5.3.2 Ventes notamment sur des marchés régulés	145	5.6 ASSURANCES	152
5.3.3 Développement international	145	5.6.1 Principaux programmes d'assurance	153
5.4 SÉCURITÉ INDUSTRIELLE	147		
5.4.1 Accident industriel ou rupture de la continuité de service	147		
5.4.2 Pollution du milieu environnant	147		

Le Groupe exerce son activité dans un environnement en évolution induisant de nombreux risques, dont certains échappent à son contrôle. Sont présentés ci-dessous les risques significatifs auxquels il estime être exposé. D'autres risques non cités ou non connus à ce

jour pourraient affecter également le Groupe. La survenance de l'un de ces risques pourrait avoir une incidence négative significative sur l'activité, la situation financière et les résultats du Groupe, son image, ses perspectives ou sur le cours des actions de GDF SUEZ.

5.1 PROCESSUS DE GESTION DES RISQUES

Le Groupe s'est doté d'une politique de management global des risques (*Enterprise Risk Management*) dont les principes sont cohérents avec les standards professionnels (ISO 31000, *Federation of European Risk Management Associations*

notamment) ; celle-ci explicite son ambition 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.

5.1.1 RÔLE DU COMITÉ D'AUDIT

La politique de management des risques a été validée en Comité Exécutif et présentée au Comité d'Audit du Conseil d'Administration. Le 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 peut ainsi exercer sa mission de suivi de l'efficacité des systèmes de gestion des risques et des systèmes de contrôle interne conformément à l'Ordonnance du 8 décembre 2008 transposant en France la huitième directive européenne sur la gouvernance d'entreprise.

5.1.2 POLITIQUE DE MANAGEMENT GLOBAL DES RISQUES DE GDF SUEZ

Dans son rôle de supervision et de décision, le Comité Exécutif valide la politique de management global des risques de GDF SUEZ. Au moins une fois par an, les Comités Exécutifs du Groupe et des branches examinent et approuvent la revue des risques de leur entité et décident des moyens de traitement à mettre en œuvre. Les risques sont pris en compte dans de nombreux processus décisionnels du Groupe tels que le Plan à Moyen Terme, le Comité des Engagements, le Comité des Risques de Marché Énergie et le Comité de Surveillance et Sécurité.

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 », la politique de management des risques du Groupe préconise une prise de risques raisonnable au regard des lois et règlements, acceptable par l'opinion et supportable au plan économique.

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. Le Service du Management des Risques qui lui est rattaché anime la filière de management des risques. Les *Risk Officers* de ce service du Centre, des branches, des *Business Units* et des directions fonctionnelles appuient les dirigeants pour identifier et apprécier les risques en appliquant la méthodologie du

Groupe, ainsi que pour apprécier les moyens mis en œuvre pour les réduire et les couvrir. Les risques sont gérés par leurs propriétaires et coordonnés, le cas échéant, par les Directions fonctionnelles.

Les BU ayant réalisé leur cartographie et revue de risques au 1^{er} semestre, les branches comme les Directions fonctionnelles ont procédé sur cette base au 2^e semestre à leur revue de risques à leur niveau, en retraitant et en actualisant les données si besoin. Ces informations, collectées à l'aide d'un système d'information dédié, ont été hiérarchisées et synthétisées au niveau Groupe pour identifier les principaux risques de GDF SUEZ. Le Comité Exécutif, le Comité d'Audit et le Conseil d'Administration les ont examinés avant l'arrêté des comptes 2010. Les principaux facteurs de risques qui en sont issus sont décrits au présent chapitre 5.

Le Service de l'Audit Interne de la Direction Audit et Risques propose le programme d'audits de GDF SUEZ en s'appuyant notamment sur les conclusions de la revue des risques de façon à identifier les thèmes d'audit les plus pertinents et à évaluer la couverture des risques. Réciproquement, les résultats des audits alimentent la mise à jour de la revue des risques. De même, le programme de contrôle interne prend en compte les constats de la démarche de management des risques et, réciproquement, participe à la maîtrise des risques.

5.2 ÉVOLUTION DE L'ENVIRONNEMENT ÉCONOMIQUE

5.2.1 ÉVOLUTION DE L'ENVIRONNEMENT ÉCONOMIQUE

L'exercice 2010 a été caractérisé par une reprise économique fragile dans les pays en développement et un environnement économique déprimé en Europe et Amérique du Nord, affectant la plupart des acteurs économiques. De par ses métiers, GDF SUEZ est sensible à divers facteurs conjoncturels dont les impacts potentiels sont décrits ci-après.

5.2.1.1 Exposition du Groupe aux cycles économiques et à la variation de l'offre et de la demande

Certains métiers du Groupe, comme les services ou la fourniture d'énergie aux clients industriels, sont sensibles aux cycles économiques. Tout ralentissement conjoncturel 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.

Le contexte économique post-crise 2008 pourrait perdurer au-delà de 2010 et induire un ralentissement prolongé d'activité chez les grands clients du Groupe et par conséquent contribuer à une baisse de la demande unitaire ou globale en énergie, eau, déchets et services associés, affectant les volumes d'affaires et les marges du Groupe. La grande diversité géographique et de secteurs du Groupe ne constitue qu'une protection partielle vis-à-vis de ce risque.

En Europe, certaines activités du Groupe pourraient pâtir de délocalisations d'activités de leurs clients industriels vers des pays à bas salaires. Notamment dans les métiers de l'énergie, de grands clients électro-intensifs (métallurgie, chimie) pourraient délocaliser leur production vers des régions où les coûts énergétiques sont moindres que sur les marchés domestiques, ce qui pourrait affecter le chiffre d'affaires du Groupe.

5.2.1.2 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 de 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.

5.2.1.3 Exposition du Groupe aux changements des modes de production

Quant aux modes de production d'électricité, la contrainte induite par la volonté de réduire les émissions de CO₂, couplée à des dispositifs de soutien aux énergies renouvelables et à d'autres dispositifs réglementaires et fiscaux complexifie les équilibres concurrentiels entre les diverses formes d'énergie et entraîne une incertitude plus forte qu'auparavant 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 inadaptés 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.

La poursuite du développement du gaz non conventionnel en particulier aux USA a 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 mise en cause dans le cas où cet écart perdurerait et où il s'avérerait difficile d'exercer les clauses de révision de prix.

5.2.2 RISQUES FINANCIERS

La section ci-dessous décrit les risques financiers auxquels le Groupe est exposé :

5.2.2.1 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 des volumes (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.

Environ 80% des activités de production d'électricité hors Europe sont engagés sous la forme de contrats de vente d'électricité (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 et 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 15.2.3.3 du chapitre 11.2).

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.

5.2.2.2 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).

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 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 ainsi qu'aux banques et 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.

5.2.2.3 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 aux États-Unis et actifs considérés en base « dollarisée », Brésil, Thaïlande, Pologne, Norvège et Royaume-Uni (se reporter à la Note 3.3 du chapitre 11.2).

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 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 11.2).

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 arrêtées par le management de 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 11.2 – Note 15.1.3 (risque de change).

5.2.2.4 Risque de taux d'intérêt

Au 31 décembre 2010, après prise en compte des instruments financiers, environ 56% de la dette brute du Groupe était à taux fixe et 44% à taux variable ou variable cappé. Comme la quasi-totalité des excédents du Groupe est investie à court terme, au 31 décembre 2010, 78% de la dette nette était à taux fixe et 22% 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. 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.

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 2010, 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 2010, la quasi-totalité des couvertures optionnelles euros, dollars US et livres sterling sont pour l'instant inactivées.

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 83 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 102 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 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 210 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 239 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 273 millions d'euros lié à la variation de juste valeur des dérivés documentés en couverture de flux de trésorerie.

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.

5.2.2.5 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 Fond 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 représente 16,1 milliards d'euros au 31 décembre 2010, dont 14,5 milliards d'euros de lignes disponibles et non tirées. 75,2% des lignes de crédit totales et 83,4% 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.

5.2 ÉVOLUTION DE L'ENVIRONNEMENT ÉCONOMIQUE

Au 31 décembre 2010, les ressources bancaires représentent 35% de la dette brute (hors découverts bancaires, coût amorti et effet des dérivés), le reste étant principalement financé par le marché des capitaux (dont 24,9 milliards d'euros de dettes obligataires, soit 56,6% 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 11,1 milliards d'euros au 31 décembre 2010.

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 8,6% de la dette brute et s'élèvent à 3,8 milliards d'euros au 31 décembre 2010 (se

reporter à la Note 14.2.1 au chapitre 11.2). 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 2010, 86% 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.

5.2.2.6 Risque sur actions

Le Groupe détient au 31 décembre 2010 un ensemble de participations dans des sociétés cotées (voir Note 14.1 au chapitre 11.2) 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.

5.2.3 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, sur certains marchés, d'acteurs de niches, privés ou publics.

5.2.3.1 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. Elle pourrait également conduire

à terme à l'ouverture à la concurrence des concessions de service : la Commission européenne conduit actuellement une réflexion sur l'éventualité d'une initiative dans ce domaine en 2011. Le Groupe GDF SUEZ pourrait être affecté, dans l'hypothèse où le gaz serait inclus dans le périmètre de mise en concurrence, par exemple à travers les concessions de distribution de gaz attribuées à GrDF en France.

On assiste ces dernières années à un mouvement de concentration des grands acteurs énergétiques en Europe. 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. La recomposition du marché de l'énergie se poursuit. 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.

5.2.3.2 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 à la fois 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 actuellement 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 apparues récemment : stratégie agressive de fonds d'investissement, entrée en jeu de certains opérateurs du secteur public, remunicipalisation des services par les collectivités locales.

5.2.3.3 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.

5.2.4 INCERTITUDE CLIMATIQUE

Les métiers de l'énergie, notamment la vente aux particuliers, sont directement sensibles aux variations climatiques et aux mesures prises pour lutter contre le « changement climatique ».

5.2.4.1 Les conditions climatiques

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 plus élevée lors des années les plus froides et l'offre est surabondante lors des années les moins froides. Ces facteurs, combinant des impacts prix et volumes, ont un effet direct sur les résultats du Groupe.

5.2.4.2 Les mesures de lutte contre le changement climatique

La lutte contre le changement climatique se généralise et se traduit par de nombreux textes réglementaires relatifs aux législations environnementales et fiscales en France, en Europe et au niveau international (voir la section 3.2.1. pour plus de détails). Ces évolutions peuvent avoir un impact profond sur les modèles économiques retenus par le Groupe. Par exemple, le charbon, le pétrole voire le gaz naturel pourraient se voir évincés de certains usages au vu de leur contenu carbone, du fait de distorsions de concurrence dans le secteur électrique induites par des

dérogations, incitations et subventions. Les marges pourraient être réduites par suite de pincement tarifaire empêchant de répercuter les coûts des quotas de CO₂ ou d'une éventuelle future taxation du contenu carbone.

Si elles peuvent affecter de manière négative les résultats du Groupe, ces mesures comportent également leur lot de nouvelles opportunités d'affaires dans les énergies renouvelables, l'énergie nucléaire, le stockage de carbone, les services d'efficacité énergétique, la substitution gaz-charbon. Le Groupe pourrait ainsi étendre son domaine de développement mais aussi devoir faire face à une nouvelle forme de concurrence.

En Europe, le marché des droits d'émissions de gaz à effet de serre (SCEQE⁽²⁾), 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, permettant par ailleurs des possibilités d'arbitrage et de négoce pour les acteurs tels que GDF SUEZ. Le Groupe s'attache à limiter les risques « carbone » par une composition diversifiée de son portefeuille énergétique et une production d'électricité 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.

(1) Réserve en eau contenue dans les barrages dépendant de la pluviométrie.

(2) Système Communautaire d'Échange de Quotas d'Émission, instauré par la directive 2003/87.

5.2 ÉVOLUTION DE L'ENVIRONNEMENT ÉCONOMIQUE

À long terme, le Groupe cherche à assurer une diversification des ressources énergétiques et développe dès maintenant un programme de démonstration sur la capture et le stockage du CO₂ afin de rendre possible l'exploitation des installations charbon dans un contexte de contrainte carbone intensifiée.

Ces actions pour lutter contre le changement climatique et préserver les ressources naturelles sont détaillées dans la section 3.2. « Engagements environnementaux » du présent Document de Référence.

5.2.5 ÉVOLUTION DE L'ENVIRONNEMENT RÉGLEMENTAIRE

Le paysage législatif et réglementaire des métiers du Groupe est en mutation, tant sur le plan environnemental que sur la (dé)régulation du secteur énergétique.

5.2.5.1 Durcissement de la 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.

Une modification ou un renforcement du dispositif réglementaire peut entraîner pour le Groupe des coûts d'investissement ou d'exploitation supplémentaires. Le Groupe peut 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 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. Le « paquet » est principalement composé de quatre textes : une directive sur la promotion des énergies renouvelables applicable dans les États membres dès 2011 ; une directive définissant les règles pour la période 2013-2020 du système communautaire d'échanges des permis à polluer (SCEQE) ; une décision sur les efforts que les États membres devront entreprendre pour réduire les émissions des secteurs qui ne sont pas couverts par les quotas (notamment le secteur du transport, de l'agriculture et du bâtiment) et ce dès 2012 ; et enfin une directive sur la promotion des installations de captage et de séquestration du CO₂. Cependant, les États sont tentés, dans la conjoncture actuelle, 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 voire passifs à définir d'ici 2020 ou encore des normes de performance énergétique exigeantes, pour les bâtiments neufs ou existants lorsqu'ils sont rénovés.

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 documents faisant référence aux meilleures techniques disponibles pour les grandes installations de combustion (BREF) et des valeurs limites d'émission associées.

Aux États-Unis, un projet de loi en préparation au niveau fédéral vise à mettre en place un programme de réduction des gaz à effet de serre (dont le CO₂) et devrait renforcer le dispositif réglementaire qui pour le moment se limite à des initiatives régionales, comme le RGGI (*Regional Greenhouse Gas Initiative*), principalement dans les États de Nouvelle-Angleterre.

Compte tenu du rapprochement avec International Power conclu le 3 février 2011, le Groupe reprendra la gestion de centrales électriques en Australie. Celles-ci sont exposées à un risque de renforcement des contraintes réglementaires en matière d'émissions de gaz à effet de serre, pouvant éventuellement affecter la fermeture de certains sites.

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 3.2.5.6 « une prévention active des risques environnementaux ») et par la gestion d'un programme d'assurance étendu (voir section 5.6 « Assurances »).

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 dans un cadre de soutien économique qui évolue à la baisse (tarifs de rachat, crédits d'impôt). En 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...). L'ensemble de ces dispositifs peut avoir un impact significatif sur les résultats du Groupe.

5.2.5.2 Activités soumises à l'obtention ou au 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, d'actions de dénigrement, rendant plus difficile pour le Groupe l'obtention des permis et des autorisations de construction ou d'exploitation ou pouvant 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 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 3.3.2 « Actions sociétales liées à des projets d'investissements » 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.

5.2.5.3 L'évolution de la réglementation du secteur énergétique

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 européens.

Tant au niveau européen qu'au niveau national, il existe actuellement des situations ou projets d'évolutions réglementaires qui pourraient modifier le profil de risques de GDF SUEZ.

Il s'agit essentiellement, à court terme, de la transposition en lois nationales puis de l'application dès mars 2011 des directives européennes 2009/72/CE et 2009/73/CE, composant le troisième paquet sur le marché intérieur de l'électricité et du gaz. Adoptées le 13 juillet 2009, elles prévoient, notamment, trois régimes d'indépendance des gestionnaires de transport : la séparation patrimoniale des actifs de réseau de transport (« *ownership unbundling* »), le gestionnaire de réseau indépendant (« *independent system operator* ») ou le gestionnaire de réseau de transport indépendant (« *independent transmission operator* »). Le Groupe s'est structuré pour analyser et suivre les impacts économiques et financiers de cette évolution afin d'en limiter les effets dans le respect des textes en vigueur.

Ce paquet « marché intérieur » confère aux régulateurs des pouvoirs étendus dans le domaine concurrentiel ; il accroît les droits des consommateurs et prévoit la création de l'ACER, Agence de Coordination Européenne des Régulateurs. En sus, dans certains États et au niveau européen perdurent ou apparaissent des velléités d'intervention publique dans le domaine énergétique *via* la réglementation et l'extension des prérogatives des régulateurs au domaine concurrentiel. Ceci peut se manifester notamment par le contrôle des prix, le maintien ou la volonté de réintroduire des tarifs régulés pour les ventes de gaz comme pour celles d'électricité à des niveaux incompatibles avec les coûts d'approvisionnement ou de production, des mesures discriminatoires telle la « surtaxation » des profits des énergéticiens, la captation de provisions constituées pour le démantèlement des centrales nucléaires, des évolutions des règles en matière de fonctionnement des marchés et de sécurité d'approvisionnement, l'intervention du régulateur dans le domaine déréglé pour favoriser le développement de la concurrence ou 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. Le déficit budgétaire et le niveau d'endettement élevés des États contribuent à accroître ce risque.

En France, suite à la publication du rapport Champsaur en 2009, la loi mettant en œuvre une Nouvelle Organisation du Marché de l'Électricité (NOME) a été votée le 24 novembre par le Parlement. Elle doit conduire EDF à vendre de l'électricité aux fournisseurs alternatifs d'électricité aux conditions économiques du parc nucléaire historique français. Les conditions pratiques et économiques de cette fourniture, en particulier le niveau de prix fixé pour l'ARENH (Accès Régulé au Nucléaire Historique), non encore définies début 2011, pourraient affecter la capacité du Groupe de proposer aux clients des offres compétitives.

Malgré les systèmes de veille mis en place, il est impossible 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 2 du présent Document de Référence :

- 2.1.1.11 « Environnement réglementaire » pour la branche Énergie France ;

- 2.1.2 pour la branche Énergie Europe & International (éléments de contexte données par pays) ;
- 2.1.3.6 pour les activités d'exploration-production ;
- éléments de contexte réglementaire présentés par activité dans la branche Infrastructures : 2.1.4.6 pour les activités de stockage en France ; 2.1.4.7 pour les activités des terminaux méthaniers ; 2.1.4.8 pour les activités de distribution ; 2.1.4.9 pour les activités de transport ;
- 2.1.5.7 « Environnement réglementaire » pour la branche Énergie Services.

5.3 CONTRAINTES SUR LE MODÈLE D'ENTREPRISE

5.3.1 ACHATS D'ÉNERGIE À COURT ET LONG TERME

5.3.1.1 Contrats à long terme d'approvisionnement en gaz de type « take-or-pay » avec volume minimal

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 ne peuvent varier que 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 recours dans une large proportion à ce type de contrats. Les mécanismes de révisions de prix périodiques des contrats long terme garantissent à l'acheteur la compétitivité du prix du gaz sur le marché final. En cas de perte de compétitivité du gaz acheté, GDF SUEZ ne serait exposé au risque de « take-or-pay » que sur les quantités achetées avant la révision de prix suivante.

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 de marchés du gaz à court terme les prix du gaz évoluent de plus en plus indépendamment des prix du pétrole, ce qui crée un conflit potentiel entre les prix du gaz à long terme et à court terme. Une situation où le prix du gaz resterait durablement plus bas que le prix des contrats indexés pétrole pourrait avoir un impact significatif sur le résultat du Groupe, en particulier si le Groupe ne parvenait pas à renégocier ses contrats à long terme d'approvisionnement gaz de façon satisfaisante dans un contexte de décorrélation prolongée gaz/pétrole.

5.3.1.2 Dépendance à l'égard d'un nombre limité de fournisseurs dans certaines activités, notamment pour les achats de gaz naturel

Le Groupe a conclu des contrats long terme avec ses principaux fournisseurs et s'est doté d'un portefeuille largement diversifié, notamment en termes géographiques. Le Groupe dispose en outre 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). Néanmoins, si l'un des fournisseurs 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.

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 eau, en déchets banals, en combustibles divers 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 variété des métiers du Groupe et de leur localisation géographique entraîne une grande diversité de situations et permet une protection partielle au risque de défaillance d'un fournisseur important.

5.3.2 VENTES NOTAMMENT SUR DES MARCHÉS RÉGULÉS

5.3.2.1 Dépendance à l'égard d'un nombre limité de clients dans certaines activités, notamment la vente d'électricité et les concessions d'eau

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 des 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* ») ou encore de la gestion d'incinérateurs de déchets banals.

Le refus ou l'incapacité d'un client à respecter ses engagements contractuels à long terme, notamment en matière d'ajustements tarifaires, 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.

5.3.2.2 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 Commission de Régulation de l'Énergie 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. Ce dispositif améliore la visibilité sur les conditions d'évolution des tarifs réglementés et détermine les règles et les responsabilités des différents acteurs sur la période 2010-2013. Tout décalage dans l'application de la formule est de nature à affecter les résultats du Groupe. Une nouvelle formule tarifaire représentative des coûts d'approvisionnement a été validée par arrêté pour mise en oeuvre en 2011. Toutefois l'arrêté a maintenu en janvier 2011 les tarifs à leur niveau de juillet 2010. Dans la pratique, la première traduction tarifaire de la formule devrait donc intervenir à partir d'avril 2011.

Les tarifs administrés concernent également les activités de distribution et de vente d'énergie aux particuliers, voire aux industriels, dans d'autres pays tels que l'Italie, la Hongrie, la Roumanie, la Slovaquie et le Mexique.

5.3.3 DÉVELOPPEMENT INTERNATIONAL

5.3.3.1 Risque pays

Bien que les activités du Groupe soient concentrées principalement sur l'Europe et l'Amérique du Nord, qui ont représenté ensemble environ 89% du chiffre d'affaires consolidé et 85% des capitaux engagés industriels en 2010, il exerce aussi ses métiers sur les marchés mondiaux, notamment dans les pays émergents dont le Brésil et la Chine et dorénavant, compte tenu du rapprochement avec International Power conclu le 3 février 2011 au Pakistan. 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 ou le Yémen.

Les activités du Groupe dans ces pays comportent un certain nombre de risques potentiels, en particulier une volatilité du PIB, une instabilité économique et politique, des modifications dans la réglementation 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), les 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 dans les tribunaux de ces pays 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.

5.3.3.2 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 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 du passif ou des résultats prévus peuvent apparaître à l'issue de la matérialisation des acquisitions.

5.3.3.3 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 ou 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 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.

5.3.3.4 Risques sur le développement du fait de questions de réciprocité

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.

5.3.3.5 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 lui permettent de mieux s'adapter au contexte spécifique des marchés locaux. En outre, ils 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 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.

5.3.3.6 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 Degrémont.

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.

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 » (*Engineering, Procurement, Construction*), permettant de bénéficier, au moins partiellement, d'indemnisations en cas de survenance d'un risque cité ci-dessus.

5.4 SÉCURITÉ INDUSTRIELLE

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.

5.4.1 ACCIDENT INDUSTRIEL OU RUPTURE DE LA CONTINUITÉ DE SERVICE

Le Groupe opère ses activités industrielles dans le cadre de réglementations qui donnent lieu à des règles de sécurité mises en œuvre pour l'exploitation des infrastructures ou pour la réalisation de prestations de service. La vigilance apportée 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 et financières ainsi que des responsabilités significatives.

Il existe des risques liés à l'exploitation des 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 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, glissements de terrain, 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.

L'indisponibilité d'un ouvrage important de type terminal méthanier ou stockage, réseau haute tension, usine de production d'eau

potable, etc., liée à des phénomènes de catastrophe naturelle (tremblement de terre, activité volcanique, inondation), une crise politique entre pays de production et de transit, la perte de maîtrise de l'outil industriel ou un effet de congestion aurait pour conséquences un arrêt d'activité avec les pertes de recettes et les risques d'indemnisation correspondantes, ainsi qu'une altération de l'image du Groupe et/ou des manquements à une obligation de service public.

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.

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 toutes les responsabilités encourues, les pertes de chiffre d'affaires ou l'augmentation des dépenses (se reporter à la section 5.6 « Assurances »).

5.4.2 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 ou 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 anciennes – 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.

5.4.3 EXPLOITATION D'INSTALLATIONS INDUSTRIELLES CLASSÉES « SITES SEVESO SEUIL HAUT » EN EUROPE

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 (gaz de pétrole liquéfié), 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, 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 équivalent sont couverts par le programme général d'assurances en responsabilité civile du Groupe (cf. section 5.6 du présent chapitre).

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.

(1) Directive 96/82/CE dite « SEVESO II » modifiée par le règlement CE n° 1882/2003 et la directive 2003/105/CE.

5.4.4 EXPLOITATION DE PLUSIEURS CENTRALES NUCLÉAIRES EN BELGIQUE

Le Groupe détient et exploite en Belgique sept réacteurs nucléaires de type d'eau pressurisée répartis sur deux sites de production nucléaire d'électricité, 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, ce type d'activité est susceptible de mettre en jeu la responsabilité civile du Groupe, notamment en cas d'accident nucléaire ou un incident de rejets importants de radioactivité dans l'environnement.

Les opérateurs des centrales nucléaires disposent d'une habilitation spéciale obtenue à l'issue d'un programme de formation théorique et pratique spécifique, incluant en particulier des exercices sur simulateur. Le respect des consignes de sécurité et l'état des installations sont soumis à des contrôles par un organisme indépendant (Bel V) et par l'organisme d'État ayant en charge la sécurité nucléaire (AFCN).

Les opérateurs de centrales nucléaires échangent leurs expériences au niveau international et se soumettent à des audits de l'Association Mondiale des Opérateurs Nucléaires (WANO), à la demande de l'exploitant, ou l'Agence Internationale de l'Énergie Atomique (AIEA), à la demande de l'autorité de sûreté nucléaire, afin de maintenir un haut niveau de sûreté. 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 OSART (*Operational Safety Review Team*) 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. Ces évaluations réalisées par une autorité indépendante internationale confirment la maturité de la sûreté nucléaire ainsi que la priorité donnée dans les centrales nucléaires du Groupe à la sûreté. Par ailleurs, tous

les 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. Le Groupe tirera les enseignements de l'accident survenu au Japon en mars 2011.

Le Groupe réduit régulièrement ses rejets des effluents liquides et gazeux radioactifs tout en maîtrisant le volume des déchets de faible et moyenne activités produits durant l'exploitation. L'ensemble de la gestion des déchets nucléaires est placée sous la responsabilité de l'organisme public belge ONDRAF (Organisme National des Déchets Radioactifs et des Matières Fissiles Enrichies), ceci est vrai également pour les déchets vitrifiés issus des programmes de retraitement des combustibles usés opérés sur le site d'Areva NC-La Hague. Les 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 (recyclage ou pas).

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 au chapitre 11.2 du présent Document de Référence). Dans le cadre de l'accord entre le gouvernement belge et GDF SUEZ le 22 octobre 2009, les dispositions de la loi belge sur la sortie progressive de l'énergie nucléaire à des fins de production électrique, adoptée en janvier 2003, ont été suspendues pour les trois unités les plus anciennes (Doel 1/2 et Tihange 1) dont l'exploitation pourra être poursuivie jusqu'en 2025 au lieu de 2015 à l'issue d'inspections de sécurité. GDF SUEZ est toujours en attente de la promulgation des décrets d'application. Par ailleurs, le Groupe est candidat à la construction et l'exploitation de nouvelles centrales nucléaires, en et hors Europe.

5.4.5 RISQUES SPÉCIFIQUES AUX ACTIVITÉS D'EXPLORATION-PRODUCTION D'HYDROCARBURES

Les activités d'exploration-production nécessitent des investissements élevés et sont exposées à des risques et à des opportunités économiques spécifiques parmi lesquels figurent les difficultés liées aux particularités du sous-sol et aux caractéristiques des hydrocarbures, ainsi que les impacts de la fiscalité locale.

Les risques géologiques 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. En outre, le Groupe assure ses installations notamment contre les dommages ouvrages, la perte de production, les actions en responsabilité civile y compris la pollution, conformément aux pratiques de cette industrie.

Le Groupe suit avec attention les informations disponibles sur l'accident de la plate-forme Macondo dans le Golfe du Mexique pour en tirer les enseignements transposables aux activités du Groupe.

5.5 ORGANISATION FACE AUX RISQUES TRANSVERSAUX

5.5.1 RISQUES ÉTHIQUES

Des actes de collaborateurs, de mandataires ou représentants contrevenant aux principes affirmés par le Groupe pourraient l'exposer à des sanctions pénales et civiles ainsi qu'à une perte de réputation.

En dépit des efforts du Groupe pour se conformer aux réglementations applicables, il subsiste un grand nombre de risques, tenant notamment à l'imprécision de certaines dispositions des réglementations ou au fait que les organismes de régulation peuvent modifier leurs instructions d'application et que des revirements de jurisprudence peuvent intervenir. Les organismes réglementaires compétents disposent de larges prérogatives et de pouvoirs en matière de services liés à l'énergie et à l'environnement, qui recouvrent notamment les problématiques relatives à l'éthique des affaires, au blanchiment d'argent, au respect de la vie privée, à la conservation de données et à la lutte contre la corruption. Les organismes de régulation et les organes de poursuite ont le pouvoir d'engager des procédures administratives ou judiciaires à l'encontre du Groupe. Celles-ci pourraient, par exemple, entraîner la suspension ou la révocation de permis ou autorisations détenus par le Groupe ou le prononcé d'injonctions de cesser ou d'abandonner certains services ou activités, d'amendes, de pénalités civiles, de condamnations pénales ou de sanctions disciplinaires, qui

pourraient affecter défavorablement et significativement les activités, l'image et la situation financière du Groupe.

GDF SUEZ a pour ambition d'agir partout et en toutes circonstances conformément à ses valeurs et engagements, dans le respect des lois et réglementations. Pour atteindre cet objectif, le Groupe s'appuie sur les éléments structurants décrits à la section 3.4 du présent Document de Référence :

- une organisation et des structures dédiées ;
- un système de pilotage managérial impliquant la totalité de la chaîne managériale du Groupe ;
- un management de la conformité articulant des procédures de conformité, de reporting des incidents ;
- un management des risques éthiques s'intégrant à la démarche de management global des risques du Groupe.

Dans ce cadre et en déclinaison de la politique d'éthique GDF SUEZ, le Comité Exécutif a validé le 26 juillet 2010 le Référentiel Intégrité du Groupe qui constitue le socle du programme de prévention et de lutte contre la fraude et la corruption.

5.5.2 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 5.

Les litiges et arbitrages significatifs auxquels le Groupe est partie prenante sont décrits à la section 10.2 du présent Document de Référence.

5.5.3 RISQUES LIÉS AUX RESSOURCES HUMAINES

5.5.3.1 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 important des

compétences sera nécessaire dans les prochaines années. Le Groupe anticipe des volumes de recrutement importants dans les années à venir et, pour ce faire, développe son attractivité grâce à des systèmes de reconnaissance visant à faire de GDF SUEZ un employeur de référence.

Afin de garantir les bonnes compétences au bon endroit au bon moment, la mobilité entre entités mais aussi entre filières métier est fortement favorisée. 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, notamment de la part des cadres. Afin de réduire ce risque, le Groupe valorise les parcours de carrière à l'international.

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.

5.5.3.2 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 met à profit les deux instances représentatives du personnel établies en 2009, le Comité d'Entreprise Européen (CEE) et le Comité Groupe France, pour aborder les évolutions concernant le Groupe avec ses partenaires sociaux.

Le dialogue social a constitué un facteur clé de réussite dans la conduite de projets d'évolution des organisations, tels que l'intégration et l'accompagnement social des salariés. Au périmètre de GDF SUEZ SA, un accord sur les garanties sociales signé par la CFDT, la CGT, la CFE-CGC et la CGT-FO prévoit un dispositif d'accompagnement social pour les salariés connaissant une mobilité fonctionnelle et/ou géographique et/ou à un changement de lieu de travail.

Par ailleurs, ces instances représentatives voient également leur champ d'intervention élargi à de nouvelles thématiques : gestion anticipée des emplois et des compétences, mobilité, droits fondamentaux pour le CEE ; politique seniors, Plan d'Épargne Retraite Collectif (PERCO) et prévention des risques psychosociaux pour le Comité France. Cette dynamique de concertation et de négociation permet d'impliquer le plus en amont possible les partenaires sociaux dans les orientations stratégiques prises par GDF SUEZ.

5.5.4 RISQUES LIÉS À LA SANTÉ, LA SÉCURITÉ, LA SÛRETÉ ET LA PROTECTION DU PATRIMOINE

5.5.4.1 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, l'intégration des performances de santé-sécurité dans l'évaluation des managers, la gestion des accidents et incidents, ont été validées et diffusées.

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 des Examens des Accidents Graves (CEAG).

Une crise sanitaire de grande ampleur (par exemple pandémie grippale) pourrait avoir des conséquences sur la santé des collaborateurs et des sous-traitants et risque d'impacter la continuité des services délivrés par le Groupe. La pandémie grippale 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 (voir section 5.5.6. « Gestion de crise »).

5.5.4.2 Sûreté des personnes

L'environnement sécuritaire, déjà marqué par des actes de terrorisme, la mouvance radicale, les conflits armés et le crime organisé, est resté tendu en 2010. Par ailleurs, la jurisprudence considère par exemple que les risques liés au terrorisme peuvent ne pas relever de la force majeure dès lors que l'employeur avait (ou aurait dû avoir) conscience du danger auquel il expose son personnel en poste sur une zone à risques.

Les dispositifs de sûreté des personnes reposent sur la coordination et la centralisation des mesures de sûreté au profit des personnels expatriés et missionnés du Groupe face à l'émergence des menaces de toute nature dont ils peuvent faire l'objet. Cette mission incombe à la Direction de la Sûreté qui fonctionne en réseau international avec le GSSN (GDF SUEZ *Security Network*) à partir du Centre vers les branches et les *Business Units*. Pour mener à bien sa mission, cette Direction peut s'appuyer sur des prestataires extérieurs spécialisés dans les domaines sanitaire et de la sécurité. Le Groupe s'est doté de moyens de suivi et d'actions lui permettant de faire face aux situations non conventionnelles et d'organiser d'éventuels rapatriements en relation avec les Autorités.

5.5.4.3 Protection du patrimoine matériel et immatériel

La politique de protection des patrimoines matériel et immatériel, adoptée par le Groupe en juillet 2010, demande la mise à disposition de 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. Dans cette optique, le Groupe s'est doté en 2010 d'une politique concernant la prise d'images de sites sensibles.

Dans le cadre du décret français du 23 février 2006 concernant le secteur d'activités d'importance vitale, le Groupe a fait valider le

16 octobre 2009 son Plan de Sécurité Opérateur (PSO). Ce plan a défini les Points d'Importance Vitale (PIV) pour le Groupe pour lesquels des plans particuliers de protection sont en préparation, notamment face à la menace terroriste. Des dispositions analogues ont été adoptées au niveau européen avec la directive 2008/114 du Conseil en date du 8 décembre 2008.

Le Groupe poursuit ses investissements en matière de protection du patrimoine immatériel, qui a pour objectif de prévenir toute action d'origine interne ou externe, visant à la captation d'informations sensibles et de traiter les incidents constatés.

Un comité transverse a été institué en 2010, sous la présidence du Secrétaire Général (*Information Security Committee*), afin de coordonner et de piloter à un niveau stratégique l'ensemble des actions du Groupe visant la protection du patrimoine immatériel.

5.5.5 RISQUES LIÉS AUX SYSTÈMES D'INFORMATION

Les systèmes d'information sont d'importance critique pour supporter l'ensemble des processus des activités du Groupe. Ceux-ci étant de plus en plus interconnectés et transverses entre activités, leur défaillance pourrait conduire à des pertes d'activités, de données ou des violations de confidentialité.

Un plan d'amélioration continu de la sécurité est mis en œuvre et le pilotage de la sécurité est renforcé par la mise en place d'un système de management de la sécurité des systèmes d'information.

5.5.6 GESTION DE CRISE

Le Groupe a construit son dispositif de gestion et de communication de crise en prenant en compte les différentes natures de crise (industrielle, humaine, médiatique, financière, image...) susceptibles d'affecter le Groupe. En 2010, le Groupe s'est doté d'une politique de gestion et de communication de crise qui définit les principes

généraux de fonctionnement ainsi que les rôles des différents acteurs. Des exercices périodiques ainsi que l'analyse des retours d'expérience permettent au dispositif de bénéficier d'une amélioration continue, et de mettre à jour le cas échéant le Plan de Continuité d'Activité de l'entité concernée.

5.6 ASSURANCES

Le département des Assurances de GDF SUEZ, qui anime le réseau interne de spécialistes, est composé d'équipes de branches exerçant une double responsabilité. Celles-ci sont chargées, d'une part, dans les domaines d'assurance concernant la protection du patrimoine (dommages matériels et pertes de bénéfices), la protection des personnes, les recours de tiers (responsabilité civile), le domaine des assurances automobiles et de la prévention, de l'élaboration, la mise en place et la gestion de programmes transversaux, d'autre part, en tant que responsables assurances

de branche, du suivi des programmes et couvertures spécifiques à leur branche.

Pour chacun de ces domaines :

- le transfert des risques d'intensité s'opère le plus souvent possible sur le marché de l'assurance ;
- 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 0,4% du chiffre d'affaires 2010 du Groupe.

Les volumes annuels de primes (TTC) de l'exercice 2010 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 0,09% du chiffre d'affaires 2010 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 polices d'assurance. Notamment, 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).

5.6.1 PRINCIPAUX PROGRAMMES D'ASSURANCE

5.6.1.1 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 la branche Énergie Europe & International (en général d'une capacité de 50 millions de dollars).

5.6.1.2 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. Le programme d'assurance souscrit par Electrabel est conforme à cette obligation.

5.6.1.3 Dommages matériels

Les branches du Groupe bénéficient d'assurance 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.

5.6.1.4 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 5 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.

5.6.1.5 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.

6

EXAMEN DE LA SITUATION FINANCIÈRE

	PAGE		PAGE
6.1 RAPPORT D'ACTIVITÉ	156	6.2 TRÉSORERIE ET CAPITAUX PROPRES	172
6.1.1 Évolution de l'activité et du résultat des opérations	156	6.2.1 Capitaux propres de l'émetteur	172
6.1.2 Évolution des métiers du Groupe	158	6.2.2 Conditions d'emprunt et structure de financement de l'émetteur	172
6.1.3 Autres éléments du compte de résultat	166	6.2.3 Restriction à l'utilisation des capitaux	173
6.1.4 Évolution de l'endettement net	168	6.2.4 Sources de financement attendues pour honorer les engagements relatifs aux décisions d'investissements	173
6.1.5 Autres postes de l'état de situation financière	170		
6.1.6 Comptes sociaux	170		
6.1.7 Perspectives 2011	171		

6.1 RAPPORT D'ACTIVITÉ

L'exercice 2010 est caractérisé par une forte performance du Groupe notamment grâce aux activités électriques à l'international et à une rigueur climatique très favorable, dans un contexte marqué par des prix des énergies très volatiles et un environnement économique qui reste difficile.

L'EBITDA, qui dépasse les 15 milliards d'euros, est en croissance soutenue de + 7,7%, témoignant de la bonne performance du Groupe, favorablement influencé par une année climatique froide de 28,5 TWh, le développement des activités internationales et l'effet de l'application, au premier semestre, du nouveau contrat de service public en France, ainsi que par les résultats positifs du programme d'économies de coûts (Efficio) engagé par le Groupe.

Le résultat opérationnel courant progresse de + 5,4%. La hausse plus modérée que celle observée pour l'EBITDA s'explique par l'augmentation des dotations nettes aux amortissements et provisions, résultant des regroupements d'entreprises et des mises en service intervenues sur la période.

Le résultat net part du Groupe s'élève à 4 616 millions d'euros, en croissance de 3,1% par rapport au résultat net part du Groupe du 31 décembre 2009. La forte progression des résultats liés aux effets des regroupements d'entreprises et des autres éléments non récurrents est compensée par l'augmentation des pertes de valeur sur actifs et des charges financières sur la dette nette.

La marge brute d'autofinancement opérationnelle s'élève à 14 738 millions d'euros, en hausse de 13,2% par rapport au 31 décembre 2009.

La dette nette reste inférieure à 34 milliards d'euros (33 835 millions d'euros) alors même que le Groupe a poursuivi son programme de développement en réalisant des investissements qui se sont élevés à 11,9 milliards d'euros en 2010 (investissements bruts de maintenance, développement et financiers).

6.1.1 ÉVOLUTION DE L'ACTIVITÉ ET DU RÉSULTAT DES OPÉRATIONS

En millions d'euros	2010	2009	Variation brute en %
Chiffre d'affaires	84 478	79 908	5,7%
EBITDA	15 086	14 012	7,7%
Dotations nettes aux amortissements et aux provisions	(5 899)	(5 183)	
Charges nettes décaissées des concessions	(265)	(263)	
Paiements en actions	(126)	(218)	
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT	8 795	8 347	5,4%

Le **chiffre d'affaires** du Groupe en 2010 s'établit à 84,5 milliards d'euros, en hausse de 5,7% par rapport à 2009. Hors effets de périmètre et de change, le chiffre d'affaires est en croissance organique de + 3,3%.

Les effets de périmètre ont un impact de 772 millions d'euros.

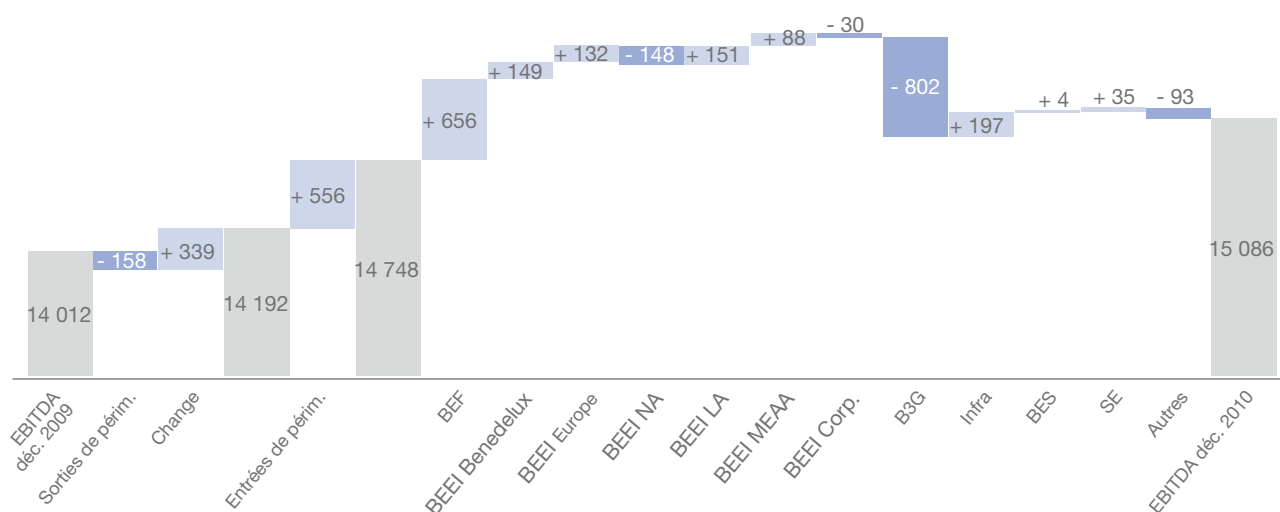
- Les entrées au périmètre contribuent à hauteur de 1 722 millions d'euros au chiffre d'affaires, principalement au sein de la Branche Énergie Europe & International (suite aux prises de contrôle de la centrale d'Astoria I aux États Unis et des activités électriques et gazières au Chili) et de SUEZ Environnement avec les prises de contrôle d'Agbar et des sociétés paritaires dans le secteur de l'eau en France.
- Les sorties de périmètre s'élèvent à 950 millions d'euros et concernent principalement les Branches Énergie Services (Restiani) et SUEZ Environnement (cessions des sociétés

paritaires dans le secteur de l'eau en France et d'Adeslas, pôle santé d'Agbar).

Les effets de change ont un impact de 1 136 millions d'euros principalement lié à l'appréciation du dollar américain, du réal brésilien et de la livre sterling.

Hormis les Branches Global Gaz & GNL et Énergie Services dont les ventes sont en baisse en raison respectivement d'une réduction des ventes court terme de gaz et des ventes aux clients Grands Comptes Européens et d'une réduction de l'activité dans les domaines d'installations hors France, les autres branches voient leur chiffre d'affaires progresser du fait de la mise en service de nouvelles installations et d'une rigueur climatique plus importante.

L'**EBITDA** progresse de 7,7% pour s'établir à 15 086 millions d'euros. Hors effets de périmètre et de change, l'EBITDA est en croissance de + 2,4%.



Les effets de périmètre ont un impact net de + 398 millions d'euros.

- Les entrées au périmètre contribuent à hauteur de 556 millions d'euros à l'EBITDA, et correspondent principalement aux opérations déjà évoquées ci-avant dans les Branches Énergie Europe & International et SUEZ Environnement.
- Les sorties de périmètre représentent 158 millions d'euros et concernent essentiellement les effets liés aux cessions d'actifs à E.ON (Branche Énergie Europe & International) et la cession d'Adeslas (SUEZ Environnement).

Les impacts de change (339 millions d'euros) sont liés aux mêmes effets que ceux décrits dans l'analyse du chiffre d'affaires.

La croissance organique de l'EBITDA s'établit à 338 millions d'euros (2,4%) :

- la Branche Énergie France (+ 179%) bénéficie de l'amélioration de la production d'électricité, des conditions climatiques favorables et de la mise en œuvre au premier semestre du nouveau contrat de service public ;
- la croissance de la Division GDF SUEZ Énergie Benelux & Allemagne est portée par la meilleure disponibilité du parc de production par rapport à l'année dernière (malgré divers arrêts non programmés des centrales de Doel 4 et Tihange 3), les mises en service des centrales de Flevo aux Pays Bas et Knippegroen/Sidmar en Belgique et d'éléments non récurrents. Cette croissance est toutefois atténuée par une forte diminution des spreads aux Pays Bas et en Belgique ;
- la Division GDF SUEZ Énergie Europe est en croissance notamment suite à la perception d'indemnités non récurrentes en Espagne, à diverses mises en service en Italie, aux effets sur le premier semestre de la mise en place d'une formule de tarification plus favorable en Hongrie. Les difficultés dans les activités de commercialisation de gaz en Slovaquie et Roumanie ont néanmoins pesé sur la croissance ;
- la Division GDF SUEZ Énergie Amérique du Nord voit son EBITDA diminuer dans son activité GNL du fait d'effets positifs

non récurrents en 2009 et de la baisse du prix des commodités. L'activité de vente d'énergie retail bénéficie de l'augmentation des volumes vendus tout en augmentant ses marges. L'activité de production électrique reste stable ;

- la Division GDF SUEZ Amérique Latine est en forte croissance du fait d'une amélioration des marges sur les ventes bilatérales et d'une meilleure hydraulité au Brésil et de la mise en service du terminal GNL au Chili ;
- la Division GDF SUEZ Moyen-Orient, Asie & Afrique présente une croissance soutenue portée par l'augmentation des rémunérations sur les développements de projets au Moyen-Orient, le maintien des prix de vente en Thaïlande couplée à une baisse des prix des combustibles ainsi qu'à la progression de l'activité à Singapour ;
- la Branche Global Gaz & GNL voit son EBITDA reculer du fait d'un marché du gaz difficile, d'une base de comparaison défavorable notamment en raison d'un premier semestre 2009 qui avait bénéficié d'éléments non récurrents. L'EBITDA de l'activité Exploration & Production reste stable, l'évolution favorable des prix compensant une légère baisse de la production ;
- la Branche Infrastructures voit son EBITDA augmenter, bénéficiant de la rigueur climatique, d'effets prix positifs et de la mise en service progressive de Fos Cavaou ;
- la Branche Énergie Services maintient son EBITDA, ce qui démontre la résilience de son modèle économique équilibré dans un contexte économique qui reste très difficile pour ses activités ;
- SUEZ Environnement bénéficie d'effets prix/volumes favorables à l'international et de la forte appréciation des prix des matières premières secondaires qui compense l'effet de moindres volumes mis en décharge pour la Propreté Europe. L'EBITDA est cependant affecté par un repli d'Eau Europe traduisant l'arrêt du contrat de Paris, des volumes moins bien orientés qu'en 2009 et des coûts de lancement d'activités nouvelles.

Le résultat opérationnel courant augmente de 5,4% pour s'établir à 8 795 millions d'euros. Hors effets de change et de périmètre, la croissance organique s'élève à + 0,6%. La hausse plus modérée que celle observée pour l'EBITDA s'explique par l'augmentation

des dotations nettes aux amortissements et provisions, celle-ci résultant principalement de l'effet des entrées de périmètre et des mises en service intervenues sur ces périodes.

6.1.2 ÉVOLUTION DES MÉTIERS DU GROUPE

6.1.2.1 Branche Énergie France

En millions d'euros	2010	2009	Variation brute en %
Chiffre d'affaires	14 982	13 954	7,4%
EBITDA (A)	1 023	366	179,3%
Dotations nettes aux amortissements et aux provisions (B)	(374)	(75)	
Paiements en actions (C)	(3)	(4)	
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT = A + B + C	646	288	124,2%

● VOLUMES VENDUS PAR LA BRANCHE

En TWh	2010	2009	Variation en %
Ventes de gaz ⁽¹⁾	292,4	274,1	+ 6,7%
Ventes d'électricité	36,5	34,1	+ 7,0%

(1) Volumes contributifs Branche.

● CORRECTION CLIMATIQUE FRANCE

En TWh	2010	2009	Variation
Volume de correction climatique (signe négatif = climat chaud, signe positif = climat froid)	+ 25,8	- 4,3	+ 30,1 TWh

À fin décembre 2010, le **chiffre d'affaires** contributif de la Branche Énergie France s'élève à 14 982 millions d'euros, en hausse de + 7,4% par rapport à 2009.

Cette augmentation de + 1 028 millions d'euros résulte d'un effet périmètre de + 19 millions d'euros (intégration des sociétés acquises dans les Services à l'habitat⁽¹⁾) et d'un effet organique de + 1 009 millions d'euros (+ 7,2%).

Le chiffre d'affaires à climat moyen sur la période est quasi stable (-0,2%), la baisse des ventes de gaz à climat moyen étant compensée par la croissance des ventes d'électricité. Cette évolution s'explique également par les mouvements tarifaires de l'année : les effets de la baisse des prix du gaz en avril 2009, qui

impactait les ventes du premier trimestre 2010, ont été compensés par les hausses des tarifs de Distribution Publique au 1^{er} avril et au 1^{er} juillet 2010.

Les ventes de gaz naturel s'établissent à 292 TWh en croissance de + 6,7% (18,3 TWh) par rapport à 2009, principalement du fait d'un climat 2010 particulièrement rigoureux. En données climatiques moyennes, ces ventes sont en retrait de -11,7 TWh du fait de l'évolution du marché (tendance à la contraction des consommations unitaires) et de la pression concurrentielle. GDF SUEZ maintient cependant une part de marché d'environ 90% sur le marché des particuliers et d'environ 73% sur le marché d'affaires.

(1) Filiales Services de Poweo, Ciepiela & Bertranuc, Panosol, Agenda.

Les ventes d'électricité atteignent 36,5 TWh en progression de + 7% rapport à 2009, principalement du fait du développement du portefeuille de clients particuliers qui atteint 939 000 fin 2010, en croissance de + 214 000 sur l'année. Le nombre total de sites particuliers et professionnels en France à fin 2010 s'élève à 1,14 million de sites.

La production d'électricité de 32,7 TWh progresse de + 11,2% grâce à une hydraulité meilleure qu'en 2009, au développement du parc de centrales à cycle combiné gaz (avec notamment la mise en service de la centrale de Combigolfe à Fos à l'été 2010 pour 435 MW ; la réception de la centrale de Montoir-de-Bretagne pour

435 MW en novembre 2010) et la mise en service de 324 MW en éoliens portant la puissance installée fin 2010 à 922 MW.

L'**EBITDA** atteint 1 023 millions d'euros contre 366 millions d'euros à fin 2009. La progression de + 657 millions d'euros s'explique principalement par la croissance des volumes de ventes de gaz (climat), le développement de l'activité électricité (production et ventes) et la mise en œuvre du nouveau contrat de service public.

Le **résultat opérationnel courant** est en progression de + 358 millions d'euros. Cette évolution est moins favorable que celle de l'EBITDA, principalement du fait de l'effet des amortissements de la juste valeur des actifs et passifs reconnus dans le cadre de la fusion.

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 2008.

Année	Niveau moyen de modification tarifaire
2008	
1 ^{er} janvier	1,73 € par MWh
30 avril	2,64 € par MWh
15 août	2,37 € par MWh
1 ^{er} octobre	- € par MWh
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

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

Tarifs à souscription

Les tarifs sont révisables trimestriellement, les révisions prenant en compte l'évolution du cours euro/dollar, l'évolution des coûts et le prix d'un panier de produits pétroliers.

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

6.1.2.2 Branche Énergie Europe & International

6.1.2.2.1 Chiffres clés

En millions d'euros	2010						2009						Variation brute en %
	Benelux/ Allemagne	Europe	Amérique du Nord	Amérique du Sud	MO Asie	Afrique	Total*	Benelux/ Allemagne	Europe	Amérique du Nord	Amérique du Sud	MO Asie	
Chiffre d'affaires	14 258	8 084	4 215	3 208	2 007	31 771	13 204	7 746	3 877	2 012	1 510	28 350	12,1%
EBITDA (A)	2 272	1 163	617	1 475	406	5 831	2 123	1 011	657	1 026	286	5 027	16,0%
Dotations nettes aux amortissements et aux provisions (B)	(610)	(515)	(319)	(349)	(88)	(1 884)	(536)	(429)	(228)	(191)	(88)	(1 471)	
Charges nettes décaissées des concessions/paiements en actions (C)	(6)	(2)				(10)	(12)	(2)				(22)	
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT = A + B + C	1 657	646	298	1 126	317	3 937	1 574	581	429	835	197	3 534	11,4%

* Une partie des coûts n'est pas allouée.

6.1.2.2.2 GDF SUEZ Énergie Benelux & Allemagne

Le **chiffre d'affaires** de la Division GDF SUEZ Énergie Benelux & Allemagne s'établit à fin 2010 à 14 258 millions d'euros en progression de + 8,0% par rapport à 2009. En tenant compte des effets de périmètre, à savoir, en Belgique, la cession d'une partie de la capacité nucléaire à SPE dans le cadre de Pax Electrica II et, en Allemagne, la consolidation proportionnelle de la Stadtwerke de Gera, la croissance organique s'élève à + 7,7%.

Ventes d'électricité

Les volumes d'**électricité** vendus sont en croissance de + 10,7% à 131 TWh et le chiffre d'affaires augmente de + 707 millions d'euros.

En **Belgique et au Luxembourg**, les volumes totaux vendus sont en hausse de + 1,2 TWh (+ 1,7%), soit un impact sur le chiffre d'affaires de + 79 millions d'euros (soit + 1,2%) :

- les ventes belges aux Grands Comptes ont amorcé leur reprise après le ralentissement économique constaté en 2009 (+ 2,5 TWh) ;
- les ventes aux autres clients Affaires diminuent (- 2,2 TWh) principalement du fait de la perte des volumes vendus aux Autorités Publiques (- 0,5 TWh) et aux Revendeurs (- 1,1 TWh) ;
- ces diminutions sont partiellement compensées par une augmentation des ventes dans le segment des Petites et Moyennes Entreprises (+ 0,6 TWh) ;
- les ventes au Luxembourg à Enovos diminuent fortement sur le segment des Revendeurs (- 1 TWh) tout en restant stables sur le segment des Gros Industriels.

Les ventes d'électricité aux **Pays-Bas** augmentent de + 142 millions d'euros et de + 1,7 TWh :

- cette augmentation est due uniquement au marché de gros (+ 314 millions d'euros et + 3,5 TWh) ;

- le chiffre d'affaires pour les clients Affaires diminue de - 168 millions d'euros, résultat de la combinaison d'une diminution des prix de ventes et d'une perte de volume de - 1,8 TWh.

Les ventes d'électricité en **Allemagne** augmentent de + 399 millions d'euros et + 8 TWh :

- cette augmentation est en partie attribuable à l'intégration proportionnelle de la Stadtwerke de Gera (+ 30 millions d'euros) ;
- l'évolution organique du chiffre d'affaires s'explique par l'augmentation des ventes sur le marché de gros (+ 8,6 TWh) et est associée à l'échange de capacités de production électrique avec E.ON ;
- le chiffre d'affaires pour les gros clients Industriels enregistre un recul de - 79 millions d'euros suite à la perte de quelques clients importants ;
- les ventes sur le segment Revendeurs (- 68 millions d'euros) diminuent également du fait d'une politique commerciale plus sélective.

Les ventes **en dehors de Benelux & Allemagne** sont en croissance de + 121 millions d'euros (+ 15,1%) pour un volume en augmentation de + 1,8 TWh (+ 13,7%). Elles génèrent un chiffre d'affaires de 919 millions d'euros. Il s'agit essentiellement de ventes sur le marché de gros en France, au Royaume-Uni, en Pologne et en Hongrie.

Ventes de gaz

Le chiffre d'affaires des **ventes de gaz** augmente de + 15,5% pour une augmentation de volumes de plus de + 14,4 TWh (+ 19%). L'évolution asymétrique des prix et des volumes résulte de la forte baisse des prix sur presque tous les segments qui est compensée par des augmentations des volumes vendus d'environ + 10,2 TWh en Belgique et de + 3,4 TWh sur l'ensemble des clients Affaires aux Pays-Bas et en Allemagne.

L'**EBITDA** de la Division GDF SUEZ Énergie Benelux & Allemagne s'élève à fin 2010 à 2 272 millions d'euros, soit une augmentation de + 7,1% par rapport à l'exercice 2009. La croissance organique est de + 7,3% :

- par rapport à l'exercice précédent, les effets de périmètre intègrent la vente à SPE de 250 MW de capacités de production d'énergie nucléaire, l'échange de capacités de production électrique avec E.ON et l'intégration proportionnelle de la Stadtwerke de Gera ;
- l'augmentation de l'EBITDA résulte à la fois d'éléments non récurrents en Belgique-Luxembourg, de la diminution des coûts opérationnels et d'une augmentation des ventes de gaz en conséquence d'un effet climatique favorable ;
- l'impact net des mises en service de nouvelles installations s'élève à + 101 millions d'euros. Il s'agit principalement des nouvelles unités Flevo aux Pays-Bas et Knippegroen (Sidmar) en Belgique ;
- ces effets sont partiellement compensés par une diminution des marges réalisées par rapport à 2009.

Le **résultat opérationnel courant** de la Division GDF SUEZ Énergie Benelux & Allemagne est en croissance organique de + 129 millions d'euros (soit + 8,6%) pour atteindre 1 657 millions d'euros à fin 2010. Outre la hausse de l'EBITDA, l'évolution résulte également de moindres dépréciations pour créances douteuses, partiellement compensées par des amortissements plus élevés qu'en 2009 (suite aux mises en service réalisées en cours d'année 2009 et en 2010 et à l'ajustement de l'actif de démantèlement consécutif à la révision des provisions nucléaires par la Commission des Provisions Nucléaires).

6.1.2.2.3 GDF SUEZ Énergie Europe

Au 31 décembre 2010, le **chiffre d'affaires** contributif de la Division GDF SUEZ Énergie Europe s'établit à 8 084 millions d'euros, en augmentation brute de + 4,4% par rapport au 31 décembre 2009.

Les effets de change sont positifs en Europe Centrale et en Europe Orientale (+ 66 millions d'euros) ainsi qu'au Royaume-Uni (+ 54 millions d'euros). Les effets de périmètre ne sont pas significatifs sur la période.

Le chiffre d'affaires, en augmentation organique de + 2,7% par rapport à l'année précédente, s'explique par les variations suivantes :

- l'Europe de l'Ouest (+ 56 millions d'euros), où la stratégie commerciale amorcée en 2009 au Royaume-Uni a conduit à réduire les volumes de gaz vendus (- 3,8 TWh) et à se déplacer sur des marchés à forte valeur ajoutée. Les volumes vendus d'électricité sont quant à eux en augmentation (+ 2,2 TWh). Dans la péninsule ibérique, la vente d'électricité sur les marchés auxiliaires a permis de capter des prix plus élevés mais sur de moindres volumes (- 20%) ;
- l'Italie (+ 221 millions d'euros) connaît une hausse sensible des volumes vendus tant en électricité (+ 1,2 TWh) qu'en gaz (+ 2,5 TWh), dans un contexte marqué par les efforts du régulateur pour contraindre l'évolution des prix ;
- l'Europe Centrale et l'Europe Orientale (- 77 millions d'euros), où la hausse du chiffre d'affaires en Slovaquie et en Roumanie,

notamment expliquée par la croissance des volumes vendus (+ 5,4 TWh) et distribués (+ 2 TWh), est plus que compensée par de moindres volumes vendus en Hongrie (- 0,7 TWh) et en Turquie (- 2,3 TWh), ainsi que par des prix de vente inférieurs en Pologne.

L'**EBITDA** à fin décembre 2010 de la Division GDF SUEZ Énergie Europe s'établit à 1 163 millions d'euros, et présente une croissance brute de + 151 millions d'euros (+ 15%). La croissance organique de l'EBITDA de la Division GDF SUEZ Énergie Europe s'élève à 132 millions d'euros (+ 12,8%) et s'analyse comme suit :

- l'Europe de l'Ouest est en croissance organique de + 72 millions d'euros. Celle-ci est portée par la péninsule ibérique, qui réalise une bonne performance en raison de meilleurs prix captés sur les marchés secondaires, de meilleures conditions de vent sur les fermes éoliennes, et de la perception d'indemnités non récurrentes sur la construction d'une centrale mise en service en 2006. Le Royaume-Uni affiche pour sa part une croissance organique de + 17,4%, effet principalement de la bonne performance des activités de commercialisation ;
- l'Italie est en croissance organique de + 78 millions d'euros, suite à la mise en service de nouveaux actifs (Windco), au redressement de la disponibilité de plusieurs centrales, et à une bonne performance de l'ensemble des autres activités, soutenues notamment par le développement des activités de commercialisation ;
- l'Europe Centrale et l'Europe Orientale affichent une décroissance organique de - 29 millions d'euros, principalement expliquée par des effets prix défavorables sur les activités de commercialisation de gaz en Slovaquie et en Roumanie. La Hongrie présente toutefois de meilleurs résultats grâce à la performance sur les services électriques et à la mise en œuvre d'une formule de tarification ayant un effet favorable sur les premiers trimestres 2010.

Le **résultat opérationnel courant** de la Division GDF SUEZ Énergie Europe s'établit à 646 millions d'euros, en croissance organique de + 8,6%, soit + 50 millions d'euros. La moindre évolution du ROC par rapport à celle de l'EBITDA est essentiellement due aux amortissements en hausse au Royaume-Uni et en Italie, principalement sous l'effet de mises en service.

6.1.2.2.4 GDF SUEZ Énergie Amérique du Nord

Au 31 décembre 2010, le **chiffre d'affaires** de la Division GDF SUEZ Énergie Amérique du Nord s'établit à 4 215 millions d'euros, en croissance brute de + 338 millions d'euros par rapport à 2009 et en diminution organique de - 63 millions d'euros ou - 1,5%.

Le chiffre d'affaires bénéficie d'un effet de change positif (+ 212 millions d'euros) suite à l'appréciation du dollar américain et du peso mexicain et d'un effet périmètre de + 189 millions d'euros résultant de la prise de contrôle de la centrale électrique d'Astoria 1.

Les ventes d'**électricité** atteignent 59,6 TWh et progressent de + 8,9 TWh. Cette hausse est principalement due à l'entrée dans le périmètre de la centrale Astoria I et des bonnes performances de l'activité retail de GDF SUEZ Energy Resources North America, fournisseur d'électricité aux consommateurs commerciaux et

industriels, dont les volumes sont en augmentation de + 17% à 30,7 TWh et dont le chiffre d'affaires augmente de 153 millions d'euros en croissance organique.

Les ventes de **gaz** naturel s'établissent à 63,4 TWh en diminution de - 6 TWh. Outre l'impact volume, le chiffre d'affaires est également impacté par la diminution des prix après couvertures dans le cadre de l'activité GNL aux États-Unis.

L'**EBITDA** à fin décembre 2010 de la Division GDF SUEZ Énergie Amérique du Nord s'établit à 617 millions d'euros et présente une diminution brute de - 40 millions d'euros. Hors effets positifs de change (+ 37 millions d'euros) et de périmètre (+ 71 millions d'euros), la Division affiche une décroissance organique de - 21%, soit - 148 millions d'euros :

- cette décroissance s'explique principalement par l'activité GNL (- 114 millions d'euros) due à des éléments positifs non récurrents enregistrés en 2009 (fin des contrats de couvertures favorables et le règlement avec Gas Natural). Cette forte diminution a été partiellement compensée par une baisse des coûts d'exploitation du terminal d'Everett ;
- l'activité production d'électricité est en diminution de - 12 millions d'euros, liée principalement à la maintenance non planifiée de la centrale hydraulique Northfield Mountain durant près de 7 mois. Cette diminution est partiellement compensée par les mises en service des parcs éoliens West Cape et Caribou et à la centrale de Waterbury en 2009. La production d'électricité à partir d'énergies renouvelables a cependant souffert de fortes intempéries au début de l'année qui ont entraîné la mise à l'arrêt de plusieurs éoliennes ;
- l'activité de vente d'énergie «retail» bénéficie de l'augmentation des volumes vendus tout en augmentant ses marges.

Le **résultat opérationnel courant** de la Division GDF SUEZ Énergie Amérique du Nord s'établit à 298 millions d'euros, en décroissance organique de - 43% soit - 196 millions d'euros. Sa dynamique opérationnelle repose principalement sur les facteurs explicatifs de l'EBITDA.

6.1.2.2.5 GDF SUEZ Énergie Amérique Latine

Le **chiffre d'affaires** de la Division GDF SUEZ Énergie Amérique Latine s'établit à 3 208 millions d'euros au 31 décembre 2010, marquant une augmentation brute de + 59% et une progression organique de + 21,8%, soit + 494 millions d'euros par rapport au 31 décembre 2009.

Le chiffre d'affaires comprend des effets de périmètre de 434 millions d'euros principalement liés à la prise de contrôle des activités électriques au Chili (Electroandina et Edelnor, fin janvier 2010). Il bénéficie également d'un effet de change positif (+ 267 millions d'euros) suite à l'appréciation du réal brésilien et du dollar américain.

Les ventes d'**électricité** ont augmenté de + 8,2 TWh pour s'établir à 48,5 TWh en décembre 2010 notamment suite à la prise de contrôle au Chili, tandis que les ventes de **gaz** ont augmenté de + 4,5 TWh, principalement suite à la mise en service du terminal gazier GNL Mejillones au Chili.

La croissance organique du chiffre d'affaires s'explique principalement par une hausse des volumes vendus au Brésil, suite

notamment à la mise en service de la centrale hydraulique de San Salvador en août 2009 et de bons résultats spot, et par la mise en service du terminal gazier GNL Mejillones au Chili.

L'**EBITDA** a augmenté de + 452 millions d'euros pour s'établir à 1 475 millions d'euros, présentant une croissance organique de + 151 millions d'euros (+ 12,9%) :

- au Brésil, une augmentation des marges sur les ventes bilatérales ainsi que des conditions hydrologiques favorables et un accroissement de la production thermique entraînant une augmentation des ventes spots sous-tendent la croissance ;
- au Chili, la croissance de l'EBITDA s'explique principalement par la mise en service du terminal de GNL Mejillones ;
- au Panama, le recul des résultats s'explique par des problèmes techniques et de retard dans la conversion au charbon de la centrale Bahia Las Minas.

Le **résultat opérationnel courant** de la Division GDF SUEZ Énergie Amérique Latine s'établit à 1 126 millions d'euros au 31 décembre 2010, marquant une augmentation brute de + 35% et une croissance organique de 43 millions d'euros ou + 4,5% par rapport au 31 décembre 2009. La progression du résultat opérationnel courant est moindre que celle de l'EBITDA du fait de l'augmentation des charges d'amortissements, liée au démarrage de la centrale hydraulique de San Salvador au Brésil, à la mise en service du terminal gazier GNL Mejillones et à la comptabilisation des actifs électriques chiliens à leur juste valeur suite à leur prise de contrôle en janvier 2010.

6.1.2.2.6 GDF SUEZ Énergie Moyen-Orient, Asie & Afrique

Le **chiffre d'affaires** de la Division GDF SUEZ Énergie Moyen-Orient, Asie & Afrique est en progression brute de + 33% à 2 007 millions d'euros. Compte tenu de l'appréciation du dollar de Singapour, du bath thaïlandais et du dollar américain (+ 142 millions d'euros) et des entrées en périmètre suite à la consolidation proportionnelle de PTT NGD et d'Amata NGD (distribution de gaz en Thaïlande) pour 30 millions d'euros, la croissance organique s'élève à + 324 millions d'euros ou + 19,6%.

Cette croissance est principalement tirée par Senoko (+ 106 millions d'euros) suite à la reprise de la demande à Singapour, ainsi que par la Thaïlande (+ 39 millions d'euros) et la Turquie (+ 61 millions d'euros) suite à une diminution des périodes de maintenance en 2010 par rapport à 2009. Le chiffre d'affaires des activités «Opérations et Maintenance» au Moyen-Orient est en augmentation de 54 millions d'euros suite à la mise en service de plusieurs unités (Marafiq, Al Dur).

Les ventes d'**électricité** de la Division atteignent 26,4 TWh et progressent de + 1,6 TWh (+ 6,5%). Suite à la consolidation de PTT NGD et Amata NGD, les ventes de gaz s'élèvent à 1,1 TWh.

L'**EBITDA** à fin décembre 2010 de la Division GDF SUEZ Énergie Moyen-Orient, Asie & Afrique s'établit à 406 millions d'euros soit une augmentation brute de + 120 millions d'euros. Hors effets positifs de change (+ 24 millions d'euros) et effet de périmètre suite à la consolidation proportionnelle de PTT NGD et Amata NGD (+ 8 millions d'euros), la Division affiche une progression organique de + 28%, soit 88 millions d'euros. Celle-ci est obtenue grâce

aux honoraires de développement perçus au Moyen-Orient, ainsi qu'aux revenus contractualisés sur base d'accords de moyen et long terme dans une zone où la demande d'énergie est croissante :

- en Thaïlande, l'EBITDA est en progression grâce au maintien des prix de ventes couplé à une baisse des prix des combustibles (charbon et gaz). Le premier semestre 2009 avait aussi été fortement impacté par les coûts et les arrêts pour maintenance de certaines unités ;

- Senoko à Singapour bénéficie d'une hausse de la demande d'électricité sur ses ventes et ses marges ;
- au Moyen-Orient, l'EBITDA est en augmentation, principalement grâce à la hausse des honoraires de développement liés aux projets Riyadh PP 11, Barka 3 et Sohar 2.

Le **résultat opérationnel courant** de la Division GDF SUEZ Énergie Moyen-Orient, Asie et Afrique s'établit à 317 millions d'euros, en croissance organique de + 46% soit + 98 millions d'euros et évolue en ligne avec l'EBITDA.

6.1.2.3 Branche Global Gaz & GNL

En millions d'euros	2010	2009	Variation brute en %
Chiffre d'affaires Branche	20 793	20 470	1,6%
Chiffre d'affaires contributif Groupe	9 173	10 657	- 13,9%
EBITDA (A)	2 080	2 864	- 27,4%
Dotations nettes aux amortissements et aux provisions (B)	(1 116)	(1 412)	
Paiements en actions (C)	(4)	(2)	
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT = A + B + C	961	1 450	- 33,8%

Le **chiffre d'affaires** total de la Branche Global Gaz & GNL, y compris prestations intragroupes, s'élève à 20 793 millions d'euros, en croissance brute de + 1,6% par rapport à 2009.

Au 31 décembre 2010, le chiffre d'affaires contributif de la Branche Global Gaz & GNL s'élève à 9 173 millions d'euros, en baisse de - 1 484 millions d'euros (- 13,9% de variation brute) par rapport à 2009. La décroissance organique du chiffre d'affaires est de - 14,3%, soit une baisse de - 1 528 millions d'euros.

Le chiffre d'affaires contributif à fin décembre 2010 a été globalement pénalisé par la réduction des ventes court terme de gaz et des ventes aux clients Grands Comptes Européens, partiellement compensée par la progression des revenus de l'Exploration & Production et des ventes de GNL.

Le recul du chiffre d'affaires contributif de la Branche s'explique principalement par les effets suivants :

- de moindres ventes de court terme⁽¹⁾ avec des volumes en baisse de - 29 TWh dans un contexte d'évolution contrastée des prix au NBP (baisse de - 11% sur le premier semestre 2010 par rapport au premier semestre 2009 et hausse globale de + 22% entre 2009 et 2010) ; une progression des ventes externes de GNL, avec 34 TWh en 2010 (39 cargaisons) contre 22 TWh à fin décembre 2009 (26 cargaisons) soit + 12 TWh ;
- une contraction de 21 TWh des ventes de gaz naturel du portefeuille des Grands Comptes Européens (164 TWh en 2010 contre 185 TWh en 2009) essentiellement liée à des volumes détenus en portefeuille en retrait et à la baisse des prix moyens

de vente sur la période, dans un contexte de forte concurrence, malgré l'impact des couvertures de prix associées ;

- une progression de + 120 millions d'euros (soit + 8,1%) du chiffre d'affaires d'Exploration & Production qui s'établit à 1 593 millions d'euros, avec essentiellement :
 - la stabilité de la production contributive d'hydrocarbures à 34,6 Mbep, la mise en production du champ de Gjoa n'intervenant que fin 2010,
 - la hausse du prix moyen des ventes après couvertures en €/Bep de + 12% entre 2009 et 2010 dans un contexte de hausse du prix moyen du pétrole (+ 37% entre 2009 et 2010).

Sur l'ensemble de l'année 2010, l'EBITDA de la Branche s'établit à 2 080 millions d'euros contre 2 864 millions d'euros à fin 2009, en décroissance brute de - 784 millions d'euros, soit - 27%, avec :

- une légère hausse de la contribution de l'activité Exploration & Production (EBITDA de 1 439 millions d'euros à fin 2010 contre 1 363 millions d'euros fin 2009), l'évolution favorable du prix du pétrole compensant la baisse de la production totale ;
- des effets défavorables de la crise économique, tant en volume qu'en prix avec l'impact négatif du spread gaz-pétrole, sur les ventes marché et aux Grands Comptes, les ventes GNL et l'activité de trading et d'optimisation ;
- une base de comparaison défavorable notamment en raison d'un premier semestre 2009 qui avait bénéficié d'opportunités de marché et d'arbitrage exceptionnelles pour un peu plus de 400 millions d'euros.

(1) Y compris ventes aux autres opérateurs.

Le **résultat opérationnel courant** de 2010, s'élève à 961 millions d'euros en décroissance brute de - 489 millions d'euros (- 34%), principalement liée à la baisse constatée de l'EBITDA de la Branche (- 784 millions d'euros), atténuée par la baisse des dotations nettes

aux amortissements, provisions et pertes de valeur (297 millions d'euros) résultant notamment du caractère dégressif de certains amortissements.

6.1.2.4 Branche Infrastructures

<i>En millions d'euros</i>	2010	2009	Variation brute en %
Chiffre d'affaires Branche	5 891	5 613	5,0%
Chiffre d'affaires contributif Groupe	1 203	1 043	15,3%
EBITDA (A)	3 223	3 026	6,5%
Dotations nettes aux amortissements et aux provisions (B)	(1 148)	(1 078)	
Paiements en actions (C)	(3)	(1)	
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT = A + B + C	2 071	1 947	6,4%

Le **chiffre d'affaires** total de la Branche Infrastructures, y compris prestations intragroupes, s'élève à 5 891 millions d'euros, en progression de + 5,0% par rapport à 2009.

Le chiffre d'affaires contributif atteint 1 203 millions d'euros, en progression de + 15,3% par rapport à 2009.

Cette croissance contributive traduit :

- le développement des quantités acheminées par GrDF pour le compte de tiers. Ces quantités s'élèvent à 51,9 TWh, en croissance de + 14,2 TWh par rapport à 2009 ;
- 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.

La progression du chiffre d'affaires total est soutenue par :

- une hausse des quantités acheminées par GrDF (+ 35,0 TWh) en raison d'un climat plus rigoureux qu'en 2009 ;

- le démarrage des activités commerciales de Fos Cavaou à 20% de ses capacités le 1^{er} avril 2010 et à 100% le 1^{er} novembre 2010 ;
- pour les activités de transport, la révision au 1^{er} avril 2010 du tarif en France (hausse de + 3,9%) compensée par l'entrée en vigueur du tarif régulé en Allemagne au 1^{er} octobre 2009 ;
- la révision du tarif d'accès aux infrastructures de distribution au 1^{er} juillet 2009 (hausse de + 1,5%) et au 1^{er} juillet 2010 (hausse de + 0,8%) ;
- l'application du nouveau tarif d'accès aux terminaux méthaniers au 1^{er} janvier 2010.

L'**EBITDA** de la Branche Infrastructures s'établit sur la période à 3 223 millions d'euros, en progression de + 6,5% par rapport à 2009, bénéficiant de la rigueur climatique et d'effets prix positifs (tarifs d'accès aux réseaux de distribution et aux terminaux méthaniers mais également moindre coût de l'énergie).

Le **résultat opérationnel courant** de la Branche Infrastructures s'établit sur la période à 2 071 millions d'euros, affichant une progression organique de + 6,4% par rapport à 2009, proche de celle enregistrée sur l'EBITDA.

6.1.2.5 Branche Énergie Services

<i>En millions d'euros</i>	2010	2009	Variation brute en %
Chiffre d'affaires	13 486	13 621	- 1,0%
EBITDA (A)	923	921	0,1%
Dotations nettes aux amortissements et aux provisions (B)	(302)	(268)	
Charges nettes décaissées des concessions/paiements en actions (C)	(23)	(56)	
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT = A + B + C	598	598	0,1%

Le **chiffre d'affaires** de la Branche Énergie Services s'établit à 13 486 millions d'euros et est stable en données organiques par rapport à décembre 2009.

En France, le niveau d'activité dans les services (Cofely France) est en légère progression (+ 0,8% en variation organique, soit + 27 millions d'euros), la bonne rigueur climatique, les effets du développement commercial passé et l'amélioration des prix des énergies compensant des volumes de travaux induits moindres sur contrats de service. Les activités d'installation sont en progression et connaissent une croissance organique de + 4,5% (soit + 162 millions d'euros). Cette performance résulte d'une croissance de + 5,7% de l'activité chez Inéo et d'une progression de l'activité du pôle Génie Climatique et Réfrigération (+ 2,1%) et de Endel (+ 4,2%).

Belgique et aux Pays-Bas, l'activité est en recul organique, respectivement de - 3,2% (soit - 51 millions d'euros) et de - 12,6% (- 146 millions d'euros). En Belgique, les effets de la conjoncture dans les métiers d'installation associés à une plus faible activité dans le secteur de l'énergie expliquent cette tendance. Aux Pays-Bas, les projets gouvernementaux dans le domaine des infrastructures ne permettent pas de compenser la contraction de la demande des clients privés dans l'ensemble des régions.

Tractebel Engineering poursuit un développement dans toutes ses activités. Malgré le manque de projet d'infrastructure, l'évolution de la croissance organique de son chiffre d'affaires atteint + 4,5% (soit + 21 millions d'euros).

Hors France et Benelux, les activités de la Branche sont en croissance organique de + 1,2% en Europe du Nord (soit + 16 millions d'euros), la progression de l'activité en Allemagne et dans les pays de l'Est compensant un recul au Royaume-Uni et en Suisse. Dans les pays du Sud de l'Europe, le niveau d'activité est en recul de - 3,9% (soit - 56 millions d'euros). Cette baisse provient essentiellement de l'Espagne où le nombre de nouveaux projets reste très faible. Enfin, le chiffre d'affaires réalisé à l'International Outre-mer est en croissance organique de + 4,6% (soit + 21 millions d'euros). Cette zone bénéficie d'un effet volume favorable, d'une bonne pluviométrie et de la montée en puissance de la production de la centrale de Prony Énergies.

L'**EBITDA** de la Branche Énergie Services atteint 923 millions d'euros, en croissance organique de + 0,5%. Cette progression démontre la capacité de résistance de la Branche dans un contexte économique qui reste difficile pour ses activités, les progressions de Cofely France, France Installations Services, Tractebel Engineering et International Outre-mer permettant de compenser les difficultés rencontrées aux Pays-Bas.

En France, les activités de services ont bénéficié de la rigueur climatique du début et de fin d'année. Les activités d'Installation poursuivent leur amélioration de performance mais évoluent toujours dans une conjoncture attentiste dans l'industrie et le bâtiment. Le niveau limité de nouveaux projets affecte les volumes d'activité en Génie Climatique et Réfrigération ainsi que les niveaux de marge.

En Belgique, la diversité des activités permet de maintenir un niveau de performance satisfaisant malgré un recul des activités Oil & Gas du fait du report des investissements des clients.

Aux Pays-Bas, les efforts d'optimisation des coûts de structure compensent en partie la baisse des taux de marge et le recul d'activité. La mise en place des mesures d'adaptation se poursuit.

Tractebel Engineering poursuit son développement en maintenant un niveau élevé de performance.

Malgré l'intégration d'Utilicom à compter du 1^{er} avril 2010, International Nord enregistre une diminution de ses résultats, notamment en Suisse.

International Sud fait face à une conjoncture économique particulièrement difficile en Italie et en Espagne. Les mesures d'adaptation prises en 2009 ne compensent pas la baisse de la rentabilité liée à cette conjoncture. La cession de Restiani fin 2009 explique l'essentiel de la contraction du chiffre d'affaires et de l'EBITDA de l'exercice 2010.

L'EBITDA d'International Outre-mer est en légère progression organique. En données brutes, l'agrégat intègre l'acquisition de deux fermes photovoltaïques pour 9,6 MWc en Nouvelle Calédonie.

Dans la continuité de l'évolution de l'EBITDA, le **résultat opérationnel courant** de la Branche Énergie Services est stable à 598 millions d'euros. La variation organique est de + 0,4%.

6.1.2.6 SUEZ Environnement

En millions d'euros	2010	2009	Variation brute en %
Chiffre d'affaires	13 863	12 283	12,9%
EBITDA (A)	2 339	2 060	13,6%
Dotations nettes aux amortissements et aux provisions (B)	(1 027)	(851)	
Charges nettes décaissées des concessions/paiements en actions (C)	(288)	(283)	
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT = A + B + C	1 025	926	10,7%

Le **chiffre d'affaires** de l'année 2010 s'élève à 13 863 millions d'euros en hausse de + 12,9% par rapport à 2009 et en croissance organique de + 8,7%, principalement alimentée par les segments International (+ 17,7%) et Propreté Europe (+ 8,5%) qui bénéficient

respectivement de la contribution du contrat de Melbourne, d'effets prix/volumes positifs à l'International et d'un niveau élevé des prix des matières premières secondaires dans l'activité tri-recyclage des déchets. L'activité d'Eau Europe (+ 0,8%) bénéficie chez Agbar d'une

bonne évolution des volumes (Chine, Chili) et des prix (Espagne, UK) ; en France, le repli des facturations d'eau est principalement la conséquence de l'arrêt du contrat de Paris au 1^{er} janvier et est compensé en chiffre d'affaires par des revalorisations tarifaires contractuelles et par une activité travaux en progression.

L'**EBITDA** s'élève à 2 339 millions d'euros en croissance organique de + 1,7%, soutenu par l'International (+ 9,6%) qui bénéficie d'effets prix/volumes favorables et par la Propreté Europe (+ 4,1%) où la forte appréciation des prix des matières premières secondaires compense l'effet de moindres volumes mis en décharge. L'**EBITDA** est cependant affecté par un repli d'Eau Europe (- 3,0%) traduisant l'arrêt du contrat de Paris, des volumes moins bien orientés qu'en 2009 et des coûts de lancement d'activités nouvelles. Sur

l'ensemble de l'année, le programme COMPASS aura dégagé 120 millions d'euros d'économies complémentaires. La croissance brute de l'**EBITDA** enregistre des effets de change favorables et de périmètre positifs, essentiellement lié à l'intégration globale d'Agbar à compter du 8 juin. Elle s'élève à 13,6% par rapport à 2009.

Le **résultat opérationnel courant** (croissance totale de + 10,7% rapport à 2009) est soutenu par les mêmes fondamentaux opérationnels que l'**EBITDA** qui permettent de compenser la progression des amortissements afférents aux acquisitions et développements récents.

La performance opérationnelle 2010 est détaillée dans le rapport d'activité de SUEZ Environnement.

6.1.2.7 Autres

En millions d'euros	2010	2009	Variation brute en %
EBITDA (A)	(332)	(253)	- 31,1%
Dotations nettes aux amortissements et aux provisions (B)	(49)	(28)	
Paievements en actions (C)	(61)	(114)	
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT = A + B + C	(443)	(395)	- 12,2%

La contraction de l'**EBITDA** de la Branche Autres au 31 décembre 2010 (- 79 millions d'euros) résulte essentiellement des éléments non récurrents qui avaient bénéficié à l'exercice 2009.

Le **résultat opérationnel courant** affiche une moindre baisse (- 48 millions d'euros) en raison de l'effet positif enregistré en 2010 sur certains plans d'actions gratuites, conformément aux dispositions de la norme IFRS 2.

6.1.3 AUTRES ÉLÉMENTS DU COMPTE DE RÉSULTAT

En millions d'euros	2010	2009	Variation brute en %
Résultat opérationnel courant	8 795	8 347	5,4%
MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel	(106)	(323)	
Pertes de valeur sur actifs corporels, incorporels et financiers	(1 468)	(472)	
Restructurations	(206)	(179)	
Effets de périmètre	1 185	367	
Autres éléments non récurrents	1 297	434	
Résultat des activités opérationnelles	9 497	8 174	16,2%
Résultat financier	(2 222)	(1 628)	
Impôts sur les bénéfices	(1 913)	(1 719)	
Quote-part de résultat des entreprises associées	264	403	
RÉSULTAT NET	5 626	5 230	7,6%
dont Résultat net des participations ne donnant pas le contrôle	1 010	753	
DONT RÉSULTAT NET PART DU GROUPE	4 616	4 477	3,1%

Le résultat des activités opérationnelles (RAO) s'établit à 9 497 millions d'euros, en hausse (+ 16,2%) par rapport à l'exercice précédent, en raison notamment des «Effets de périmètre» et des «Autres éléments non récurrents» qui font plus que compenser les «Pertes de valeur sur actifs corporels, incorporels et financiers» enregistrées sur l'année.

La variation de juste valeur des instruments financiers sur matières premières a un impact négatif de 106 millions d'euros sur le résultat des activités opérationnelles (correspondant à l'impact des opérations non qualifiées de couverture comptable), contre un impact négatif de 323 millions d'euros au 31 décembre 2009. L'impact de la période résulte principalement du déboucement de positions dont la valeur de marché était positive à fin 2009. Cet effet négatif est partiellement compensé par l'effet positif de la baisse de l'euro par rapport au dollar américain et à la livre sterling sur les couvertures de risque de change des contrats d'achats de gaz et de charbon en devises, ainsi que par l'effet prix globalement positif résultant des variations des prix des matières premières sous-jacentes.

Le RAO est par ailleurs également impacté par :

- des pertes de valeur sur actifs pour 1 468 millions d'euros, portant principalement sur les contrats d'approvisionnement long terme en gaz de la Branche Global Gaz & GNL en raison notamment de la persistance du phénomène de décorrélation des prix du gaz et du pétrole (548 millions d'euros), le goodwill relatif à une société de distribution de gaz en Turquie (134 millions d'euros), certains actifs en Espagne au sein de la Division Énergie Europe pour 157 millions d'euros, ainsi que les activités de transport de gaz en Allemagne de la Branche Infrastructure (175 millions d'euros) ;
- des charges de restructuration de 206 millions d'euros, qui correspondent principalement à des coûts d'adaptation au contexte économique de SUEZ Environnement (83 millions d'euros) et dans la Branche Énergie Services (86 millions d'euros). Ce poste comprend également les coûts relatifs aux regroupements de sites à Bruxelles (16 millions d'euros) ;
- la ligne «Effets de périmètre» (résultats de cession de titres consolidés ou de réévaluation résultant de l'application de la norme IFRS 3R) s'élève à 1 185 millions d'euros (contre 367 millions d'euros au 31 décembre 2009) et intègre pour l'essentiel les plus-values de cession sur Fluxys (422 millions d'euros) et Elia (238 millions d'euros). Ce poste comprend également l'impact résultant des prises de contrôle des activités électriques du Groupe au Chili (167 millions d'euros) et de Hisusa/Agbar (167 millions d'euros), ainsi que du décroisement des participations communes de SUEZ Environnement et Veolia dans l'eau en France (201 millions d'euros) ;

- le poste «Autres éléments non récurrents» s'élève à 1 297 millions d'euros au 31 décembre 2010 (434 millions d'euros au 31 décembre 2009). Il comprend essentiellement une reprise de 1 141 millions d'euros des provisions pour démantèlement des infrastructures gaz en France (Transport et Distribution). 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.

Le résultat financier au 31 décembre 2010 s'établit à - 2 222 millions d'euros, contre - 1 628 millions d'euros au 31 décembre 2009, et résulte principalement :

- de la hausse des charges d'intérêts sur la dette nette, qui s'explique principalement par l'effet volume résultant de l'augmentation de l'endettement net moyen ;
- des variations de valeur négatives des instruments dérivés (non éligibles à la comptabilité de couverture) adossés à la dette brute, dans le contexte de baisse des taux d'intérêt.

Le taux effectif d'imposition, corrigé des résultats de cession, s'établit à 33,1% en 2010 contre 29,9% en 2009. Cette hausse résulte principalement de l'incidence de la filialisation des activités d'ingénierie de la Branche Énergie Services, qui avait entraîné sur l'exercice 2009 la comptabilisation d'un actif d'impôt différé de 118 millions d'euros sans équivalent en 2010.

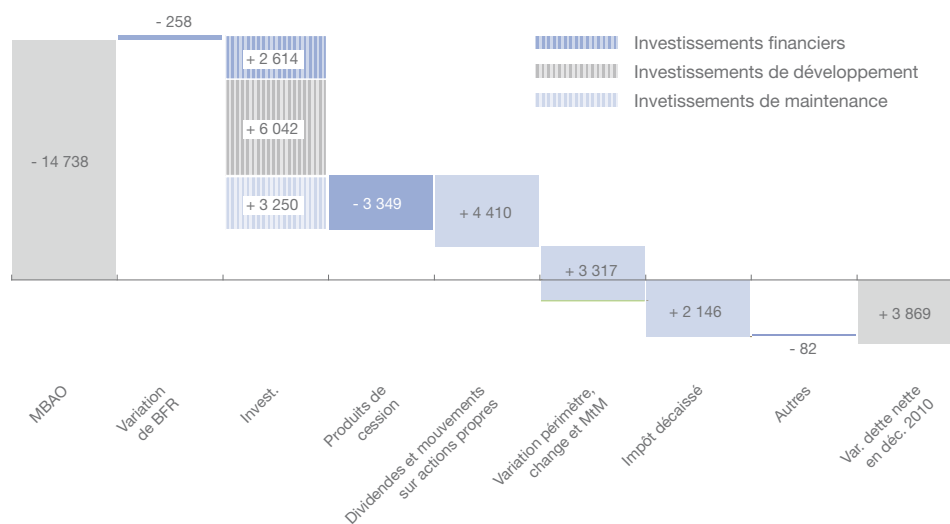
La **quote-part de résultat des entreprises associées** est en baisse de 139 millions d'euros par rapport au 31 décembre 2009. Cette évolution s'explique principalement par la baisse de la contribution de diverses entités suite à leur cession en cours d'exercice (Fluxys et Elia principalement).

Le résultat net des participations ne donnant pas le contrôle s'établit à 1 010 millions d'euros, en hausse de 257 millions d'euros en raison de l'augmentation de la contribution de SUEZ Environnement (+ 121 millions d'euros) et de la Division GDF SUEZ Énergie Amérique Latine.

6.1.4 ÉVOLUTION DE L'ENDETTEMENT NET

La dette nette s'établit à 33,8 milliards d'euros, en augmentation de 3,8 milliards d'euros par rapport à sa position à fin décembre 2009 (30 milliards d'euros). Cette évolution s'explique notamment par l'effet des variations de périmètre (augmentation de 1,9 milliard

d'euros, dont 1,2 milliard d'euros résultant de l'intégration globale d'Agbar) et l'incidence des variations de change (1,1 milliard d'euros) :



6.1.4.1 Marge brute d'autofinancement opérationnelle

La marge brute d'autofinancement opérationnelle (MBAO) s'élève à 14 738 millions d'euros au 31 décembre 2010, en progression brute de 13,2% par rapport au 31 décembre 2009. L'évolution de la MBAO est supérieure à celle de l'EBITDA, en raison de décaissements non récurrents en 2009 (amendes Megal et CNR).

6.1.4.2 Variation du besoin en fonds de roulement

Le besoin en fonds de roulement (BFR) augmente de + 258 millions d'euros. Cette évolution résulte principalement d'une augmentation du BFR d'exploitation (+ 843 millions d'euros) en lien notamment avec la rigueur climatique de la fin de l'année et son impact sur les postes de créances clients. Cette hausse du BFR d'exploitation est partiellement compensée par une baisse du BFR lié aux appels de marge (- 451 millions d'euros) et instruments dérivés (- 189 millions d'euros).

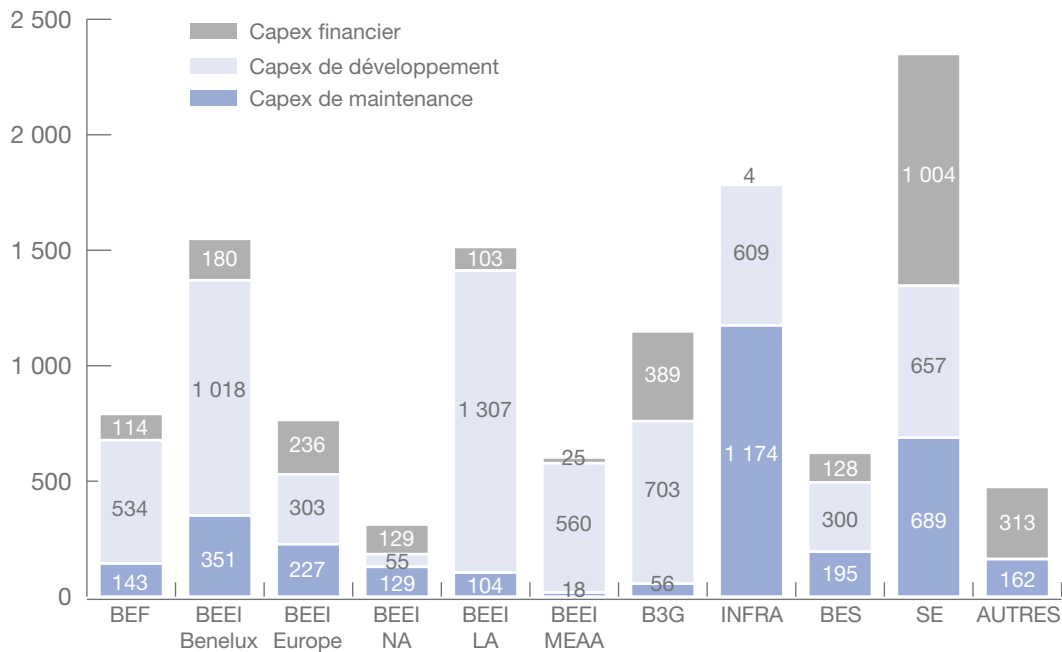
6.1.4.3 Investissements nets des cessions

Les investissements de l'année 2010 s'élèvent à 11 906 millions d'euros et comprennent :

- des investissements financiers pour 2 614 millions d'euros, dont 666 millions d'euros pour l'acquisition des titres d'Agbar par SUEZ Environnement, 302 millions d'euros pour l'exercice de l'option sur titres Gaselys, 238 millions d'euros pour l'acquisition de titres Nordstream et 184 millions d'euros pour l'acquisition des titres Astoria ;
- et des investissements de développement de 6 042 millions d'euros, les principaux ayant été réalisés sur les projets de Jirau (612 millions d'euros), Wilhelmshaven (432 millions d'euros) et Gheco One (389 millions d'euros) ;
- des investissements de maintenance de 3 250 millions d'euros.

Les cessions représentent au 31 décembre 2010 un montant de 3 349 millions d'euros et concernent principalement la cession des titres Fluxys et Fluxys LNG (661 millions d'euros), Adeslas (pôle santé d'Agbar pour 687 millions d'euros), Elia (312 millions d'euros), mais également la cession de VNG en Allemagne, ainsi que les restructurations liées à la prise de contrôle des activités électriques du Groupe au Chili et au décroisement des participations de SUEZ Environnement et Veolia dans l'eau en France.

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



6.1.4.4 Rachat d'actions et dividendes

Le total des dividendes versés en numéraire par GDF SUEZ SA à ses actionnaires s'élève à 3 330 millions d'euros. Ce montant correspond :

- au solde du dividende unitaire de 1,47 euro, net de l'acompte de 0,8 euro par action versé le 18 décembre 2009 ; et
- à l'acompte de 0,83 euro par action sur le dividende au titre de 2010 qui a été versé le 15 novembre 2010.

Les dividendes versés par diverses filiales à leurs actionnaires minoritaires s'élèvent à 588 millions d'euros.

Le Groupe a par ailleurs procédé à des rachats d'actions propres pour 491 millions d'euros sur la période tandis qu'il a augmenté son capital d'un montant de 497 millions d'euros essentiellement par le biais d'une souscription réservée à ses salariés.

6.1.4.5 Endettement au 31 décembre 2010

L'endettement net à fin décembre 2010 s'élève à 33 835 millions d'euros, contre 29 967 millions d'euros à fin décembre 2009. Le ratio endettement net/capitaux propres s'élève à 47,8%, en hausse par rapport à la situation à fin 2009 (ratio de 45,7% à cette date).

La dette nette est libellée (après prise en compte des instruments financiers) à 45% en euros, 26% en dollars américains et 6% en reals brésiliens.

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

La maturité moyenne de la dette nette est de 9 ans, en hausse en raison des émissions d'emprunts obligataires réalisées sur la période.

Au 31 décembre 2010, le Groupe dispose de facilités de crédit autorisées et non tirées, et de lignes de back up de ses billets de trésorerie, pour un montant de 14 588 millions d'euros.

6.1.5 AUTRES POSTES DE L'ÉTAT DE SITUATION FINANCIÈRE

Les **immobilisations** (corporelles et incorporelles) s'établissent à 91,5 milliards d'euros contre 81,1 milliards d'euros au 31 décembre 2009, soit une augmentation de + 10,4 milliards d'euros qui résulte pour l'essentiel des investissements nets de l'année (+ 9,2 milliards d'euros) et des variations de périmètre (+ 5,3 milliards d'euros) ainsi que des dotations aux amortissements et pertes de valeur (- 7,1 milliards d'euros) et des écarts de conversion et autres (+ 3,0 milliards d'euros).

Les **goodwills** diminuent de - 0,4 milliard d'euros à 27,6 milliards d'euros, essentiellement du fait de la finalisation de la comptabilisation du regroupement d'entreprises relatif aux activités acquises en Allemagne auprès d'E.ON en 2009 ainsi que des opérations réalisées par SUEZ Environnement.

Les **participations dans les entreprises associées** s'élèvent à 2,0 milliards d'euros, en recul de 0,2 milliard d'euros en raison des cessions de Fluxys et d'Elia.

Les **capitaux propres totaux** s'établissent à 70,7 milliards d'euros, en hausse de + 5,2 milliards d'euros par rapport au 31 décembre 2009 (65,5 milliards d'euros), le résultat de la période (5,6 milliards d'euros) et l'effet des autres éléments du résultat global comptabilisés directement en capitaux propres (0,9 milliard d'euros), ainsi que les impacts des opérations de variations de

périmètre de la période (1,7 milliard d'euros), l'augmentation de capital de GDF SUEZ (0,6 milliard d'euros) et l'émission de titres supersubordonnés par Suez Environnement Company (0,7 milliard d'euros) étant partiellement compensé par le versement des dividendes (- 3,9 milliards d'euros) et les mouvements sur actions propres (- 0,5 milliards d'euros).

Les **provisions pour risques** sont en hausse de 0,4 milliard d'euros à 14,5 milliards d'euros, résultant principalement de la réduction de la provision pour démantèlement des infrastructures de transport et de distribution de gaz en France (- 1,2 milliard d'euros) compensée par des charges de désactualisation (0,6 milliard d'euros), des écarts actuariels sur les provisions pour retraites et autres engagements (0,5 milliard d'euros), une augmentation des provisions pour démantèlement des centrales nucléaires belges (0,3 milliard d'euros) et d'effets de périmètre (0,2 milliard d'euros) et de change (0,1 milliard d'euros).

Les rubriques de l'état de situation financière relatives aux **instruments financiers dérivés** (courants et non courants) sont en baisse tant à l'actif de l'état de situation financière (- 1,1 milliard d'euros) qu'au passif (- 1,1 milliard d'euros). Cette baisse s'explique principalement par des effets de prix, ainsi que par le reversement d'opérations sur la période.

6.1.6 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 2010, le chiffre d'affaires de GDF SUEZ SA ressort à 25 373 millions d'euros en légère augmentation de 1,9% par rapport à 2009, notamment sous l'effet d'un climat favorable.

Le résultat d'exploitation de l'exercice s'établit à - 97 millions d'euros contre 323 millions d'euros en 2009. Cette diminution provient notamment de la progression des charges d'accès aux infrastructures et de celle des amortissements et provisions d'exploitation.

Le résultat financier est positif à 1 491 millions d'euros contre 1 554 millions d'euros sur l'exercice 2009. Il intègre principalement les dividendes reçus des filiales pour 2 075 millions d'euros et le coût de la dette pour 717 millions d'euros. L'endettement net ressort à 16 373 millions d'euros au 31 décembre 2010.

Le résultat exceptionnel négatif à 893 millions d'euros comprend des dépréciations de titres de participation et d'actifs incorporels.

L'intégration fiscale conduit à dégager un produit net de 356 millions d'euros (200 millions d'euros en 2009) au niveau de la rubrique «Impôt sur les sociétés».

Le résultat net ressort à 857 millions d'euros.

Les capitaux propres s'élèvent à 47 700 millions d'euros contre 51 018 millions d'euros à fin 2009, sous l'effet de la distribution de dividendes et de l'annulation des titres auto détenus partiellement compensé par l'augmentation de capital réservée aux salariés et 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 décembre 2010			31 décembre 2009		
	Hors Groupe	Groupe	Total	Hors Groupe	Groupe	Total
Échues	1	1	2	-	8	8
À 30 jours	414	136	549	436	54	490
À 45 jours	4	3	7	8	3	11
À + 45 jours	15	2	18	7	1	8
TOTAL	434	142	576	451	66	517

Le montant des dettes fournisseurs échues de GDF SUEZ SA est globalement marginal.

6.1.7 PERSPECTIVES 2011

Des objectifs^[1] financiers à moyen terme^[2] clairs :

- Ebitda 2011 compris entre 17 et 17,5 milliards d'euros et de plus de 20 milliards d'euros en 2013 ;
- Bénéfice net par action et dividende ordinaire stables ou en croissance en 2011 et à moyen terme ;
- Ratio dette nette/Ebitda inférieur ou égal à 2,5x et maintien d'une notation de catégorie « A » en 2011 et à moyen terme ;
- Optimisation de portefeuille à hauteur de 10 milliards d'euros sur la période 2011-2013.

Une stratégie industrielle ambitieuse :

- Un développement industriel accéléré dans les pays en forte croissance, conforté par le rapprochement avec International Power, et soutenu par des positions clés sur les marchés matures européens :
 - Un programme d'investissements bruts de 11 milliards d'euros par an ;
 - Une capacité de production électrique de 150 GW en 2016, dont 90 GW hors Europe.
- Un développement responsable avec des objectifs concrets d'ici 2015 :
 - Une augmentation de 50 % du parc de production renouvelable^[3] ;
 - L'embauche de 100 000 personnes, dont environ 50 % en France.
- Une représentativité accrue des femmes : 1 cadre dirigeant nommé sur 3 sera dès à présent une femme.

1 Avec une consolidation d'International Power à compter du 3 février 2011. Sur la base d'un climat moyen et sans changement majeur de la réglementation et de l'environnement économique. Les hypothèses sous-jacentes 2011 et 2013 sont respectivement: Brent moyen 92 \$/baril et 100 \$/baril ; prix moyen de l'électricité baseload en Belgique de 50 €/MWh et 53 €/MWh; prix moyen du gaz à Zeebrugge de 23 €/MWh pour les deux horizons.

2 Moyen terme = 3 ans (2011-2013).

3 Vs 2009.

6.2 TRÉSORERIE ET CAPITAUX PROPRES

6.2.1 CAPITAUX PROPRES DE L'ÉMETTEUR

Les capitaux propres totaux s'établissent à 70,7 milliards d'euros, en hausse de 5,2 milliards d'euros par rapport au 31 décembre 2009 (65,5 milliards d'euros). Le résultat de l'exercice (5,6 milliards d'euros), l'effet des éléments du résultat global comptabilisés directement en capitaux propres (0,9 milliard d'euros dont 1,1 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 (0,5 milliard d'euros), l'émission d'une dette hybride par Suez Environnement Company (0,7 milliard d'euros) ainsi que le changement de méthode de consolidation de diverses entités du fait de leur prise de contrôle (1,7 milliard d'euros) étant partiellement compensés par le versement des dividendes (- 3,9 milliards d'euros) et le rachat de titres (- 0,5 milliard d'euros).

6.2.2 CONDITIONS D'EMPRUNT ET STRUCTURE DE FINANCEMENT DE L'ÉMETTEUR

6.2.2.1 Structure de l'endettement

L'endettement brut (hors découverts bancaires et hors coût amorti) à fin 2010 s'élève à 43,8 milliards d'euros, soit une augmentation de 4,1 milliards d'euros par rapport à fin 2009, et se compose principalement de financements obligataires pour 24,9 milliards d'euros et d'emprunts bancaires (y compris les locations financement) pour un montant de 12,2 milliards d'euros. Les emprunts à court terme *Commercial Papers*/billets de trésorerie plus tirages sur lignes de crédit représentent 12,4% de la dette brute totale à fin 2010.

65% 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 32,8 milliards d'euros à fin 2010.

Hors coût amorti mais après impact change des dérivés, la dette nette est exprimée à 45% en euros, 26% en dollars US et 2% en livre sterling à fin 2010.

Après impact des dérivés, 78% de la dette nette est à taux fixe. Le coût moyen de la dette brute s'établit à 4,57%, stable par rapport à 2009. La durée moyenne de la dette nette est de 9,1 ans à fin 2010.

6.2.2.2 Principales opérations de l'année 2010

En juin 2010, SUEZ Environnement a émis 500 millions d'euros de dette senior à 12 ans puis en septembre 2010, a procédé à l'émission d'une dette hybride perpétuelle de 750 millions d'euros.

En octobre 2010, GDF SUEZ a émis 700 millions de livres sterling à 50 ans, soit l'équivalent de 822 millions d'euros, puis a procédé à une émission en euros en deux tranches de 1 milliard d'euros chacune à respectivement 7 et 12 ans.

En octobre 2010, GDF SUEZ a procédé à une opération de rachat sur ses souches obligataires à échéance janvier 2012, février 2013 et janvier 2014 pour un montant nominal total de 934 millions d'euros.

En décembre 2010, E-CL SA, filiale du Groupe au Chili, a émis une obligation de 400 millions de dollars US à 10 ans.

Dans sa Branche Énergie Europe & International, le Groupe a procédé à la mise en place des principaux financements de projets suivants :

- le financement du projet Riyadh IPP (Arabie Saoudite) à hauteur d'environ 1,5 milliard de dollars US, projet dans lequel le Groupe détient une participation de 20% ;
- le financement des centrales Barka 3 et Sohar 2 (Sultanat d'Oman) à hauteur de 1,3 milliard de dollars US, dans lesquelles le Groupe détient une participation de 46%.

En juin 2010, GDF SUEZ a signé avec 18 banques internationales une ligne de crédit multi-devise de 4 milliards d'euros d'une durée de 5 ans pour refinancer par anticipation des lignes de crédit arrivant à échéance en 2012.

En 2010, la mise à jour annuelle du prospectus EMTN de GDF SUEZ de 25 milliards d'euros a reçu le visa n° 10-409 de l'Autorité des Marchés Financiers (AMF) en date du 22 novembre 2010.

6.2.2.3 Notations

Depuis le 4 février 2011, suite à la finalisation du rapprochement entre International Power et GDF SUEZ Énergie International, GDF SUEZ est noté A1/P-1 avec perspective stable par Moody's.

Moody's note également Electabel, A3/P-2, perspective stable, GDF SUEZ CC, A3, perspective stable et SUEZ Environnement, A3/P-2, perspective négative.

Le 11 février 2011, Standard & Poor's a levé sa surveillance et confirmé la notation de GDF SUEZ : A/A-1 avec perspective stable.

6.2.3 RESTRICTION À L'UTILISATION DES CAPITAUX

Au 31 décembre 2010, 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 14,5 milliards d'euros. 78% de ces lignes sont gérées de façon centralisée et ne font l'objet d'aucun ratio de crédit ou de référence à une notation. À fin 2010, ces lignes centralisées sont utilisées à hauteur de 5% de leur montant total.

Le Groupe met par ailleurs en place des lignes de crédit dans certaines filiales dont la documentation comprend des ratios liés à leurs états financiers. Ces lignes 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) ;

- *Debt/Equity ratio* ou maintien d'un montant minimal d'*Equity*.

Au 31 décembre 2010, 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 de la Branche Énergie Europe & International et d'une société de SUEZ Environnement ne respectant pas certains *covenants* financiers ;
- d'une société de la Branche Énergie France, d'une société de la Branche Énergie Europe & International et d'une société de la Branche Énergie Services ne respectant pas des *covenants* techniques.

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.

6.2.4 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, l'utilisation éventuelle de ses facilités de crédit existantes et les éventuelles nouvelles opérations sur les marchés des capitaux.

Le cas échéant, des financements spécifiques pourraient être mis en place pour des projets bien précis.

Le Groupe a un total de 2,7 milliards d'euros de lignes de crédit ou de financements arrivant à échéance durant 2011 (hors maturité des *Commercial Papers*/billets de trésorerie de 3,8 milliards d'euros). Il a par ailleurs une trésorerie de 11,1 milliards d'euros au 31 décembre 2010 (nette des découverts bancaires) et, comme mentionné à la section 6.2.3, un montant de 14,5 milliards d'euros de lignes disponibles (hors tirage sur les programmes de *Commercial Papers*/billets de trésorerie).

GOUVERNEMENT D'ENTREPRISE

	PAGE		PAGE
7.1		ORGANES D'ADMINISTRATION ET DE DIRECTION : COMPOSITION – ORGANISATION – FONCTIONNEMENT	176
7.1.1	176	Conseil d'Administration : composition – mandats – renseignements – indépendance	
7.1.2	194	Censeurs	
7.1.3	195	Commissaire du gouvernement	
7.1.4	195	Direction générale	
7.1.5	196	Conseil d'Administration : attributions – fonctionnement – activités	
7.1.6	197	Les comités : Comités permanents du Conseil – Comité de Direction – Comité Exécutif – autres comités	
7.2		CODE DE GOUVERNANCE ET PRINCIPES D'ÉTHIQUE	202
7.3		CONVENTIONS RÉGLEMENTÉES ET TRANSACTIONS ENTRE PARTIES LIÉES - RAPPORT SPÉCIAL DES COMMISSAIRES AUX COMPTES SUR LES CONVENTIONS ET ENGAGEMENTS RÉGLEMENTÉS	203
7.3.1	203	Conventions réglementées autorisées au cours de l'exercice 2010	
7.3.2	205	Conventions approuvées au cours d'exercices antérieurs dont l'exécution s'est poursuivie durant l'exercice 2010	
7.3.3	208	Transactions avec des parties liées, existant au cours de l'exercice 2010	
7.3.4	208	Contrats de service liant les membres des organes d'administration ou de direction	
7.3.5	209	Rapport spécial des Commissaires aux comptes sur les conventions et engagements réglementés	
7.4		RÉMUNÉRATION ET AVANTAGES DES MEMBRES DES ORGANES D'ADMINISTRATION ET DE DIRECTION	215
7.4.1	215	Rémunération des dirigeants mandataires sociaux	
7.4.2	219	Rémunération des dirigeants non mandataires sociaux (membres du Comité de Direction et membres du Comité Exécutif)	
7.4.3	219	Provision de retraite	
7.4.4	220	Rémunération des mandataires sociaux non dirigeants et des censeurs	
7.4.5	223	Information sur les stock-options et les attributions gratuites d'actions ou d'Actions de Performance	
7.4.6	227	Options de souscription ou d'achat d'actions consenties et levées par chaque dirigeant mandataire social – Historique des plans en vigueur	
7.4.7	230	Actions de Performance attribuées et disponibles pour chaque mandataire social – Historique des plans en vigueur	
7.4.8	233	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	
7.4.9	234	Actions de Performance consenties aux dix salariés non mandataires sociaux les plus dotés	
7.4.10	234	Récapitulatif des opérations déclarées par les dirigeants et les mandataires sociaux durant l'année 2010	
7.5		RAPPORT DU PRÉSIDENT DU CONSEIL D'ADMINISTRATION SUR LE GOUVERNEMENT D'ENTREPRISE ET SUR LES PROCÉDURES DE CONTRÔLE INTERNE ET DE GESTION DES RISQUES	235
7.5.1	235	Gouvernement d'entreprise	
7.5.2	238	Procédures de contrôle interne et de gestion des risques mises en place par la Société	
7.6		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	245

7.1 ORGANES D'ADMINISTRATION ET DE DIRECTION : COMPOSITION – ORGANISATION – FONCTIONNEMENT

7.1.1 CONSEIL D'ADMINISTRATION : COMPOSITION – MANDATS – RENSEIGNEMENTS – INDÉPENDANCE

7.1.1.1 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, à compter de l'issue de l'Assemblée Générale Ordinaire tenue en 2010 appelée à statuer sur les comptes de l'exercice 2009.

À la date du présent Document de Référence, la Société est administrée par un Conseil d'Administration composé de 21 membres, comprenant 11 Administrateurs désignés par l'Assemblée Générale conformément aux dispositions du Code de commerce sur les sociétés anonymes, 6 Administrateurs

représentants de l'État nommés en vertu des dispositions de l'article 2 du décret-loi du 30 octobre 1935 organisant le contrôle de l'État sur les sociétés, syndicats et associations ou entreprises de toute nature ayant fait appel au concours financier de l'État, 3 Administrateurs représentant les salariés et 1 Administrateur représentant les salariés actionnaires élus suivant l'article 8-1 de la loi n° 86-912 du 6 août 1986 relative aux modalités des privatisations.

Il sera proposé à l'Assemblée Générale du 2 mai 2011 la nomination d'une femme administrateur afin d'initier sans tarder la mise en œuvre du principe de représentation équilibrée des femmes et des hommes au sein du Conseil.

A cette occasion, la composition du Conseil d'Administration sera portée à 22 membres ainsi que le permettent les statuts de la Société.

7.1.1.2 Administrateurs au 31 décembre 2010

● ADMINISTRATEURS DÉSIGNÉS PAR L'ASSEMBLÉE GÉNÉRALE

	Date de première nomination	Date de dernière nomination	Adresse
Gérard Mestrallet (61 ans) <i>Président-Directeur Général</i>	16/07/2008	-	GDF SUEZ 1, place Samuel de Champlain 92400 Courbevoie
Jean-François Cirelli (52 ans) <i>Vice-Président, Directeur Général Délégué</i>	15/09/2004	16/07/2008	GDF SUEZ 1, place Samuel de Champlain 92400 Courbevoie
Albert Frère* (84 ans) <i>Vice-Président</i>	16/07/2008	-	Groupe Bruxelles Lambert 24, avenue Marnix B-1000 Bruxelles
Edmond Alphandéry* (67 ans)	16/07/2008	-	CNP Assurances 4, place Raoul Dautry 75015 Paris
Jean-Louis Beffa* (69 ans)	20/11/2004	16/07/2008	Saint-Gobain Les Miroirs 18, avenue d'Alsace 92096 La Défense Cedex
Aldo Cardoso* (54 ans)	20/11/2004	16/07/2008	45, boulevard de Beauséjour 75016 Paris
René Carron* (68 ans)	16/07/2008	-	FARM 59-61 rue Pernety 75014 Paris

* Administrateur indépendant.

7.1 ORGANES D'ADMINISTRATION ET DE DIRECTION : COMPOSITION – ORGANISATION – FONCTIONNEMENT

	Date de première nomination	Date de dernière nomination	Adresse
Paul Desmarais Jr.* (56 ans)	16/07/2008	-	Power Corporation du Canada 751 square Victoria Montréal, H2Y 2J3, Québec
Anne Lauvergeon* (51 ans)	16/07/2008	-	Areva 33, rue La Fayette 75009 Paris
Thierry de Rudder* (61 ans)	16/07/2008	-	Groupe Bruxelles Lambert 24, avenue Marnix B-1000 Bruxelles
Lord Simon of Highbury* (71 ans)	16/07/2008	-	1 St Jame's Square London SW1Y 4PD UK

* Administrateur indépendant.

● ADMINISTRATEURS REPRÉSENTANTS DE L'ÉTAT

	Date de première nomination	Date de dernière nomination	Adresse
Jean-Paul Bailly (64 ans)	16/07/2008	-	La Poste 44, boulevard de Vaugirard – CP F 601 75757 Paris Cedex 15
Bruno Bézard ^(a) (47 ans)	24/12/2010	-	Ambassade de France en Chine Pacific Century Place, Unit 1015, tower A, 2A gong Ti Bei Lu Chaoyang district, Beijing, 100027 (Chine)
Olivier Bourges (44 ans)	05/10/2009	-	Ministère de l'Économie, des Finances et de l'Industrie Agence des participations de l'État 139, rue de Bercy 75572 Paris Cedex 12
Pierre-Franck Chevet (49 ans)	16/07/2008	-	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 (43 ans)	27/03/2009	-	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 (56 ans)	09/11/2009	-	RATP 54 quai de la Râpée 75599 Paris Cedex 12

^(a) Nommé en remplacement de Pierre Graff

● ADMINISTRATEURS ÉLUS REPRÉSENTANT LES SALARIÉS

	Date de première nomination	Date de dernière nomination	Adresse
Alain Beullier (46 ans)	21/01/2009	-	Elengy 8, quai Émile Cormerais BP 90347 44816 Saint-Herblain Cedex
Anne-Marie Mourer (51 ans)	21/01/2009	-	GrDF Sud-Est Immeuble VIP 66, rue de La Villette 69425 Lyon Cedex 03
Patrick Petitjean (58 ans)	21/01/2009	-	GRTgaz 26, rue de Calais 75009 Paris

● ADMINISTRATEUR ÉLU REPRÉSENTANT LES SALARIÉS ACTIONNAIRES

	Date de première nomination	Date de dernière nomination	Adresse
Gabrielle Prunet (55 ans)	04/05/2009	-	Lyonnaise des Eaux Pays basque 15, avenue Charles Floquet BP 87 64202 Biarritz Cedex

7.1.1.3 Mandats des Administrateurs

Le mandat de l'ensemble des Administrateurs est de quatre ans venant 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.

Par dérogation à ce qui précède, parmi les Administrateurs en fonction qui ont été nommés par l'Assemblée Générale du 16 juillet 2008, cinq Administrateurs ont été désignés pour un mandat de trois ans expirant à l'issue de l'Assemblée Générale réunie en 2011 pour statuer sur les comptes de l'exercice 2010.

Par ailleurs, six Administrateurs ont été désignés pour un mandat de quatre ans expirant à l'Assemblée Générale réunie en 2012 pour statuer sur les comptes de l'exercice 2011 et un Administrateur, représentant les salariés actionnaires, a été élu pour un mandat de quatre ans expirant à l'Assemblée Générale réunie en 2013 pour statuer sur les comptes de l'exercice 2012.

L'échelonnement des dates d'échéance des mandats des Administrateurs nommés par l'Assemblée Générale permet, d'une part, de répondre au respect de la limitation légale de l'effectif du Conseil issu d'une opération de fusion-absorption dans les délais impartis par la loi et, d'autre part, d'assurer un échelonnement des renouvellements pour un fonctionnement optimal du Conseil.

7.1.1.4 Date de fin de mandat des Administrateurs en exercice

	Assemblée Générale de 2011 statuant sur les comptes de l'exercice 2010	Assemblée Générale de 2012 statuant sur les comptes de l'exercice 2011	Assemblée Générale de 2013 statuant sur les comptes de l'exercice 2012
Administrateurs désignés par l'Assemblée Générale	Albert Frère Edmond Alphandéry Aldo Cardoso René Carron Thierry de Rudder	Gérard Mestrallet Jean-François Cirelli Jean-Louis Beffa Paul Desmarais Jr. Anne Lauvergeon Lord Simon of Highbury	
Administrateurs représentants de l'État		Jean-Paul Bailly Bruno Bézard Olivier Bourges Pierre-Franck Chevet Ramon Fernandez Pierre Mongin	
Administrateurs représentant les salariés			Alain Beullier Anne-Marie Mourer Patrick Petitjean
Administrateur représentant les salariés actionnaires			Gabrielle Prunet

7.1.1.5 Renseignements concernant les administrateurs en exercice

Administrateurs désignés par l'Assemblée Générale des actionnaires

Gérard Mestrallet, né le 1^{er} avril 1949, à Paris XVIII^e, 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 2010	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) Administrateur de Saint-Gobain* (France), Pargesa Holding SA* (Suisse), Administrateur d'International Power* (Royaume-Uni) (depuis le 3 février 2011)	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) Administrateur de Crédit Agricole SA* Membre du Conseil de Surveillance de Taittinger et d'Axa*

* Société cotée.

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

exercés dans toute société durant l'exercice 2010

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), Membre du Conseil de Surveillance de Vallourec*
Administrateur d'International Power* (Royaume-Uni) (depuis le 3 février 2011)

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.

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

exercés dans toute société durant l'exercice 2010

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, Gérant 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), GBL Finance (Luxembourg)
Membre du Conseil Consultatif International de Power Corporation du Canada*
Membre du Comité International de Assicurazioni Generali SpA* (Italie)
Membre du Conseil d'Administration de l'Université du travail Paul Pastur (Belgique)

* Société cotée.

7.1 ORGANES D'ADMINISTRATION ET DE DIRECTION : COMPOSITION – ORGANISATION – FONCTIONNEMENT

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 d'Icade depuis 2004. Depuis juin 2003, il est également Président du Centre National des Professions Financières. Ancien Administrateur de SUEZ, 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 exercés dans toute société durant l'exercice 2010

Président du Conseil d'Administration de CNP Assurances*
Président de CNP International
Administrateur de Crédit Agricole CIB (ex-Calyon), Icade (France), Caixa Seguros (Brésil), CNP Vita (Italie)
Président du Centre National des Professions Financières (France)
Membre du « European Advisory Panel » de Nomura Securities (Grande-Bretagne)

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*
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 Ingénieur en Chef des Mines, diplômé de l'École Nationale Supérieure du Pétrole et de l'Institut d'Études Politiques de Paris. Jean-Louis Beffa commence sa carrière à la Direction des Carburants du ministère de l'Industrie français. En 1974, il rejoint la Compagnie de Saint-Gobain au poste de Vice-Président du Plan jusqu'en 1977. De 1978 à 1982 il occupe les fonctions de Directeur Général de Pont-à-Mousson SA, puis Président-Directeur Général de cette société ; il est

parallèlement Directeur des branches Canalisation et Mécanique 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 2010

Président de Claude Bernard Participations, 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)

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*
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

**Administrateur
Président du Comité d'Audit**

Mandats et fonctions en cours dans toute société durant l'exercice 2010

Administrateur de Bureau Veritas*, Gecina*, Imerys*, Rhodia*, GE Corporate Finance Bank SAS (France), Mobistar* (Belgique)
Censeur d'Axa Investment Managers (France)

Autres mandats et fonctions exercés au cours des cinq dernières années

Administrateur de Gaz de France*, Penauilles
Polyservices*, Orange*, Accor*
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

**Administrateur
Membre du Comité des Nominations
Membre du Comité des Rémunérations**

Mandats et fonctions en cours dans toute société durant l'exercice 2010

Président de la Fondation FARM, de la Fondation Grameen Crédit Agricole Vice-Président de IPEMED
Administrateur de Fiat S.p.A.* (Italie)

Autres mandats et fonctions exercés au cours des cinq dernières années

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.

7.1 ORGANES D'ADMINISTRATION ET DE DIRECTION : COMPOSITION – ORGANISATION – FONCTIONNEMENT

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 2010

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, du Conseil d'Administration et du Comité de Vérification de l'INSEAD
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 Adjointe 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. Anne Lauvergeon est Présidente du Directoire du groupe Areva depuis juillet 2001 et Président-Directeur Général d'Areva NC (ex-Cogema) depuis juin 1999. 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 2010

Présidente du Directoire d'Areva*
Président-Directeur Général d'Areva NC (ex-Cogema)
Administrateur d'Areva Enterprises Inc, Total* (France), Vodafone groupe Plc* (Royaume-Uni)

Autres mandats et fonctions exercés au cours des cinq dernières années

Vice-Présidente du Conseil de Surveillance de Safran*
Administrateur de SUEZ*, d'Areva T&D Holding SA (États-Unis)
Représentant permanent d'Areva au Conseil d'Administration de FCI

* 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

Administrateur
Président du Comité de la Stratégie et des Investissements
Membre du Comité d'Audit

Mandats et fonctions en cours dans toute société durant l'exercice 2010

Administrateur Délégué de Groupe Bruxelles Lambert*
Administrateur de Lafarge*, Total* (France), Compagnie Nationale à Portefeuille*, 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)

Autres mandats et fonctions exercés au cours des cinq dernières années

Administrateur de SUEZ*, SI Finance, d'Imerys* (France), Immobilière Rue de Namur, GBL Finance SA (Luxembourg), SUEZ-Tractebel (Belgique)

* Société cotée.

Lord Simon of Highbury, né le 24 juillet 1939, à Londres (Grande-Bretagne), 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 2010

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 de 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.

7.1 ORGANES D'ADMINISTRATION ET DE DIRECTION : COMPOSITION – ORGANISATION – FONCTIONNEMENT

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	Mandats et fonctions en cours dans toute société durant l'exercice 2010	Autres mandats et fonctions exercés au cours des cinq dernières années
Administrateur Membre du Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable	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 Xelian, SF12, Poste Immo, Sofipost et GeoPost	Administrateur de Systar* Représentant permanent de La Poste, Administrateur du GIE Groupement des commerçants du Grand Var Représentant permanent de La Banque Postale, Administrateur de SF2 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, de juillet 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. Bruno Bézard est Ministre conseiller à Pékin, Chef du service économique régional « grande Chine » de la France.

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 2010	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

Administrateur
Membre du Comité d'Audit
Membre du Comité de la Stratégie et des Investissements
Membre du Comité des Rémunérations

Mandats et fonctions en cours dans toute société durant l'exercice 2010

Administrateur de Dexia*, Thales* et La Poste

Autres mandats et fonctions exercés au cours des cinq dernières années

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 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

Administrateur
Membre du Comité de la Stratégie et des Investissements

Mandats et fonctions en cours dans toute société durant l'exercice 2010

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
Membre (ès qualités) du Comité Interministériel des Parcs Nationaux
Membre de droit de la Commission Centrale des Appareils à Pression
Administrateur, en qualité de représentant de l'État, de l'Institut Français du Pétrole (IFP), de l'Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Énergie (ADEME), de La Poste
Membre du Conseil de Surveillance, en qualité de représentant de l'État, de la Société des Participations du CEA (Areva)
Commissaire du gouvernement auprès d'Areva NC, Andra, Commission de Régulation de l'Énergie (CRE)

Autres mandats et fonctions exercés au cours des cinq dernières années

Néant

7.1 ORGANES D'ADMINISTRATION ET DE DIRECTION : COMPOSITION – ORGANISATION – FONCTIONNEMENT

Ramon Fernandez, né le 25 juin 1967 à Paris XVIe, 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 2010	Autres mandats et fonctions exercés au cours des cinq dernières années
<p>Administrateur Membre du Comité des Nominations</p>	<p>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 la Banque Centrale des États d'Afrique de l'Ouest, 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) Membre du Conseil de Surveillance, en qualité de représentant de l'État, de la Banque BPCE Représentant de l'État 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</p>	<p>Néant</p>

* Société cotée.

Pierre Mongin, né le 9 août 1954, à Marseille VIII^e, 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 Matignon 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 2010**

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
Administrateur de Transdev et Financière Transdev
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

Néant

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 2010

Néant

Autres mandats et fonctions exercés au cours des cinq dernières années

Délégué du personnel
Délégué syndical
Membre du CHSCT
Responsable syndical

7.1 ORGANES D'ADMINISTRATION ET DE DIRECTION : COMPOSITION – ORGANISATION – FONCTIONNEMENT

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 commerciale 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.

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 2010	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 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	Mandats et fonctions en cours dans toute société durant l'exercice 2010	Autres mandats et fonctions exercés au cours des cinq dernières années
Administrateur Parrainé par la Fédération nationale des syndicals 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, 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 2010	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	Néant

7.1.1.6 Nombre d'actions et stock-options de GDF SUEZ détenues par les administrateurs en exercice au 31 décembre 2010

	Nombre d'actions	Nombre de stock-options
Gérard Mestrallet	51 619	1 739 385
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	-
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.

7.1.1.7 Indépendance des Administrateurs en exercice

Le Conseil d'Administration de GDF SUEZ est composé, à la date du présent Document de Référence, de 21 Administrateurs en exercice, dont 17 membres français, 3 membres non français et 1 membre ayant une double nationalité (française et autre).

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 13 janvier 2011, puis par le Conseil d'Administration du 13 janvier 2011, 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 2 MARS 2011

		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	I ^(a)	
Edmond Alphandéry	Administrateur	I ^(a)	
Jean-Paul Bailly	Administrateur		NI ^(b)
Jean-Louis Beffa	Administrateur	I ^(e)	
Alain Beullier	Administrateur		NI ^(c)
Bruno Bézard	Administrateur		NI ^(b)
Olivier Bourges	Administrateur		NI ^(b)
Aldo Cardoso	Administrateur	I ^(d)	
René Carron	Administrateur	I ^(d)	
Pierre-Franck Chevet	Administrateur		NI ^(b)
Paul Desmarais Jr.	Administrateur	I ^(a)	
Ramon Fernandez	Administrateur		NI ^(b)
Anne Lauvergeon	Administrateur	I ^(d)	
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	I ^(a)	
Lord Simon of Highbury	Administrateur	I ^(f)	
TOTAL	21 ADMINISTRATEURS	9 INDÉPENDANTS	12 NON INDÉPENDANTS

Le Conseil d'Administration de GDF SUEZ est composé de 21 Administrateurs dont 9 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) MM. Albert Frère, Thierry de Rudder (cf. également point f) ci-après) et Paul Desmarais Jr., qui représentent Groupe Bruxelles Lambert, actionnaire de GDF SUEZ à hauteur de 5,2% du capital (à fin février 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) MM. 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) M. Alain Beullier, Mme Anne-Marie Mourer et M. Patrick Petitjean, Administrateurs salariés de la Société ou de ses filiales, ainsi que

Mme Gabrielle Prunet, Administrateur représentant les salariés actionnaires, ne sont pas considérés comme indépendants.

- d) M. 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 les sociétés Rhodia (dont M. Aldo Cardoso est Administrateur) et Imerys (dont tant M. Aldo Cardoso que M. Thierry de Rudder sont Administrateurs). 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 MM. Cardoso et de Rudder.

Le Groupe entretient aussi des relations d'affaires avec la société Areva représentée par Mme Anne Lauvergeon. Il est rappelé qu'ISS Governance Services a classé Mme Lauvergeon

7.1 ORGANES D'ADMINISTRATION ET DE DIRECTION : COMPOSITION – ORGANISATION – FONCTIONNEMENT

parmi les Administrateurs indépendants. Par ailleurs, le Conseil d'Administration a jugé que les liens d'affaires existant aujourd'hui 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), sous réserve des obligations mentionnées ci-dessous. Toutefois, si l'évolution de ces relations d'affaires dans l'année en cours le rendait nécessaire, et nonobstant ces obligations, le Conseil procéderait à un réexamen anticipé de la situation de Mme Lauvergeon.

- e) M. 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 M. 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 M. 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 M. Beffa comme Administrateur indépendant satisfaisait aux principes énoncés par l'OCDE et rappelés ci-dessus (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 Areva, les sociétés Rhodia et Imerys, ou le groupe Saint-Gobain, Mme Lauvergeon, MM. Cardoso, de Rudder et 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 M. 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.

Au cas particulier de Mme Lauvergeon, cette obligation vaudra pour toute délibération concernant les activités nucléaires du Groupe (notamment l'exploitation des centrales nucléaires belges, les projets de construction de nouvelles centrales nucléaires ou le choix de fournisseurs du Groupe en matière nucléaire).

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 de M. Alphanhéry (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.

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 sections 7.2 et 7.5.1 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.

Dans un souci de transparence et d'information du public, GDF SUEZ s'engage à maintenir une stricte discipline de contrôle interne, une grande exigence en matière d'information financière, ainsi qu'un dialogue direct et ouvert avec les investisseurs. GDF SUEZ se réfère notamment sur ces sujets aux recommandations de l'AFEP-MEDEF, et principalement au code AFEP-MEDEF, dans la limite des dispositions législatives et réglementaires qui lui sont applicables. Ces principes inspirent notamment le Règlement Intérieur du Conseil d'Administration de GDF SUEZ ainsi que la Charte de l'Administrateur de GDF SUEZ. Le Groupe maintiendra également un haut niveau de gouvernance d'entreprise en particulier en matière d'indépendance et de représentation internationale de ses Administrateurs.

L'intégralité de l'information financière fournie par le Groupe est disponible en langues française et anglaise sur le site de GDF SUEZ (gdfsuez.com).

7.1.2 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 Vice-Président, Administrateur Délégué depuis 1989.

Mandats et fonctions exercés dans la Société

Censeur

Mandats et fonctions en cours dans toute société durant l'exercice 2010

Vice-Président, Administrateur Délégué 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)
Administrateur de Delhaize*, Henex*(Belgique)

Autres mandats et fonctions exercés au cours des cinq dernières années

Administrateur d'ADSB Télécommunications (Belgacom), Finasucré, Glaces de Moustier*, SUEZ-Tractebel (Belgique), SES Global (Luxembourg), Danone Asia Pte (Singapour), 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 2010

Président-Directeur Général de LaSer,
Président 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, de Gaz de France*
Membre de la CNIL

* Société cotée.

7.1.3 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 2010	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.

7.1.4 DIRECTION GÉNÉRALE

La Direction Générale de la Société est assumée par Gérard Mestrallet, en qualité de Président-Directeur Général, et par Jean-François Cirelli, en qualité de Vice-Président, Directeur Général Délégué.

Gérard Mestrallet et Jean-François Cirelli 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 limites.

(Concernant l'exercice de la Direction Générale et les limites de pouvoirs éventuellement apportés par le Conseil d'Administration, se référer à la section 7.1.5 « Conseil d'Administration : attributions – fonctionnement – activités » et au Rapport du Président visé par l'article L. 225-37 du Code de commerce à la section 7.5 du présent Document de Référence).

7.1.5 CONSEIL D'ADMINISTRATION : ATTRIBUTIONS – FONCTIONNEMENT – ACTIVITÉS

7.1.5.1 Attributions du Conseil d'Administration

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 :

- 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 ;
- toutes opérations d'apports, d'échanges, avec ou sans soulte, 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.

7.1.5.2 Fonctionnement du Conseil d'Administration

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 les membres du Comité de Direction, 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.

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 7.1.1.6 du présent Document de Référence).

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.

7.1 ORGANES D'ADMINISTRATION ET DE DIRECTION : COMPOSITION – ORGANISATION – FONCTIONNEMENT

7.1.5.3 Activités du Conseil d'Administration

Au cours de l'exercice 2010, le Conseil d'Administration de GDF SUEZ, s'est réuni à onze reprises, avec un taux de participation de 84%. Dix séances sont programmées pour l'année 2011 et quatre séances se sont déjà tenues en 2011 à la date du présent Document de Référence.

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 nucléaire, l'examen de projets d'investissements, d'acquisitions et de rapprochement avec International Power, l'environnement concurrentiel dans l'énergie, le budget 2010, l'arrêté des comptes sociaux et

consolidés 2009, le paiement d'un acompte sur dividende 2010, l'examen des documents de gestion prévisionnelle, le refinancement partiel des crédits syndiqués, l'examen de l'indépendance des Administrateurs, l'évaluation du Conseil d'Administration, l'examen du Bilan Santé et Sécurité 2009, les comptes semestriels 2010, le renouvellement de l'autorisation d'émettre des obligations (10 milliards d'euros), l'attribution d'Actions de Performance, le renouvellement de l'autorisation concernant les cautions, avals et garanties, la mise en œuvre d'un plan mondial d'actionnariat salarié (« Link 2010 »), la modification du Règlement Intérieur du Conseil d'Administration et du Code de bonne conduite y annexé, les modifications du capital social suite aux levées d'options de souscription d'actions et à l'annulation des actions auto-détenues, le transfert du siège social.

7.1.6 LES COMITÉS : COMITÉS PERMANENTS DU CONSEIL – COMITÉ DE DIRECTION – COMITÉ EXÉCUTIF – AUTRES COMITÉS

7.1.6.1 Les Comités permanents du Conseil d'Administration : composition – fonctionnement – activités

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 le 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.

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 dix reprises au cours de l'année 2010, avec un taux moyen de participation de 95%. Les Commissaires aux comptes ont assisté à huit séances. Onze séances sont programmées pour l'année 2011, dont quatre se sont déjà tenues à la date du présent Document de Référence.

Activités

En 2010, le Comité a notamment abordé les sujets suivants :

- s'agissant des **aspects financiers** : les prévisions budgétaires 2010, l'arrêté des comptes consolidés et sociaux au 31 décembre 2010, les estimations et options de clôture semestrielle (dont la première application de la norme « IFRS 3 Revised »), l'arrêté des comptes semestriels consolidés et sociaux au 30 juin 2010, l'attribution d'un acompte sur dividende au titre de l'exercice 2010, les reportings trimestriels (1^{er} et 3^e trimestres 2010), les estimations et options de clôture 2010, la situation du financement et de la liquidité, les reportings du plan de performance Efficio, le projet de réduction des délais de publication des comptes (Fast Close) et la comptabilisation des Mark to Market ;
- s'agissant de l'**audit interne** : les rapports d'activité trimestriels et le planning des missions d'audit 2010 ;
- s'agissant du **contrôle interne** : l'état du dispositif 2009 et les priorités 2010 ;
- s'agissant de l'**audit externe** : le suivi des honoraires 2009, 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 du Groupe (synthèse du management des risques en 2009, recensement des risques 2010, plan d'actions), le suivi de l'analyse des risques prioritaires.

Ce Comité a, en outre, abordé des points thématiques lui permettant d'appréhender des questions spécifiques telles que la gouvernance des filiales et participations, les prix de transfert d'énergie, le Contrat de Service Public 2010-2013 et les ventes de gaz de la branche Énergie France.

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.

Afin d'être en cohérence avec la taille actuelle du Groupe issu de la fusion entre Gaz de France et SUEZ, le Règlement Intérieur a été modifié le 9 août 2010 pour faire évoluer le plafond de délégation du Président-Directeur Général et du Vice-Président Directeur Général Délégué pour les investissements et les désinvestissements. Il est désormais de 500 millions d'euros contre 350 millions d'euros précédemment, 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 cession, 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 2010 avec un taux moyen de participation de 68%. Dix séances sont programmées pour l'année 2011, dont trois se sont déjà tenues à la date du présent Document de Référence.

Activités

En 2010, le Comité a notamment abordé les sujets suivants : la vision stratégique de GDF SUEZ et son plan d'actions, la stratégie et les perspectives à moyen terme des branches Global Gaz & GNL, Énergie Europe & International, Suez Environnement, Infrastructures et Énergie Services, le projet d'unification des tradings, une série de projets d'acquisitions nécessitant l'approbation du Conseil d'Administration parmi lesquels le rapprochement avec International Power et la prise de participation dans le gazoduc Nord Stream, ainsi que des désinvestissements significatifs dans des sociétés cotées en Belgique (Elia et Fluxys).

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.

7.1 ORGANES D'ADMINISTRATION ET DE DIRECTION : COMPOSITION – ORGANISATION – FONCTIONNEMENT

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 une fois en 2010 (avec un taux de participation de 80%). Trois réunions se sont déjà tenues en 2011 à la date du présent Document de Référence.

Activités

Il a principalement 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 7.1.1.7 du présent Document de Référence). Il a également recommandé au Conseil d'Administration la modification du Règlement Intérieur afin d'étendre les missions du Comité des Nominations à l'examen de la composition des Comités du Conseil, en vue de formuler au Conseil des propositions ou avis sur les membres composant ces Comités, tenant compte de leurs compétences, expériences et disponibilité.

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 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 Adjoints.

Le Comité des Rémunérations s'est réuni cinq fois au cours de l'année 2010 avec un taux moyen de participation de 80%. Deux réunions se sont déjà tenues en 2011 à la date du présent Document de Référence.

Activités

Au cours de l'exercice 2010, 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 de maintenir les rémunérations 2010 à l'identique de celles de l'exercice 2009. 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 2009, 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 2010 (objectifs de bonus cible, paramètres quantitatifs et qualitatifs ainsi que la quote-part respective de ces paramètres dans la détermination de la part variable).

Compte tenu de la renonciation par les membres du Comité Exécutif (y compris les deux dirigeants mandataires sociaux) aux attributions de stock-options au titre de 2009, le Comité a réfléchi à la mise en place d'un dispositif de mesures d'incitation à long terme liées aux performances, en ligne avec les pratiques du marché. À cet effet, le Comité des Rémunérations a mené une étude des politiques de *Long Term Incentives* du marché en se basant sur trois benchmarks : le CAC 40 qui est le marché de référence domestique de GDF SUEZ, l'Euro Stoxx 50 compte tenu de la situation en Europe de plus de 80% des activités du Groupe, et l'Euro Stoxx Utilities Eurozone qui est la référence du secteur d'activité principale du Groupe.

Sur ces bases, le Comité des Rémunérations a soumis à l'approbation du Conseil, d'abord en novembre 2009, puis en janvier 2010, un plan d'attribution d'Actions de Performance aux membres du Comité Exécutif (à l'exception, conformément à leur demande, des deux dirigeants mandataires sociaux) soumis à des conditions de performance, internes et externes, conformes aux recommandations AFEP-MEDEF. Ce plan spécifique fait suite au plan de stock-options et d'Actions de Performance accordé en décembre 2009 à plus de 8 000 salariés du Groupe.

À la fin de l'exercice 2010, le Comité des Rémunérations s'est à nouveau penché sur cette question et a formulé au Conseil des propositions sur la mise en place d'un plan d'attribution d'Actions de Performance en remplacement de stock-options, à près de 7 000 collaborateurs du Groupe, y compris les membres du Comité Exécutif, étant précisé que le délai d'acquisition desdites Actions de Performance a été durci puisque porté de deux à trois ans. S'agissant des deux mandataires sociaux exécutifs, le Comité a réfléchi à l'allocation d'un plan de même type aux intéressés et a finalisé ses propositions au Conseil d'Administration début janvier 2011.

Ce Comité s'est également penché sur l'appréciation de la réalisation des conditions de performance des plans de stock-options et d'Actions de Performance antérieurs pour en faire part au Conseil, ainsi que sur le montant des jetons de présence

versés aux membres des 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 leur rémunération en 2010.

Enfin, le Comité des Rémunérations a communiqué au Conseil les résultats de l'étude menée sur la convergence des conditions d'emploi entre les salariés de l'ancienne structure Gaz de France et ceux de l'ancienne structure SUEZ afin d'éclairer le Conseil sur la situation salariale du Groupe suite à la fusion de Gaz de France et de SUEZ.

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 quatre reprises au cours de l'année 2010, avec un taux moyen de participation de 75%. Cinq séances sont programmées pour l'année 2011 dont deux séances se sont déjà tenues à la date du présent Document de Référence.

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 nouvelle charte éthique et du guide « Les pratiques de l'éthique », sur le développement du réseau de plus de 140 déontologues, sur les actions de formation spécifiques. Ce dispositif intègre une approche quantifiée de manière à disposer chaque année d'indicateurs de mise en œuvre du dispositif éthique du Groupe.

Le Comité a été aussi tenu informé de l'évolution des principaux litiges.

En ce qui concerne le management de la conformité, le Comité a noté que GDF SUEZ a engagé le déploiement dans toutes les branches d'un outil de *reporting* en temps réel sur les incidents dans ses principaux domaines de risques. Cet outil a fait l'objet d'un processus d'adaptation du fait des orientations édictées par un arrêt de la Cour de Cassation du 9 décembre 2009.

Il a également examiné la cartographie 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.

Enfin, il a pris connaissance du « Référentiel Intégrité » qui définit le programme du Groupe de lutte contre la fraude et la corruption en application du principe d'éthique énoncé dans la charte éthique visant à « ancrer une culture d'intégrité » dans le Groupe, le plan d'action qui en découle et le calendrier de sa mise en œuvre.

En matière de développement durable, le Comité a poursuivi, dans le cadre du périmètre ambitieux qu'il s'est fixé, son rôle de vigilance en ce qui concerne les politiques engagées, les perspectives et les plans d'action. Il s'est ainsi fait présenter le déploiement de la politique de développement durable du Groupe à travers l'application en 2009 du plan d'action qui en découle. Il a examiné les travaux relatifs à la démarche « aménagement urbain durable » et de la recherche associée, les démarches et actions dans le domaine de la responsabilité sociétale ou encore en matière de responsabilité sociale, de diversité et de lutte contre les discriminations.

Dans le cadre des différents processus réguliers relatifs au traitement des informations environnementales, aux méthodes de contrôle et aux procédures de vérification externe, le Comité a pris connaissance du rapport annuel sur la performance environnementale du Groupe, tout comme le bilan annuel en matière de santé et de sécurité au travail, tant pour le Groupe que par branches.

En matière de gouvernance, le Comité réalise un processus d'évaluation annuelle du fonctionnement du Conseil d'Administration, en vue de relever les améliorations à apporter au fonctionnement du Conseil, et de proposer au Conseil les résolutions à adopter en ce sens.

En 2010, les propositions du Comité ont abouti à la prise de mesures d'amélioration par le Conseil d'Administration du 3 mars 2010. Parmi celles-ci figurent une plus grande sélection des sujets afin de privilégier le traitement en séance des sujets stratégiques et des grands dossiers d'investissement, la limitation de présentations *ex cathedra* et la production de notes de synthèse afin d'encourager les discussions ouvertes et l'organisation de séminaires de réflexion.

La prochaine évaluation annuelle du fonctionnement du Conseil est prévue au cours de l'année 2011.

7.1 ORGANES D'ADMINISTRATION ET DE DIRECTION : COMPOSITION – ORGANISATION – FONCTIONNEMENT

7.1.6.2 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 de cinq membres (le Président-Directeur Général,

le Vice-Président, Directeur Général Délégué et les trois Directeurs Généraux Adjoints) ; il est en charge du pilotage du Groupe. 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
Dirk Beeuwsaert	Directeur Général Adjoint, en charge de la branche Énergie Europe & International
Yves Colliou*	Directeur Général Adjoint, en charge de la branche Infrastructures
Jean-Marie Dauger	Directeur Général Adjoint, en charge de la branche Global Gaz & GNL
Gérard Lamarche	Directeur Général Adjoint, en charge des Finances

* Jusqu'au 3 mars 2010.

7.1.6.3 Le Comité Exécutif

Le Comité Exécutif de GDF SUEZ, présidé par le Président-Directeur Général ou le Vice-Président, Directeur Général Délégué, est composé de 19 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, et, en tant que de besoin, les sujets qui lui sont proposés. Il se réunit en principe toutes les semaines. Le Comité Exécutif est composé des membres suivants :

Gérard Mestrallet	Président-Directeur Général
Jean-François Cirelli	Vice-Président, Directeur Général Délégué
Dirk Beeuwsaert	Directeur Général Adjoint, en charge de la branche Énergie Europe & International
Valérie Bernis	Membre du Comité Exécutif, en charge des Directions de la Communication, de la Communication Financière et des Relations Institutionnelles
Alain Chaigneau	Membre du Comité Exécutif, en charge de la Direction Stratégie et Développement Durable
Jean-Louis Chaussade	Membre du Comité Exécutif, Administrateur et Directeur Général de SUEZ Environnement Company
Pierre Clavel	Membre du Comité Exécutif, Directeur Adjoint de la branche Énergie Europe & International
Yves Colliou*	Membre du Comité Exécutif, en charge de la branche Infrastructures
Philip Cox**	Membre du Comité Exécutif, <i>Chief Executive Officer</i> d'International Power plc.
Jean-Marie Dauger	Directeur Général Adjoint, en charge de la branche Global Gaz & GNL
Jean-Claude Depail***	Membre du Comité Exécutif, en charge de la branche Infrastructures
Henri Ducré	Membre du Comité Exécutif, en charge de la branche Énergie France
Yves de Gaulle	Membre du Comité Exécutif, Secrétaire Général
Jean-Pierre Hansen	Membre du Comité Exécutif, Président du Comité de la Politique Énergétique
Emmanuel Hedde	Membre du Comité Exécutif, en charge de la Direction Intégration, Synergies et Performance et de la Direction Achats Groupe
Emmanuel van Innis	Membre du Comité Exécutif, en charge de la Direction Cadres Dirigeants
Philippe Jeunet	Membre du Comité Exécutif, en charge de la Direction Audit et Risques
Gérard Lamarche	Directeur Général Adjoint, en charge des Finances
Philippe Saimpert	Membre du Comité Exécutif, en charge de la Direction des Ressources Humaines
Jérôme Tolot	Membre du Comité Exécutif, en charge de la branche Énergie Services

* Jusqu'au 3 mars 2010.

** À compter du 8 février 2011.

*** À compter du 4 mars 2010.

Les secrétariats du Comité de Direction et du Comité Exécutif sont assurés par Patrick van der Beken.

7.1.6.4 Les Comités au niveau Groupe

Un nombre limité de Comités au niveau Groupe ont été créés (Comité Financier, Comité des Engagements, Comité de Politique Énergétique, Comité de Recherche et d'Innovation, Comité Management Carrières, Comité de Surveillance Sécurité et Sûreté Nucléaire, Comités de branches, Comité des Risques de Marché

Énergie, Comité de Régulation Économique et des Transferts, Comité Développement Durable) qui assurent la coordination entre les différentes entités de GDF SUEZ pour l'instruction ou la prise de décisions transverses (se référer au Rapport du Président du Conseil d'Administration sur le gouvernement d'entreprise et sur les procédures de contrôle interne et de gestion des risques à la section 7.5 du présent Document de Référence).

7.2 CODE DE GOUVERNANCE ET PRINCIPES D'ÉTHIQUE

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 »).

Le code AFEP-MEDEF de gouvernement d'entreprise est consultable sur le site www.medef.fr.

Le fonctionnement du Conseil de GDF SUEZ est défini par l'article 14 des statuts de la Société et ses modalités d'organisation sont précisées dans le Règlement Intérieur du Conseil d'Administration, lequel prévoit, 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 Règlement Intérieur précise, outre la composition et le fonctionnement du Conseil d'Administration, les périmètres de responsabilité du Conseil, de la Direction Générale et le rôle des Comités du Conseil.

Sont annexés au Règlement Intérieur, la Charte de l'Administrateur et le Code de bonne conduite, qui fixent les droits et les devoirs que chaque Administrateur s'oblige à respecter.

La Charte de l'Administrateur vise notamment à assurer l'entière efficacité de la contribution de chaque Administrateur, dans le respect des règles d'indépendance, d'éthique et d'intégrité.

Le Code de bonne conduite fixe les règles relatives aux opérations sur titres de la Société et au délit et manquement d'initié applicable aux Administrateurs, mandataires sociaux, et à tous les salariés. Il traduit la volonté de la Société d'assurer une gestion prudente de ses

titres, de 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.

En complément de ce qui précède, le statut des Administrateurs salariés précise, pour les Administrateurs salariés, les conditions d'exercice de leur mandat.

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 ; celui-ci repose sur l'implication et la responsabilité managériale, s'inscrit dans une logique d'amélioration continue des pratiques et conçoit la conformité éthique du Groupe comme une contribution à la performance globale du Groupe.

En 2010, GDF SUEZ a adopté un « Référentiel Intégrité » qui est le mode opératoire du principe d'éthique « Ancrer une culture d'intégrité », et qui constitue ainsi le socle du programme de lutte contre la fraude et la corruption pour le Groupe.

7.3 CONVENTIONS RÉGLEMENTÉES ET TRANSACTIONS ENTRE PARTIES LIÉES - RAPPORT SPÉCIAL DES COMMISSAIRES AUX COMPTES SUR LES CONVENTIONS ET ENGAGEMENTS RÉGLEMENTÉS

7.3.1 CONVENTIONS RÉGLEMENTÉES AUTORISÉES AU COURS DE L'EXERCICE 2010

Accord de financement avec Suez Environnement

Dans la perspective de l'apport-distribution des titres Suez Environnement, SUEZ avait conclu le 5 juin 2008, un accord cadre de financement avec Suez Environnement et Suez Environnement Company. Cet accord, approuvé par le Conseil d'Administration des deux sociétés le 4 juin 2008, découlait de la volonté de fournir à Suez Environnement des moyens de financement pour les besoins issus de son programme d'investissements pour la période 2008-2010 - en l'absence de tout changement de contrôle.

Cet accord 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'inscrit 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).

Dans ce contexte, 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 prend la suite de l'accord de financement initial, qui a pris fin le 31 décembre 2010.

Gérard Mestrallet, étant à la fois Président-Directeur Général de GDF SUEZ et Président du Conseil d'Administration de Suez Environnement Company, et Jean-François Cirelli, étant à la fois Vice-Président, Directeur Général Délégué de GDF SUEZ et Administrateur de Suez Environnement Company, n'ont pas pris part au vote.

Acquisition d'une participation de 9% dans la société Nord Stream AG

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'en novembre 2011) ;

et 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 de 10 à 16 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% desdites 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

7.3 CONVENTIONS RÉGLEMENTÉES ET TRANSACTIONS ENTRE PARTIES LIÉES

desquelles figurent BNP Paribas et Crédit Agricole Corporate & Investment Bank.

Bien que l'engagement de GDF SUEZ soit limité à 9% des obligations garanties, ces dernières ne prévoient pas de montant maximum. Ces garanties ont donc nécessité l'autorisation préalable du Conseil d'Administration.

Le Conseil d'Administration, dans sa séance du 20 janvier 2010, en a approuvé le principe et a autorisé, dans sa séance du 23 juin 2010, la signature et l'émission du contrat d'accession et des garanties susvisées, étant précisé qu'Edmond Alphandéry, étant à la fois Administrateur de GDF SUEZ et de Crédit Agricole Corporate & Investment Bank, n'a pas pris part au vote, et que Gérard Mestrallet, qui représentait Jean-Louis Beffa, n'a pas pris part au vote au nom de celui-ci, lequel étant à la fois Administrateur de GDF SUEZ et - à l'époque - de BNP Paribas.

Le contrat d'accession au *Subordination Deed* et la garantie d'achèvement (*Completion Guarantee*) ont été signés le 1^{er} juillet 2010.

Dans sa séance du 13 janvier 2011, le Conseil d'Administration a renouvelé, formellement, l'ensemble des engagements de la Phase I ci-dessus visés, étant précisé qu'Edmond Alphandéry étant à la fois Administrateur de GDF SUEZ et de Crédit Agricole Corporate and Investment Bank, n'a pas pris part au vote.

Au cours de cette même séance, le Conseil d'Administration a examiné le projet de financement de la Phase II du projet.

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 à signer les contrats suivants, le cas échéant, à savoir :

- un « *Change in Law Commitment Agreement* », déjà approuvé par le Conseil d'Administration du 23 juin 2010, mais qui 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 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 une durée du financement de 10 à 16 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 l'engagement de GDF SUEZ soit limité à 9% des obligations garanties, ces dernières ne prévoient pas de montant maximum. Les garanties de la Phase II ont donc nécessité l'autorisation préalable du Conseil d'Administration.

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 M€ et jusqu'à une date estimée à mai 2013).

En conséquence, le Conseil d'Administration 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, et a autorisé la signature et l'émission des garanties de la Phase II, étant précisé qu'Edmond Alphandéry, étant à la fois Administrateur de GDF SUEZ et de Crédit Agricole Corporate & Investment Bank, n'a pas pris part au vote.

Rapprochement de GDF SUEZ avec International Power

La société International Power est née de la scission en deux entités de National Power, principale société privée britannique de production d'électricité. La partie anglaise, qui a conservé sa dénomination National Power, a été rachetée par E.ON et la partie internationale, International Power, est devenue indépendante avec un actionariat éclaté. Cette dernière compte 4 000 salariés, capitalise 6 milliards d'euros, mais affiche 6 milliards de dettes avec un rating BB.

Des pourparlers ont été engagés avec International Power fin 2009, qui 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 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.

L'opération devrait être relative sur le résultat dès la première année et sur le dividende. En revanche, elle aura un impact négatif sur les ratios de crédit du Groupe et sur la notation, qui pourra être neutralisé par des cessions d'actifs de l'ordre de 4 à 5 milliards d'euros.

Le Conseil d'Administration, dans sa séance du 19 juillet 2010, a autorisé le Président-Directeur Général, Gérard Mestrallet à présenter une offre à International Power et lui a donné tous pouvoirs pour négocier, arrêter les termes de l'accord et signer le *Memorandum of understanding*, étant précisé qu'Edmond Alphandéry en tant que membre de l'European Advisory Council de Nomura, banque conseil d'International Power dans le cadre de cette opération, n'a pas pris part au vote.

7.3 CONVENTIONS RÉGLEMENTÉES ET TRANSACTIONS ENTRE PARTIES LIÉES

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, étant que précisé que Gérard Mestrallet, étant à la fois Président-Directeur Général de GDF SUEZ et Vice-Président d'Electrabel, Jean-François Cirelli, étant Vice-Président, Directeur Général Délégué de GDF SUEZ et Président d'Electrabel, ainsi qu'Edmond Alphandéry, n'ont pas pris part au vote.

La réalisation définitive de l'opération était subordonnée à un certain nombre de conditions, à savoir :

- la consultation des Instances Représentatives du Personnel (IRP) pour avis ;
- la réalisation des conditions suspensives relatives à l'opération ;
- l'approbation de l'opération par les actionnaires d'International Power ;
- la réorganisation interne préalable ;

- l'obtention des autorisations réglementaires, notamment des instances européennes.

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 a autorisé la signature :

- du *Merger Agreement* ;
- du *Relationship Agreement* ;
- du *Services Agreement* ;
- de l'*Expatriate Services Agreement* ;
- du *Financing Framework Agreement* ;

étant précisé que Gérard Mestrallet, étant à la fois Président-Directeur Général de GDF SUEZ et Vice-Président d'Electrabel, Jean-François Cirelli, étant Vice-Président, Directeur Général Délégué de GDF SUEZ et Président d'Electrabel, ainsi qu'Edmond Alphandéry, n'ont pas pris part au vote.

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 a approuvé l'opération, à 99%, le 16 décembre 2010.

Le *closing* est intervenu le 3 février 2011.

7.3.2 CONVENTIONS APPROUVÉES AU COURS D'EXERCICES ANTÉRIEURS DONT L'EXÉCUTION S'EST POURSUIVIE DURANT L'EXERCICE 2010

Contrat de Service Public

GDF SUEZ a signé, en décembre 2009, un contrat de service public avec l'État, qui s'inscrit dans la continuité des actions conduites au titre du précédent contrat de service public.

Dans le cadre de ce contrat, GDF SUEZ renforce ses engagements en matière de :

Responsabilité du Groupe en ce qui concerne la fourniture de gaz aux clients particuliers

Pour les activités d'infrastructures, il s'agit de garantir la transparence, l'objectivité et le caractère non discriminatoire des prestations fournies et d'affirmer le rôle de conseil du distributeur auprès des particuliers.

Pour les activités liées à la commercialisation, il s'agit d'avoir un comportement exemplaire en matière de relation commerciale, d'assurer un suivi approprié de la satisfaction de la clientèle des particuliers au travers d'indicateurs, de contribuer à la bonne mise en œuvre du dispositif de fourniture de dernier recours pour les clients exerçant des missions d'intérêt général.

Sécurité des biens et des personnes

Le contrat tient compte des évolutions, prend acte des actions antérieures et réoriente les priorités du Groupe vers :

- des actions consolidant les engagements acquis lors du précédent contrat ;
- des programmes en phase de réalisation ;
- de nouvelles actions de protection des ouvrages, de la prévention des risques technologiques et des dommages sur les ouvrages de distribution.

Solidarité et de prise en charge des clients les plus démunis

Le contrat prévoit :

- la hausse des engagements pris en termes financiers, notamment au profit des fonds de Solidarité-Logement ;
- la mise en œuvre de moyens innovants pour faciliter la relation avec ces clients ;
- l'encouragement et l'aide aux ménages modestes pour sécuriser leurs installations intérieures ;
- la mise en œuvre et la promotion du tarif social du gaz.

7.3 CONVENTIONS RÉGLEMENTÉES ET TRANSACTIONS ENTRE PARTIES LIÉES

Le contrat précise aussi les engagements du Groupe en termes d'accompagnement de projets urbains, de soutien aux pôles de compétitivité ou de promotion des énergies renouvelables en milieu rural.

Développement durable et de recherche

Le Groupe s'engage, aux termes de ce contrat, à limiter l'impact de ses activités sur l'environnement et à promouvoir auprès de ses clients une meilleure utilisation de l'énergie.

En outre, ce contrat est accompagné par un décret qui redéfinit le cadre réglementaire global de fixation et d'évolution des tarifs réglementés du gaz naturel en France, ainsi que d'un arrêté ministériel qui précise le mode d'évolution annuelle des tarifs. L'ensemble de ce dispositif améliore la visibilité sur les conditions d'évolution des tarifs réglementés et détermine les règles et les responsabilités des différents acteurs sur la période 2010-2013.

Enfin, le cadre réglementaire ayant été clarifié, 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 M. Gérard Mestrallet, Président-Directeur Général, ainsi que M. Jean-François Cirelli, Vice Président-Directeur Général Délégué, à signer ce contrat avec l'État, étant précisé que MM. Jean-Paul Bailly, Olivier Bourges, Pierre-Franck Chevet, Pierre Graff, Ramon Fernandez et Pierre Mongin, Administrateurs représentants de l'État, n'ont pas pris part au vote.

Dispositions diverses prises par le Conseil d'Administration de SUEZ dans le cadre de la mise en bourse de 65% du capital de Suez Environnement Company et de sa scission partielle

Le Conseil d'Administration de SUEZ du 4 juin 2008, a décidé de mettre en place un certain nombre de dispositions pour accompagner Suez Environnement Company, à savoir :

- un pacte d'actionnaires de Suez Environnement Company, d'une durée de 5 ans renouvelables, entre les sociétés SUEZ, Groupe Bruxelles Lambert, Sofina, la Caisse des Dépôts et Consignations, Areva et CNP Assurances.

Ce pacte a perduré en 2010 sans modification ;

- un contrat de coopération et de fonctions partagées entre SUEZ et Suez Environnement Company, dont l'objet est de définir les modalités de coopération entre GDF SUEZ et Suez Environnement Company.

Au titre de ce contrat, Suez Environnement a versé à GDF SUEZ, en 2010, 6,7 millions d'euros de loyers, 12,4 millions d'euros de refacturation de domiciliations et de prestations diverses (hors refacturations informatique et immobilière) et 7,5 millions d'euros de management fees.

- un accord-cadre relatif au financement de Suez Environnement et de Suez Environnement Company par le Groupe GDF SUEZ,

aux termes duquel, Suez Finance S.A., ou toute autre entité du Groupe désignée à cet effet, fournirait les financements au groupe Suez Environnement Company/Suez en fonction des besoins pour un montant total convenu annuellement entre SUEZ et Suez Environnement Company.

Dans le cadre de cet accord, GDF SUEZ Finance SA a accordé au groupe SUEZ Environnement Company des financements pour un montant global qui s'élevait au 31 décembre 2010 à 206,9 millions d'euros. Les produits financiers nets se sont élevés à 41,1 millions d'euros au 31 décembre 2010.

Cet accord a pris fin le 31 décembre 2010 ;

- un contrat de licence de marque, aux termes duquel SUEZ concéderait à Suez Environnement Company pour une durée de 5 ans, 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.

Cette convention a été reconduite tacitement en 2010 ;

- un protocole d'accord entre SUEZ et Suez Environnement relatif à l'Argentine. Compte tenu des situations particulières des sociétés argentines Aguas Argentinas et Aguas Provinciales de Santa Fe, ainsi que du blocage des tarifs par le gouvernement argentin, un protocole d'accord d'une durée de 20 ans entre GDF SUEZ, et Suez Environnement relatif à l'Argentine et portant transfert économique, au profit de Suez Environnement, des droits et obligations liés aux participations détenues dans les sociétés argentines précitées. Suez Environnement a refacturé, en 2010, 1,1 million d'euros d'honoraires d'avocats et de conseils à GDF SUEZ SA.

Ces conventions ont été expressément approuvées par le Conseil d'Administration de SUEZ, dans sa séance du 4 juin 2008, et signées le 5 juin 2008. Elles ont fait l'objet d'un rapport spécial des Commissaires aux comptes sur les conventions et engagements réglementés à l'Assemblée Générale Mixte de SUEZ du 16 juillet 2008, ainsi qu'à l'Assemblée Générale Mixte de GDF SUEZ du 4 mai 2009.

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

7.3 CONVENTIONS RÉGLEMENTÉES ET TRANSACTIONS ENTRE PARTIES LIÉES

prises en œuvre par les filiales concernées, conformément aux décisions prises par le Conseil d'Administration.

Le Conseil d'Administration de GDF SUEZ a expressément approuvé l'avenant au pacte d'actionnaires de Suez Environnement Company, dans sa séance du 22 octobre 2008, étant précisé que les dirigeants et administrateurs communs à GDF SUEZ et Suez Environnement Company n'ont pas pris part au vote. L'avenant est entré en vigueur le 18 décembre 2008 et a perduré en 2009 et 2010 sans modification.

Dispositif de retraite des mandataires sociaux exécutifs

Le Conseil d'Administration, dans sa séance du 12 novembre 2008, a expressément approuvé les propositions du Comité des Rémunérations relatives au maintien des dispositions afférentes aux régimes de retraite dont bénéficient le Président-Directeur Général, Gérard Mestrallet, et le Vice-Président, Directeur Général Délégué, Jean-François Cirelli, étant précisé que les intéressés n'ont pas pris part au vote.

Ces dispositions n'ont pas été modifiées au cours de l'exercice 2010.

Cession par SUEZ de Suez-Tractebel à Electrabel

Le projet de cession, par SUEZ de Suez-Tractebel à Electrabel a été présenté au Conseil d'Administration de SUEZ, lors de sa séance du 7 mars 2007.

Cette cession répondait à une logique stratégique : elle permettait de mettre en œuvre une organisation intégrée dans le respect de la Pax Electrica (engagements pris par SUEZ envers le Gouvernement belge).

Au travers de Suez-Tractebel, ont été apportés à Electrabel :

- la branche Suez Energy International (SEI) ;
- le bureau d'Études Tractebel Engineering ;
- les participations de 57,2% dans Distrigaz et Fluxys.

Sur la base d'une valeur d'entreprise de SEI de l'ordre de 13,5 milliards d'euros et d'une valeur intrinsèque de Suez-Tractebel de l'ordre de 18,2 milliards d'euros, le Conseil d'Administration de SUEZ, dans sa séance du 4 mai 2007, avait approuvé le principe de l'opération de cession à Electrabel de Suez-Tractebel.

Le prix de cession correspondait à une valeur intrinsèque de Suez-Tractebel se basant sur une approche de somme des parties qui a été confortée par deux banques.

Le prix de cession s'est élevé à 18,2 milliards d'euros et le transfert de propriété est intervenu le 24 juillet 2007.

Le Conseil d'Administration de SUEZ, dans sa séance du 4 juillet 2007, a expressément approuvé l'opération de cession ainsi que la convention, et a autorisé son Président, Gérard Mestrallet, à signer ladite convention de cession.

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 2010.

Avec des sociétés du Groupe GDF SUEZ membres du G.I.E. 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 G.I.E. SUEZ Alliance, devenu G.I.E. GDF SUEZ Alliance, et l'adhésion de SUEZ à ce G.I.E.

Au cours de la même séance, le Conseil d'Administration a décidé l'octroi par SUEZ d'une garantie au profit des autres membres du G.I.E., 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 2010.

Avec des sociétés du Groupe GDF SUEZ non membres du G.I.E. GDF SUEZ Alliance

Dans sa séance du 9 mars 2005, le Conseil d'Administration de SUEZ a expressément autorisé l'élargissement des activités du G.I.E. SUEZ Alliance aux filiales de SUEZ les plus significatives non membres du G.I.E. 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 2010.

Avec la société FirstMark Communication France

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 transaction comportait certains engagements directs et la garantie de l'ensemble des obligations de trois filiales de SUEZ fusionnées avec Suez Communication en 2004. Seules subsistent à ce jour les garanties de type fiscal et les garanties relatives aux reports déficitaires.

Cette convention n'a pas eu d'effet sur l'exercice 2010.

Avec la société Ondeo Nalco

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 SUEZ à délivrer 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.

Il s'agit d'une garantie illimitée pour la durée des obligations d'Ondeo Nalco afférentes au bail de location de son siège social. 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.

Ces conventions n'ont pas eu d'effet sur l'exercice 2010.

Avec la société GDF SUEZ Énergie Services

Le Conseil d'Administration de SUEZ, dans sa séance du 4 juillet 2001, a autorisé l'engagement de bonne fin consenti par SUEZ en faveur de la société Suez Énergie Services, relatif à la construction et à l'exploitation d'une usine d'incinération d'ordures ménagères à Rillieux-la-Pape (Rhône).

Cette convention, qui prendra fin le 30 juin 2019, n'a pas eu d'effet sur l'exercice 2010.

Avec la société Cofixel

Le Conseil d'Administration de SUEZ, dans sa séance du 4 juillet 2001, a autorisé la cession, par SUEZ, d'Ineo, Entrepouse et Delattre-Levivier à la société Cofixel (holding français de Fabricom).

Au cours de cette même séance, le Conseil d'Administration a notamment autorisé des garanties pour un montant limité globalement à 40 millions d'euros et portant sur l'ensemble des sociétés cédées. Seules demeurent à ce jour les garanties qui ont fait l'objet d'un appel conservatoire lié à des litiges en cours.

Cette convention n'a pas eu d'effet sur l'exercice 2010.

Avec le Crédit Agricole S.A.

Dans le cadre de la cession du contrôle majoritaire de la Banque Indosuez à Crédit Agricole S.A., le Conseil d'Administration de SUEZ avait accordé une garantie de passif, dont le montant maximal pouvant encore être appelé à ce titre s'élève, au 31 décembre 2010, à 361 millions d'euros.

Cette convention n'a pas eu d'effet sur l'exercice 2010.

Avec la société Findim

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, 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 2010.

Il est précisé que les diverses dispositions précitées, prises antérieurement par le Conseil d'Administration de SUEZ et en cours de validité, ont été reprises par GDF SUEZ, par suite de la fusion de Gaz de France et de SUEZ.

7.3.3 TRANSACTIONS AVEC DES PARTIES LIÉES, EXISTANT AU COURS DE L'EXERCICE 2010

Se référer à la Note 24 « Transactions avec les parties liées » de la section 11.2 « Comptes consolidés » ci-après.

7.3.4 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.

7.3.5 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 la société Suez Environnement Company

Administrateurs concernés

M. Mestrallet, Président Directeur Général de GDF SUEZ et Président du Conseil d'administration de Suez Environnement Company et M. Cirelli, Vice Président, Directeur Général Délégué de GDF SUEZ et administrateur de Suez Environnement Company.

Nature et objet : 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'inscrit 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).

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.

Modalités

Cette nouvelle convention, ayant pris effet le 1^{er} janvier 2011, n'a pas eu d'impact sur l'exercice 2010.

2. Avec Crédit Agricole Corporate and Investment Bank et BNP Paribas

Administrateurs concernés

M. Alphandery, administrateur de GDF SUEZ et de Crédit Agricole Corporate and Investment Bank et M. Beffa, administrateur de GDF SUEZ et de BNP Paribas.

Nature et objet : 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 M€ 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 M€ pour 100% et pour une durée estimée de 10 à 16 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% desdites 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.

3. Avec Electrabel et International Power Plc

Administrateurs concernés

M. Mestrallet, Président Directeur Général de GDF SUEZ et Vice Président d'Electrabel, M. Cirelli, Vice Président, Directeur Général Délégué de GDF SUEZ et Président d'Electrabel et M. Alphantery, administrateur de GDF SUEZ et membre de l'European Advisory Council de Nomura, banque conseil d'International Power Plc. (« International Power »).

Nature et objet : Rapprochement avec International Power

Des pourparlers ont été engagés avec International Power fin 2009 et qui 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 par voie d'apports d'actifs provenant de la branche GDF SUEZ Energie International d'Electrabel et assortie du versement d'un dividende exceptionnel de 92 pence par action aux actionnaires d'International Power.

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 et lui a donné tous pouvoirs pour négocier, arrêter les termes de l'accord et signer le Memorandum of understanding.

A 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.

La réalisation définitive de l'opération était subordonnée à un certain nombre de conditions, à savoir :

- La consultation des instances représentatives du personnel pour avis ;
- La réalisation des conditions suspensives relatives à l'opération ;
- L'approbation de l'opération par les actionnaires d'International Power ;
- La réorganisation interne préalable ;
- L'obtention des autorisations réglementaires, notamment des instances européennes.

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 ;
- du Relationship Agreement ;
- du Services Agreement ;
- de l'Expatriate Services Agreement ;
- du Financing Framework Agreement.

A 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 a approuvé l'opération, à 99%, le 16 décembre 2010.

Le closing de la transaction est intervenu le 3 février 2011.

Conventions et engagements autorisés depuis la clôture

Nous avons été avisés des conventions et engagements suivants, autorisés depuis la clôture de l'exercice écoulé, qui ont fait l'objet de l'autorisation préalable de votre conseil d'administration.

1. Avec Crédit Agricole Corporate and Investment Bank

Administrateur concerné

M. Alphantery, administrateur de GDF SUEZ et de Crédit Agricole Corporate and Investment Bank.

Nature et objet: 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 M€ 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 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 une durée du financement de 10 à 16 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 M€ 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.

Conventions et engagements déjà approuvés par l'assemblée générale

Conventions et engagements approuvés au cours d'exercices antérieurs 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 l'Etat français

Nature, objet et modalités: contrat de Service Public

GDF SUEZ a signé en décembre 2009 un contrat de service public avec l'Etat. 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 arrêts, GDF SUEZ saisira la Commission de Régulation de l'Energie (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.

2. Avec les sociétés Groupe Bruxelles Lambert, Caisse des Dépôts et Consignations, CNP Assurances, Sofina, Areva et Suez Environnement Company

a) 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.

b) Nature, objet et modalités : avenant au pacte d'actionnaires de Suez Environnement Company

A 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.

3. Avec la société Suez Environnement Company

Nature et objet : contrat de coopération et de fonctions partagées

Un contrat de coopération et de fonctions partagées a été conclu entre SUEZ et Suez Environnement Company. A 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 options 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.

Modalités

En 2010, Suez Environnement Company a versé à GDF SUEZ au titre de ce contrat, 7,5 millions d'euros de *management fees*, ainsi que 12,4 millions d'euros de refacturation de domiciliation et de prestations diverses, et 6,7 millions d'euros de loges.

4. Avec la société Suez Environnement

a) 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.

b) Nature et objet : 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.

c) Modalités

En 2010, Suez Environnement a refacturé 1,1 million d'euros d'honoraires d'avocats et de conseils à GDF SUEZ SA.

5. Avec les sociétés Suez Finance (devenue GDF SUEZ Finance), Suez Environnement Company et Suez Environnement

Nature et objet

Dans le cadre de l'opération d'apport-distribution du Pôle Environnement de SUEZ (« l'Apport-Distribution »), SUEZ, Suez

7.3 CONVENTIONS RÉGLEMENTÉES ET TRANSACTIONS ENTRE PARTIES LIÉES

Finance (devenue GDF SUEZ Finance), Suez Environnement Company et Suez Environnement ont conclu le 5 juin 2008 un accord cadre de financement fixant les principales modalités des financements du Groupe Suez Environnement Company pour la période 2008-2010. Les financements seront fournis par GDF SUEZ Finance (ex-SUEZ Finance) ou toute autre entité du groupe 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 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 SUEZ a expressément autorisé cette convention lors de sa séance du 4 juin 2008 qui a pris fin le 31 décembre 2010.

Modalités

Au 31 décembre 2010, le montant des prêts et des avances en compte courant accordé par GDF Suez au groupe Suez Environnement Company s'élevait à 206,9 millions d'euros. Les produits financiers nets générés se sont élevés à 41,1 millions d'euros pour l'exercice clos le 31 décembre 2010.

6. Dispositif de retraite des mandataires sociaux exécutifs

Nature et objet

Compte tenu des différences importantes des dispositifs de retraites dont bénéficiaient MM. Gérard Mestrallet chez SUEZ et Jean-François Cirelli chez GDF, il a été décidé de maintenir provisoirement les systèmes actuels en vigueur. Il est rappelé que M. Gérard Mestrallet bénéficiait des régimes de retraite collectifs en place chez Suez tandis que M. Jean-François Cirelli était affilié au régime légal défini dans le cadre du statut national du personnel des industries électriques et gazières.

Le Conseil d'Administration, dans sa séance du 12 novembre 2008, a expressément autorisé les propositions du Comité des Rémunérations en ce qui concerne la reconduction des régimes de retraite du Président-Directeur Général et du Vice-Président Directeur Général Délégué.

Modalités

Ces dispositions n'ont pas été modifiées au cours de l'exercice 2010.

7. Avec la société Electrabel

Nature et objet : 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.

Modalités

Cette convention n'a pas eu d'effet sur l'exercice 2010.

8. Avec des sociétés du Groupe GDF SUEZ membres du G.I.E. SUEZ Alliance

Nature et objet : Adhésion au G.I.E. SUEZ Alliance (devenu G.I.E. 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 G.I.E. SUEZ Alliance (devenu G.I.E. GDF SUEZ Alliance), et l'adhésion de SUEZ à ce G.I.E.

Au cours de la même séance, le Conseil d'Administration a décidé l'octroi par SUEZ d'une garantie au profit des autres membres du G.I.E. filiales de SUEZ. Ainsi, en sa qualité de société tête du groupe, GDF SUEZ sera 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.

Modalités

Ces conventions n'ont pas eu d'effet sur l'exercice 2010.

9. Avec des sociétés du Groupe GDF SUEZ non membres du G.I.E. SUEZ Alliance (devenu G.I.E. GDF SUEZ Alliance)

Nature et objet

Dans sa séance du 9 mars 2005, le Conseil d'Administration de SUEZ a expressément autorisé l'élargissement des activités du G.I.E. SUEZ Alliance (devenu G.I.E. GDF SUEZ Alliance) aux filiales de SUEZ les plus significatives non membres du G.I.E. SUEZ Alliance, afin de faciliter leurs financements.

En sa qualité de société tête du groupe, 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.

Modalités

Cette convention n'a pas eu d'effet sur l'exercice 2010.

10. Avec la société FirstMark Communication France

Nature et objet

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 déficitaires.

Modalités

Cette convention n'a pas eu d'effet sur l'exercice 2010.

11. Avec la société Ondeo Nalco

Nature et objet

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.

Modalités

Cette garantie n'a pas eu d'effet sur 2010.

12. Avec la société Elyo (devenue GDF Suez Energie Services)

Nature et objet

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 Suez Energie 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.

Modalités

Cette convention n'a pas eu d'effet sur l'exercice 2010.

13. Avec la société Cofixel

Nature et objet

Le Conseil d'Administration de SUEZ, dans sa séance du 4 juillet 2001, a autorisé la cession de Ineo, Entrepouse 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 demeurent à ce jour les garanties qui ont fait l'objet d'un appel conservatoire lié à des litiges en cours.

Modalités

Cette convention n'a pas eu d'effet sur l'exercice 2010.

14. 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. Le montant maximal pouvant être appelé au titre de cette garantie de passif s'élève au 31 décembre 2010 à 361 millions d'euros.

Modalités

Cette convention n'a pas eu d'effet sur l'exercice 2010.

15. Avec la société Findim

Nature et objet

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 SA, a expiré au cours de l'exercice 2008. Seules subsistent à ce jour les appels en garantie exercés avant la date d'expiration de la caution solidaire.

Modalités

Cette convention n'a pas eu d'effet sur l'exercice 2010.

Neuilly-sur-Seine et Paris-La-Défense, le 10 mars 2011

Les Commissaires aux comptes

DELOITTE & ASSOCÉS

ERNST & YOUNG et Autres

MAZARS



Jean-Paul Picard



Pascal Pincemin



Christian Mouillon



Charles-Emmanuel Chosson



Philippe Castagnac



Thierry Blanchetier

7.4 RÉMUNÉRATION ET AVANTAGES DES MEMBRES DES ORGANES D'ADMINISTRATION ET DE DIRECTION

7.4.1 RÉMUNÉRATION DES DIRIGEANTS MANDATAIRES SOCIAUX

7.4.1.1 Rémunération fixe et régime de retraite

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. Les éléments fournis dans le présent chapitre sont conformes au Code de gouvernement d'entreprise des sociétés cotées de l'AFEP-MEDEF.

Sur recommandation du Comité de 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 des rémunérations fixes effectivement versées en 2010 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 des rémunérations fixes effectivement versées en 2010 par GDF SUEZ à Jean-François Cirelli, Vice-Président, Directeur Général Délégué, s'est élevé à 1 001 285 euros, en ce compris l'avantage en nature (1 285 euros).

En matière de retraite, malgré des régimes de retraite différents dont bénéficiaient Gérard Mestrallet au sein de SUEZ et Jean-François Cirelli au sein de Gaz de France, le Conseil d'Administration de GDF SUEZ, dans sa séance du 12 novembre 2008, a approuvé les propositions du Comité des Rémunérations de reconduction des régimes de 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. Aucune modification n'a été apportée en 2010 aux régimes de retraite dont bénéficient Gérard Mestrallet et Jean-François Cirelli.

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 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 au titre 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.

Aucun système de versement de prime (arrivée et départ en faveur des mandataires sociaux) n'est en vigueur au sein de GDF SUEZ.

7.4.1.2 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 ^(a)	Oui ^(b)	Non ^(a)	Non
Jean-François Cirelli Vice-Président, Directeur Général Délégué	Non	Non ^(b)	Non	Non

(a) Ce contrat de travail date de juin 1986 et est suspendu depuis la nomination de Gérard Mestrallet en qualité de Président-Directeur Général de SUEZ en juillet 1995. Il 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. Le Conseil d'Administration sera appelé à se prononcer sur le mandat de Gérard Mestrallet, Président-Directeur Général de GDF SUEZ à l'issue de l'Assemblée Générale annuelle de 2012, appelée à statuer sur les comptes de l'exercice 2011. À cette date, le Comité des Rémunérations du Conseil d'Administration examinera les dispositions à prendre en vue de la cessation du contrat de travail de Gérard Mestrallet et fera les recommandations appropriées au Conseil d'Administration, conformément au Code de gouvernement d'entreprise des sociétés cotées de l'AFEP-MEDEF.

(b) Se référer à la section 7.4.1.1.

7.4.1.3 Rémunération variable

La rémunération variable versée en 2010 pour l'ensemble de l'exercice 2009, a été fixée par le Conseil d'Administration de GDF SUEZ, dans sa séance du 3 mars 2010, sur proposition du Comité des Rémunérations, à 1 935 266 euros pour Gérard Mestrallet et 1 063 334 euros pour Jean-François Cirelli.

Elle a été déterminée pour 70% sur des paramètres quantitatifs composés pour 1/3 de critères de résultats (EBITDA, *free cash flow*), 1/3 de critères de structure financière (ENL1, taux d'endettement), 1/3 sur la réalisation de la première année d'Efficio), et pour 30% sur des objectifs qualitatifs (15% objectif stratégique, 15% objectif solidarité). Les objectifs cibles quantitatifs pour 2009 ont été calés sur le budget prévisionnel du Groupe tel que le Conseil d'Administration l'a arrêté au début de l'exercice 2009.

S'agissant de la part variable pour l'exercice 2010 qui sera versée en 2011, 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 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.

En 2010, 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 2 mars 2011, le Conseil d'Administration, sur proposition du Comité des Rémunérations, a fixé comme suit le montant des rémunérations variables au titre de 2010 :

- pour Gérard Mestrallet : 1 917 099 euros, contre 1 935 266 euros au titre de 2009, soit une diminution de 1% ;
- pour Jean-François Cirelli : 1 022 501 euros, contre 1 063 334 euros au titre de 2009, soit une diminution de 4%.

7.4 RÉMUNÉRATION ET AVANTAGES DES MEMBRES DES ORGANES D'ADMINISTRATION ET DE DIRECTION

7.4.1.4 Récapitulatif des rémunérations de chaque dirigeant mandataire social

En euros	Exercice 2010		Exercice 2009	
	du 1 ^{er} janvier au 31 décembre		du 1 ^{er} janvier au 31 décembre	
	Montants dus	Montants versés	Montants dus	Montants versés
Gérard Mestrallet <i>Président-Directeur Général</i>				
Rémunération fixe ⁽¹⁾	1 192 687	1 192 687	1 199 369	1 199 369
Rémunération variable ⁽²⁾	1 917 099	1 935 266	1 935 266	1 830 360
Rémunération exceptionnelle	0	0	0	0
Jetons de présence ⁽³⁾	207 313	207 313	200 631	200 631
Avantages en nature ⁽⁴⁾	5 469	5 469	3 227	3 227
TOTAL	3 322 568	3 340 735	3 338 493	3 233 587
Jean-François Cirelli <i>Vice-Président, Directeur Général Délégué</i>				
Rémunération fixe ⁽¹⁾	1 000 000	1 000 000	1 000 000	1 000 000
Rémunération variable ⁽²⁾	1 022 501	1 063 334	1 063 334	735 413
Rémunération exceptionnelle	0	0	0	0
Jetons de présence	0	0	0	0
Avantages en nature ⁽⁵⁾	1 285	1 285	1 261	1 261
TOTAL	2 023 786	2 064 619	2 064 595	1 736 674

(1) Il est rappelé qu'en 2008, en raison de l'accroissement de la taille du nouveau Groupe GDF SUEZ, le Conseil d'Administration avait décidé de réaligner les rémunérations des membres de la Direction Générale provenant de Gaz de France (dont celle de Jean-François Cirelli) par rapport à celles pratiquées par SUEZ ; compte tenu également du changement de responsabilités au sein de la Société à la suite de la fusion, le Conseil avait décidé d'augmenter la rémunération fixe du Président-Directeur Général de 8% (avec effet à la date de la fusion le 22 juillet 2008), et de porter en deux étapes (22 juillet 2008 et 1^{er} janvier 2009), la rémunération fixe du Vice-Président, Directeur Général Délégué à environ 70% de celle du Président-Directeur Général.

Lors de sa réunion du 20 janvier 2010, sur recommandation du Comité de Rémunérations, le Conseil d'Administration a décidé de maintenir à l'identique les rémunérations fixes 2010 des deux dirigeants mandataires sociaux, par rapport à l'exercice 2009.

(2) Le montant global de la rémunération variable due au titre de 2009 a été décidé et versé en mars 2010.

Le montant global de la rémunération variable due au titre de 2010 a été décidé et versé en mars 2011.

(3) Les jetons de présence versés sont déduits du salaire fixe dû au titre du même exercice.

(4) Les avantages en nature comprennent : véhicule.

(5) Les avantages en nature comprennent : énergie.

7.4.1.5 Synthèse des éléments de rémunération de chaque dirigeant mandataire social*

En euros	Exercice 2010	Exercice 2009
	du 1 ^{er} janvier au 31 décembre	du 1 ^{er} janvier au 31 décembre
Gérard Mestrallet <i>Président-Directeur Général</i>		
Rémunérations dues au titre de l'exercice <i>(détaillées au tableau précédent)</i>	3 322 568	3 338 493
Valorisation des options attribuées au cours de l'exercice	0 ^(b)	0 ^(a)
Valorisation des Actions de Performance attribuées au cours de l'exercice	0 ^(b)	0 ^(a)
TOTAL	3 322 568	3 338 493
Jean-François Cirelli <i>Vice-Président, Directeur Général Délégué</i>		
Rémunérations dues au titre de l'exercice <i>(détaillées au tableau précédent)</i>	2 023 786	2 064 595
Valorisation des options attribuées au cours de l'exercice	0 ^(b)	0 ^(a)
Valorisation des Actions de Performance attribuées au cours de l'exercice	0 ^(b)	0 ^(a)
TOTAL	2 023 786	2 064 595

(a) Gérard Mestrallet et Jean-François Cirelli, comme l'ensemble des membres du Comité Exécutif, ont annoncé, lors de l'Assemblée Générale du 4 mai 2009, leur renonciation à l'attribution d'options d'achat d'actions qui pourraient leur être consenties au titre de l'exercice 2009. Gérard Mestrallet et Jean-François Cirelli ont également renoncé à l'attribution d'Actions de Performance au titre de l'exercice 2009.

Ainsi, Gérard Mestrallet, Président-Directeur Général de GDF SUEZ, et Jean-François Cirelli, Vice-Président Directeur Général Délégué de GDF SUEZ, n'ont, à leur demande, bénéficié ni d'options, ni d'Actions de Performance au titre de l'exercice 2009.

(b) Gérard Mestrallet et Jean-François Cirelli ont renoncé à toute attribution d'options d'achat d'actions et d'Actions de Performance qui pourrait leur être consentie au titre de l'exercice 2010. Ils n'ont donc, à leur demande, bénéficié ni d'options, ni d'Actions de Performance en 2010, comme en 2009.

L'ensemble des rémunérations et avantages du Président-Directeur Général et du Vice-Président, Directeur Général Délégué, se répartit comme suit pour l'exercice 2010 :

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 ^(a)	1 917 099 ^(c)	3 322 568	0	0
Jean-François Cirelli <i>Vice-Président, Directeur Général Délégué</i>	1 001 285 ^(b)	1 022 501 ^(c)	2 023 786	0	0

(a) Y compris l'avantage en nature de 5 469 euros.

(b) Y compris l'avantage en nature de 1 285 euros.

(c) Montant versé en mars 2011.

Par décision du Conseil d'Administration du 13 janvier 2011, Gérard Mestrallet a bénéficié d'une attribution de 87 000 Actions de Performance et Jean-François Cirelli de 60 000 Actions de Performance, comme indiqué à la section 7.4.5.3 ci-après.

* Correspondant au tableau 1 de la recommandation de l'AMF du 22 décembre 2008.

7.4.2 RÉMUNÉRATION DES DIRIGEANTS NON MANDATAIRES SOCIAUX (MEMBRES DU COMITÉ DE DIRECTION ET 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 2010 au titre de l'exercice 2009 a été déterminée :

- pour les membres du Comité de Direction : pour 75% sur des paramètres quantitatifs, identiques à ceux retenus pour Gérard Mestrallet et Jean-François Cirelli, soit 1/3 de critères de résultat (EBITDA, *free cash flow*), 1/3 de critères de structure financière (ENL1, taux d'endettement), 1/3 sur la réalisation de la première année d'Efficio, et pour 25% sur des objectifs qualitatifs ;
- et pour les membres du Comité Exécutif (hors Comité de Direction) : pour 40% sur des critères économiques (EBITDA et *free cash flow*), 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 EXÉCUTIF)

	2010	2009
	du 1 ^{er} janvier au 31 décembre	du 1 ^{er} janvier au 31 décembre
GDF SUEZ		
Fixe (<i>en euros</i>)	9 315 616	9 401 498
Variable (<i>en euros</i>)	11 329 008	10 084 678
TOTAL (<i>en euros</i>)	20 644 624	19 486 176
Nombre de membres	17 *	17

* Les rémunérations de deux membres du Comité Exécutif ont été calculées par rapport à leur période de présence dans le Comité Exécutif, respectivement 2 et 10 mois chacun.

7.4.3 PROVISION DE RETRAITE

Le montant global des engagements de retraite au bénéfice des membres du Comité Exécutif et du Comité de Direction s'élève à 58,1 millions d'euros au 31 décembre 2010. 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 et du Comité de Direction.

7.4.4 RÉMUNÉRATION DES MANDATAIRES SOCIAUX NON DIRIGEANTS ET DES CENSEURS

7.4.4.1 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 et du 20 janvier 2010 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 JETONS DE PRÉSENCE 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 dans la mesure où le Conseil considère qu'un Comité du Conseil ne peut se tenir sans la présence de son Président |

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 dans la mesure où le Conseil considère qu'un Comité du Conseil ne peut se tenir sans la présence de son Président |

Membre du Comité :

- | | |
|------------------------------------|------------------------|
| • Part fixe | 7 000 euros par an |
| • Part variable liée à la présence | 1 000 euros par séance |

7.4 RÉMUNÉRATION ET AVANTAGES DES MEMBRES DES ORGANES D'ADMINISTRATION ET DE DIRECTION

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 dans la mesure où le Conseil considère qu'un Comité du Conseil ne peut se tenir sans la présence de son Président |

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 dans la mesure où le Conseil considère qu'un Comité du Conseil ne peut se tenir sans la présence de son Président |

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 dans la mesure où le Conseil considère qu'un Comité du Conseil ne peut se tenir sans la présence de son Président |

Membre du Comité :

- | | |
|------------------------------------|------------------------|
| • Part fixe | 7 000 euros par an |
| • Part variable liée à la présence | 1 000 euros par séance |

Sur ces bases, il a été versé, au titre de l'exercice 2010, 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 JETONS DE PRÉSENCE VERSÉS AUX ADMINISTRATEURS NON DIRIGEANTS ET AUX CENSEURS DÉSIGNÉS PAR L'ASSEMBLÉE GÉNÉRALE

En euros	Exercice 2010 ^(a)	Exercice 2009 ^(a)
	du 1 ^{er} janvier au 31 décembre	du 1 ^{er} janvier au 31 décembre
Albert Frère	50 426 ^(b)	50 426 ^(b)
Edmond Alphandéry	86 997	77 997
Jean-Louis Beffa	75 426	79 997
Aldo Cardoso	92 997	77 997
René Carron	66 080	55 855
Étienne Davignon	32 130 ^(b)	74 997 ^{(b)(c)}
Paul Desmarais Jr.	68 997 ^(b)	69 426 ^(b)
Jacques Lagarde	30 142 ^(b)	83 997 ^(b)
Anne Lauvergeon	74 997	73 426
Thierry de Rudder	92 497 ^{(b)(d)}	86 997 ^{(b)(c)}
Lord Simon of Highbury	67 997 ^(b)	67 997 ^(b)
Richard Goblet d'Alviella (Censeur)	37 997 ^{(b)(d)}	35 426 ^{(b)(c)}
Philippe Lemoine (Censeur)	37 997	37 997
TOTAL	814 680	872 535

(a) Les jetons de présence dus au titre de l'exercice 2009 (pour la période du 1^{er} janvier au 31 décembre 2009) ont été versés en 2009. 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.

(b) Avant déduction de la retenue à la source de 25% qui frappe les jetons de présence versés aux Administrateurs résidant hors de France.

(c) Étienne Davignon, Richard Goblet d'Alviella et Thierry de Rudder ont respectivement reçu, au cours de l'exercice 2009, 144 461,48 euros, 96 307,65 euros et 96 307,65 euros bruts pour leur participation au Conseil d'Administration et au Comité d'Audit de SUEZ-Tractebel en 2008.

(d) Étienne Davignon, Richard Goblet d'Alviella et Thierry de Rudder ont respectivement reçu, au cours de l'exercice 2010, 205 314,39 euros bruts, 103 414,45 euros bruts et 103 414,45 euros bruts pour leur participation, en 2009 et 2010, au Conseil d'Administration et au Comité d'Audit de SUEZ-Tractebel, qu'ils ont quittés (le 27 avril 2010 pour Richard Goblet d'Alviella et Thierry de Rudder, et le 30 septembre 2010 pour Étienne Davignon).

7.4.4.2 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 (377 127 euros) correspondant à leurs mandats est versé directement au Trésor Public en application de la réglementation.

Il s'agit de : Jean-Paul Bailly, Bruno Bézard (depuis le 24 décembre 2010), Olivier Bourges, Pierre-Franck Chevet, Ramon Fernandez, Pierre Graff (jusqu'au 24 décembre 2010) et Pierre Mongin.

7.4.4.3 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.

7.4.5 INFORMATION SUR LES STOCK-OPTIONS ET LES ATTRIBUTIONS GRATUITES D'ACTIONS OU D'ACTIONS DE PERFORMANCE

7.4.5.1 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'actionariat 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 mandataires sociaux à l'occasion des plans d'attribution mis en œuvre à partir du 1er 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 recalé 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, 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.

7.4.5.2 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 le Président-Directeur Général, le Vice-Président, Directeur Général Délégué et les Directeurs Généraux Adjointes (Gérard Mestrallet ; Jean-François Cirelli ; Dirk Beeuwsaert ; Jean-Marie Dager ; Gérard Lamarche) et facultatif pour les autres membres du Comité Exécutif.

7.4.5.3 Plans d'options d'achat d'actions et d'attributions gratuites d'actions ou d'Actions de Performance mis en œuvre durant l'exercice 2010

Autorisations de l'Assemblée Générale du 4 mai 2009

L'Assemblée Générale Mixte des actionnaires de GDF SUEZ du 4 mai 2009 a décidé dans ses quatorzième et quinzième 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.

Le Conseil d'Administration de GDF SUEZ, en vertu des pouvoirs ainsi conférés, et sur proposition du Comité des Rémunérations, a décidé de mettre en œuvre, en 2010, deux plans d'attributions gratuites d'actions, dites Actions de Performance : le 20 janvier 2010 en faveur des membres du Comité Exécutif du Groupe, et le 3 mars 2010 en faveur des traders de la société filiale Gaselys. Une information plus complète figure dans les sections ci-après.

Il est précisé que les dirigeants mandataires sociaux n'ont pas bénéficié d'une attribution de stock-options ou d'Actions de Performance en 2010, comme en 2009.

Plan d'attribution d'Actions de Performance du 20 janvier 2010

Le Conseil d'Administration de GDF SUEZ, lors de sa séance du 20 janvier 2010, a décidé, dans le cadre de l'autorisation de

7.4 RÉMUNÉRATION ET AVANTAGES DES MEMBRES DES ORGANES D'ADMINISTRATION ET DE DIRECTION

l'Assemblée Générale du 4 mai 2009, de mettre en œuvre un plan d'attribution d'Actions de Performance pour les membres du Comité Exécutif de GDF SUEZ, à l'exception des deux dirigeants mandataires sociaux. Il est rappelé que ces derniers n'avaient pas bénéficié d'attribution de stock-options ou d'Actions de

Performance dans le cadre des plans décidés par le Conseil d'Administration le 10 novembre 2009. Un total de 348 660 actions de Performance étaient attribuées aux seize bénéficiaires dans les conditions suivantes :

Période d'acquisition	Du 20 janvier 2010 au 14 mars 2012 inclus
Condition de présence⁽¹⁾	Au 14 mars 2012
Date d'acquisition définitive	15 mars 2012
Période de conservation⁽²⁾	Du 15 mars 2012 au 14 mars 2014 inclus
Date de cessibilité	À partir du 15 mars 2014
Conditions de performance	Progression de l'EBITDA 2011 par rapport à 2009 et évolution du cours pendant la période d'acquisition comparée à l'évolution de l'indice Eurostoxx Utilities

(1) Contrat en vigueur avec une société du Groupe à cette date, sauf retraite, décès, invalidité.

(2) Conservation obligatoire, sauf décès et invalidité.

Les actions acquises sous ce plan entrent dans le dispositif de disponibilité des actions issues de levées de stock-options et des Actions de Performance mentionné précédemment à la section 7.4.5.1.

Plan d'attribution d'Actions de Performance du 3 mars 2010

Le Conseil d'Administration, lors de sa séance du 3 mars 2010, a décidé, dans le cadre de l'autorisation de l'Assemblée Générale du 4 mai 2009, 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 application de l'arrêté

du 3 novembre 2009 relatif aux rémunérations des personnels dont les activités sont susceptibles d'avoir une incidence sur l'exposition aux risques des établissements de crédit et entreprises d'investissement. Ainsi, une partie significative de la rémunération variable de cette population est différée sur trois exercices postérieurs à celui de l'attribution ; la valeur finale des montants effectivement reçus est soumise à des conditions de performance spécifiques au métier ; une proportion de cette partie différée est adossée à des titres ou à des instruments équivalents. L'attribution a concerné 13 bénéficiaires pour un nombre total de 51 112 actions de Performance GDF SUEZ.

Le timing et les conditions fixés par le Conseil d'Administration sont les suivants :

Période d'acquisition	Du 3 mars 2010 au 14 mars 2012 pour un tiers des titres, et du 3 mars 2010 au 14 mars 2013 pour les deux autres tiers
Condition de présence⁽¹⁾	Au 14 mars 2012 pour un tiers des titres, et au 14 mars 2013 pour les deux autres tiers
Date d'acquisition définitive	15 mars 2012 pour un tiers des titres, et 15 mars 2013 pour les deux autres tiers
Période de conservation⁽²⁾	Du 15 mars 2012 au 14 mars 2014 pour un tiers des titres, et du 15 mars 2013 au 14 mars 2015 pour les deux autres tiers
Date de cessibilité	À partir du 15 mars 2014 pour un tiers des titres, et du 15 mars 2015 pour les deux autres tiers
Conditions de performance	Condition de performance sur la rentabilité des capitaux propres (ROE, ou Return on Equity) de Gaselys ; il s'agit de l'exercice 2011 pour le premier tiers et 2012 pour les deux autres tiers

(1) Contrat en vigueur avec une société du Groupe ou du groupe Société Générale à ces dates, sauf retraite, décès, invalidité.

(2) Conservation obligatoire, sauf décès et invalidité.

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 seizième et dix-septième 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'Actions de Performance du 13 janvier 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 sont développées ci-après.

Un plan sous double condition de performance, en application duquel 2 885 776 actions de Performance sont attribuées à 3 367 bénéficiaires.

7.4 RÉMUNÉRATION ET AVANTAGES DES MEMBRES DES ORGANES D'ADMINISTRATION ET DE DIRECTION

Le timing et les conditions fixés par le Conseil d'Administration sont les suivants :

Période d'acquisition	Du 13 janvier 2011 au 14 mars 2014 (2015 pour certains pays)
Condition de présence⁽¹⁾	Au 14 mars 2014 (2015 pour certains pays)
Date d'acquisition définitive	15 mars 2014 (2015 pour certains pays)
Période de conservation⁽²⁾	Du 15 mars 2014 au 14 mars 2016 (pas de conservation si acquisition en 2015)
Date de cessibilité	À partir du 15 mars 2016 (2015 pour certains pays)
Conditions de performance	<ul style="list-style-type: none"> • pour moitié sur l'EBITDA de GDF SUEZ de l'exercice 2013 • pour moitié sur l'évolution du cours GDF SUEZ par rapport à l'indice sectoriel Euro Stoxx Utilities Eurozone

(1) Contrat en vigueur avec une société du Groupe à ces dates, sauf retraite, décès, invalidité.

(2) Conservation obligatoire, sauf décès et invalidité.

Un plan sous une seule condition de performance, en application duquel 393 410 Actions de Performance sont attribuées à 3 480 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 13 janvier 2011 au 14 mars 2014 (2015 pour certains pays)
Condition de présence⁽¹⁾	Au 14 mars 2014 (2015 pour certains pays)
Date d'acquisition définitive	15 mars 2014 (2015 pour certains pays)
Période de conservation⁽²⁾	Du 15 mars 2014 au 14 mars 2016 (pas de conservation si acquisition en 2015)
Date de cessibilité	À partir du 15 mars 2016 (2015 pour certains pays)
Conditions de performance	Sur l'EBITDA de GDF SUEZ de l'exercice 2013

(1) Contrat en vigueur avec une société du Groupe à ces dates, sauf retraite, décès, invalidité.

(2) Conservation obligatoire, sauf décès et invalidité.

Un plan spécifique pour les deux mandataires sociaux, en application duquel 147 000 Actions de Performance sont attribuées à ces deux bénéficiaires par le Conseil d'Administration, lors de la séance du 13 janvier 2011, dans les conditions suivantes :

Période d'acquisition	Du 13 janvier 2011 au 14 mars 2014
Condition de présence⁽¹⁾	Au 14 mars 2014
Date d'acquisition définitive	15 mars 2014
Période de conservation⁽²⁾	Du 15 mars 2014 au 14 mars 2016
Date de cessibilité	À partir du 15 mars 2016
Conditions de performance	<ul style="list-style-type: none"> • un tiers sur l'EBITDA de GDF SUEZ de l'exercice 2013 • un tiers sur le Total Shareholder Return (Rendement par Action) du titre GDF SUEZ par rapport aux sociétés de l'indice sectoriel Eurostoxx Utilities Eurozone ; • un tiers sur le ROCE de l'exercice 2013

(1) Contrat en vigueur avec une société du Groupe à ces dates, sauf retraite, décès, invalidité.

(2) Conservation obligatoire, sauf décès et invalidité.

Dans le cadre de ce plan, Gérard Mestrallet a bénéficié d'une attribution de 87 000 Actions de Performance et

Jean-François Cirelli de 60 000 Actions de Performance. Les actions éventuellement acquises sous ce plan entreront dans le dispositif de disponibilité des actions issues de levées de stock-options et des Actions de Performance mentionné au 7.4.5.1 ci-dessus.

Plan d'attribution d'Actions de Performance du 2 mars 2011

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.

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 audit Arrêté. En conséquence, la population couverte par un dispositif de rémunération obligatoirement différée est en augmentation par rapport à 2010.

L'attribution a concerné 28 salariés de Gaselys et d'autres salariés du Groupe détachés au sein de Gaselys, pour un nombre total de 57 337 actions de Performance GDF SUEZ.

Le timing et les conditions fixés par le Conseil d'Administration sont les suivants :

Période d'acquisition	Du 2 mars 2011 au 14 mars 2013 pour la moitié des titres 2 mars 2011 au 14 mars 2014 pour l'autre moitié des titres
Condition de présence⁽¹⁾	Au 14 mars 2013 pour la moitié des titres 4 mars 2014 pour l'autre moitié des titres
Date d'acquisition définitive	15 mars 2013 pour la moitié des titres 15 mars 2014 pour l'autre moitié des titres
Période de conservation⁽²⁾	Du 15 mars 2013 au 14 mars 2015 pour la moitié des titres 15 mars 2014 au 14 mars 2016 pour l'autre moitié des titres
Date de cessibilité	À partir du 15 mars 2016
Conditions de performance	<ul style="list-style-type: none"> • sur l'EBITDA de Gaselys pour l'exercice 2012 pour la moitié des titres • sur l'EBITDA de Gaselys pour l'exercice 2013 pour l'autre moitié des titres

(1) Contrat en vigueur avec une société du Groupe à ces dates, sauf retraite, décès, invalidité.

(2) Conservation obligatoire, sauf décès et invalidité.

7.4.6 OPTIONS DE SOUSCRIPTION OU D'ACHAT D' ACTIONS CONSENTIES ET LEVÉES PAR CHAQUE DIRIGEANT MANDATAIRE SOCIAL – HISTORIQUE DES PLANS EN VIGUEUR

7.4.6.1 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 2010 aux dirigeants mandataires sociaux

Néant.

7.4.6.2 Options de souscription ou d'achat d'actions GDF SUEZ levées durant l'exercice 2010 par les dirigeants mandataires sociaux de GDF SUEZ

	Plan	Nombre d'options levées durant l'exercice	Prix d'exercice (en euros)
Gérard Mestrallet			
Président-Directeur Général	Plan SUEZ du 19/11/2003	70 000*	12,39
TOTAL		70 000*	
Jean-François Cirelli			
Vice-Président, Directeur Général Délégué	Néant	Néant*	Néant
TOTAL		Néant*	

* Options de souscription d'actions.

7.4.6.3 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	6 438 940 ⁽²⁾	5 240 854 ⁽²⁾
Nombre total d'actions pouvant être achetées par les mandataires sociaux :		
• Gérard Mestrallet	0 ⁽³⁾	0
• Jean-François Cirelli	0 ⁽³⁾	0
Modalités d'exercice	⁽⁴⁾	⁽⁷⁾
Prix d'achat (en euros)	32,74	29,44
Nombre d'options levées ⁽⁵⁾	0 ⁽⁵⁾	0
Nombre d'options annulées ⁽⁶⁾	63 040 ⁽⁶⁾	119 448
Solde au 31/12/2010	6 375 900	5 121 406

(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 2009.

(3) Gérard Mestrallet et Jean-François Cirelli ont renoncé aux options qui leur ont été consenties par le Conseil d'Administration de GDF SUEZ du 12 novembre 2008.

(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 2010.

(6) Annulées du 1^{er} janvier au 31 décembre 2010.

(7) Pour les cadres dirigeants du Groupe, 50% des options sont sous conditions « simples ». Ces conditions seront testées en novembre 2013.

7.4.6.4 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 du 28/11/2000	Plan du 21/12/2000	Plan du 28/11/2001	Plan du 20/11/2002	Plan du 19/11/2003	Plan du 17/11/2004	Plan du 09/12/2005	Plan du 17/01/2007	Plan du 14/11/2007	
Date de l'AG d'autorisation	05/05/2000	05/05/2000	04/05/2001	04/05/2001	04/05/2001	27/04/2004	27/04/2004	27/04/2004	04/05/2007	
Nombre total au 31/12/2009 d'actions pouvant être souscrites (ajusté pour la fusion)	3 025 231	1 061 420	5 701 462	1 913 847	1 964 238	6 178 668	6 390 988	5 831 613	4 552 011	
Nombre total au 31/12/2009 d'actions pouvant être souscrites par les mandataires sociaux⁽¹⁾	124 917	0	562 141	0	120 000	314 841	408 899	403 504	0	
Point de départ des options⁽²⁾	28/11/2004	21/12/2004	28/11/2005	20/11/2006	19/11/2007	17/11/2008	09/12/2009	17/01/2011	14/11/2011	
Date d'expiration	28/11/2010	20/12/2010	28/11/2011	19/11/2012	18/11/2011	16/11/2012	08/12/2013	16/01/2015	13/11/2015	
Modalités d'exercice	Pas de modalités particulières pour ces plans					(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
Prix de souscription en euros (ajusté pour la fusion)⁽⁸⁾	32,38	33,66	30,70	15,71	12,39	16,84	22,79	36,62	41,78	
Levées du 01/01/2010 au 31/12/2010	0	0	0	135 773	374 137	711 661	293 301	0	0	
Annulées du 01/01/2010 au 31/12/2010	3 025 231	1 061 420	19 119	-2 166 ⁽⁹⁾	-1 067 ⁽⁹⁾	7 815	26 286	67 996	58 941	
Solde au 31/12/2010	0	0	5 682 343	1 780 240	1 591 168	5 459 192	6 071 401	5 763 617	4 493 070	

(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.

(5) 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 décembre 2009.

(6) 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 janvier 2011.

(7) 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 seront testées 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).

(9) Réinscription d'options radiées par erreur en 2007

7.4.6.5 Historique des options de souscription ou d'achat d'actions détenues par Gérard Mestrallet au 31 décembre 2010

Plan	SUEZ 28/11/2001	SUEZ 19/11/2003	SUEZ 17/11/2004	SUEZ 09/12/2005	SUEZ 17/01/2007
Date exerçable	28/11/2005	19/11/2007	17/11/2008	09/12/2009	17/01/2011
Date fin	28/11/2011	18/11/2011	16/11/2012	08/12/2013	16/01/2015
Prix de levée ou d'achat en euros ⁽¹⁾	30,70	12,39	16,84	22,79	36,62
Solde d'options au 31/12/2010 :					
• Condition de présence uniquement	562 141		88 564	185 863	180 515
• Condition de performance		50 000 ⁽²⁾	188 564 ⁽³⁾	185 863 ⁽⁵⁾	185 824 ⁽⁷⁾
• Condition de performance majorée			37 713 ⁽⁴⁾	37 173 ⁽⁶⁾	37 165 ⁽⁸⁾

(1) Prix ajusté pour les effets de la fusion.

(2) Les options étaient sous une condition de performance, cette condition était remplie en novembre 2007.

(3) Les options étaient sous une condition de performance, cette condition était remplie en novembre 2008.

(4) Les options étaient sous une condition de performance majorée, cette condition était remplie en novembre 2008.

(5) Les options étaient sous une condition de performance, cette condition était remplie en décembre 2009.

(6) Les options étaient sous une condition de performance majorée, cette condition était remplie en décembre 2009.

(7) Les options étaient sous une condition de performance, cette condition était remplie en janvier 2011.

(8) Les options étaient sous une condition de performance majorée, cette condition était remplie en janvier 2011.

7.4.6.6 Historique des options de souscription ou d'achat d'actions détenues par Jean-François Cirelli au 31 décembre 2010

Néant.

7.4.7 ACTIONS DE PERFORMANCE ATTRIBUÉES ET DISPONIBLES POUR CHAQUE MANDATAIRE SOCIAL – HISTORIQUE DES PLANS EN VIGUEUR

7.4.7.1 Actions de Performance GDF SUEZ attribuées par la société GDF SUEZ et par toutes les sociétés du Groupe GDF SUEZ durant l'exercice 2010 à chaque mandataire social de GDF SUEZ

Néant.

7.4.7.2 Actions de Performance GDF SUEZ devenues disponibles pour chaque mandataire social de GDF SUEZ durant l'exercice 2010

	Plan	Date d'acquisition	Date de disponibilité	Nombre d'actions devenues disponibles
Gérard Mestrallet <i>Président-Directeur Général</i>	Plan SUEZ 13/02/2006	15/03/2008	15/03/2010	2 000 actions SUEZ ^(a)
Jean-François Cirelli <i>Vice-Président, Directeur Général Délégué</i>	Néant	-	-	-

(a) Ces 2 000 actions SUEZ, sont devenues, suite à la distribution de 65% de SUEZ Environnement Company et de la fusion avec Gaz de France :

- 1 890 actions GDF SUEZ ;
- 500 actions SUEZ Environnement Company ; et
- 20 actions SUEZ formant rompus donnant droit à des actions GDF SUEZ.

7.4 RÉMUNÉRATION ET AVANTAGES DES MEMBRES DES ORGANES D'ADMINISTRATION ET DE DIRECTION

7.4.7.3 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.

	Plan 2006	Plan 2007	Plan du 01/06/2008	Plan 2008	Plan 2009	Plan du 20/01/2010	Plan du 03/03/2010
Date de l'AG d'autorisation	13/05/2005	04/05/2007	04/05/2007	16/07/2008	04/05/2009	04/05/2009	04/05/2009
Date du CA de décision	17/01/2007	14/11/2007	06/05/2008	12/11/2008	10/11/2009	20/01/2010	03/03/2010
Valeur de l'action en euros ⁽¹⁾	36,0	42,4	39,0	28,5	24,8	18,5 ⁽¹⁸⁾	21,5
Début de la période d'acquisition ⁽²⁾	12/02/2007	14/11/2007	01/06/2008	12/11/2008	10/11/2009	20/01/2010	03/03/2010
Fin de la période acquisition	14/03/2009	14/03/2010 ⁽⁴⁾	31/05/2012 ⁽⁸⁾	14/03/2011 ⁽¹²⁾	14/03/2012 ⁽¹⁵⁾	14/03/2012	14/03/2012 ⁽¹⁹⁾ et 14/03/2013
Début de la période de conservation	15/03/2009	15/03/2010 ⁽⁵⁾	Néant ⁽⁹⁾	15/03/2011 ⁽⁶⁾	15/03/2012 ⁽⁵⁾	15/03/2012	15/03/2012 ⁽²⁰⁾ et 15/03/2013
Fin de la période de conservation	14/03/2011	14/03/2012 ⁽⁶⁾	Néant ⁽¹⁰⁾	14/03/2013 ⁽¹³⁾	14/03/2014 ⁽¹⁶⁾	14/03/2014	14/03/2014 ⁽²¹⁾ et 14/03/2015
Conditions associées	(3)	(7)	(11)	(14)	(17)	(18)	(22)
Droits en acquisition au 31/12/2009	0	1 222 135	23 278	1 786 325	1 693 900	0	0
Actions acquises du 01/01/2010 au 31/12/2010	0	536 694	83	996	1 164	0	0
Actions annulées du 01/01/2010 au 31/12/2010	0	498 615	4 644	19 126	32 642	0	3 333
Solde des droits au 31/12/2010	0	186 826	18 551	1 766 203	1 660 094	348 660	47 779

(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) Condition sur le ROCE 2008 remplie.

(4) Pour la France, la Belgique, l'Italie et l'Espagne ; pour les autres pays, le 14/03/2012.

(5) Pour la France et la Belgique, l'Italie et l'Espagne ; pour les autres pays, pas de période de conservation.

(6) 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.

(7) Condition sur l'EBITDA 2009, remplie à 60,1%.

(8) Pour la France, 31/05/2010.

(9) Pour la France 01/06/2010.

(10) Pour la France 31/05/2012.

(11) 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.

(12) Pour la France, la Belgique, l'Italie et l'Espagne ; pour les autres pays, le 14/03/2013.

(13) Pour la France et la Belgique ; pour l'Italie et l'Espagne, 14/03/2014 ; pour les autres pays, pas de période de conservation.

(14) Condition sur l'EBITDA 2010, remplie à 38,54%.

(15) Pour la France, la Belgique, l'Italie et l'Espagne ; pour les autres pays, le 14/03/2014.

(16) 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.

(17) Condition sur l'EBITDA 2011.

(18) Condition 50% sur l'EBITDA 2011, et 50% sur l'évolution du cours par rapport à Eurostoxx Utilities.

(19) 14/03/2012 pour 1/3 et 14/03/2013 pour 2/3.

(20) 15/03/2012 pour 1/3 et 15/03/2013 pour 2/3.

(21) 14/03/2014 pour 1/3 et 14/03/2015 pour 2/3.

(22) ROE Gaselys 2011 pour 1/3 et ROE Gaselys 2012 pour 2/3.

7.4.7.4 Historique des Actions de Performance détenues par Gérard Mestrallet au 31 décembre 2010

Plan	SUEZ 13/02/2006	SUEZ 12/02/2007	GDF SUEZ 12/11/2008
Conditions	ROCE 2007	ROCE 2008	EBITDA 2010
Date d'acquisition ⁽¹⁾	15/03/2008	15/03/2009 ⁽³⁾	15/03/2011 ⁽³⁾
Droits en cours d'acquisition	0	0	9 000
Actions acquises	2 000 ⁽²⁾	3 186	0
Date de cessibilité	15/03/2010	15/03/2011	15/03/2013

(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 7.4.5.1 du présent Document de Référence).

7.4.7.5 Historique des Actions de Performance détenues par Jean-François Cirelli au 31 décembre 2010

Plan	Gaz de France 20/06/2007*	Gaz de France 28/05/2008*	GDF SUEZ 12/11/2008
Conditions	⁽¹⁾ EBO sur exercices 2008 et 2009		EBITDA 2010
Date d'acquisition	23/06/2009 ⁽²⁾	01/06/2010 ⁽³⁾	15/03/2011 ⁽⁴⁾
Droits en cours d'acquisition	0	0	6 000 ⁽⁵⁾
Actions acquises	30	15 ⁽⁶⁾	0
Date de cessibilité	01/07/2011 ⁽²⁾	01/06/2012 ⁽²⁾	15/03/2013

* Plans mondiaux d'attribution gratuite d'actions à l'ensemble des salariés et mandataires sociaux de Gaz de France.

(1) Condition EBO sur exercices 2007 et 2008 remplie.

(2) Ces actions ne peuvent être cédées durant l'exercice du mandat social.

(3) Sous réserve d'une condition de présence, et sur 50% des actions, d'une condition de performance.

(4) Sous réserve d'une double condition de performance et de présence.

(5) Les actions acquises entrent dans le dispositif dit « Balladur » de conservation (cf. section 7.4.5.1 du présent Document de Référence).

(6) Condition de performance partiellement remplie.

7.4.8 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

7.4.8.1 Options de souscription ou d'achat d'actions consenties durant l'exercice 2010 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

Nombre total d'options attribuées	Prix d'exercice (en euros)	Plan	Date d'échéance
302 000	14,20	SUEZ Environnement Company du 16/12/2010*	15/12/2018

* Options d'achat d'actions.

7.4.8.2 Options de souscription ou d'achat d'actions GDF SUEZ levées durant l'exercice 2010 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*
46 508	12,39	19/11/2003*
110 714	16,84	17/11/2004*
39 412	22,79	09/12/2005*

* Options de souscription d'actions.

7.4.9 ACTIONS DE PERFORMANCE CONSENTIES AUX DIX SALARIÉS NON MANDATAIRES SOCIAUX LES PLUS DOTÉS

- ACTIONS DE PERFORMANCE CONSENTIES DURANT L'EXERCICE 2010 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 ⁽¹⁾ (en euros)	Sociétés émettrices	Plans
60 400	11,12	SUEZ Environnement Company	16/12/2010
270 300	18,54	GDF SUEZ	20/01/2010

(1) Valeur moyenne, selon la méthode retenue pour les comptes consolidés.

7.4.10 RÉCAPITULATIF DES OPÉRATIONS DÉCLARÉES PAR LES DIRIGEANTS ET LES MANDATAIRES SOCIAUX DURANT L'ANNÉE 2010

- ACTIONS GDF SUEZ

	Date de la transaction	Type de transaction	Quantité	Prix unitaire (en euros)	Prix net de l'opération (en euros)
Gérard Mestrallet	17/09/2010	Achat	345	25,55	8 816
Gérard Mestrallet	17/09/2010	Achat	555	25,28	14 030
Personne physique liée à Gérard Mestrallet	17/09/2010	Achat	334	25,46	8 503
Gérard Lamarche	09/12/2010	Vente	1 890	27,30	51 606
Edmond Alphandéry	22/03/2010	Achat	700	27,95	19 379

- OPTIONS DE SOUSCRIPTION D'ACTIONS GDF SUEZ

	Date de la transaction	Type de transaction	Plan concerné	Nombre de stock-options exercées	Prix d'exercice unitaire (en euros)	Prix net de cession (en euros)
	04/01/2010	Levée*	Plan Suez	50 000	12,39	619 500
Gérard Mestrallet	04/01/2010	Vente*	du 19/11/2003	50 000	29,02	1 451 000
	09/09/2010	Levée*	Plan Suez	2 500	12,39	30 975
Gérard Mestrallet	09/09/2010	Vente*	du 19/11/2003	2 500	27,00	67 500
	03/11/2010	Levée*	Plan Suez	17 500	12,39	216 825
Gérard Mestrallet	03/11/2010	Vente*	du 19/11/2003	17 500	28,30	495 353
	09/11/2010	Levée*	Plan Suez	12 300	22,79	280 317
Gérard Lamarche	09/11/2010	Vente*	du 09/12/2005	12 300	29,00	356 700

* Opérations exercées par l'intermédiaire d'un mandataire professionnel indépendant 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 7.4.5.2 « Dispositif de gestion programmée des stock-options » ci-dessus).

7.5 RAPPORT DU PRÉSIDENT DU CONSEIL D'ADMINISTRATION SUR LE GOUVERNEMENT D'ENTREPRISE ET SUR LES PROCÉDURES DE CONTRÔLE INTERNE ET DE GESTION DES RISQUES

Ce rapport, établi par le Président du Conseil d'Administration en application des dispositions de l'article L. 225-37 alinéa 6 et suivants du Code de commerce, rend compte :

- des conditions de gouvernance de GDF SUEZ (ci-après « la Société ») : code de gouvernance, composition, organisation et fonctionnement du Conseil d'Administration, limitations éventuelles aux pouvoirs de la Direction Générale, principes et règles de détermination des Rémunérations et avantages de toute nature accordés aux mandataires sociaux ;
- des dispositions statutaires applicables à la participation des actionnaires aux assemblées générales ; et
- des procédures de contrôle interne et de gestion des risques mises en place par la Société,

et couvre l'ensemble des filiales de la Société, contrôlées majoritairement, entrant dans le périmètre de consolidation du Groupe GDF SUEZ (le « Groupe »).

Le présent rapport a été établi à l'issue des travaux préparatoires et diligences nécessaires, avec l'appui du Secrétariat Général et de la Direction Audit et Risques, la collaboration de la Direction Financière, la Direction de la Communication et de la Communication Financière et les Directeurs Généraux Adjoins.

Ce rapport, après avoir été examiné par le Comité de pilotage du Document de Référence 2010 de GDF SUEZ et soumis au Comité Exécutif du Groupe 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 2 mars 2011.

7.5.1 GOUVERNEMENT D'ENTREPRISE

7.5.1.1 Code de gouvernance

GDF SUEZ est une société anonyme à Conseil d'Administration, soumise aux dispositions législatives et réglementaires applicables aux sociétés anonymes, sous réserve des lois spécifiques la régissant, dont en particulier la loi n° 86-912 du 6 août 1986 relative aux modalités des privatisations, et aux dispositions statutaires.

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 »).

Le code AFEP-MEDEF de gouvernement d'entreprise est consultable sur le site www.medef.fr.

7.5.1.2 Composition et fonctionnement du Conseil d'Administration

La Société est administrée par un Conseil d'Administration composé de 21 membres, dont :

- 6 Administrateurs représentant 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 ;
- 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 ; et

- 11 Administrateurs désignés par l'Assemblée Générale des actionnaires conformément aux dispositions du Code de commerce sur les sociétés anonymes.

Le Conseil d'Administration comprend 3 femmes administrateurs sur 21. 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. Le Conseil d'administration de GDF SUEZ comprenant trois administrateurs représentant les salariés, l'appréciation est faite sur une base de 18 administrateurs, dont 2 sont des femmes.

Il sera proposé à l'Assemblée Générale du 2 mai 2011 la nomination d'une femme administrateur afin d'initier sans tarder la mise en œuvre du principe de représentation équilibrée des femmes et des hommes au sein du Conseil.

A cette occasion, la composition du Conseil d'Administration sera portée à 22 membres ainsi que le permettent les statuts de la Société.

Le fonctionnement du Conseil est défini par l'article 14 des statuts et ses modalités d'organisation sont prévues 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.

7.5 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 Règlement Intérieur a été modifié le 9 août 2010. Ces modifications, qui portent sur les articles 2.2, 3.2.2 et 3.3.2 du Règlement Intérieur, visent à :

- alléger les ordres du jour du Conseil d'Administration en portant le plafond des délégations accordées par le Conseil au Président-Directeur Général et au Vice-Président, Directeur Général Délégué de 350 millions à 500 millions d'euros ;
- informer le Comité de la Stratégie et des Investissements des opérations comprises entre 350 et 500 millions d'euros, lequel établira un compte rendu au Conseil d'Administration ;
- élargir les missions du Comité des Nominations qui instruira désormais les décisions en matière de nomination des membres des comités et de leurs présidents.

Sont annexés au Règlement Intérieur, la Charte de l'Administrateur et le Code de bonne conduite qui fixent les droits et les devoirs que chaque Administrateur s'oblige à respecter.

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 relativement aux opérations sur titres de la Société et aux délits et manquements d'initié 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 2010, 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 10.1. Ces documents sont disponibles au siège de la Société et sur son site internet gdfsuez.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 13 janvier 2011, 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 21 Administrateurs en fonction au sein du Conseil, 9 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 représentant de l'État français, ainsi que les quatre Administrateurs représentant les salariés et 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 7.1.1.7 du Document de Référence 2010.

Il en résulte un pourcentage d'Administrateurs indépendants de 42,85%, 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 légales rappelées précédemment.

7.5.1.3 Attributions du Conseil d'Administration

Les pouvoirs du Conseil d'Administration relèvent des dispositions légales et réglementaires, des statuts et du Règlement Intérieur.

En vertu des dispositions légales et réglementaires, le Conseil d'Administration délibère sur les principales orientations stratégiques, économiques, financières ou technologiques de l'activité de la Société et du Groupe, en particulier la revue du budget, de la stratégie industrielle du Groupe, de la stratégie financière du Groupe, de même que l'examen de la politique d'approvisionnement du Groupe en matière énergétique. Le Conseil fixe le montant total des cautions, avals ou garanties que le Conseil autorise pour l'année au Président-Directeur Général. 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.

Les articles 15.1 des statuts et 1.2 du Règlement Intérieur de la Société précisent les attributions du Conseil d'Administration en ces termes :

« Les pouvoirs du Conseil d'Administration sont ceux que la loi lui confère. »

« 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. »

L'article 2.2 du Règlement Intérieur de la Société soumet certaines décisions de la Direction Générale à l'autorisation préalable du Conseil, tel qu'il sera rappelé ci-après à la section « Direction Générale ».

7.5 RAPPORT DU PRÉSIDENT DU CONSEIL D'ADMINISTRATION SUR LE GOUVERNEMENT D'ENTREPRISE ET SUR LES PROCÉDURES DE CONTRÔLE INTERNE ET DE GESTION DES RISQUES

7.5.1.4 Organisation du Conseil d'Administration

Le Conseil d'Administration se réunit aussi souvent que l'intérêt de la Société l'exige et au moins six fois par an, dont au moins une par trimestre. Au cours de l'exercice 2010, le Conseil d'Administration de GDF SUEZ s'est réuni à onze reprises, avec un taux de participation de 84%. Dix séances sont programmées pour l'année 2011, dont trois séances se sont déjà tenues en 2011 à la date du présent Rapport.

Pour l'aider dans ses réflexions, le Conseil, en application de l'article 15.2 des statuts et 3 du Règlement Intérieur, s'est doté en son sein de cinq Comités permanents, chargés d'étudier certains sujets et projets, dont le Conseil ou le Président leur confie l'examen. Le Conseil s'appuie sur les conclusions des comptes rendus, propositions, avis, informations ou recommandations de ses Comités pour délibérer et prendre ses décisions. Les Comités accomplissent leurs missions sous la responsabilité du Conseil. Tout Comité ne peut traiter de sa propre initiative de questions qui déborderaient le cadre propre de sa mission. Il n'a pas de pouvoir de décision.

Ces Comités sont : 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 le Développement Durable.

Le Comité d'Audit a tenu dix réunions au cours de l'année 2010, avec un taux moyen de participation de 95%, et la présence des Commissaires aux comptes à huit séances. Onze séances sont programmées pour l'année 2011, dont trois se sont déjà tenues à la date du présent Rapport.

Le Comité de la Stratégie et des Investissements s'est réuni à neuf reprises au cours de l'année 2010 avec un taux moyen de participation de 68% et a programmé dix séances pour l'année 2011, dont deux se sont déjà tenues à la date du présent Rapport.

Le Comité des Nominations s'est réuni une fois en 2010 avec un taux de participation de 80% et deux réunions se sont déjà tenues en 2011 à la date du présent Rapport.

Le Comité des Rémunérations s'est réuni cinq fois au cours de l'année 2010, avec un taux moyen de participation de 80% et deux séances se sont déjà tenues en 2011 à la date du présent Rapport.

Le Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable s'est réuni à quatre reprises au cours de l'année 2010, avec un taux moyen de participation de 75%. Cinq séances sont programmées en 2011, dont deux séances se sont déjà tenues en 2011 à la date du présent Rapport.

Les informations détaillées relatives à la composition, l'organisation et le fonctionnement des organes d'administration et de direction générale, aux mandats exercés par les mandataires sociaux, et aux travaux réalisés par le Conseil et ses Comités figurent dans le Document de Référence 2010 sous la section 7.1. Les informations relatives aux compétences et à l'indépendance des membres composant les Comités du Conseil sont rappelées aux sections 7.1.1.5 et 7.1.1.7 du Document de Référence 2010. Elles s'inscrivent dans le cadre des recommandations de l'Autorité des Marchés Financiers (AMF).

7.5.1.5 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.

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, compte tenu des caractéristiques ci-après indiquées, 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.

L'article 2.1 du Règlement Intérieur du Conseil d'Administration définit les pouvoirs du Président-Directeur Général et du Vice-Président, Directeur Général Délégué.

Le Président-Directeur Général et le Vice-Président, Directeur Général Délégué doivent obtenir l'autorisation préalable du Conseil pour conclure les contrats significatifs avec l'État relativement 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.

1) En outre, le Président-Directeur Général et le Vice-Président, Directeur Général Délégué doivent obtenir l'autorisation préalable du Conseil pour effectuer les opérations suivantes :

- prendre ou céder toutes participations directes ou indirectes de la Société, dans toutes sociétés créées ou à créer, participer à la création de toutes sociétés, *joint-ventures*, groupements et organismes, souscrire 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 ;
- consentir tous apports, échanges, avec ou sans soulte, portant sur des biens, titres ou valeurs, pour un montant excédant 500 millions d'euros ;

étant précisé que, pour les opérations susvisées, le Comité de la Stratégie et des Investissements est informé de toutes les

7.5 RAPPORT DU PRÉSIDENT DU CONSEIL D'ADMINISTRATION SUR LE GOUVERNEMENT D'ENTREPRISE ET SUR LES PROCÉDURES DE CONTRÔLE INTERNE ET DE GESTION DES RISQUES

opérations comprises entre 350 et 500 millions d'euros, et en rend compte au Conseil d'Administration ;

- en cas de litige, passer tous traités et transactions, accepter tous compromis, pour un montant excédant 200 millions d'euros ;
 - conclure 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.
- 2) Le Président-Directeur Général et le Vice-Président, Directeur Général Délégué doivent obtenir l'autorisation préalable du Conseil pour effectuer toute opération d'acquisition ou de cession d'immeubles dont le montant excède 200 millions d'euros.
- 3) Le Président-Directeur Général et le Vice-Président, Directeur Général Délégué doivent obtenir l'autorisation préalable du Conseil d'Administration pour effectuer les opérations suivantes dont le montant de ces opérations 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.

7.5.1.6 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 2010, sous la section 7.4 intitulée « Rémunérations et avantages des membres des organes d'administration et de direction ».

7.5.1.7 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 10 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 10.1 du Document de Référence 2010 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 2010, sous les sections 4.5.1, 7.1, 7.3, 7.4, 8.3, 8.5, 9.2, 9.3 et 10.1.

7.5.2 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 contrôle interne renforce chacune d'entre elles : le programme de contrôle prend en compte les constats de la démarche de management global des risques et, réciproquement, participe à la maîtrise des risques.

7.5.2.1 Pilotage des activités

L'organisation de GDF SUEZ relative au pilotage des activités repose sur les principes ci-dessous présentés :

- 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 de la mise en œuvre 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 du Conseil d'Administration, Directeur Général Délégué et des Directeurs Généraux Adjointes ; il est en charge du pilotage du Groupe ;

7.5 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 Comité Exécutif, présidé par le Président-Directeur Général ou le Vice-Président, Directeur Général Délégué, est composé, *intuitu personae*, 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/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 décision 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 structure 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 du Groupe, Direction Santé Sécurité Systèmes de Management, Direction des Cadres Dirigeants, Direction de la Communication et de la Communication Financière, Direction des Relations Internationales, Direction Recherche et Innovation, Direction Intégration, Synergies et Performance, Direction Achats, Direction des Activités Nucléaires, 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* (BU) de leur périmètre de responsabilité,
 - les BU 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 – BU. 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 management de la conformité éthique afin de vérifier le respect des principes d'éthique du Groupe.

Le Comité Exécutif du Groupe a validé, en juillet 2010, un « Référentiel Intégrité » comme support de la mise en œuvre du principe d'éthique « ancrer une culture d'intégrité ». Le Référentiel Intégrité est destiné aux managers et décrit la façon dont le

Groupe est organisé pour manager 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.

Au cours de l'année 2010 également, la Charte éthique et le guide « Les pratiques de l'éthique », traduits en une vingtaine de langues, ont été distribués aux collaborateurs par le management et les Ressources Humaines.

Comme en 2009, le déploiement dans les branches et unités du dispositif INFORM'Ethics de reporting des incidents éthiques a été poursuivi et une revue des risques éthiques a été menée dans le cadre de la démarche de management des risques du Groupe.

L'offre de formation en matière d'éthique a été élargie à des thèmes ou publics nouveaux et plusieurs textes déontologiques (relations commerciales, relations avec les intermédiaires) sont en cours de refonte.

Ces différentes actions prolongent les mesures prises dès la création du nouveau groupe en 2008, pour doter GDF SUEZ d'un dispositif permettant de promouvoir des comportements conformes aux principes d'éthique définis.

L'organisation mise en place repose sur une direction dédiée, des instances de pilotage et de contrôle et un réseau de plus de cent quarante déontologues.

7.5.2.2 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 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.

7.5.2.3 Dispositif de gestion globale des risques

Le Groupe s'est doté d'une politique de management global des risques (*Enterprise Risk Management*) dont les principes sont cohérents avec les standards professionnels (ISO 31000, *Federation of European Risk Management Associations* notamment) ; celle-ci explicite son ambition de mieux gérer ses risques pour mieux atteindre ses objectifs, notamment 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 du Conseil d'Administration. Le Comité d'Audit examine la revue des risques au moins une fois par an. Il est informé au courant de l'année, à sa demande, de l'exposition de GDF SUEZ aux risques financiers ainsi qu'à d'autres risques stratégiques et opérationnels, dans

7.5 RAPPORT DU PRÉSIDENT DU CONSEIL D'ADMINISTRATION SUR LE GOUVERNEMENT D'ENTREPRISE ET SUR LES PROCÉDURES DE CONTRÔLE INTERNE ET DE GESTION DES RISQUES

l'objectif de permettre au Conseil d'exercer sa mission de suivi de l'efficacité des systèmes de gestion des risques et des systèmes de contrôle interne demandée par 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

Dans son rôle de supervision et de décision, le Comité Exécutif valide la politique de management global des risques de GDF SUEZ. Au moins une fois par an, les Comités Exécutifs du Groupe et des branches examinent et approuvent la revue des risques de leur entité et décident des moyens de traitement à mettre en œuvre. Les risques sont pris en compte dans de nombreux processus décisionnels du Groupe tels que Plan d'Affaires à Moyen Terme, Comité des Engagements, Comité des Risques de Marché Énergie et Comité de Surveillance Sécurité.

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 », la politique de management des risques du Groupe préconise une prise de risques raisonnable en conformité aux lois et règlements, acceptable par l'opinion, et supportable au plan économique.

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. Le Service du Management des Risques qui lui est rattaché anime la filière de management des risques. Les *Risk Officers* de ce service du Centre, des branches, des BU, et des Directions fonctionnelles appuient les dirigeants pour identifier et apprécier les risques en appliquant la méthodologie du Groupe, ainsi que pour apprécier les moyens mis en œuvre pour les réduire et les couvrir. Les risques sont gérés par leurs propriétaires et coordonnés, le cas échéant, par les Directions fonctionnelles.

Revues annuelles des risques de GDF SUEZ

Les BU ayant réalisé leur cartographie et revue de risques au premier semestre, les branches comme les Directions fonctionnelles ont procédé sur cette base au deuxième semestre de l'année 2010 à leur revue de risques à leur niveau, en retraitant et en actualisant les données si besoin. Ces informations, collectées à l'aide d'un système d'information dédié, ont été hiérarchisées et synthétisées au niveau Groupe pour identifier les principaux risques de GDF SUEZ. Le Comité Exécutif, le Comité d'Audit et le Conseil d'Administration les ont examinés avant l'arrêté des comptes 2010. Les principaux facteurs de risques qui en sont issus sont décrits au chapitre 5 du présent Document de Référence.

7.5.2.4 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 totalement 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.

7.5.2.5 Pilotage du contrôle interne

Dans le cadre de l'adaptation des dispositifs de contrôle interne préexistants au sein de chacun des groupes avant leur fusion, la Direction Audit et Risques de GDF SUEZ a lancé le programme *Internal Control Management and Efficiency* (INCOME) en septembre 2008. Ce programme, validé par le Comité Exécutif, a été présenté au Comité d'Audit ; le suivi de son déploiement est également présenté à ces deux instances. Outre le déploiement d'une méthodologie commune, la mise en œuvre et le pilotage du contrôle interne au sein de GDF SUEZ, le programme INCOME a pour objectif de diffuser la culture et la mise en œuvre de bonnes pratiques de contrôle interne sur l'ensemble du Groupe.

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 :

- la mise en place d'un programme de pilotage efficace et rigoureux, sous la responsabilité des dirigeants, différencié en fonction des besoins de chaque niveau de gestion, 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 des contrôles du programme INCOME et les synthèses des audits ;
- 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

7.5 RAPPORT DU PRÉSIDENT DU CONSEIL D'ADMINISTRATION SUR LE GOUVERNEMENT D'ENTREPRISE ET SUR LES PROCÉDURES DE CONTRÔLE INTERNE ET DE GESTION DES RISQUES

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 en leur permettant 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 Systèmes 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 également l'auto-évaluation et l'autodiagnostic, en particulier dans le cadre de son action conduite dans le domaine du système de management par la définition de certains points de contrôle fondamentaux à réaliser ;

- la Direction Audit et Risques, conformément aux statuts et aux principes de gouvernement d'entreprise, est rattachée au Président-Directeur Général. Elle rend compte régulièrement de ses travaux au Comité d'Audit de GDF SUEZ et au Président-Directeur Général. 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, Directions fonctionnelles et filiales 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 associer le management opérationnel à la préparation des décisions structurantes relatives au contrôle interne, telles que la politique ou les évolutions du référentiel, a été créée en fin d'année 2010 une instance – l'Observatoire Managérial -, présidée par un Directeur de branche. 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 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 BU 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 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 au sein des activités, assurent la mise en œuvre du programme de contrôle interne et préparent les éléments, tels que résultats des auto-

évaluations de contrôle interne, d'audits internes et externes qui sont utilisés en appui de la signature de l'attestation de contrôle interne 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 contrôle et la mise en œuvre des décisions de la filière au sein du Groupe et préparent les éléments tels que résultats des auto-évaluations de contrôle interne, d'audits internes et externes qui sont utilisés en appui de la signature de l'attestation de contrôle interne 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 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 professionnelles ainsi que l'assurance qualité de l'audit interne. Il assure, entre autres, 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 :

- l'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 :

7.5 RAPPORT DU PRÉSIDENT DU CONSEIL D'ADMINISTRATION SUR LE GOUVERNEMENT D'ENTREPRISE ET SUR LES PROCÉDURES DE CONTRÔLE INTERNE ET DE GESTION DES RISQUES

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 par approbation par le Comité d'Audit.

Le plan d'audit comprend systématiquement des tests d'efficacité opérationnelle des processus de contrôle interne mis en œuvre au sein du Groupe. Ces missions spécifiques représentent environ 15% de l'activité du Service d'Audit Interne du Groupe.

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 7.5.2.3 « Dispositif de gestion globale des risques »).

7.5.2.6 Mise en œuvre du contrôle interne

Conformités aux lois et règlements

Au sein du Secrétariat Général, la Direction Juridique contribue à la sécurité juridique du fonctionnement du Groupe comme des 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.

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 (DRH) 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 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 édicté 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, BU 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 BU 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 BU 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

7.5 RAPPORT DU PRÉSIDENT DU CONSEIL D'ADMINISTRATION SUR LE GOUVERNEMENT D'ENTREPRISE ET SUR LES PROCÉDURES DE CONTRÔLE INTERNE ET DE GESTION DES RISQUES

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. Le 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, ce qui implique notamment :

- la définition du processus de remontée et de validation des informations figurant dans le document annuel ;
- la supervision de la réalisation des travaux effectués par le comité de pilotage du Rapport Annuel ;
- l'application de la réglementation AMF et les relations avec celle-ci.

7.5 RAPPORT DU PRÉSIDENT DU CONSEIL D'ADMINISTRATION SUR LE GOUVERNEMENT D'ENTREPRISE ET SUR LES PROCÉDURES DE CONTRÔLE INTERNE ET DE GESTION DES RISQUES

Préparation et validation des communiqués de presse

L'importance croissante de la communication financière et la nécessité de délivrer une information financière de qualité ont conduit le Groupe GDF SUEZ à doter sa Direction de la Communication et de la Communication Financière des fonctions nécessaires à la présentation d'une information fidèle et de qualité. Cette direction est notamment responsable des actions de communication à engager sur l'image, la notoriété, l'intégrité de la marque ou le cours de l'action GDF SUEZ. Les principes relatifs à l'exercice de cette responsabilité 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 et la mise en place d'un dispositif de communication et de gestion de crise approprié.

De même, la procédure « missions et principes de fonctionnement de la Communication Financière » est en vigueur. Ce document précise les principes de gestion pour la communication financière du Groupe et définit précisément ses activités dans les domaines suivants : relations investisseurs, Centre de services marketing et études financières, relations actionnaires individuels, y compris la communication envers les actionnaires salariés, mission exercée en appui de la DRH et avec la contribution de la communication interne. En outre, la Communication Financière pilote et coordonne le processus de présentation au marché comme notamment les clôtures de comptes semestriels et annuels 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) 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 sur les 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 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.

7.5.2.7 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 :

- des travaux ont été entrepris pour améliorer l'évaluation de l'environnement général de contrôle des différentes entités ;
- les synergies entre contrôle interne et management des risques ont été renforcées dans le cadre de la revue de risques 2010 en identifiant les processus du programme INCOME et les contrôles associés contribuant à la maîtrise des risques ;
- les activités de contrôle interne participant plus particulièrement à la détection et à la prévention des fraudes ont été développées en complétant, en corrélation avec la démarche management des risques, le périmètre du programme INCOME par des processus sensibles au risque de fraude dans des zones géographiques exposées à ce risque où des entités du Groupe ont des activités significatives ;
- des travaux sont en cours pour accroître l'automatisation des contrôles informatiques tout en intégrant dans la gouvernance informatique du Groupe un outil de gestion de la séparation des tâches ;
- en 2010, GDF SUEZ a développé une veille sur les risques émergents, a complété la démarche d'auto-évaluation ainsi que les contrôles par des visites sur le terrain afin de confirmer la pertinence de la revue de risques et a intégré davantage le management des risques dans la prise de décision managériale ;
- des plans d'actions concernant l'amélioration de la pertinence de la revue des risques et le pilotage régulier des risques et plans de traitement par le management sont également identifiés.

7.6 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 2010.

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 10 mars 2011

Les Commissaires aux comptes

DELOITTE & ASSOCÉS

ERNST & YOUNG et Autres

MAZARS

Jean-Paul Picard Pascal Pincemin

Christian Mouillon Charles-Emmanuel Chosson

Philippe Castagnac Thierry Blanchetier

INFORMATION SUR LE CAPITAL SOCIAL

	PAGE		PAGE
8.1 CAPITAL SOCIAL ET DROITS DE VOTE	248	8.5 RACHAT D' ACTIONS	255
8.1.1 Capital social	248	8.5.1 Actions propres	255
8.1.2 Nantissement, garanties et sûretés	248	8.5.2 Descriptif du programme de rachat d'actions propres soumis à l'Assemblée Générale Mixte des actionnaires du 2 mai 2011 (5 ^e résolution)	256
8.1.3 Droits de vote	249		
8.2 CAPITAL POTENTIEL ET TITRES DONNANT ACCÈS AU CAPITAL	249	8.6 TITRES NON REPRÉSENTATIFS DU CAPITAL	257
8.3 AUTORISATIONS RELATIVES AU CAPITAL ET UTILISATION DES AUTORISATIONS	250	8.6.1 Titres participatifs	257
		8.6.2 Programme Euro Medium Term Notes (EMTN)	258
8.4 ÉVOLUTION DU CAPITAL AU COURS DES CINQ DERNIERS EXERCICES	254	8.6.3 Emprunts obligataires	259
		8.6.4 Billets de trésorerie	260

8.1 CAPITAL SOCIAL ET DROITS DE VOTE

8.1.1 CAPITAL SOCIAL

Les actions GDF SUEZ sont cotées à l'Eurolist d'Euronext Paris (compartiment A) sous le code ISIN FR0010208488 et code mnémonique 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 2010, le capital social de GDF SUEZ s'établit à 2 250 295 757 euros, divisé en 2 250 295 757 actions entièrement libérées de 1 euro de nominal chacune. Au cours de l'exercice 2010, le capital social de GDF SUEZ a été marqué par les opérations suivantes :

- création de 395 068 actions résultant de l'exercice de levées d'options de souscription d'actions intervenues entre le 1^{er} janvier et le 30 juin 2010 ;
- annulation de 36 898 000 actions autodétenues ;
- création de 22 686 346 actions résultant de la souscription d'actions dans le cadre de l'augmentation de capital réservée aux salariés adhérents d'un plan d'épargne du Groupe GDF SUEZ ;
- création de 2 016 272 actions résultant de la souscription d'actions dans le cadre des augmentations de capital réservées aux entités ayant pour objet exclusif de souscrire, détenir et céder des actions GDF SUEZ ;
- création de 1 119 804 actions résultant de l'exercice de levées d'options de souscription d'actions intervenues entre le 1^{er} juillet et le 31 décembre 2010.

Au total, 26 217 490 actions GDF SUEZ ont été créées et 36 898 000 actions GDF SUEZ ont été annulées entre le 1^{er} janvier et le 31 décembre 2010.

8.1.2 NANTISSEMENT, GARANTIES ET SÛRETÉS

Nantissement des actifs

Le pourcentage des actions nanties est non significatif.

Autres nantisements

en millions d'euros	Valeur totale	2011	2012	2013	2014	2015	De 2016 à 2020	> 2020	Total du compte	% correspondant
Immobilisations incorporelles	15	6	3	0	-	-	-	6	12 780	0%
Immobilisations corporelles	3 538	1 134	95	86	94	91	586	1 452	78 703	4%
Titres de participation	2 138	410	36	158	8	0	278	1 247	5 232	41%
Comptes bancaires	160	145	8	-	0	1	4	1	11 296	1%
Autres actifs	109	17	7	23	12	-	1	50	33 601	0%
TOTAL	5 959	1 712	149	267	114	92	869	2 756	141 611	4%

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).

8.1.3 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 2010, la Société comptait, après déduction des actions en auto-détention, 2 224 441 593 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 9.3 ci-après du présent Document de Référence).

8.2 CAPITAL POTENTIEL ET TITRES DONNANT ACCÈS AU CAPITAL

Il n'existe, au 31 décembre 2010, aucun titre ou droit donnant accès directement ou indirectement au capital de GDF SUEZ.

Au 31 décembre 2010, 30 841 031 options de souscription d'actions peuvent donner lieu à la création de 30 841 031 actions GDF SUEZ.

En cas d'exercice de ces options de souscription d'actions, le capital potentiel de GDF SUEZ représenterait 101,37% du capital social de GDF SUEZ au 31 décembre 2010 et le pourcentage

de dilution représenterait 1,37% 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 11.2 ci-après.

8.3 AUTORISATIONS RELATIVES AU CAPITAL 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 16 JUILLET 2008**

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	Augmentation de capital réservée aux salariés adhérant à un Plan d'Épargne du Groupe GDF SUEZ	26 mois (jusqu'au 16 septembre 2010)	40 millions d'euros, soit 40 millions d'actions	Augmentation de capital en date du 24 août 2010 (22 686 346 actions émises, dont 22 165 290 actions souscrites par les salariés et 521 056 actions gratuites nouvellement émises par incorporation de réserves, attribuées à titre d'abondement, soit au total 1% du capital social après augmentation)	Autorisation caduque

8.3 AUTORISATIONS RELATIVES AU CAPITAL ET UTILISATION DES AUTORISATIONS

● AUTORISATIONS DONNÉES PAR L'ASSEMBLÉE GÉNÉRALE MIXTE DES ACTIONNAIRES DU 4 MAI 2009

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
13 ^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'actionnariat salarié du Groupe GDF SUEZ	18 mois (jusqu'au 4 novembre 2010)	20 millions d'euros, soit 20 millions d'actions	Augmentation de capital en date du 24 août 2010 (2 016 272 actions émises)	Autorisation caduque
14 ^e	Délégation à donner au Conseil d'Administration à l'effet de consentir des options de souscription et d'achat d'actions aux mandataires sociaux et au personnel de la Société et/ou des sociétés du Groupe	18 mois (jusqu'au 4 novembre 2010)	Détention maximum : 0,5% du capital imputable sur les 0,5% de la 15 ^e résolution (autorisation d'attributions gratuites d'actions) approuvée par l'AGM du 4 mai 2009	Attribution le 10 novembre 2009 de 5 240 854 options d'achat d'actions	Autorisation caduque
15 ^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	18 mois (jusqu'au 4 novembre 2010)	Détention maximum : 0,5% du capital imputable sur les 0,5% de la 14 ^e résolution (autorisation d'attribution d'options de souscription et d'achat d'actions) approuvée par l'AGM du 4 mai 2009	Attribution le 24 août 2010 de 207 477 actions gratuites à titre d'abondement dans le cadre de l'augmentation de capital en vertu du plan international d'actionnariat salarié du Groupe, soit 0,009% du capital social au 24 août 2010 après augmentation. Attribution le 10 novembre 2009 de 1 693 900 actions de Performance existantes, le 20 janvier 2010 de 348 660 actions de Performance existantes, et le 3 mars 2010 de 51 112 actions de Performance existantes, soit 0,09% du capital social au 3 mars 2010 Soit un total de 0,329% du capital, compte tenu de l'ensemble des autorisations utilisées au titre des 14 ^e et 15 ^e résolutions de l'AGM du 4 mai 2009	Autorisation caduque

● 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 détient 0,84% de son capital au 31 décembre 2010	9,16% du capital
6 ^e	Augmentation de capital, soit par 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	26 mois (jusqu'au 3 juillet 2012)	250 millions d'euros pour les actions ^{(a) (b)} + 5 milliards d'euros pour les valeurs mobilières ^{(a) (b)} représentatives de créances	Néant	Intégralité de l'autorisation
7 ^e	Augmentation de capital par 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 OPE	26 mois (jusqu'au 3 juillet 2012)	250 millions d'euros pour les actions ^{(a) (b)} + 5 milliards d'euros pour les valeurs mobilières ^{(a) (b)} représentatives de créances	Néant	Intégralité de l'autorisation
8 ^e	Augmentation de capital par 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	26 mois (jusqu'au 3 juillet 2012)	250 millions d'euros pour les actions ^{(a) (b)} + 5 milliards d'euros pour les valeurs mobilières ^{(a) (b)} représentatives de créances	Néant	Intégralité de l'autorisation
10 ^e	Augmentation de capital par 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 ^{(a) (b)} + 5 milliards d'euros pour les valeurs mobilières ^{(a) (b)} représentatives de créances	Néant	Intégralité de l'autorisation

(a) Il s'agit d'un plafond commun fixé par l'AGM du 3 mai 2010, pour les émissions décidées au titre des 6^e, 7^e, 8^e, 10^e résolutions.

(b) Le plafond global des émissions décidées en vertu des 6^e, 7^e, 8^e, 9^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.

8.3 AUTORISATIONS RELATIVES AU CAPITAL ET UTILISATION DES AUTORISATIONS

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
11 ^e	Augmentation de capital réservée aux salariés adhérant à un Plan d'Épargne du Groupe GDF SUEZ	21 mois à compter du 16 septembre 2010 (jusqu'au 16 juin 2012)	40 millions d'euros, soit 40 millions d'actions ^(b)	Néant	Intégralité de l'autorisation
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'actionnariat salarié du Groupe GDF SUEZ	12 mois à compter du 4 novembre 2010 (jusqu'au 4 novembre 2011)	20 millions d'euros, soit 20 millions d'actions ^(b)	Néant	Intégralité de l'autorisation
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	0,35% du capital social au 31 décembre 2010 en tenant compte des Actions de Performance attribuées le 13 janvier 2011
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 à compter du 4 novembre 2010 (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 au 31 décembre 2010 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	0,35% du capital social au 31 décembre 2010

(b) Le plafond global des émissions décidées en vertu des 6^e, 7^e, 8^e, 9^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.

8.4 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)
17/11/2004	Décret n° 2004-1223 du 17 novembre 2004 portant statuts de la Société anonyme Gaz de France			903 000 000	451 500 000	2,00
28/04/2005	Division de la valeur nominale de l'action par deux			903 000 000	903 000 000	1,00
07/07/2005	Ouverture du capital – Augmentation du capital social	70 323 469	1 552 469 872	973 323 469	973 323 469	1,00
08/07/2005	Augmentation du capital social au titre de l'exercice de l'option de Sur-allocation	10 548 519	236 286 826	983 871 988	983 871 988	1,00
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
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

* 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.

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 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'actionnariat 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

* 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.

Au total, 26 217 490 actions GDF SUEZ ont été créées et 36 898 000 actions GDF SUEZ ont été annulées entre le 1^{er} janvier 2010 et la date du présent Document de Référence.

8.5 RACHAT D' ACTIONS

8.5.1 ACTIONS PROPRES

L'Assemblée Générale Mixte du 3 mai 2010, 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 2010.

Entre le 1^{er} janvier et le 31 décembre 2010, la Société a acquis 14 869 804 actions pour une valeur globale de 408 millions d'euros (soit une valeur unitaire de 27,45 euros) au titre du contrat de liquidité. Sur la même période, GDF SUEZ a cédé 15 067 304 actions dans le cadre du contrat de liquidité, pour une valeur de cession globale de 416 millions d'euros (soit une valeur unitaire de 27,64 euros).

Entre le 1^{er} janvier 2011 et le 28 février 2011, GDF SUEZ a acquis 3 442 289 actions pour une valeur globale de 99 millions d'euros (soit une valeur unitaire de 28,77 euros) au titre du contrat de liquidité, et cédé, dans le cadre de ce même contrat, 3 442 289 actions pour une valeur globale de 99 millions d'euros (soit une valeur unitaire de 28,86 euros).

Au 28 février 2011, la Société détenait 1,15% de son capital, soit 25 885 115 actions, intégralement détenues en couverture d'options d'achat et d'actions gratuites.

8.5.2 DESCRIPTIF DU PROGRAMME DE RACHAT D' ACTIONS PROPRES SOUMIS À L' ASSEMBLÉE GÉNÉRALE MIXTE DES ACTIONNAIRES DU 2 MAI 2011 (5^E RÉOLUTION)

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 2 mai 2011.

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 : 55 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 12 milliards d'euros. GDF SUEZ se réserve la faculté d'utiliser l'intégralité du programme autorisé.

GDF SUEZ détenait directement au 28 février 2011 : 25 855 115 actions, soit 1,15% du capital.

En conséquence, les rachats d'actions pourront, sur la base du capital estimé à la date de l'Assemblée, porter sur 199 millions d'actions, représentant 8,8% du capital, soit un montant maximum de 10 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 2 mai 2011, pour une durée de 18 mois à compter de la date de la tenue de l'Assemblée Générale, soit jusqu'au 2 novembre 2012.

8.6 TITRES NON REPRÉSENTATIFS DU CAPITAL

8.6.1 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	
	Partie fixe	63% du taux moyen obligataire
Rémunération*	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 2010, 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 2010 (soit 815 euros) s'élevait à 458 357 630 euros.

● RÉMUNÉRATION UNITAIRE DU TITRE PARTICIPATIF DE LA TRANCHE A SUR LES TROIS DERNIERS EXERCICES

<i>en euros</i>	2008	2009	2010
Rémunération fixe	22,11	19,48	17,21
Rémunération variable	43,37	47,02	48,06
Rémunération totale théorique	65,48	66,50	65,26
Rémunération minimale	29,84	26,29	23,22
Rémunération maximale	45,63	40,20	35,51
Rémunération brute par titre	45,63	40,20	35,51

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)
2009			
Janvier	810	800	541
Février	801	781	904
Mars	800	760	844
Avril	800	780	359
Mai	830	813	426
Juin	830	813	349
Juillet	858	810	421
Août	910	875	899
Septembre	910	900	3 270
Octobre	914	890	805
Novembre	897	890	418
Décembre	858	830	684
2010			
Janvier	857	816	1 295
Février	852	837	472
Mars	850	833	1 000
Avril	840	838	802
Mai	840	830	2 360
Juin	830	815	366
Juillet	835	822	1 042
Août	837	832	878
Septembre	847	830	1 525
Octobre	850	821	682
Novembre	830	802	2 031
Décembre	815	808	417
2011			
Janvier	822	813	1 081
Février	823	818	1 110

Source : Reuters.

8.6.2 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 reçu le visa de l'AMF le 22 novembre 2010.

8.6.3 EMPRUNTS OBLIGATAIRES

Les principales caractéristiques des émissions obligataires en circulation au 31 décembre 2010 émises par la Société et émises ou garanties par le GIE GDF SUEZ Alliance, dont la Société est membre, sont indiquées ci-après.

● PRINCIPALES CARACTÉRISTIQUES DES EMPRUNTS OBLIGATAIRES

Émetteur	Devise	Coupon	Date 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	1 125	Euronext Paris Luxembourg	FR0000472326
GDF SUEZ	EUR	5,125%	19/02/2003	19/02/2018	750	Euronext Paris Luxembourg	FR0000472334
Belgelec Finance	EUR	5,125%	24/06/2003	24/06/2015	750	Luxembourg	FR0000475741
Belgelec Finance*	EUR	Euribor3m + 12,5 bp	03/05/2007	03/05/2011	400	Luxembourg	FR0010463646
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	1 200	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	700	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

* Émissions réalisées dans le cadre du programme EMTN

GDF SUEZ a réalisé, le 9 mars 2011, une émission obligataire de 300 millions d'euros à 100 ans (échéance : 16 mars 2111) avec un coupon de 5,95% (Euronext Paris, code ISIN : FR0011022474).

8.6.4 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. Au 31 décembre 2010, l'encours s'établissait à 2 034 millions d'euros.

La Société a également un programme de *US Commercial Paper* de 4,5 milliards de dollars US. Au 31 décembre 2010, l'encours s'établissait à 1 885 millions de dollars US.

ACTIONNARIAT

	PAGE		PAGE
9.1	COTATION BOURSIÈRE	262	
9.2	RÉPARTITION DU CAPITAL AU 31 DÉCEMBRE 2010 – ÉVOLUTION DE L’ACTIONNARIAT – PROFIL DES ACTIONNAIRES	263	
9.3	ACTION SPÉCIFIQUE	264	
9.4	FRANCHISSEMENTS DE SEUIL	265	
9.5	POLITIQUE DE DISTRIBUTION DES DIVIDENDES	266	

9.1 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 ^(a)
2010			
Janvier	30,48	27,42	4 530 934
Février	27,92	26,23	4 589 942
Mars	28,95	26,69	4 585 341
Avril	28,95	26,33	4 196 182
Mai	27,30	24,09	7 594 050
Juin	26,30	23,50	5 345 115
Juillet	25,94	22,80	4 382 469
Août	26,79	24,30	3 789 692
Septembre	26,94	25,32	3 953 230
Octobre	28,68	25,49	3 593 817
Novembre	28,87	25,55	4 094 786
Décembre	28,22	25,65	3 173 191
2011			
Janvier	29,94	26,62	4 412 272
Février	29,86	28,35	3 381 583

(a) 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 ADR level 1 non coté sur une place boursière américaine. Ces ADR font l'objet de transactions sur le marché hors-cote du Nasdaq.

9.2 RÉPARTITION DU CAPITAL AU 31 DÉCEMBRE 2010 – ÉVOLUTION DE L'ACTIONNARIAT – PROFIL DES ACTIONNAIRES

Au 31 décembre 2010, la Société comptait 2 250 295 757 actions, dont 25 854 164 actions autodétenues.

Durant l'exercice 2010, le capital de la Société a été diminué de 10 680 510 actions de 1 euro nominal : annulation de 36 898 000 actions autodétenues, création de 24 702 618 actions dans le cadre du plan d'actionnariat salarié «Link 2010» et création de 1 514 872 actions suite à des levées d'options de souscription d'actions.

Au 31 décembre 2010	% du capital	% des droits de vote ^(a)
État	36,0%	36,5%
Groupe Bruxelles Lambert (GBL)	5,2%	5,3%
Actionnariat salarié	2,8%	2,8%
Groupe CDC	2,0%	2,0%
Groupe CNP Assurances	1,1%	1,1%
Sofina	0,6%	0,6%
Autodétention	1,1%	-
Total dirigeants	ns	ns
Public ^(b)	51,2%	51,7%
	100%	100%

(a) Calculé sur le nombre de droits de vote exerçables au 31 décembre 2010.

(b) Y compris Capital Research and Management qui a effectué une déclaration de franchissement de seuil légal de 5% en date du 1^{er} janvier 2010 et a déclaré détenir 5,74% du capital et des droits de vote.

● VARIATION SIGNIFICATIVE DE L'ACTIONNARIAT DE GDF SUEZ DES TROIS DERNIERS EXERCICES

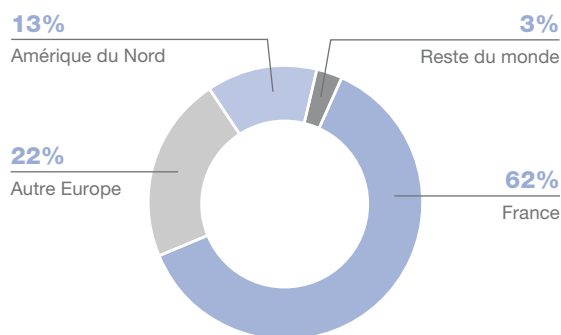
	31 décembre 2008		31 décembre 2009		31 décembre 2010	
	% du capital	% des DDV	% du capital	% des DDV	% du capital	% des DDV ^(a)
État	35,6	36,4	35,9	36,6	36,0	36,5
Groupe Bruxelles Lambert (GBL)	5,3	5,5	5,2	5,3	5,2	5,3
Actionnariat salarié	2,7	2,8	2,3	2,3	2,8	2,8
Groupe CDC	1,9	2,0	1,9	2,0	2,0	2,0
Areva	1,2	1,2	0	0	0	0
CNP Assurances	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
Sofina	0,7	0,7	0,6	0,7	0,6	0,6
Autodétention	2,2	-	2,0	-	1,1	-

(a) Calculé sur le nombre de droits de vote exerçables au 31 décembre 2010.

À fin novembre 2010, GDF SUEZ a réalisé une enquête sur les titres au porteur identifiables faisant ressortir 140,4 millions d'actions détenues par des individuels.

Les «individuels et autres» et les «institutionnels» représentent respectivement 11% et 40% du capital.

La répartition géographique du capital (hors détention et non identifiés) s'établit comme suit :



9.3 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.

9.4 FRANCHISSEMENTS DE SEUIL

● DÉCLARATIONS DE FRANCHISSEMENT DE SEUIL REÇUES ENTRE LE 1^{ER} JANVIER 2010 ET LE 28 FÉVRIER 2011

GDF SUEZ

01/01/2010	Hausse	5,74%	Capital Research and Mgt
13/01/2010	Baisse	0,48%	BNP Paribas Asset Mgt
14/01/2010	Baisse	1,49%	Natixis Asset Mgt
14/01/2010	Hausse	0,51%	BNP Paribas Asset Mgt
15/01/2010	Hausse	1,53%	Natixis Asset Mgt
23/04/2010	Hausse	1,00%	Franklin Resources, Inc
23/04/2010	Baisse	1,48%	Natixis Asset Mgt
18/05/2010	Hausse	1,50%	Natixis Asset Mgt
21/05/2010	Baisse	1,46%	Natixis Asset Mgt
28/05/2010	Hausse	1,54%	Natixis Asset Mgt
04/08/2010	Baisse	0,98%	Crédit Agricole
26/08/2010	Hausse	1,35%	Crédit Agricole
15/10/2010	Baisse	1,50%	Natixis Asset Mgt
28/10/2010	Hausse	0,57%	Legal and General Invest. Mgt
08/11/2010	Hausse	2,62%	Amundi Asset Mgt
22/11/2010	Baisse	1,95%	Amundi Asset Mgt
29/11/2010	Baisse	0,93%	Crédit Agricole
02/12/2010	Hausse	2,02%	Amundi Asset Mgt
23/02/2011	Baisse	0,50%	CIC Asset Mgt

À la connaissance de la Société, à la date du présent Document de Référence, seuls l'État, Groupe Bruxelles Lambert et Capital Research and Management, 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 0,5% du capital de GDF SUEZ et lui ayant fait parvenir une déclaration de franchissement de seuil statutaire.

9.5 POLITIQUE DE DISTRIBUTION DES DIVIDENDES

GDF SUEZ s'efforce de mener une politique dynamique de distribution des dividendes avec un rendement attractif par rapport au secteur.

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 2010 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 2 novembre 2010, la mise en paiement, le 15 novembre 2010, d'un acompte sur

dividende à valoir sur le dividende de l'exercice 2010 d'un montant net de 0,83 euro par action.

Le Conseil d'Administration, dans sa séance du 2 mars 2011, a décidé, sur proposition du Comité d'Audit, de soumettre à l'Assemblée Générale des actionnaires réunie le 2 mai 2011, la distribution d'un dividende, au titre de l'exercice 2010, d'un montant net de 1,50 euro par action, dont 0,83 euro par action déjà versé à titre d'acompte le 15 novembre 2010.

Ce dividende sera détaché le 4 mai 2011 et mis en paiement 9 mai 2011.

Le montant du dividende de 1,50 euro par action représente une augmentation de 2% par rapport au dividende ordinaire de 1,47 euro versé en 2010 au titre de l'exercice 2009.

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>
2005	0,68
2006	1,10
2007	1,26
2008	N/A
2009	N/A

● DIVIDENDES SUEZ DES CINQ DERNIERS EXERCICES

Exercice <i>(actions entièrement libérées)</i>	Dividende net par action <i>(en euros)</i>
2005	1,00
2006	1,20
2007	1,36
2008	N/A
2009	N/A

● DIVIDENDES GDF SUEZ DES CINQ DERNIERS EXERCICES

Exercice <i>(actions entièrement libérées)</i>	Dividende net par action <i>(en euros)</i>
2005	N/A
2006	N/A
2007	N/A
2008	2,20
2009	1,47

Les dividendes, non réclamés dans un délai de cinq ans, font l'objet d'un versement au Trésor Public.

10

INFORMATIONS COMPLÉMENTAIRES

	PAGE		PAGE
10.1 DISPOSITIONS LÉGALES ET STATUTAIRES PARTICULIÈRES	270	10.2 LITIGES ET ARBITRAGES/CONCURRENCE ET CONCENTRATIONS	276
10.1.1 Objet social de l'Émetteur	270	10.2.1 Litiges et arbitrages	276
10.1.2 Organes d'administration et de direction	270	10.2.2 Concurrence et concentrations	280
10.1.3 Droits, privilèges et restrictions attachés aux actions	274	10.3 DOCUMENTS ACCESSIBLES AU PUBLIC	283
10.1.4 Modification des droits attachés aux actions	274	Politique d'information	283
10.1.5 Assemblées Générales	274	Calendrier des communications financières	283
10.1.6 Dispositions relatives à la divulgation des participations	275		
10.1.7 Modification du capital	276		

10.1 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.

10.1.1 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.

10.1.2 ORGANES D'ADMINISTRATION ET DE DIRECTION

Concernant la composition et le fonctionnement des organes d'administration et de direction, se référer à la section 7.1 «Organes d'administration et de direction générale : composition – organisation – fonctionnement».

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

10.1 DISPOSITIONS LÉGALES ET STATUTAIRES PARTICULIÈRES

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.

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

La durée du mandat de l'ensemble des Administrateurs est de quatre ans venant à échéance à l'issue de l'Assemblée Générale Ordinaire des actionnaires appelée à statuer sur les comptes de l'exercice écoulé et tenue dans l'année au cours de laquelle expire le mandat, et chacun de leur remplaçant ne peut exercer ses fonctions que pour la durée restant à courir de ce mandat.

Pour les détails concernant la durée des mandats des Administrateurs, se référer à la section 7.1.1 du présent Document de Référence.

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 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 7.1.4 du présent Document de Référence et au rapport du Président sous section 7.1.5.

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.

Quelle que soit la durée pour laquelle elles ont été conférées, les fonctions du Directeur Général prennent fin au plus tard à l'issue de la réunion de l'Assemblée Générale Ordinaire des actionnaires ayant statué sur les comptes de l'exercice écoulé et tenue dans l'année au cours de laquelle le Directeur Général atteint l'âge de 65 ans.

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.

Quelle que soit la durée pour laquelle elles ont été conférées, les fonctions du Directeur Général Délégué prennent fin au plus tard à l'issue de la réunion de l'Assemblée Générale Ordinaire des actionnaires ayant statué sur les comptes de l'exercice écoulé et tenue dans l'année au cours de laquelle le Directeur Général Délégué atteint l'âge de 65 ans.

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.

10.1.3 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.

Pour les informations relatives à l'action spécifique de l'État, se référer à la section 8.1.3 du présent Document de Référence.

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 (cf. section 9.3 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.

10.1.4 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 9.3 «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.

10.1.5 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.

10.1 DISPOSITIONS LÉGALES ET STATUTAIRES PARTICULIÈRES

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.

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.

10.1.6 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.

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.

10.1.7 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 10.1.3 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.

10.2 LITIGES ET ARBITRAGES/CONCURRENCE ET CONCENTRATIONS

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 du présent Document de Référence sont présentés ci-après. Le montant des provisions constituées à ce titre au 31 décembre 2010, s'élève à 638 millions d'euros (contre 481 millions d'euros au 31 décembre 2009).

À l'exception des procédures décrites dans le présent chapitre 10.2, 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.

10.2.1 LITIGES ET ARBITRAGES

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, 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 prochainement sur la question des responsabilités.

(1) Ce terme s'entend des enquêtes ou contrôles engagés.

10.2 LITIGES ET ARBITRAGES/CONCURRENCE ET CONCENTRATIONS

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 de détermination du montant de l'aide d'État et des coûts échoués (*stranded costs*) élaborée par les autorités hongroises (voir aussi section 10.2.2 «Concurrence et concentrations/Contrats à long terme en Hongrie»).

Par ailleurs, la Commission européenne a sollicité, le 13 août 2008, l'autorisation du tribunal arbitral d'intervenir dans la procédure d'arbitrage en qualité de partie non contestante mais s'est vue refuser cette autorisation. À ce stade, le tribunal arbitral a suspendu provisoirement l'examen des questions pour lesquelles la Hongrie conteste la compétence du tribunal mais en autorisant Electrabel à introduire une demande complémentaire de dommages et intérêts que cette dernière a retirée par la suite.

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*.

SGH a accompli les démarches préliminaires visant à entamer une procédure d'arbitrage international contre la République Slovaque pour manquements par cette dernière à ses obligations découlant du Traité bilatéral conclu entre la République Slovaque et la République Tchèque d'une part et le royaume des Pays-Bas d'autre part et du Traité sur la Charte de l'Énergie.

Le différend porte sur le cadre légal et réglementaire modifié ou élaboré récemment par la République Slovaque avec l'objectif de contrôler la faculté de SPP de solliciter des augmentations de tarifs pour couvrir les coûts de vente de gaz.

Des discussions entre les parties sont toujours en cours.

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.

Deminor et consorts se sont pourvus en cassation le 22 mai 2009. La procédure est en cours.

MM. Geenen et consorts ont initié une procédure semblable, la Cour d'appel 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 Commission bancaire,

financière et des assurances. L'affaire, plaidée et mise en délibéré le 21 octobre 2008, a été refixée pour plaidoirie le 22 septembre 2009. 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.

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.

Les plaidoiries ont lieu à Londres. La sentence arbitrale devrait être rendue prochainement, sauf suspension ou interruption décidée d'un commun accord.

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.

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 attenant au réservoir de Lake DeForest qui, à la suite de ces pluies torrentielles, n'aurait pas fonctionné correctement et n'aurait pas permis un déversement progressif des eaux dans la rivière Hackensack sur laquelle il est érigé, causant ainsi des inondations chez ces riverains. Le réseau d'évacuation des eaux pluviales dont 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.

La demande de dommages et intérêts punitifs a été rejetée en date du 21 décembre 2009, ce rejet a été confirmé le 11 février 2010 suite à l'appel interjeté par les riverains. Un nouveau recours a été introduit par les demandeurs. Une décision sur le fond du dossier est attendue vers la fin du premier semestre 2011.

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 délibéré est fixé au 23 mai 2011.

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.

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 est attendue courant 2011.

Fos Cavaou

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 est en cours.

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.

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'élevé 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. Une première audience, qui porte sur une question périphérique sans aborder le problème de fond, est prévue fin 2011.

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.

Réclamation du fisc américain

Certaines filiales américaines au sein de GDF SUEZ Énergie Amérique du Nord ont fait l'objet d'un contrôle fiscal par l'IRS portant sur les exercices 2004 et 2005. Les montants initialement réclamés ont été réduits en 2009 et 2010 dans le cadre de la procédure d'appel. Les montants restant contestés pour ces périodes correspondent à une charge nette d'impôt et intérêts

pour un montant de 10 millions de dollars américains. Ces filiales ont également récemment fait l'objet d'un contrôle fiscal par l'IRS sur les exercices 2006 et 2007. Suite à cette vérification fiscale, les montants enrôlés et contestés pour ces périodes correspondent à une charge nette d'impôt et intérêts pour un montant de 5 millions de dollars américains.

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. GDF SUEZ est en attente de l'avis de mise en recouvrement.

Réclamation du fisc brésilien

Tractebel Energia, groupe GDF SUEZ, a reçu le 30 décembre 2010 un enrôlement de 322 millions de reais brésiliens (140 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 incorporelles), notamment pour les actifs liés au projet Jacui. Tractebel Energia estime que les arguments de l'administration fiscale brésilienne ne sont pas fondés et contestera les enrôlements.

10.2.2 CONCURRENCE ET CONCENTRATIONS

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 a débuté.

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.

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'étape suivante sera la procédure orale qui débutera par la fixation de la date de l'audience devant le Tribunal.

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 afférentes. Dunamenti a donc 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 en cours. La phase écrite de la procédure devant le Tribunal s'est poursuivie au cours de l'année 2010. Les Parties ont ainsi 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 débutera par la fixation de la date de l'audience et les éventuelles questions préparatoires du Tribunal.

Parallèlement, des discussions ont eu lieu entre la Hongrie et la Commission européenne quant aux montants des aides d'État

à récupérer et au mécanisme de compensation des coûts échoués, ces montants devant être approuvés par la Commission européenne. Le 27 avril 2010, la Commission européenne a rendu une décision permettant à Dunamenti de compenser le montant des aides d'État illicites et les coûts échoués («stranded costs») et, par conséquent, de n'avoir aucune obligation de remboursement de l'aide d'État 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 section 10.2.1 «Litiges et arbitrages/Electrabel – État de Hongrie»).

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.

Enquête dans le secteur de la vente en gros d'électricité en Belgique

L'autorité belge de la concurrence a procédé en septembre 2009 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.

Décroisement capitalistique Compagnie Générale des Eaux/Lyonnaise des Eaux France

En France, par une décision en date du 11 juillet 2002, le Conseil de la concurrence a considéré que l'existence de sociétés de distribution d'eau paritaires entre la Compagnie Générale des Eaux (filiale de Veolia Environnement) et la Lyonnaise des Eaux France (filiale de SUEZ Environnement Company) entraînait une situation de position dominante collective. Le Conseil de la concurrence n'a pas assorti sa décision de sanctions à l'encontre des deux sociétés mais a demandé au Ministre de l'économie d'enjoindre aux deux sociétés de modifier ou de résilier les accords les ayant conduites à associer leurs moyens dans le cadre de leurs filiales communes afin de faire cesser l'entrave à la concurrence. Dans le cadre de l'instruction diligentée par le Ministre de l'économie, il a été demandé aux deux sociétés de procéder à un décroisement capitalistique de leurs filiales communes. Lyonnaise des Eaux France et Veolia Eau-Compagnie Générale des Eaux se sont conformées à la décision du Ministre et, pour ce faire, ont conclu un accord de principe en date du 19 décembre 2008 en vue de procéder à ce décroisement. La Commission européenne a, le 30 juillet 2009, autorisé le projet de rachat des participations de Lyonnaise des

Eaux dans trois filiales communes détenues conjointement avec Lyonnaise des Eaux, par Veolia Eau. Le rachat des six autres filiales communes par Lyonnaise des Eaux a, quant à lui, fait l'objet d'une décision d'autorisation par la Commission européenne le 5 août 2009. L'accord de décembre 2008 a donné lieu à un avenant en date du 3 février 2010 visant au rachat par Lyonnaise des Eaux des participations détenues par Veolia Eau dans deux des trois filiales communes devant initialement être acquises par cette dernière. Une nouvelle demande d'autorisation reflétant les termes de l'avenant a été communiquée à la Commission européenne. La Commission européenne a autorisé l'opération par décision en date du 18 mars 2010. Le décroisement de ces participations est effectif depuis le 23 mars 2010.

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.

10.3 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).

POLITIQUE D'INFORMATION

Valérie Bernis

Membre du Comité Exécutif, en charge des Directions de la Communication, de la Communication Financière et des Relations Institutionnelles.

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.

CALENDRIER DES COMMUNICATIONS FINANCIÈRES

Présentation des résultats annuels 2010	3 mars 2011
Assemblée Générale des actionnaires	2 mai 2011
Présentation des résultats semestriels 2010	10 août 2011

COMPTES CONSOLIDÉS ET COMPTES SOCIAUX

	PAGE		PAGE
11.1 MANDATS DES COMMISSAIRES AUX COMPTES	286	11.4 COMPTES SOCIAUX	417
11.1.1 Commissaires aux comptes titulaires	286	11.4.1 Comptes sociaux	418
11.1.2 Commissaires aux comptes suppléants	286	11.4.2 Annexes	422
11.2 COMPTES CONSOLIDÉS	287	11.4.3 Cessions totales ou partielles, filiales et participations impliquant des franchissements de seuils	464
11.2.1 États financiers consolidés	288	11.4.4 Résultats et autres éléments caractéristiques de la société au cours des cinq derniers exercices	465
11.2.2 Notes aux comptes consolidés	295		
11.3 RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES SUR LES COMPTES CONSOLIDÉS DE L'EXERCICE CLOS LE 31 DÉCEMBRE 2010	414	11.5 RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES SUR LES COMPTES ANNUELS DE L'EXERCICE CLOS LE 31 DÉCEMBRE 2010	466

11.1 MANDATS DES COMMISSAIRES AUX COMPTES

11.1.1 COMMISSAIRES AUX COMPTES TITULAIRES

Mazars

Société représentée par M. Philippe Castagnac et M. Thierry Blanchetier.

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. Christian Mouillon et M. Charles-Emmanuel Chosson.

41, rue Ybry, 92576 Neuilly-sur-Seine Cedex

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 M. Jean-Paul Picard 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.

11.1.2 COMMISSAIRES AUX COMPTES SUPPLÉANTS

CBA

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

Tour Ernst & Young, Faubourg de l'Arche, 11 allée de l'Arche, 92037 Paris La Défense

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.

11.2 COMPTES CONSOLIDÉS

	PAGE		PAGE
11.1.1	Commissaires aux comptes titulaires	286	
11.1.2	Commissaires aux comptes suppléants	286	
11.2.1	États financiers consolidés	288	NOTE 15 Risques liés aux instruments financiers
11.2.2	Notes aux comptes consolidés	295	NOTE 16 Éléments sur capitaux propres
NOTE 1	Résumé des méthodes comptables	295	NOTE 17 Provisions
NOTE 2	Principales variations de périmètre	310	NOTE 18 Avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages long terme
NOTE 3	Information sectorielle	315	NOTE 19 Activité Exploration - Production
NOTE 4	Éléments du Résultat Opérationnel Courant	322	NOTE 20 Contrats de location - financement
NOTE 5	Résultat des Activités Opérationnelles	323	NOTE 21 Contrats de location simple
NOTE 6	Résultat financier	326	NOTE 22 Contrats de concession
NOTE 7	Impôts	327	NOTE 23 Paiements fondés sur des actions
NOTE 8	Résultat par action	332	NOTE 24 Transactions avec des parties liées
NOTE 9	Goodwills	333	NOTE 25 Rémunération des dirigeants
NOTE 10	Immobilisations incorporelles	337	NOTE 26 Litiges et concurrence
NOTE 11	Immobilisations corporelles	339	NOTE 27 Événements postérieurs à la clôture
NOTE 12	Participations dans les entreprises associées	341	NOTE 28 Liste des principales sociétés consolidées au 31 décembre 2010
NOTE 13	Participations dans les co-entreprises	343	NOTE 29 Honoraires des commissaires aux comptes et membres de leurs réseaux
NOTE 14	Instruments financiers	344	

11.2.1 ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

État de situation financière

Actif

<i>En millions d'euros</i>	Note	31 déc. 2010	31 déc. 2009
Actifs non courants			
Immobilisations incorporelles nettes	10	12 780	11 420
Goodwill	9	27 567	27 989
Immobilisations corporelles nettes	11	78 703	69 665
Titres disponibles à la vente	14	3 252	3 563
Prêts et créances au coût amorti	14	2 794	2 426
Instruments financiers dérivés	14	2 532	1 927
Participations dans les entreprises associées	12	1 980	2 176
Autres actifs		1 440	1 696
Impôts différés actif	7	1 669	1 419
TOTAL ACTIFS NON COURANTS		132 717	122 280
Actifs courants			
Prêts et créances au coût amorti	14	1 032	947
Instruments financiers dérivés	14	5 739	7 405
Clients et autres débiteurs	14	21 334	19 748
Stocks		3 870	3 947
Autres actifs		6 957	5 094
Actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat	14	1 713	1 680
Trésorerie et équivalents de trésorerie	14	11 296	10 324
TOTAL ACTIFS COURANTS		51 940	49 145
TOTAL ACTIF		184 657	171 425

Passif

<i>En millions d'euros</i>	Note	31 déc. 2010	31 déc. 2009
Capitaux propres part du Groupe		62 205	60 285
Participations ne donnant pas le contrôle		8 513	5 241
TOTAL CAPITAUX PROPRES	16	70 717	65 527
Passifs non courants			
Provisions	17	12 989	12 790
Dettes financières	14	38 179	32 155
Instruments financiers dérivés	14	2 104	1 792
Autres passifs financiers	14	780	911
Autres passifs		2 342	2 489
Impôts différés passif	7	12 437	11 856
TOTAL PASSIFS NON COURANTS		68 830	61 993
Passifs courants			
Provisions	17	1 480	1 263
Dettes financières	14	9 059	10 117
Instruments financiers dérivés	14	5 738	7 170
Fournisseurs et autres créanciers	14	14 835	12 887
Autres passifs		13 997	12 469
TOTAL PASSIFS COURANTS		45 109	43 905
TOTAL PASSIF ET CAPITAUX PROPRES		184 657	171 425

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.

Les avances et acomptes reçus ainsi que certains autres comptes qui étaient auparavant présentés dans la ligne «Fournisseurs et autres créanciers» sont désormais classés en «Autres passifs». Les données comparatives 2009 ont été retraitées afin d'appliquer cette nouvelle présentation.

Compte de résultat

<i>En millions d'euros</i>	Note	31 déc. 2010	31 déc. 2009
Chiffre d'affaires		84 478	79 908
Achats		(44 672)	(41 406)
Charges de personnel		(11 755)	(11 365)
Amortissements, dépréciations et provisions		(5 899)	(5 183)
Autres produits et charges opérationnels		(13 356)	(13 607)
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT	4	8 795	8 347
MiM sur instruments financiers à caractère opérationnel		(106)	(323)
Pertes de valeur sur actifs corporels, incorporels et financiers		(1 468)	(472)
Restructurations		(206)	(179)
Effets de périmètre		1 185	367
Autres éléments non récurrents		1 297	434
RÉSULTAT DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES	5	9 497	8 174
Charges financières		(2 810)	(2 638)
Produits financiers		589	1 010
RÉSULTAT FINANCIER	6	(2 222)	(1 628)
Impôt sur les bénéfices	7	(1 913)	(1 719)
Quote-part de résultat des entreprises associées	12	264	403
RÉSULTAT NET		5 626	5 230
Résultat net part du Groupe		4 616	4 477
Résultat net des participations ne donnant pas le contrôle		1 010	753
Résultat net part du Groupe par action (euros)	8	2,11	2,05
Résultat net part du Groupe par action dilué (euros)	8	2,10	2,03

État du résultat global

<i>En millions d'euros</i>	Note	31 déc. 2010	31 déc. 2010 QP Groupe	31 déc. 2010 QP NCI	31 déc. 2009	31 déc. 2009 QP Groupe	31 déc. 2009 QP NCI
RÉSULTAT NET		5 626	4 616	1 010	5 230	4 477	753
Actifs financiers disponibles à la vente	14	(126)	(119)	(7)	(23)	6	(30)
Couverture d'investissement net		(106)	(63)	(43)	48	44	5
Couverture de flux de trésorerie (hors matières premières)	15	(16)	11	(27)	108	58	50
Couverture de flux de trésorerie (sur matières premières)	15	457	445	12	925	899	26
Pertes et gains actuariels		(500)	(479)	(21)	168	151	17
Écarts de conversion		1 147	877	270	497	358	139
Impôts différés	7	21	4	16	(377)	(364)	(13)
Quote-part du résultat global des sociétés associées		32	35	(3)	69	75	(6)
Autres éléments du résultat global		909	710	198	1 416	1 228	188
RÉSULTAT GLOBAL		6 535	5 326	1 208	6 646	5 705	941
Résultat Global part du Groupe		5 326			5 705		
Résultat Global des participations ne donnant pas le contrôle		1 208			941		

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 2008	2 193 643 820	2 194	29 258	28 883	(172)	(673)	(1 741)	57 748	5 071	62 818
Résultat net				4 477				4 477	753	5 230
Autres éléments du résultat global				114	756	358		1 228	188	1 416
Résultat global				4 591	756	358	0	5 705	941	6 646
Souscriptions d'actions réservées aux salariés et rémunération sur base d'actions	1 934 429	2	30	206				239		239
Dividendes distribués en actions	65 398 018	65	1 311	(1 377)				(0)		(0)
Dividendes distribués en numéraire				(3 401)				(3 401)	(627)	(4 028)
Achat/vente de titres d'autocontrôle				(97)			97	(0)		(0)
Autres variations			(10)	5	40	(40)		(5)	(143)	(149)
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

* Conformément aux normes IFRS, les pertes et gains actuariels sont présentés dans la rubrique «Réserves consolidées».

L'état des variations des capitaux propres au 31 décembre 2009 a été modifié afin de présenter des données comparables.

<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
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 de titres d'autocontrôle				(55)			(436)	(491)		(491)
Transactions entre actionnaires				(190)				(190)	(21)	(211)
Regroupement d'entreprises									1 658	1 658
Émission de titres super-subordonnés									745	745
Annulation d'actions	(36 898 000)	(37)	(1 378)				1 415			
Autres variations				(12)				(12)	261	249
Capitaux propres au 31 décembre 2010	2 250 295 757	2 250	29 682	29 614	800	522	(665)	62 205	8 513	70 717

* Conformément aux normes IFRS, les pertes et gains actuariels sont présentés dans la rubrique «Réserves consolidées». L'état des variations des capitaux propres au 31 décembre 2009 a été modifié afin de présenter des données comparables.

État des flux de trésorerie

En millions d'euros	31 déc. 2010	31 déc. 2009
Résultat net	5 626	5 230
- Quote-part de résultat consolidé d'entreprises associées	(264)	(403)
+ Dividendes reçus d'entreprises associées	273	376
- Dotations nettes aux provisions, amortissements & dépréciations	7 331	4 726
- Effets de périmètre, autres éléments non récurrents	(2 592)	(801)
- MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel	106	323
- Autres éléments sans effet de trésorerie	121	217
- Charge d'impôt	1 913	1 719
- Résultat financier	2 222	1 628
MBA avant résultat financier et impôt	14 736	13 016
+ Impôt décaissé	(2 146)	(1 377)
Variation du Besoin en Fonds de Roulement	(258)	1 988
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES	12 332	13 628
Investissements corporels et incorporels	(9 292)	(9 646)
Prise de contrôle sur des filiales nette de la trésorerie et équivalents de trésorerie acquis (a)	(737)	(475)
Acquisitions de participations dans les entreprises associées et co-entreprises (a)	(139)	(286)
Acquisitions de titres disponibles à la vente	(510)	(902)
Cessions d'immobilisations corporelles et incorporelles	405	336
Perte de contrôle sur des filiales nette de la trésorerie et équivalents de trésorerie acquis (a)	412	55
Cessions de participations dans les entreprises associées et co-entreprises (a)	1 239	1 295
Cessions de titres disponibles à la vente	847	685
Intérêts reçus d'actifs financiers non courants	39	80
Dividendes reçus sur actifs financiers non courants	128	235
Variation des prêts et créances émis par l'entreprise et autres	(176)	447
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT	(7 783)	(8 177)
Dividendes payés	(3 918)	(4 028)
Remboursement de dettes financières	(7 424)	(12 897)
Variation des actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat	16	(993)
Intérêts financiers versés	(1 565)	(1 293)
Intérêts financiers reçus sur trésorerie et équivalents de trésorerie	141	149
Augmentation des dettes financières	8 709	14 887
Augmentation/diminution de capital	563	84
Achat/vente de titres d'autocontrôle	(491)	0
Émission de titres super-subordonnés par SUEZ Environnement	742	0
Changements de parts d'intérêts dans des entités contrôlées (a)	(455)	(191)
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS DE FINANCEMENT	(3 683)	(4 282)
Effet des variations de change et divers	106	107
TOTAL DES FLUX DE LA PÉRIODE	972	1 274
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À L'OUVERTURE	10 324	9 049
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLÔTURE	11 296	10 324

(a) En application d'IAS 27 révisée, les flux de trésorerie liés aux changements de part d'intérêts dans les entités contrôlées doivent désormais être présentés dans la rubrique «flux issus des activités de financement» du tableau de flux de trésorerie.

Dans ce contexte, le Groupe a revu la présentation des acquisitions et cessions de titres consolidés dans le tableau des flux de trésorerie.

Jusqu'au 31 décembre 2009, les lignes «acquisitions d'entités nettes de trésorerie et équivalents de trésorerie acquis» et «cessions d'entités nettes de trésorerie et équivalents de trésorerie cédés» comprenaient les effets trésorerie liés aux acquisitions/cessions d'entités contrôlées exclusivement ou conjointement, aux acquisitions/cessions d'entreprises associées ainsi qu'aux changements de part d'intérêts dans les entités contrôlées exclusivement ou conjointement.

À compter du 1^{er} janvier 2010, les changements de part d'intérêts dans des entités contrôlées sont présentés sur la ligne «changements de parts dans les entités contrôlées» de la rubrique «flux issus des activités de financement». Les acquisitions et cessions d'entreprises associées et des co-entreprises sont présentées distinctement des flux de trésorerie liés à l'acquisition/cessions d'entités contrôlées. Les flux de trésorerie liés aux prises et aux pertes de contrôle sur des filiales sont présentés respectivement sur les lignes «prise de contrôle sur des filiales nette de la trésorerie et équivalents de trésorerie acquis» et «perte de contrôle sur des filiales nette de la trésorerie et équivalents de trésorerie cédés».

L'information comparative de l'exercice 2009 a été retraitée afin de présenter les flux de trésorerie concernés selon cette nouvelle présentation.

11.2.2 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 2 mars 2011, le Conseil d'Administration du Groupe a arrêté et autorisé la publication des états financiers consolidés du Groupe au 31 décembre 2010.

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 2009 et 2010 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 2010, les états financiers consolidés annuels du Groupe sont conformes aux IFRS publiées par l'IASB et aux IFRS adoptées par l'Union européenne⁽¹⁾.

Les principes comptables retenus pour la préparation des états financiers au 31 décembre 2010 sont conformes à ceux retenus pour la préparation des états financiers au 31 décembre 2009 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 2010

- IFRS 3 révisée – *Regroupements d'entreprises* qui s'applique aux prises de contrôle (au sens de la norme IAS 27 révisée) intervenues depuis le 1^{er} janvier 2010 et IAS 27 révisée – *États financiers consolidés et individuels*.

Les principaux changements applicables au 1^{er} janvier 2010, sont présentés dans la section 1.4 ci-après.

- Improvements to IFRS 2009 – *Améliorations aux normes internationales d'information financière* ;

- Amendement IAS 39 – *Éléments éligibles à la couverture* ;
- Amendement IFRS 2 – *Transactions intra-groupes dont le paiement est fondé sur des actions et qui sont réglées en trésorerie* ;
- Amendement IFRS 5 (Amélioration annuelle des IFRS 2008) – *Classification d'actifs non courants (ou groupes destinés à être cédés) comme détenus en vue de la vente* ;
- IFRIC 17 – *Distributions d'actifs non monétaires aux propriétaires*.

À l'exception des normes IFRS 3 révisée et IAS 27 révisée, ces amendements et interprétations n'ont pas induit d'impact significatif sur les États Financiers du Groupe au 31 décembre 2010.

Pour mémoire, le Groupe a appliqué par anticipation IFRIC 12 – *Accords de concession de services* en 2006 et IFRIC 15 – *Contrats de construction de biens immobiliers*, IFRIC 16 – *Couvertures d'un investissement net dans un établissement à l'étranger* et IFRIC 18 – *Transferts d'actifs provenant de clients* en 2009.

1.1.2 Norme IFRS dont l'application est obligatoire après 2010 et anticipée par le Groupe en 2010

IAS 24 révisée – *Information relative aux parties liées* : Le Groupe a décidé d'appliquer de manière anticipée la norme IAS 24 révisée pour 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 n'est donc pas appliquée au 31 décembre 2010.

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

1.1.3 Normes IFRS, amendements et interprétations de l'IFRIC dont l'application est obligatoire après 2010 et non anticipée par le Groupe en 2010

- IFRS 9 – *Instruments financiers – Classement et évaluation*⁽¹⁾ ;
- IAS 24 révisée – *Information relative aux parties liées* (pour les dispositions qui ne concernent pas les entreprises publiques) ;
- Amendement IAS 32 – *Classement des émissions de droits* ;
- Amendement IAS 12 – *Impôt différé – Recouvrement des actifs sous-jacents*⁽¹⁾ ;
- Amendement IFRS 7 – *Informations à fournir en cas de transfert d'actifs financiers*⁽¹⁾ ;
- 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*⁽¹⁾.

L'analyse des incidences de l'application de ces normes, amendements et interprétations 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 Base d'évaluation pour l'établissement 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.

1.3 Utilisation d'estimations et du jugement

1.3.1 Estimations

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

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

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

- l'évaluation à la juste valeur des actifs acquis et des passifs repris dans le cadre d'un regroupement d'entreprises ;
- l'évaluation de la valeur recouvrable des goodwill, des immobilisations corporelles et incorporelles (se reporter aux § 1.4.4 et 1.4.5) ;
- l'évaluation des provisions et notamment les provisions pour retraitement et stockage des déchets nucléaires, les provisions pour démantèlement des installations, les provisions pour litiges ainsi que les engagements de retraite et assimilés (se reporter au § 1.4.15) ;
- les instruments financiers (se reporter au § 1.4.11) ;
- le chiffre d'affaires réalisé et non relevé, dit en compteur ;
- l'évaluation des déficits fiscaux reportables activés.

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

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

Les valeurs utilisées reflètent les meilleures estimations du management.

1.3.1.2 Valeur recouvrable des goodwill, 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.

1.3.1.3 Estimation des provisions

Les paramètres qui ont une influence significative sur le montant des provisions, et plus particulièrement – mais pas uniquement – celles liées au démantèlement des installations, sont, outre le niveau des coûts à proprement parler, le calendrier de leur survenance (et notamment l'échéance de l'arrêt d'exploitation du gaz pour les activités d'infrastructures gazières en France) 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.

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

Il n'y a aujourd'hui, à la connaissance du Groupe, aucun élément qui indiquerait que les paramètres retenus pris dans leur ensemble ne sont pas appropriés et il n'existe aucune évolution connue qui serait de nature à affecter de manière significative les montants provisionnés.

1.3.1.4 Engagements pour retraite

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

1.3.1.5 Instruments financiers

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

1.3.1.6 Chiffre d'affaires

Le chiffre d'affaires réalisé sur les segments de clientèle qui font l'objet d'une relève de compteurs en cours d'exercice comptable, notamment la clientèle alimentée en basse tension (électricité) ou en basse pression (gaz), est estimé à la clôture à partir d'historiques, de statistiques de consommation et d'estimations de prix de vente. Pour les ventes sur des réseaux utilisés par des opérateurs multiples, le Groupe est tributaire de l'allocation des volumes d'énergie transitant sur les réseaux, réalisée par les gestionnaires des réseaux. Les allocations définitives ne sont parfois connues qu'avec plusieurs mois de retard, il en résulte une marge d'incertitude sur le chiffre d'affaires réalisé. Toutefois, le Groupe a développé des outils de mesure et de modélisation qui permettent d'estimer le chiffre d'affaires avec un degré de fiabilité satisfaisant et de vérifier *a posteriori* que les risques d'erreurs dans l'estimation des quantités vendues et du chiffre d'affaires correspondant peuvent être considérés comme non significatifs. En France, le gaz livré non relevé et non facturé dit «gaz en compteurs» est déterminé sur la base d'une méthode intégrant les chroniques de consommations des clients et valorisé au prix moyen de l'énergie. Le prix moyen utilisé tient compte de la catégorie de clientèle et de l'ancienneté du gaz en compteurs. Ces estimations sont sensibles aux hypothèses retenues pour déterminer la quote-part de chiffre d'affaires non facturé à la date de clôture.

1.3.1.7 Évaluation des déficits fiscaux reportables activés

Des actifs d'impôt différé sont comptabilisés au titre des pertes fiscales reportables, lorsqu'il est probable que le Groupe disposera de bénéfices imposables futurs sur lesquels ces pertes fiscales non utilisées pourront être imputées. Les prévisions de bénéfices imposables et les consommations de report déficitaire en résultant ont été élaborées à partir des projections de résultat telles que préparées dans le cadre du plan moyen terme.

1.3.2 Jugement

Outre l'utilisation d'estimations, la direction du Groupe a fait usage de jugement pour définir le traitement comptable adéquat de

certaines activités et transactions notamment lorsque les normes et interprétations IFRS en vigueur ne traitent pas de manière précise des problématiques comptables concernées.

En particulier, le Groupe a exercé son jugement pour la comptabilisation des contrats de concession, la classification des accords qui contiennent des contrats de location, la comptabilisation des acquisitions de participations ne donnant pas le contrôle⁽¹⁾ antérieures au 1^{er} janvier 2010, et la détermination des «activités normales», au regard d'IAS 39, des contrats d'achat et de vente d'électricité et de gaz.

Conformément à IAS 1, le Groupe présente séparément dans l'état de situation financière les actifs courants et non courants, et les passifs courants et non courants. Au regard de la majorité des activités du Groupe, il a été considéré que le critère à retenir pour la classification est le délai de réalisation de l'actif ou de règlement du passif : en courant si ce délai est inférieur à 12 mois et en non courant s'il est supérieur à 12 mois.

1.4 Méthodes comptables

1.4.1 Périmètre et méthodes de consolidation

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

- les filiales (sociétés sur lesquelles le Groupe exerce un contrôle exclusif) sont consolidées par intégration globale ;
- les sociétés sur lesquelles le Groupe exerce un contrôle conjoint sont consolidées par intégration proportionnelle, au pourcentage d'intérêt ;
- la mise en équivalence s'applique à toutes les entreprises associées dans lesquelles le Groupe exerce une influence notable. Selon cette méthode, le Groupe enregistre sur une ligne spécifique du compte de résultat consolidé intitulée «Part dans le résultat des entreprises associées» sa quote-part du résultat net de l'entreprise consolidée par mise en équivalence.

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

Toutes les transactions et positions internes sont éliminées en consolidation.

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

1.4.2 Méthodes de conversion

1.4.2.1 Monnaie de présentation des comptes consolidés

Les états financiers consolidés du Groupe sont présentés en euro qui est la monnaie fonctionnelle du Groupe.

(1) Anciennement Intérêts Minoritaires.

1.4.2.2 Monnaie fonctionnelle

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

1.4.2.3 Traduction des opérations en monnaies étrangères

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

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

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

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

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

1.4.3 Regroupements d'entreprises et variations d'intérêts

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

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.

Les normes IFRS 3 révisée et IAS 27 révisée modifient les principes comptables Groupe applicables aux regroupements d'entreprises réalisés après le 1^{er} janvier 2010.

Les principales modifications ayant un impact sur les États Financiers du Groupe sont :

- la comptabilisation en charge des coûts directs liés à une acquisition donnant le contrôle ;

- dans le cas d'une acquisition par achats successifs de titres, les participations détenues antérieurement à la prise de contrôle sont réévaluées par résultat à la juste valeur à la date du regroupement ;
- pour chaque prise de contrôle, l'acquéreur doit évaluer toute participation ne donnant pas le contrôle dans l'entreprise acquise, soit à la juste valeur, soit à la part proportionnelle dans l'actif net identifiable. Auparavant, seule cette dernière option était autorisée. Le Groupe déterminera au cas par cas l'option qu'il souhaite appliquer pour comptabiliser ces participations ne donnant pas le contrôle ;
- les transactions (achats ou ventes) de participations ne donnant pas le contrôle et qui ne se traduisent pas par une modification du contrôle, sont comptabilisées comme des transactions entre actionnaires. En conséquence, toute différence entre la juste valeur de la contrepartie payée ou reçue et la valeur comptable correspondante de la participation ne donnant pas le contrôle est comptabilisée directement dans les capitaux propres ;
- conformément à IAS 7 révisée suite à la révision d'IAS 27, l'État des flux de trésorerie comparatif a été retraité.

Les modifications introduites par ces nouvelles normes ont conduit le Groupe à créer dans le compte de résultat une ligne «Effets de périmètre» qui est présentée comme un élément non courant du Résultat des Activités Opérationnelles. Les impacts suivants sont comptabilisés sur cette ligne :

- 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.

Le Groupe dispose d'un délai de 12 mois à compter de la date d'acquisition pour finaliser la comptabilisation du regroupement d'entreprises considéré.

1.4.4 Immobilisations incorporelles

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

1.4.4.1 Goodwills

Détermination des goodwills

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

Regroupements réalisés avant le 1^{er} janvier 2010

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

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

Événements/transactions survenus après le 1^{er} janvier 2010 et concernant des regroupements d'entreprises réalisés avant le 1^{er} janvier 2010

La comptabilisation initiale des regroupements d'entreprises n'est pas retraitée.

Les ajustements éventuels de la contrepartie transférée résultant de ces regroupements d'entreprises modifient leur comptabilisation initiale et entraînent en contrepartie un ajustement du goodwill.

Toutefois, certaines dispositions nouvelles introduites par les normes IFRS 3 révisée et IAS 27 révisée sont également appliquées pour les regroupements d'entreprises survenus avant le 1^{er} janvier 2010. Il en est ainsi, notamment, des modifications du taux de participation dans une filiale et de la perte de contrôle d'une filiale survenant après le 1^{er} janvier 2010 qui sont comptabilisées selon les nouvelles dispositions applicables.

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 n'est plus ajusté ultérieurement.

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 1.4.8 «Perte de valeur des immobilisations corporelles et incorporelles».

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

Les pertes de valeur des *goodwills* relatifs à des entreprises associées sont présentées en «Quote-part de résultat des entreprises associées».

1.4.4.2 Autres immobilisations incorporelles

Frais de développement

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

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

Autres immobilisations incorporelles acquises ou produites

Les autres immobilisations incorporelles comprennent notamment :

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

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

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

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

1.4.5 Immobilisations corporelles

1.4.5.1 Immobilisations corporelles – évaluation initiale et évaluation postérieure

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

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

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

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

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

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

Gaz coussin

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

1.4.5.2 Amortissement

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

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

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.

1.4.6 Actifs d'exploration et de production des ressources minérales

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

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

Les coûts d'exploration (autres que les dépenses d'étude géologiques ou géophysiques) sont temporairement immobilisés dans l'attente de déterminer la faisabilité technique et la viabilité commerciale des réserves. Ce coût des forages d'exploration est

temporairement immobilisé quand les deux conditions suivantes sont réunies :

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

Selon cette méthode dite des «successful efforts», à l'issue du programme d'exploration, lorsque le puits d'exploration a permis de confirmer avec certitude l'existence de réserves commercialisables, ces montants sont inscrits en immobilisations corporelles et amortis sur la durée de production des réserves ; dans le cas contraire, ils sont comptabilisés en charges.

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

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

1.4.7 Concessions

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

Ces interprétations précisent les caractéristiques communes aux contrats de concession :

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

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

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

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

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

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

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

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

En application de ces principes :

- les immobilisations reçues à titre gratuit du concédant ne sont pas inscrites dans l'état de situation financière ;
- les investissements de premier établissement sont comptabilisés de la façon suivante :
 - en cas d'application du modèle «actif incorporel», la juste valeur des travaux représente le coût d'acquisition de l'actif incorporel qui est comptabilisé au moment de la construction des ouvrages s'il est prévu que les travaux génèrent des avantages économiques futurs (par exemple extension de réseau). Dans le cas contraire, la valeur actualisée des engagements de travaux est comptabilisée *ab initio* en contrepartie d'une dette de concession ;
 - en cas d'application du modèle «actif financier», la créance sur le concédant est comptabilisée au moment de la construction des ouvrages à la juste valeur des travaux ;

- lorsque seule une part de l'investissement fait l'objet d'un engagement de paiement de la part du concédant, cette part est comptabilisée en actif financier à hauteur du montant garanti par le concédant et en immobilisation incorporelle pour le solde selon un modèle qualifié de mixte.

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

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

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

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

Autres concessions

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

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

1.4.8 Perte de valeur des immobilisations corporelles et incorporelles

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

Indices de perte de valeur

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

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

- au titre des indices externes :
 - changements importants intervenus dans l'environnement économique, technologique, politique ou du marché sur lequel l'entreprise opère ou auquel l'actif est dévolu,
 - baisse de la demande,

- évolution du cours des énergies et du dollar,
- excédent de la valeur nette comptable d'actif par rapport à la base d'actifs régulés ;

- au titre des indices internes :

- obsolescence ou dégradation matérielle non prévue dans le plan d'amortissement,
- performance inférieure aux prévisions,
- baisse des réserves pour l'Exploration-Production.

Perte de valeur

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

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

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.

1.4.9 Contrats de location

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

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

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

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

1.4.9.1 Comptabilisation des contrats de location-financement

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

1.4.9.2 Comptabilisation des contrats de location simple

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

1.4.9.3 Comptabilisation des accords qui contiennent des contrats de location

IFRIC 4 traite des modalités d'identification des contrats de service, d'achat ou de vente «take-or-pay» qui, sans revêtir une forme juridique de contrat de location, confèrent aux clients/fournisseurs le droit d'utilisation d'un actif ou ensemble d'actifs en contrepartie de paiements 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.

1.4.10 Stocks

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

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

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

Stock de gaz

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

1.4.11 Instruments financiers

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

1.4.11.1 Actifs financiers

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

Titres disponibles à la vente

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

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

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

Prêts et créances au coût amorti

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

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

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

Actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat

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

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

1.4.11.2 Passifs financiers

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

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

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

Évaluation des dettes financières et autres passifs financiers

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

Lors de leur comptabilisation initiale, les primes/décotes d'émission, primes/décotes de remboursement et frais d'émission sont 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*.

1.4.11.3 Dérivés et comptabilité de couverture

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

Définition et périmètre des instruments financiers dérivés

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

Les instruments financiers dérivés couvrent ainsi les contrats de type *swaps*, options, futures, *swaptions*, mais également les engagements d'achat ou vente à terme de titres cotés ou non cotés ainsi que certains engagements fermes ou optionnels

d'achat ou vente d'actifs non financiers donnant lieu à livraison physique du sous-jacent.

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

En complément, il convient de démontrer que :

- le Groupe n'a pas de pratique de règlement net au titre de contrats de même nature. En particulier, les opérations d'achat ou vente à terme avec livraison physique réalisées dans un strict but d'équilibrage en volumes des balances d'énergie du Groupe ne sont pas considérées par le Groupe comme constitutives d'une pratique de règlement net ;
- le contrat n'est pas négocié dans le cadre d'arbitrages de nature financière ;
- ces contrats ne sont pas assimilables à des ventes d'options. En particulier, dans le cas des ventes d'électricité et de gaz offrant à la contrepartie une flexibilité sur les volumes vendus, le Groupe opère la distinction entre les contrats de vente assimilables à des ventes de capacités – considérés comme entrant dans le cadre de l'activité usuelle du Groupe – et les contrats de vente assimilables à des ventes d'options financières, qui seront comptabilisés comme des instruments financiers dérivés.

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

Dérivés incorporés

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

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

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

- que le contrat hôte n'est pas un instrument financier déjà comptabilisé à sa juste valeur avec variation de juste valeur en résultat ;
- que séparé du contrat hôte, la composante répond encore à la définition d'un produit dérivé (existence d'un sous-jacent, absence de règlement initial et règlement futur) ;

- et que les caractéristiques du dérivé identifié ne sont pas étroitement liées à celles du contrat hôte. L'analyse de ce caractère «étroitement lié» est effectuée à la date de signature du contrat.

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

Instruments dérivés de couverture : comptabilisation et présentation

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

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

Couverture de juste valeur

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

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

Couverture de flux de trésorerie

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

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

Si la relation de couverture est interrompue, notamment parce qu'elle n'est plus considérée comme efficace, les gains ou pertes accumulés au titre de l'instrument dérivé sont maintenus en capitaux propres jusqu'à l'échéance de la transaction couverte, sauf dans le cas où l'élément couvert ne présente plus un caractère

hautement probable : les gains et pertes comptabilisés en capitaux propres sont alors reclassés immédiatement au compte de résultat.

Couverture d'un investissement net réalisé dans une entité étrangère

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

Identification et documentation des relations de couverture

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

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

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

Dérivés non qualifiés de couverture : comptabilisation et présentation

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

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

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

Évaluation de la juste valeur

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

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

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

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

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

1.4.12 Trésorerie et équivalents de trésorerie

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

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

1.4.13 Titres d'autocontrôle

Les titres d'autocontrôle sont enregistrés pour leur coût d'acquisition en diminution des capitaux propres. Les résultats de

cession de ces titres sont imputés directement dans les capitaux propres et ne contribuent pas au résultat de l'exercice.

1.4.14 Paiements fondés sur des actions

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

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

Instruments réglés en actions

1.4.14.1. Plans d'options

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

1.4.14.2 Attributions gratuites d'actions

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

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

1.4.14.3 Plans d'épargne entreprise

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

Instruments réglés en trésorerie

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

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

1.4.15 Provisions

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

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

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

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

1.4.15.2 Autres provisions

Le Groupe comptabilise une provision dès lors qu'il existe une obligation actuelle (légale ou implicite) à l'égard d'un tiers résultant d'un événement passé, et qu'il est probable qu'une sortie de

ressources sera nécessaire pour régler cette obligation sans contrepartie attendue.

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

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

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

1.4.16 Chiffre d'affaires

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

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

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

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

1.4.16.1 Vente d'énergie

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

Dans le cadre de certains contrats de vente d'énergie à long terme, le Groupe peut percevoir une composante du prix qui est

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

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

1.4.16.2 Prestations de services

Environnement

Eau

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

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

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

Propreté

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

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

Services à l'énergie

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

1.4.16.3 Contrats de construction et contrats de location

Le chiffre d'affaires des contrats de construction est déterminé en appliquant la méthode du pourcentage d'avancement et de façon plus générale les dispositions présentées dans IAS 11. Selon les cas, ce degré d'avancement est déterminé soit sur la base

de l'avancement des coûts, soit par référence à un avancement physique tel que des jalons définis contractuellement.

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

1.4.17 Résultat opérationnel courant (ROC)

Le résultat opérationnel courant est un indicateur utilisé par le Groupe qui permet de présenter «un niveau de performance opérationnelle pouvant servir à une approche prévisionnelle de la performance récurrente» (en conformité avec la Recommandation CNC 2009-R03, relative au format des états financiers des entreprises sous référentiel comptable international). En effet, le ROC est un solde de gestion qui permet de faciliter la compréhension de la performance du Groupe en excluant les éléments qui, par nature, ont un degré de prévisibilité insuffisant, compte tenu de leur caractère inhabituel, anormal ou peu fréquent. Pour le Groupe, ces éléments correspondent au *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 : le contenu de cette ligne est détaillé au § 1.4.3 de la présente note ;
- autres éléments non récurrents : cette rubrique comprend notamment les plus ou moins-values de cession sur les actifs non courants et les titres disponibles à la vente.

1.4.18 Tableau des flux de trésorerie

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

Les «intérêts reçus d'actifs financiers non courants» sont classés dans les flux issus des activités d'investissement parce qu'ils représentent un retour sur investissement. Les «intérêts financiers reçus sur trésorerie et 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.

1.4.19 Impôts

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

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

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

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

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

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

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

1.4.20 Résultat par action

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

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

NOTE 2 PRINCIPALES VARIATIONS DE PÉRIMÈTRE

2.1 Opérations de la période

2.1.1 Prise de contrôle d'Agbar de Barcelona

Le processus de prise de contrôle par le Groupe GDF SUEZ, via SUEZ Environnement, des activités eau et environnement d'Agbar de Barcelona (Agbar), annoncé le 22 octobre 2009, a été finalisé le 8 juin 2010. Désormais, SUEZ Environnement détient 75,23% du capital d'Agbar (26,67% au niveau GDF SUEZ) et intègre globalement Agbar dans ses comptes consolidés depuis cette prise de contrôle. Criteria CaixaCorp (Criteria), partenaire historique du Groupe dans Agbar, conserve une participation de 24,10% ; le solde (0,67%) est détenu par des actionnaires n'ayant ni apporté leurs titres dans le cadre de l'Offre Publique de Retrait lancée par Agbar entre les 10 et 24 mai 2010 (investissement de 273 millions d'euros pour Agbar), ni cédé leurs titres à Agbar depuis cette date. Agbar était précédemment comptabilisée par intégration proportionnelle dans les états financiers du Groupe.

Le 8 juin 2010, Agbar a cédé la totalité de sa participation dans Adeslas (activité d'assurance santé) à Criteria pour 687 millions d'euros et, concomitamment, Criteria a cédé une partie de ses titres Agbar au Groupe pour 666 millions d'euros ; Criteria et SUEZ Environnement ont également signé un nouveau pacte d'actionnaires, octroyant à SUEZ Environnement le contrôle d'Hisusa, holding détenant lui-même le Groupe Agbar.

La juste valeur de la contrepartie transférée sous forme de trésorerie pour prendre le contrôle d'Agbar s'élève à 666 millions d'euros (20 euros par action). Le Groupe a réévalué à la juste valeur à la date d'acquisition, soit 20 euros par action, les intérêts qu'il détenait précédemment ; soit un montant total de 1 374 millions d'euros. L'effet de cette réévaluation sur le compte de résultat, qui s'élève à 167 millions d'euros, est présenté sur la ligne «Effets de périmètre» du résultat des activités opérationnelles (voir Note 5.4 «Effets de périmètre»).

Le Groupe a décidé d'évaluer la participation ne donnant pas le contrôle à la part proportionnelle dans l'actif net identifiable du groupe Agbar.

Au 31 décembre 2010, la comptabilisation du regroupement d'entreprises est définitive.

Le tableau ci-dessous présente la juste valeur à la date d'acquisition des actifs et passifs identifiables :

En millions d'euros

Actifs non courants	
Immobilisations incorporelles nettes	1 569
Immobilisations corporelles nettes	3 331
Autres actifs	503
Impôts différés actifs	258
Actifs courants	
Autres actifs	789
Trésorerie et équivalents de trésorerie	1 105
Passifs non courants	
Autres passifs	2 596
Impôts différés passifs	470
Passifs courants	
Autres passifs	1 258
TOTAL ACTIF NET (À 100%)	3 231
Contrepartie transférée	666
Réévaluation des intérêts précédemment détenus	1 374
Participation ne donnant pas le contrôle	1 585
GOODWILL	394

Le goodwill de 394 millions représente principalement des parts de marché, une capacité de développement à l'international ainsi que des synergies avec le Groupe.

En tenant compte de cette opération, la contribution d'Agbar au chiffre d'affaires consolidé du Groupe s'élève à 1 931 millions d'euros.

Si l'opération avait eu lieu le 1^{er} janvier 2010, l'impact complémentaire sur le chiffre d'affaires consolidé du Groupe aurait été de + 50 millions d'euros.

2.1.2 Chili

Le 6 novembre 2009, SUEZ Energy Andino S.A. («SEA»), filiale du Groupe GDF SUEZ, et Corporación Nacional del Cobre de Chile («Codelco») ont annoncé le projet de fusion de certaines de leurs participations énergétiques actives dans le réseau électrique du Nord du Chili («SING»). Cette fusion a pour objectif principal de simplifier la structure et l'organisation des différentes entités énergétiques concernées, et pour GDF SUEZ d'acquiescer le contrôle exclusif de ces entités et d'améliorer l'efficacité et la qualité du processus décisionnel.

Aux termes de la fusion, devenue effective le 29 janvier 2010, les entités Gasoducto NorAndino S.A. («GNAC») et Gasoducto NorAndino Argentina S.A («GNAA»), précédemment contrôlées par le Groupe, et les entités Electroandina S.A. («Electroandina»),

Distrinor S.A. («Distrinor») et Central Termoeléctrica Andina S.A. («CTA») précédemment contrôlées conjointement avec Codelco, sont devenues des filiales de l'entité E-CL S.A. («E-CL», anciennement Edelnor S.A.). La participation du Groupe dans Inversiones Hornitos S.A. («CTH»), entité contrôlée conjointement avec Amsa Holding, a également été transférée à E-CL.

Les pactes d'actionnaires avec Codelco existant antérieurement ont pris fin à cette date. Le Groupe détient désormais, par l'intermédiaire de sa filiale SEA, un intérêt de 52,4% dans E-CL, le solde étant détenu par Codelco (40,0%) et un flottant de 7,6% demeurant coté sur la bourse de Santiago (Chili). À partir du 29 janvier, E-CL et ses filiales sont intégrés globalement dans les comptes consolidés du Groupe, à l'exception de CTH qui continue à être consolidé par intégration proportionnelle.

La parité d'échange a été déterminée en fonction de valorisations établies sur la base des flux de trésorerie futurs actualisés des différentes entités concernées. Suite à la prise de contrôle de Electroandina, Distrinor, CTA et E-CL et en application de la norme IFRS 3 révisée, le Groupe a réévalué à la juste valeur les intérêts précédemment détenus et a constaté la dilution sur les intérêts détenus dans CTH. L'effet de ces opérations qui s'élève à 167 millions d'euros (dont 148 millions d'euros au titre des effets de réévaluation des intérêts précédemment détenus), ainsi que les frais d'acquisition de 2 millions d'euros sont comptabilisés sur la ligne «Effets de périmètre» du résultat des activités opérationnelles (voir Note 5.4 «Effets de périmètre»).

Le Groupe a décidé d'évaluer la participation ne donnant pas le contrôle à la part proportionnelle dans l'actif net identifiable des entités acquises.

La juste valeur de la contrepartie transférée est constituée de la juste valeur des participations apportées pour un montant de 80 millions d'euros et d'un paiement de 93 millions d'euros sous forme de trésorerie.

Au 31 décembre 2010, la comptabilisation du regroupement d'entreprises est définitive.

Le tableau ci-dessous présente la juste valeur à la date d'acquisition des actifs et passifs identifiables des entités Electroandina, Distrinor, E-CL et CTA (en millions d'euros) :

En millions d'euros

Actifs non courants	
Immobilisations incorporelles nettes	322
Immobilisations corporelles nettes	884
Autres actifs	70
Actifs courants	
Autres actifs	175
Trésorerie et équivalents de trésorerie	144
Passifs non courants	
Autres passifs	150
Impôts différés passif	124
Passifs courants	
Autres passifs	405
TOTAL ACTIF NET (100%)	915
Contrepartie transférée	173
Réévaluation des intérêts précédemment détenus	307
Participation ne donnant pas le contrôle	435
GOODWILL	0

L'incidence de l'acquisition de ces entités sur les flux de trésorerie du Groupe, soit le paiement sous forme de trésorerie net de la trésorerie acquise ainsi que le décaissement des frais d'acquisition, s'élève à - 6 millions d'euros.

Les impacts complémentaires sur le chiffre d'affaires et le résultat net part du Groupe à compter de la date de fusion s'élèvent respectivement à 498 et 25 millions d'euros.

Si la fusion avait eu lieu le 1^{er} janvier 2010, le Groupe aurait constaté des compléments de chiffre d'affaires et de résultat net part du Groupe s'élevant respectivement à 34 millions d'euros et de 3 millions d'euros.

2.1.3 Décroisement des participations communes dans l'eau avec Veolia Environnement

Le 23 mars 2010, suite aux consultations des instances représentatives du personnel des sociétés concernées et à l'accord des autorités européennes de la Concurrence, SUEZ Environnement et Veolia Environnement ont annoncé le décroisement de l'ensemble de leurs participations communes dans des sociétés (dites «paritaires») de gestion de l'eau en France.

Ces sociétés étaient précédemment comptabilisées par intégration proportionnelle dans les états financiers du Groupe.

Au terme de ce processus, lancé le 19 décembre 2008, SUEZ Environnement via sa filiale Lyonnaise des Eaux, a pris le contrôle des huit sociétés suivantes dont elle détient désormais 100% du capital :

- Société d'Exploitation du Réseau d'Assainissement de Marseille (SERAM) ;
- Société Provençale des Eaux (SPE) ;
- Société des Eaux du Nord (SEN) et ses filiales ;
- Société des Eaux de Versailles et de Saint-Cloud (SEVESC) et ses filiales ;
- Société Martiniquaise des Eaux (SME) ;
- Société Guyanaise des Eaux (SGDE) ;
- Société Stéphanoise des Eaux (SSE) ;
- Société Nancéienne des Eaux (SNE).

Ces sociétés sont dorénavant consolidées par intégration globale dans les états financiers du Groupe.

Lyonnaise des Eaux a, en parallèle, transféré à Veolia-Eau l'intégralité de ses participations dans la Société des Eaux de Marseille, ainsi que dans la Société des Eaux d'Arles, générant une plus-value consolidée de 81 millions d'euros (voir Note 5.4 «Effets de périmètre»).

Le Groupe a réévalué à la juste valeur à la date d'acquisition les intérêts précédemment détenus par Lyonnaise des Eaux dans les

huit sociétés dont il a pris le contrôle ; soit un montant total de 148 millions d'euros. L'effet de cette réévaluation sur le compte de résultat, qui s'élève à 120 millions d'euros, est présenté sur la ligne «Effets de périmètre» du résultat des activités opérationnelles (voir Note 5.4 «Effets de périmètre»).

Au 31 décembre 2010, la comptabilisation du regroupement d'entreprises est définitive.

Le tableau ci-dessous présente la juste valeur à la date d'acquisition des actifs et passifs identifiables :

En millions d'euros

Actifs non courants	
Immobilisations incorporelles nettes	265
Immobilisations corporelles nettes	72
Autres actifs	1
Impôts différés actifs	16
Actifs courants	
Autres actifs	16
Trésorerie et équivalents de trésorerie	30
Passifs non courants	
Autres passifs	182
Impôts différés passifs	61
Passifs courants	
Autres passifs	81
TOTAL ACTIF NET (À 100%)	76
Contrepartie transférée	131
Réévaluation des intérêts précédemment détenus	148
GOODWILL	203

L'estimation des provisions a été revue conformément aux principes d'IFRS 3 Révisée qui prévoit notamment la comptabilisation de provisions au titre des passifs éventuels, résultant de litiges en cours à la date de l'acquisition (voir Note 26 «Litiges et concurrence»).

Le goodwill de 203 millions d'euros représente principalement une part de marché ainsi que des synergies avec le Groupe.

L'impact complémentaire sur le chiffre d'affaires consolidé du Groupe depuis la date de prise d'effet de cette opération s'élève à + 10 millions d'euros en 2010.

2.1.4 Prise de contrôle dans Astoria

Le 7 janvier 2010, le Groupe a porté à 65,4% sa participation, directe et indirecte, dans la centrale au gaz naturel d'Astoria Energy, Phase I (575 MW), située dans le Queens à New York City. GDF SUEZ a pris ainsi le contrôle de cette installation, désormais intégrée globalement dans les états financiers du Groupe. Précédemment, le Groupe détenait depuis le 16 mai 2008 une participation mise en équivalence de 14,8% dans la centrale. À la date d'acquisition, la juste valeur de la contrepartie transférée sous forme de trésorerie s'élève à 148 millions d'euros. Par ailleurs, le Groupe s'est engagé

à transférer une contrepartie complémentaire conditionnelle dépendant de la performance d'Astoria Energy, Phase I ; la juste valeur de ce complément de prix conditionnel, à la date d'acquisition, est estimée à 8 millions d'euros.

Au 31 décembre 2010, la comptabilisation du regroupement d'entreprises est définitive. Le goodwill comptabilisé au titre de ce regroupement d'entreprise est non significatif.

Depuis la date d'acquisition, la contribution d'Astoria au chiffre d'affaires s'élève à 189 millions d'euros. Sa contribution au résultat net part du Groupe 2010 est négligeable.

2.1.5 Cessions des participations du Groupe Fluxys et Fluxys LNG

Dans le cadre de la modification du contexte légal et de la Loi gaz stipulant que les fournisseurs ou leurs entreprises liées ne peuvent détenir plus de 24,99% du capital ou des actions assorties d'un droit de vote d'un gestionnaire d'une infrastructure de transport, GDF SUEZ et Publigaz ont conclu, en mars 2010, un accord portant sur la cession de la totalité de la participation détenue par le Groupe dans Fluxys (38,5%).

La transaction a été réalisée le 5 mai 2010. La cession des 270 530 parts s'est effectuée au prix de 2 350 euros par action, pour un montant total de 636 millions d'euros.

L'accord avec Publigaz prévoyait également que le Groupe GDF SUEZ transfère à Fluxys sa participation de 6,8% dans Fluxys LNG. Depuis le 5 mai 2010, GDF SUEZ est donc également sorti du capital de Fluxys LNG. La cession des parts de Fluxys LNG s'est effectuée au prix de 28 millions d'euros.

L'opération réalisée dégage une plus-value consolidée de 422 millions d'euros pour GDF SUEZ (voir Note 5.4 «Effets de périmètre»).

Au 31 décembre 2009, la contribution de ces entités au résultat des sociétés associées s'était élevée à 57 millions d'euros.

2.1.6 Cession d'Elia

Le Groupe GDF SUEZ a finalisé la cession, à Publi-T, de 12,5% de la participation de sa filiale Electrabel S.A. dans Elia S.A. (Elia) le 10 mai 2010. La cession des 6 035 522 parts s'est effectuée au prix de 26,50 euros par action pour un montant total de 160 millions d'euros.

Le Groupe a par ailleurs cédé le 18 mai 2010 les 11,7% résiduels dans Elia S.A. au prix de 27 euros par action pour un montant total de 153 millions d'euros. Au terme de cette seconde opération, le Groupe n'a plus d'intérêt en Elia.

Ces cessions génèrent une plus-value consolidée de 238 millions d'euros pour GDF SUEZ (voir Note 5.4 «Effets de périmètre»).

Au 31 décembre 2009, la contribution d'Elia au résultat des sociétés associées s'était élevée à 23 millions d'euros.

2.1.7 Autres opérations 2010

Diverses acquisitions et prises de participation (rachat des minoritaires de Gaselys, prise de contrôle de GNL Mejillones au Chili, consolidation par intégration proportionnelle des activités de PTTNGD en Thaïlande suite à la modification des statuts de cette société, dont les incidences individuelles et cumulées sur les états financiers du groupe sont non significatives, ont été réalisées au cours de l'exercice 2010.

2.2 Suivi des principales acquisitions de l'exercice 2009 : finalisation en 2010 de la comptabilité d'acquisition liée à ces transactions

2.2.1 Échange de capacités de production d'énergie en Europe

Electrabel et E.ON ont signé le 31 juillet 2009 des accords concernant l'échange de capacités de production électrique conventionnelles et nucléaires. Les Conseils d'Administration des deux parties ainsi que les autorités en charge de la concurrence ont validé les accords et l'échange a été réalisé le 4 novembre 2009.

À l'issue de cette transaction, Electrabel a acquis auprès d'E.ON des centrales conventionnelles d'une puissance de 860 MW et

des capacités hydrauliques d'environ 132 MW pour un montant de 551 millions d'euros. Cette acquisition avait été qualifiée de regroupement d'entreprises. Le goodwill provisoire comptabilisé au 31 décembre 2009 s'élevait à 453 millions d'euros.

Au 31 décembre 2010, le Groupe a finalisé son exercice d'évaluation de la juste valeur des centrales acquises. Le goodwill définitif s'élève à 118 millions d'euros.

Pour rappel, les autres incidences de cette transaction globale avec E.ON sur l'exercice 2009 sont les suivantes :

Electrabel a cédé à E.ON la centrale au charbon et biomasse de Langerlo (556 MW) et la centrale au gaz de Vilvoorde (385 MW). Cette opération, réalisée pour un montant de 505 millions d'euros, a généré une plus-value de 108 millions d'euros dans les comptes de GDF SUEZ.

Le Groupe a acquis quelque 700 MW de droits de tirage dans des centrales nucléaires en Allemagne. Ces droits sont comptabilisés en autres créances au titre de livraisons futures à recevoir.

Le Groupe a également cédé environ 770 MW de droits de tirage dans des centrales nucléaires avec des points de livraison en Belgique et aux Pays-Bas. Les droits de tirage cédés sont comptabilisés en acomptes reçus au titre d'obligations de livraisons futures à réaliser.

Cette transaction d'ensemble n'avait pas donné lieu à échange de trésorerie entre Electrabel et E.ON.

2.2.2 Autres acquisitions

Diverses autres acquisitions, non significatives individuellement, avaient été réalisées sur l'exercice 2009.

La finalisation de l'affectation du coût de ces regroupements d'entreprises a été réalisée au cours de l'exercice 2010 et n'a pas entraîné de changements significatifs.

2.3 Autres opérations de l'exercice 2009

Dans le cadre des engagements pris à l'égard de la Commission Européenne pour la réalisation de la fusion des deux Groupes, SUEZ et Gaz de France s'étaient engagés à réaliser un certain nombre de cessions. Certaines de ces transactions sont intervenues au cours de l'exercice 2009 :

- le 20 janvier 2009, GDF SUEZ a finalisé la cession à Centrica de la totalité de ses titres dans la société belge Segebel (soit 50% de Segebel), société qui détient elle-même 51% du capital de SPE. Le montant de la transaction s'est élevé à 585 millions d'euros et n'a pas généré de résultat de cession ;
- dans le cadre des engagements vis-à-vis du gouvernement belge (l'Accord Pax Electrica II), le Groupe avait signé le 12 juin 2008 des conventions avec SPE afin d'augmenter la quote-part de cette dernière dans la production d'énergie électrique en Belgique. La convention de mise à disposition réciproque de 100 MW de puissance et la convention prévoyant l'augmentation de la part SPE, à concurrence de 250 MW, sont entrées en vigueur au cours du premier semestre 2009. La cession pour 180 millions d'euros d'une quote-part de 6,2% dans la

copropriété d'unités nucléaires s'est traduite par la constatation d'un résultat de cession de 70 millions d'euros ;

- dans le cadre de la restructuration de sa participation dans Fluxys, GDF SUEZ s'était engagé à céder à Publigaz un nombre d'actions de Fluxys suffisant pour lui permettre de détenir 51,28% du capital de Fluxys. Le 18 mai 2009, GDF SUEZ a réalisé cet engagement, générant une plus-value de 87 millions d'euros.

Dans le cadre de l'accord signé avec ENI pour la cession de Distrigaz à cette dernière, le Groupe avait finalisé divers accords dans les secteurs du gaz et de l'électricité. Ceux-ci prévoyaient

l'acquisition de 1 100 MW de capacité de production électrique virtuelle (VPP) en Italie pour 1 210 millions d'euros, de contrats d'approvisionnement, d'actifs d'Exploration et Production, ainsi que le réseau de distribution de gaz de la municipalité de Rome.

Au 31 décembre 2009, ces accords ont tous été finalisés à l'exception de l'acquisition du réseau de distribution de gaz de la municipalité de Rome qui n'a pas abouti. Au 31 décembre 2010, des négociations sont actuellement menées avec ENI pour trouver une solution alternative conforme aux engagements pris.

NOTE 3 INFORMATION SECTORIELLE

3.1 Secteurs opérationnels

Conformément aux dispositions de la norme IFRS 8 – Information sectorielle, les secteurs opérationnels retenus ci-après pour présenter l'information sectorielle ont été identifiés sur la base du reporting interne utilisé par le Comité de Direction Groupe afin de permettre l'allocation des ressources aux différents secteurs ainsi que l'évaluation de leurs performances. Le Comité de Direction Groupe est le «principal décideur opérationnel» au sens d'IFRS 8.

Ainsi, les secteurs retenus par le Groupe sont au nombre de 10 :

- **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, Benelux et Allemagne ;
- **Division Énergie Amérique du Nord** – les filiales concernées produisent de l'électricité et commercialisent de l'électricité et du gaz aux États-Unis, au Mexique ainsi qu'au Canada ; elles sont également actives dans l'importation et la regazéification de GNL ;
- **Division Énergie Amérique Latine** – les filiales concernées produisent de l'électricité, et/ou assurent la transmission et la distribution de gaz et d'électricité en Amérique Latine ; depuis 2010, cette Division est également active dans l'importation et la regazéification de GNL au Chili ;
- **Division Énergie Moyen-Orient, Asie et Afrique** – les filiales concernées produisent et commercialisent de l'électricité en Thaïlande, au Laos, à Singapour, en Turquie et dans la péninsule arabique, et interviennent sur le dessalement d'eau de mer dans cette même péninsule ;

- **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, 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 ;
- **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 de celles dédiées au financement centralisé du Groupe. Ce segment ne comprend pas les holdings en position de tête de branche, qui sont rattachées aux secteurs concernés.

Les méthodes comptables et d'évaluation retenues pour l'élaboration du reporting interne 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, 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. 2010			31 déc. 2009		
	Hors groupe	Groupe	Total	Hors groupe	Groupe	Total
Énergie France	14 982	475	15 457	13 954	434	14 388
Énergie Europe & International	31 770	277	32 047	28 350	245	28 594
dont : Énergie Benelux & Allemagne	14 257	970	15 228	13 204	964	14 168
Énergie Europe	8 084	659	8 743	7 746	515	8 261
Énergie Amérique du Nord	4 215	61	4 276	3 877	45	3 922
Énergie Amérique Latine	3 208	0	3 208	2 013	0	2 013
Énergie Moyen-Orient, Asie et Afrique	2 007	0	2 007	1 511	0	1 511
Élimination des transactions intra BEEI		(1 414)	(1 414)		(1 280)	(1 280)
Global Gaz & GNL	9 173	11 620	20 793	10 657	9 813	20 470
Infrastructures	1 203	4 688	5 891	1 043	4 570	5 613
Énergie Services	13 486	209	13 695	13 621	193	13 814
Environnement	13 863	6	13 869	12 283	13	12 296
Autres	0	0	0	0	0	0
Élimination des transactions internes		(17 274)	(17 274)		(15 267)	(15 267)
TOTAL DU CHIFFRE D'AFFAIRES	84 478	0	84 478	79 908	0	79 908

● EBITDA

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2010	31 déc. 2009
Énergie France	1 023	366
Énergie Europe & International	5 831	5 027
<i>dont : Énergie Benelux & Allemagne</i>	2 272	2 123
<i>Énergie Europe</i>	1 163	1 011
<i>Énergie Amérique du Nord</i>	617	657
<i>Énergie Amérique Latine</i>	1 475	1 023
<i>Énergie Moyen-Orient, Asie et Afrique</i>	406	285
Global Gaz & GNL	2 080	2 864
Infrastructures	3 223	3 026
Énergie Services	923	921
Environnement	2 339	2 060
Autres	(332)	(253)
TOTAL EBITDA	15 086	14 012

● RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2010	31 déc. 2009
Énergie France	646	288
Énergie Europe & International	3 937	3 534
<i>dont : Énergie Benelux & Allemagne</i>	1 657	1 574
<i>Énergie Europe</i>	646	581
<i>Énergie Amérique du Nord</i>	298	429
<i>Énergie Amérique Latine</i>	1 126	833
<i>Énergie Moyen-Orient, Asie et Afrique</i>	317	197
Global Gaz & GNL	961	1 450
Infrastructures	2 071	1 947
Énergie Services	598	598
Environnement	1 025	926
Autres	(443)	(395)
TOTAL ROC	8 795	8 347

● DOTATIONS AUX AMORTISSEMENTS

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2010	31 déc. 2009
Énergie France	(418)	(31)
Énergie Europe & International	(1 811)	(1 309)
<i>dont : Énergie Benelux & Allemagne</i>	(563)	(381)
<i>Énergie Europe</i>	(492)	(421)
<i>Énergie Amérique du Nord</i>	(310)	(230)
<i>Énergie Amérique Latine</i>	(346)	(187)
<i>Énergie Moyen-Orient, Asie et Afrique</i>	(101)	(89)
Global Gaz & GNL	(1 158)	(1 378)
Infrastructures	(1 159)	(1 083)
Énergie Services	(296)	(294)
Environnement	(975)	(838)
Autres	(85)	(65)
TOTAL DOTATIONS AUX AMORTISSEMENTS	(5 902)	(4 998)

● PERTES DE VALEUR SUR ACTIFS CORPORELS, INCORPORELS ET FINANCIERS

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2010	31 déc. 2009
Énergie France	(87)	(28)
Énergie Europe & International	(371)	(134)
<i>dont : Énergie Benelux & Allemagne</i>	(43)	(111)
<i>Énergie Europe</i>	(306)	(4)
<i>Énergie Amérique du Nord</i>	(12)	(9)
<i>Énergie Amérique Latine</i>	(9)	(5)
<i>Énergie Moyen-Orient, Asie et Afrique</i>	0	0
Global Gaz & GNL	(641)	(179)
Infrastructures	(192)	(2)
Énergie Services	(39)	7
Environnement	(85)	(85)
Autres	(52)	(51)
TOTAL PERTES DE VALEUR SUR ACTIFS CORPORELS, INCORPORELS ET FINANCIERS	(1 468)	(472)

● CAPITAUX ENGAGÉS INDUSTRIELS

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2010	31 déc. 2009
Énergie France	7 360	6 890
Énergie Europe & International	36 233	30 230
<i>dont : Énergie Benelux & Allemagne</i>	9 768	8 842
<i>Énergie Europe</i>	8 670	8 400
<i>Énergie Amérique du Nord</i>	6 088	4 908
<i>Énergie Amérique Latine</i>	8 029	5 230
<i>Énergie Moyen-Orient, Asie et Afrique</i>	3 703	2 820
Global Gaz & GNL	9 027	9 299
Infrastructures	19 072	18 823
Énergie Services	2 828	2 516
Environnement	13 313	10 059
Autres	155	70
TOTAL CAPITAUX ENGAGÉS INDUSTRIELS	87 987	77 888

La définition des Capitaux Engagés Industriels a été modifiée et intègre désormais les créances IFRIC 4 et IFRIC 12. Les données

2009 ont été modifiées et sont réconciliées avec la définition antérieurement retenue par le Groupe en Note 3.5.

● INVESTISSEMENTS CORPORELS, INCORPORELS ET FINANCIERS (CAPEX)

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2010	31 déc. 2009
Énergie France	791	925
Énergie Europe & International	4 734	4 668
<i>dont : Énergie Benelux & Allemagne</i>	1 550	1 638
<i>Énergie Europe</i>	766	993
<i>Énergie Amérique du Nord</i>	312	376
<i>Énergie Amérique Latine</i>	1 514	1 453
<i>Énergie Moyen-Orient, Asie et Afrique</i>	603	226
Global Gaz & GNL	1 149	1 147
Infrastructures	1 787	1 948
Énergie Services	623	621
Environnement	2 350	1 459
Autres	472	392
TOTAL INVESTISSEMENTS	11 906	11 160

Les investissements financiers inclus dans cet indicateur sont hors trésorerie des entités acquises (548 millions d'euros) mais comprennent les acquisitions d'intérêts complémentaires dans des

entités contrôlées, lesquelles sont présentées en tant que flux issus de l'activité de financement dans le tableau de flux de trésorerie (505 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. 2010	31 déc. 2009	31 déc. 2010	31 déc. 2009
France	31 502	30 724	33 789	32 732
Belgique	11 997	11 557	5 318	5 111
Autres Union Européenne	25 152	25 164	25 460	22 191
Autres pays d'Europe	1 311	1 197	2 040	1 735
Amérique du Nord	5 004	4 642	7 991	6 678
Asie, Moyen Orient et Océanie	4 574	3 203	5 107	4 043
Amérique du Sud	4 050	2 571	8 100	5 271
Afrique	887	851	180	127
TOTAL	84 478	79 908	87 987	77 888

La définition des Capitaux Engagés Industriels a été modifiée et intègre désormais les créances IFRIC 4 et IFRIC 12. Les données 2009 ont été modifiées et sont réconciliées avec la définition antérieurement retenue par le Groupe en Note 3.5.

3.4 Réconciliation de l'EBITDA

● RÉCONCILIATION DE L'EBITDA AVEC LE RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT

En millions d'euros	31 déc. 2010	31 déc. 2009
Résultat Opérationnel Courant	8 795	8 347
Dotations nettes aux amortissements et provisions	5 899	5 183
Paiements en actions (IFRS 2) et autre	126	218
Charges nettes décaissées des concessions	265	263
EBITDA	15 086	14 012

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

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2010	31 déc. 2009
(+) Immobilisations incorporelles et corporelles nettes	91 483	81 085
(+) Goodwills	27 567	27 989
(-) goodwill issu de la fusion Gaz de France - Suez ⁽¹⁾	(11 507)	(11 507)
(+) Créances IFRIC 4 et IFRIC 12 ⁽³⁾	1 402	1 215
(+) Participations dans des entreprises associées	1 980	2 176
(+) Clients et autres débiteurs	21 334	19 748
(-) appels de marge ^{(1) (2)}	(547)	(1 185)
(+) Stocks	3 870	3 947
(+) Autres actifs courants et non courants	8 397	6 790
(+) Impôts différés	(10 768)	(10 437)
(-) Provisions	(14 469)	(14 053)
(+) pertes et gains actuariels en capitaux propres (nets d'impôts différés) ⁽¹⁾	657	159
(-) Fournisseurs et autres créanciers	(14 835)	(12 887)
(+) appels de marge ^{(1) (2)}	542	717
(-) Autres passifs courants et non courants	(16 339)	(14 958)
(-) Autres passifs financiers	(780)	(911)
CAPITAUX ENGAGÉS INDUSTRIELS	87 987	77 888

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

(2) Les appels de marges inclus dans les rubriques «Clients et autres débiteurs» et «Fournisseurs et autres créanciers» correspondent aux avances reçues ou versées dans le cadre des contrats de collatéralisation mis en place par le Groupe afin de diminuer son exposition au risque de contrepartie relatif aux transactions sur matières premières.

(3) Les Capitaux Engagés Industriels intègrent désormais les créances IFRIC 4 et IFRIC 12. Les données 2009 ont été retraitées pour tenir compte de ce changement de définition.

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. 2010	31 déc. 2009
Ventes d'énergies	55 694	53 090
Prestations de services	26 620	25 258
Produits de location et contrats de construction	2 164	1 560
CHIFFRE D'AFFAIRES	84 478	79 908

En 2010, les produits de location et les contrats de construction représentent respectivement 889 millions d'euros et 1 275 millions d'euros (contre 737 millions d'euros et 823 millions d'euros en 2009).

4.2 Charges de personnel

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2010	31 déc. 2009
Avantages à court terme	(11 262)	(10 891)
Paiements fondés sur des actions	(119)	(221)
Charges liées aux plans à prestations définies	(261)	(159)
Charges liées aux plans à cotisations définies	(113)	(94)
TOTAL	(11 755)	(11 365)

Les avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme sont présentés en Note 18.

Les paiements fondés sur actions sont détaillés dans la Note 23.

4.3 Amortissements, dépréciations et provisions

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2010	31 déc. 2009
Dotations aux amortissements	(5 902)	(4 998)
Variation nette des dépréciations sur stocks et créances commerciales	15	(217)
Variation nette des provisions	(12)	32
TOTAL	(5 899)	(5 183)

Les amortissements se répartissent en 1 034 millions d'euros pour les immobilisations incorporelles et 4 868 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 à la fois de l'effet des regroupements d'entreprises et des mises en service effectuées en 2010 (centrales thermiques en France, terminaux

méthaniers, barrages hydrauliques au Brésil...) et au cours de l'exercice 2009.

Les dotations nettes aux dépréciations sur stocks et créances commerciales ont diminué sur l'exercice 2010. Cette baisse résulte principalement de moindres dépréciations des créances clients mais également de l'effet de la comptabilisation en tant que créances irrécouvrables de créances douteuses précédemment dépréciées.

NOTE 5 RÉSULTAT DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2010	31 déc. 2009
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT	8 795	8 347
MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel	(106)	(323)
Perte de valeur des actifs corporels, incorporels et financiers	(1 468)	(472)
Restructurations	(206)	(179)
Effets de périmètre	1 185	367
Autres éléments non récurrents	1 297	434
RÉSULTAT DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES	9 497	8 174

5.1 MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel

Cette rubrique présente une charge nette de 106 millions d'euros au 31 décembre 2010 contre une charge nette de 323 millions d'euros au 31 décembre 2009 et résulte essentiellement des éléments suivants :

- l'évolution de la juste valeur de contrats à terme mettant en œuvre des stratégies de couverture économique non éligibles à la comptabilité de couverture représente une charge nette de 139 millions d'euros (contre une charge nette de 285 millions d'euros en 2009). Cette charge nette de la période résulte principalement du débouclage de positions dont la valeur

de marché était positive à fin décembre 2009. Cet effet négatif net est partiellement compensé par l'effet positif de la baisse de l'euro par rapport au dollar américain et à la livre sterling sur les couvertures de risque de change des contrats d'achats de gaz et de charbon en devises ainsi que par un effet prix globalement positif résultant des variations sur la période des prix des matières premières sous-jacentes ;

- l'impact lié au calcul de l'inefficacité des stratégies de couverture de flux de trésorerie futurs sur actifs non financiers et de la déqualification de certains instruments de couverture du risque de matières premières est positif à hauteur de 33 millions d'euros (négatif à hauteur de 38 millions d'euros en 2009).

5.2 Pertes de valeur sur actifs corporels, incorporels et financiers

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2010	31 déc. 2009
Pertes de valeur :		
Goodwills	(169)	(8)
Immobilisations corporelles et autres immobilisations incorporelles	(1 220)	(436)
Actifs financiers	(113)	(103)
Autres	(0)	22
TOTAL DES PERTES DE VALEUR D'ACTIFS	(1 502)	(526)
Reprises de pertes de valeur :		
Immobilisations corporelles et autres immobilisations incorporelles	13	40
Actifs financiers	20	14
TOTAL DES REPRISES DE PERTES DE VALEUR	34	53
TOTAL	(1 468)	(472)

5.2.1 Pertes de valeur sur goodwill

Le Groupe a comptabilisé une perte de valeur de 134 millions d'euros sur le goodwill relatif à une société de distribution de gaz en Turquie. Les difficultés persistantes d'un client industriel important ainsi que le risque de révision du régime tarifaire applicable à compter de 2017 ont conduit le Groupe à revoir à la baisse la valorisation de cette activité en Turquie. La valeur d'utilité de cette unité génératrice de trésorerie (UGT) 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 et, au-delà de cette période, sur les projections de flux de trésorerie intégrant les hypothèses de révision du régime tarifaire. Les estimations retenues concernant les variables clés du test à savoir les hypothèses de croissance de la consommation de gaz, le régime tarifaire applicable à compter de 2017 reflètent les meilleures estimations du Management. Le taux d'actualisation appliqué, qui a été établi à partir des données de marché disponibles, s'élève à 9,7%. Le Groupe a également comptabilisé une perte de valeur de 175 millions d'euros (133 millions d'euros net de l'effet impôt) 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 valeur d'utilité de l'unité génératrice de trésorerie Transport Allemagne a été déterminée à partir des prévisions de flux de trésorerie jusque 2022 et d'une valeur terminale correspondant à la valeur estimée de la base d'actifs régulée en 2023. Le taux d'actualisation utilisé s'élève à 5,1%. La perte de valeur a 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 constatées au 31 décembre 2010 proviennent essentiellement du portefeuille de contrats d'approvisionnement long terme en gaz (perte de 548 millions d'euros) et de certains actifs d'exploration production (perte de 95 millions d'euros) de la Branche Global Gaz & GNL, d'un actif de production d'électricité espagnol (perte de 131 millions d'euros) de la Division Énergie Europe ainsi que du réseau de transport de gaz Mégal (perte de 148 millions d'euros) de la Branche Infrastructures (cf. partie 5.2.1).

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 a conduit le Groupe à constater une perte de valeur de 548 millions d'euros sur son portefeuille de contrats d'approvisionnement long terme en gaz. L'actif incorporel correspondant à ce portefeuille de contrats d'approvisionnement provient en grande partie du montant alloué à ces contrats dans le cadre de la comptabilisation du regroupement d'entreprises entre SUEZ et Gaz de France en 2008. La valeur recouvrable de ce portefeuille d'actifs a été déterminée à partir des prévisions de flux de trésorerie sur la durée de vie résiduelle des contrats en utilisant, compte tenu de la nature des actifs sous-jacents, un scénario « low » concernant les hypothèses de recorrélation des prix du gaz et du pétrole (cf Note 9.3.2.). Le taux d'actualisation utilisé s'élève à 7,0%.

Du fait de perspectives de développement moins favorables que prévues, certains actifs de production et licences d'exploration en Égypte, en Libye et dans le Golfe du Mexique, ont fait l'objet de réductions de valeur pour un montant de 95 millions d'euros

Une perte de valeur de 131 millions d'euros a été comptabilisée sur un actif de production d'électricité en Espagne afin de tenir compte de sa situation économique dégradée. 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 futurs estimés jusqu'à la fin de la durée de vie de la centrale. Le taux d'actualisation appliqué à ces prévisions s'élève à 7,7%.

Sur l'exercice 2009, le Groupe a déprécié des licences d'exploration dans le Golfe du Mexique et en Lybie pour 177 millions d'euros et constaté une perte de valeur pour 113 millions d'euros suite à l'abandon du projet de seconde centrale au charbon en Allemagne située à Brunsbüttel-Stade.

5.2.3 Pertes de valeur sur actifs financiers

Le Groupe a comptabilisé au 30 juin 2010 une perte de valeur complémentaire de 46 millions d'euros sur les titres Gas Natural (cf. Note 14.1.1 « Titres disponibles à la vente »). Ces titres ont par la suite été cédés au cours du second semestre (cf. Note 14.1.1). Les autres pertes de valeur constatées sur les titres disponibles à la vente ne sont pas significatives individuellement.

Les pertes de valeurs comptabilisées au cours de l'exercice 2009 portaient également principalement sur les titres Gas Natural (33 millions d'euros).

5.3 Restructurations

Au 31 décembre 2010, les restructurations comprennent principalement des coûts d'adaptation au contexte économique de SUEZ Environnement (83 millions d'euros) et dans la Branche Énergie Services (86 millions d'euros). Ce poste comprend également les coûts relatifs aux regroupements de sites à Bruxelles (16 millions d'euros).

Sur l'exercice 2009, les restructurations correspondaient également à des coûts d'adaptation au contexte économique de SUEZ Environnement et dans la Branche Énergie Services, ainsi qu'à des coûts d'intégration des activités de COFATHEC dans la Branche Énergie Services.

5.4 Effets de périmètre

Au 31 décembre 2010, ce poste comprend 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) (cf. Note 2 « Principales variations de périmètre »).

Par ailleurs, ce poste inclut 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. Ces trois opérations sont décrites en Note 2 «Principales variations de périmètre».

<i>En millions d'euros</i>	Référence Note 2	Résultat de cession	Frais d'acquisition/ cession	Résultat de réévaluation	Total
Opérations de la période					
Prise de contrôle du Groupe Hisusa/Agbar	2.1.1		(9)	167	158
Fusion d'entités au Chili	2.1.2	19	(2)	148	165
Cession partielle de Central Termoelectrica Andina («CTA»)		18			18
Décroisement des participations avec Véolia	2.1.3	81		120	201
Cession des participations du groupe Fluxys et Fluxys LNG	2.1.5	422	(3)		419
Cession d'Elia	2.1.6	238	(4)		234
Autres					(10)
TOTAL DES EFFETS DE PÉRIMÈTRE					1 185

Au 31 décembre 2009, ce poste ne comprenait que des résultats de cession dont les plus significatifs étaient relatifs aux ventes partielles de participations du Groupe dans les Intercommunales wallonnes et dans le groupe Fluxys.

5.5 Autres éléments non récurrents

Au 31 décembre 2010, ce poste comprend 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.

Ce poste comprend également les résultats réalisés sur les cessions de titres non consolidés VNG et Gas Natural.

Au 31 décembre 2009, les «Autres éléments non récurrents» étaient principalement constitués des plus-values comptabilisées dans le cadre des cessions de capacités de production de 250 MW à SPE, et des centrales de Langerloo et Vilvoorde à E.ON, ainsi que l'effet de certaines des procédures engagées vis-à-vis du Groupe par la Commission Européenne. En effet, suite à la décision de la Commission Européenne dans l'affaire E.ON/GDF du 8 juillet 2009, le Groupe avait ajusté le montant de la provision constituée dans le cadre de l'allocation du coût du regroupement d'entreprises issu de la fusion entre Gaz de France et SUEZ aux actifs, passifs et passifs éventuels de Gaz de France, au vu des actions relatives au dossier qui avaient été menées depuis la fusion. Par ailleurs, le Groupe avait constaté l'amende qui lui avait été imposée par la Commission Européenne dans le cadre du dossier de la Compagnie Nationale du Rhône.

NOTE 6 RÉSULTAT FINANCIER

En millions d'euros	31 déc. 2010			31 déc. 2009		
	Charges	Produits	Total	Charges	Produits	Total
Coût de la dette nette	(1 858)	171	(1 686)	(1 707)	441	(1 266)
Autres produits et charges financiers ⁽¹⁾	(953)	417	(535)	(931)	569	(362)
RÉSULTAT FINANCIER	(2 810)	589	(2 222)	(2 638)	1 010	(1 628)

(1) Le rendement des actifs de couverture relatifs aux avantages postérieurs à l'emploi qui figurait en déduction de la «désactualisation des provisions» a été reclassé vers le poste «autres produits financiers». Les données 2009 ont été retraitées afin d'assurer la comparabilité entre les deux exercices.

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. 2009
Charges d'intérêts sur dette brute	(2 074)	-	(2 074)	(1 917)
Résultat de change sur dettes financières et couvertures	-	16	16	(39)
Résultat latent des couvertures économiques sur emprunts	(126)	-	(126)	265
Résultat sur trésorerie et équivalents de trésorerie, et actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat	-	156	156	176
Coûts d'emprunts capitalisés	342	-	342	249
COÛT DE LA DETTE NETTE	(1 858)	171	(1 686)	(1 266)

L'augmentation du coût de la dette nette résulte principalement :

- de la hausse des charges d'intérêts sur dette brute qui s'explique par l'augmentation de l'encours moyen de la dette brute (cf. Note 14.3. «Endettement financier net»);
- des variations de valeur négatives des instruments dérivés (non qualifiés de comptabilité de couverture) mis en place lors des exercices antérieurs pour «fixer» le coût de la dette (baisse des taux par rapport à 2009).

6.2 Autres produits et charges financiers

En millions d'euros	31 déc. 2010	31 déc. 2009
Autres charges financières		
Désactualisation des provisions ⁽¹⁾	(791)	(763)
Charges d'intérêts sur fournisseurs et autres créanciers	(86)	(81)
Pertes de change	(43)	(75)
Autres charges financières	(32)	(12)
TOTAL	(953)	(931)
Autres produits financiers		
Rendement attendu des actifs de couverture ⁽¹⁾	204	161
Produits des titres disponibles à la vente	128	235
Produits d'intérêts sur clients et autres débiteurs	50	74
Produits d'intérêts sur prêts et créances au coût amorti	21	87
Autres produits financiers	14	13
TOTAL	417	569
TOTAL AUTRES PRODUITS ET CHARGES FINANCIERS	(535)	(362)

(1) Le rendement des actifs de couverture relatifs aux avantages postérieurs à l'emploi qui figurait en déduction de la «désactualisation des provisions» a été reclassé vers le poste «autres produits financiers». Les données 2009 ont été retraitées afin d'assurer la comparabilité entre les deux exercices.

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 1 913 millions d'euros (contre 1 719 millions d'euros en 2009). La ventilation de cette charge d'impôt s'établit comme suit :

En millions d'euros	31 déc. 2010	31 déc. 2009
Impôt exigible	(2 164)	(1 640)
Impôt différé	251	(79)
CHARGE TOTALE D'IMPÔT COMPTABILISÉE EN RÉSULTAT	(1 913)	(1 719)

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. 2010	31 déc. 2009
Résultat net	5 626	5 231
• Part dans les entreprises associées	264	403
• Impôt sur les bénéfices	(1 913)	(1 719)
Résultat avant impôt des sociétés intégrées (A)	7 275	6 547
<i>Dont sociétés françaises intégrées</i>	<i>2 010</i>	<i>1 841</i>
<i>Dont sociétés étrangères intégrées</i>	<i>5 265</i>	<i>4 706</i>
Taux d'impôt normatif en France (B)	34,43%	34,43%
CHARGE D'IMPÔT THÉORIQUE (C) = (A) X (B)	(2 505)	(2 254)
En effet :		
Différence entre le taux d'impôt normal applicable en France et le taux d'impôt normal applicable dans les juridictions étrangères	125	146
Différences permanentes	(117)	(73)
Éléments taxés à taux réduit ou nul ^(a)	770	477
Compléments d'impôt ^(b)	(299)	(349)
Effet de la non-reconnaissance d'impôts différés actifs sur les déficits fiscaux reportables et les autres différences temporelles déductibles	(220)	(106)
Reconnaissance ou consommation de produits d'impôt sur les déficits fiscaux reportables et les autres différences temporelles déductibles antérieurement non reconnus	91	140
Effet des changements de taux d'impôt	19	20
Crédits d'impôt	199	198
Autres ^(c)	23	82
CHARGE D'IMPÔT INSCRITE AU COMPTE DE RÉSULTAT	(1 913)	(1 719)
TAUX D'IMPÔT EFFECTIF (CHARGE D'IMPÔT AU COMPTE DE RÉSULTAT RAPPORTÉE AU RÉSULTAT AVANT IMPÔT DES SOCIÉTÉS INTÉGRÉES)	26,3%	26,3%

(a) Comprend notamment les plus-values sur cessions de titres non taxées en Belgique et en Allemagne, l'effet de la taxation à taux réduit des opérations sur titres en France, l'incidence des régimes fiscaux spécifiques appliqués aux centres de coordination en Belgique et à certaines entités en Thaïlande et l'effet résultat des réévaluations des intérêts précédemment détenus dans le cadre des prises de contrôle en Espagne, en France, au Chili et en Thaïlande.

(b) Comprend notamment la taxe sur les dividendes 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 l'exercice 2010 et 213 millions d'euros au titre de l'exercice 2009) et les impôts régionaux sur les sociétés.

(c) Comprend notamment l'actif d'impôt différé de 118 millions d'euros comptabilisé dans le cadre de la filialisation de l'ingénierie en 2009.

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

En millions d'euros	Impacts résultat	
	31 déc. 2010	31 déc. 2009
Impôts différés actifs :		
Reports déficitaires et crédits d'impôts	170	(41)
Engagements de retraite	35	18
Provisions non déduites	106	2
Écart entre les valeurs fiscales et comptables des immobilisations	20	160
Mise à juste valeur des instruments financiers (IAS 32/39)	(61)	156
Autres	226	22
TOTAL	496	317
Impôts différés passifs :		
Écarts entre les valeurs fiscales et comptables des immobilisations	(118)	(76)
Provisions à caractère fiscal	(38)	(13)
Mise à juste valeur des actifs et passifs (IAS 32/39)	146	(35)
Autres	(235)	(272)
TOTAL	(245)	(396)
IMPÔTS DIFFÉRÉS NETS	251	(79)

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 :

En millions d'euros	31 déc. 2010	31 déc. 2009
Actifs financiers disponibles à la vente	(5)	5
Écarts actuariels	158	(50)
Couverture d'investissement net	12	(3)
Couverture de flux de trésorerie	(144)	(329)
TOTAL HORS QUOTE-PART DES ENTREPRISES ASSOCIÉES	21	(377)
Quote-part des entreprises associées	(1)	7
TOTAL	20	(370)

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 2009	1 419	(11 856)	(10 437)
Effet résultat de la période	496	(245)	251
Effet autres éléments du résultat global	181	(158)	23
Effet périmètre	128	(635)	(507)
Effet change	137	(235)	(98)
Autres effets	131	(131)	0
Effet de présentation nette par entité fiscale	(823)	823	0
AU 31 DÉCEMBRE 2010	1 669	(12 437)	(10 768)

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. 2010	31 déc. 2009
Impôts différés actifs :		
Reports déficitaires et crédits d'impôts	1 453	1 301
Engagements de retraite	1 171	1 023
Provisions non déduites	686	495
Écart entre les valeurs fiscales et comptables des immobilisations	994	715
Mise à juste valeur des instruments financiers (IAS 32/39)	569	474
Autres	879	671
TOTAL	5 752	4 679
Impôts différés passifs :		
Écarts entre les valeurs fiscales et comptables des immobilisations	(14 688)	(13 543)
Provisions à caractère fiscal	(264)	(224)
Mise à juste valeur des actifs et passifs (IAS 32/39)	(539)	(425)
Autres	(1 029)	(924)
TOTAL	(16 520)	(15 116)
Impôts différés nets	(10 768)	(10 437)

7.4 Impôts différés non comptabilisés

7.4.1 Différences temporelles déductibles non comptabilisées

Au 31 décembre 2010, le montant des reports déficitaires reportables en avant non utilisés et non comptabilisés s'élève à 1 775 millions d'euros pour les déficits ordinaires (effet d'impôts différés actifs non reconnus de 783 millions d'euros). Pour mémoire, l'intégralité des reports déficitaires des intégrations fiscales GDF SUEZ SA et SUEZ Environnement est comptabilisée dans l'état de situation financière.

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. Dans certaines entités du Groupe, 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. Elles sont reprises dans le tableau ci-dessous à l'exception de celles de SUEZ-Tractebel SA et GDF SUEZ Belgium (ces deux sociétés sont issues de la scission de SUEZ-Tractebel SA en 2010). Par manque de clarté des dispositions légales et administratives en la matière, notamment en ce qui concerne le sort des reports en cas de fusion, de scission etc. et à cause de certains litiges en cours, il est impossible de déterminer à l'heure actuelle le montant exact des excédents de RDT de SUEZ-Tractebel SA et GDF SUEZ Belgium.

Les dates d'expiration de ces reports déficitaires non comptabilisés sont présentées dans le tableau ci-après :

<i>En millions d'euros</i>	Déficits ordinaires
2011	110
2012	43
2013	48
2014 et au-delà	1 574
TOTAL	1 775

Par ailleurs, le Groupe n'a pas comptabilisé les reports déficitaires au taux des « state tax » aux États-Unis (effet impôt de 26 millions d'euros en 2010 et 37 millions d'euros en 2009). L'effet impôt des autres différences temporelles déductibles non comptabilisées dans l'état de situation financière s'élève à 198 millions d'euros en 2010 comparés à 130 millions d'euros en 2009.

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

Aucun impôt différé passif 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. De même, aucun impôt différé passif n'a été comptabilisé au titre des différences temporelles dont le reversement ne donnera lieu à aucun paiement d'impôt (notamment l'exonération des plus-values sur les cessions de titres en Belgique et en France).

NOTE 8 RÉSULTAT PAR ACTION

	31 déc. 2010	31 déc. 2009
Numérateur (en millions d'euros)		
Résultat net part du Groupe ^(a)	4 616	4 477
Dénominateur (en millions d'actions)		
Nombre moyen d'actions en circulation	2 188	2 189
Effet des instruments dilutifs :		
• Plan d'actions gratuites réservées aux salariés	5	7
• Plan d'options de souscription et d'achat d'actions réservés aux salariés	5	6
NOMBRE MOYEN D' ACTIONS EN CIRCULATION DILUÉ	2 197	2 203
Résultat par action (en euros)		
Résultat net part du groupe par action	2,11	2,05
Résultat net part du groupe par action dilué	2,10	2,03

(a) La quote-part de résultat net de SUEZ Environnement comprise dans le résultat net part du Groupe de l'exercice 2010 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 16.8 «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.

Le calcul du résultat par action de l'exercice 2009 tient compte de l'impact du versement du dividende en actions réalisé au cours du premier semestre 2009.

Les instruments dilutifs du Groupe pris en compte dans le calcul des résultats dilués par action et le nombre d'actions sur la période sont décrits dans la Note 23. 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 2000, 2001, 2007, 2008 et 2009 décrits dans la Note 23.1.2 «Historique des plans de stock-option GDF SUEZ en vigueur». Dans le futur, ces instruments relatifs au 31 décembre 2010 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

<i>En millions d'euros</i>	Valeur brute	Pertes de valeur	Valeur nette
Au 31 décembre 2008	27 739	(228)	27 510
Acquisitions	1 261		
Perte de valeur		(11)	
Cessions	(411)	0	
Écarts de conversion	34	(11)	
Autres	(385)	1	
Au 31 décembre 2009	28 238	(249)	27 989
Acquisitions	754		
Perte de valeur		(169)	
Cessions	(836)	23	
Écarts de conversion	324	(15)	
Autres	(514)	11	
AU 31 DÉCEMBRE 2010	27 966	(399)	27 567

En 2010, les «Acquisitions» proviennent essentiellement de la prise de contrôle du groupe Hisusa/Agbar (394 millions d'euros), et du décroisement des sociétés paritaires anciennement détenues par Lyonnaise des Eaux et le groupe Veolia Environnement (203 millions d'euros).

Les variations de goodwill enregistrées sur la ligne «Cessions» correspondent essentiellement à la décomptabilisation du goodwill antérieurement reconnu sur le groupe Hisusa/Agbar suite à la prise de contrôle (644 millions d'euros), ainsi qu'à la quote-part de goodwill cédée dans le cadre de la cession des titres Elia (155 millions d'euros).

Le Groupe a comptabilisé une perte de valeur de 134 millions d'euros sur le goodwill d'une société de distribution de gaz en Turquie, ainsi qu'une perte de valeur de 27 millions d'euros sur le goodwill de l'UGT Infrastructures-Transport Allemagne. Les détails complémentaires sur cette perte de valeur sont présentés dans la Note 9.3 «Tests de pertes de valeur sur les UGT goodwill».

La diminution de 514 millions d'euros présentée sur la ligne «Autres» correspond 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).

En 2009, les goodwills constatés provenaient principalement des acquisitions de sociétés en Allemagne dans le cadre des accords signés entre Electrabel et E.ON (453 millions d'euros), d'Izgaz en Turquie (179 millions d'euros), de Heron en Grèce (61 millions d'euros), de la prise de participation dans Wuppertal Stadtwerke Energie und Wasser en Allemagne (101 millions d'euros) ainsi que de l'acquisition de parts supplémentaires dans Swire Sita à Hong Kong (169 millions d'euros).

Les cessions de l'exercice 2009 représentaient une quote-part des goodwills affectés à l'UGT Énergie Benelux & Allemagne et faisaient suite aux différentes opérations de cession opérées par cette UGT (voir à ce sujet les Notes 5.4 et 5.5). Il s'agissait principalement de l'impact des cessions partielles du Groupe dans les Intercommunales wallonnes, de la cession à SPE d'une capacité de production de 250 MW et de l'échange de capacités de production en Europe avec E.ON.

Les autres mouvements de l'exercice 2009 correspondaient à la finalisation de l'état de situation financière d'entrée de FirstLight (- 503 millions d'euros) et de Gaz de France (117 millions d'euros).

9.2 Principales UGT goodwill

La répartition du goodwill par UGT goodwill est la suivante :

UGT <i>En millions d'euros</i>	Secteur opérationnel	31 déc. 2010	31 déc. 2009
UGT SIGNIFICATIVES			
Énergie - France	Énergie - France	2 885	2 858
Énergie - Benelux & Allemagne	Énergie - Benelux & Allemagne	7 777	8 124
Midstream/Downstream	Global Gaz & GNL	4 266	4 379
Distribution	Infrastructures	3 880	3 880
AUTRES UGT IMPORTANTES			
Stockage	Infrastructures	1 268	1 268
Transport France	Infrastructures	536	536
Énergie - Europe de l'Est	Énergie - Europe	627	594
Énergie - Amérique du Nord	Énergie - Amérique du Nord	696	631
Sita France	Environnement	529	515
Agbar	Environnement	394	644
AUTRES UGT (GOODWILLS INFÉRIEURS INDIVIDUELLEMENT À 500 MILLIONS D'EUROS)		4 710	4 561
TOTAL		27 567	27 989

La composition de l'UGT Énergie Europe de l'Est a été redéfinie par rapport à l'exercice précédent et exclut essentiellement la Turquie, l'UGT de distribution de gaz en Turquie faisant désormais l'objet d'un test de perte de valeur séparé (cf. Note 9.3.1). Le montant comparatif 2009 a également été retraité.

Les activités relatives aux infrastructures de transport sont désormais suivies par pays. Le montant comparatif 2009 a donc été retraité en conséquence afin de présenter uniquement le goodwill de l'UGT Infrastructures-Transport France.

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 2010 lors de l'examen de la valeur d'utilité des UGT goodwill pour l'actualisation des flux de trésorerie étaient compris entre 4,6% et 11,6% alors qu'ils étaient compris entre 4,1% et 11,5% en 2009.

9.3.1 Perte de valeur sur goodwill comptabilisée en 2010

Le Groupe a comptabilisé une perte de valeur de 134 millions d'euros sur une société de distribution de gaz en Turquie et une perte de valeur de 27 millions d'euros sur le goodwill de l'UGT Infrastructures-Transport Allemagne. Les circonstances ayant conduit le Groupe à comptabiliser ces pertes de valeur ainsi que les modalités de calcul des valeurs recouvrables sont présentées dans la Note 5.2.1 «Pertes de valeur sur goodwills».

En dehors de ces deux UGT, le Groupe a estimé, à l'issue des tests de perte de valeur, qu'il n'y avait pas lieu de constater de perte de valeur sur les autres goodwills du Groupe.

9.3.2 UGT significatives

A l'exception des UGT Énergie France, Énergie - Benelux & Allemagne, «Midstream/Downstream» et Distribution décrites ci-après, le montant individuel des différents goodwill ne représente pas plus de 5% de la valeur totale des goodwill 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-France

Le montant total du goodwill affecté à cette UGT s'élève à 2 885 millions d'euros au 31 décembre 2010. L'UGT Énergie France représente un ensemble d'activités allant de la production d'électricité à 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 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.

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.

Les taux d'actualisation retenus, compris entre 6,1% et 11,0% 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 21% 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 24% sur ce calcul.

Goodwill affecté à l'UGT Énergie-Benelux & Allemagne

Le montant total des goodwill affectés à cette UGT s'élève à 7 777 millions d'euros au 31 décembre 2010. 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 retenus compris entre 6,6% et 9,0%. 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 2%.

Les hypothèses clés comprennent notamment le 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 des prix de marché 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.

Une augmentation de 0,5% du taux d'actualisation utilisé aurait un impact négatif de 54% 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 64% sur ce calcul.

L'impact d'une diminution du spread moyen de 1 euros/MWh sur la valeur terminale aurait un impact négatif de 32% 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 euros/MWh sur la valeur terminale aurait quant à elle un impact positif de 32% sur ce calcul.

Goodwill affecté à l'UGT «Midstream/Downstream»

Le montant total du goodwill affecté à cette UGT s'élève à 4 266 millions d'euros au 31 décembre 2010. 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 7,0% et 9,0% 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 2% 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) – 2014 (complet). Si cette recorrélation devait être retardée de 2 ans (scénario «low») par rapport au scénario «medium»,

l'excédent de la valeur recouvrable par rapport à la valeur comptable serait diminué de 44%, la valeur recouvrable demeurant toutefois supérieure à la valeur comptable. Dans le cas où cette recorrélation devait intervenir un an plus tôt (scenario «high») que dans le scenario «medium», l'excédent de la valeur recouvrable par rapport à la valeur comptable augmenterait de 25%.

Une augmentation de 0,5% du taux d'actualisation utilisé aurait un impact négatif de 63% 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 73% 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 48% sur l'excédent de la valeur recouvrable par rapport à la valeur comptable. Une diminution de 0,5% taux de croissance long terme utilisé aurait quant à elle un impact négatif de 42% 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 3 880 millions d'euros au 31 décembre 2010. 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.

9.3.3 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) 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
Énergie - Europe de l'Est	Énergie - Europe	DCF + BAR	8,2% - 11,5%
Énergie - Amérique du Nord	Énergie - Amérique du Nord	DCF	6,1% - 10,3%
Stockage	Infrastructures	DCF	6,2%
Transport France	Infrastructures	DCF	5,5%
Sita France	Environnement	DCF	5,6%
Agbar	Environnement	DCF + confirmation par multiple	6,7% - 11,6%

9.4 Répartition sectorielle

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

En millions d'euros	31 déc. 2010	31 déc. 2009
Énergie - France	2 885	2 858
Énergie - Europe & International	10 292	10 558
dont : Énergie Benelux & Allemagne	7 777	8 124
Énergie Europe	1 286	1 377
Énergie Amérique du Nord	696	631
Énergie Amérique Latine	52	31
Énergie Moyen-Orient, Asie et Afrique	481	396
Global Gaz & GNL	4 331	4 462
Infrastructures	5 773	5 955
Énergie Services	1 157	1 073
Environnement	3 128	3 082
Autres	1	1
TOTAL	27 567	27 989

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 2008	3 573	2 390	8 704	14 667
Acquisitions	398	15	803	1 216
Cessions	(8)	0	(188)	(196)
Écarts de conversion	6	0	(2)	4
Variations de périmètre	241	0	282	522
Autres	184	0	(79)	105
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
AMORTISSEMENTS ET PERTES DE VALEUR				
Au 31 décembre 2008	(1 606)	(555)	(1 814)	(3 975)
Dotations aux amortissements et pertes de valeur	(162)	(86)	(677)	(925)
Cessions	4	0	84	88
Écarts de conversion	3	0	9	12
Variations de périmètre	(35)	0	(61)	(97)
Autres	(16)	(24)	39	(2)
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)
VALEUR NETTE COMPTABLE				
Au 31 décembre 2009	2 582	1 740	7 099	11 420
Au 31 décembre 2010	3 515	1 671	7 594	12 780

En 2010, les acquisitions correspondent essentiellement aux prix payés pour obtenir des contrats de concessions dans les Branches Environnement (338 millions d'euros, dont 201 millions d'euros sur Agbar), et Énergie Services (161 millions d'euros), et aux acquisitions de licences d'exploration-production en Australie (257 millions d'euros). Les variations de périmètre intervenues en 2010 correspondent aux prises de contrôle sur le groupe Hisusa/Agbar (1 020 millions d'euros), sur les entités chiliennes (348 millions d'euros), ainsi qu'à l'opération de décroisement des sociétés paritaires dans le secteur de l'Eau en France (192 millions d'euros).

Les pertes de valeur constatées sur la période s'élèvent à 751 millions d'euros, et concernent principalement les pertes de valeur comptabilisées sur le portefeuille de contrats d'approvisionnement long terme en gaz dans la Branche Global Gaz & GNL, pour 548 millions d'euros. Par ailleurs, en tenant compte des perspectives de développement, des licences d'exploration en Egypte, en Libye et dans le Golfe du Mexique, essentiellement, ont fait l'objet d'une réduction de valeur (84 millions d'euros). (Cf Note 5.2.2. «Pertes de valeur sur immobilisations corporelles et incorporelles hors goodwill»).

Les actifs incorporels acquis en 2009 concernaient essentiellement les droits incorporels sur contrats de concessions dans la Branche Environnement (241 millions d'euros), et des licences d'exploration en Indonésie (101 millions d'euros) et en Algérie (104 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 en immobilisations incorporelles.

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. A ce jour, le Groupe dispose de droits dans les centrales de Chooz B (France), de MKV et de HKV (Allemagne) ainsi que de capacités de production virtuelle (VPP) en Italie.

10.1.3 Autres

Le poste comprend principalement au 31 décembre 2010 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 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».

10.1.4 Immobilisations incorporelles non amortissables

La valeur nette des immobilisations incorporelles non amortissables en raison de leur durée de vie indéterminée s'élève à 1 007 millions d'euros contre 737 millions d'euros au 31 décembre 2009. Les immobilisations incorporelles non amortissables correspondent essentiellement aux droits de tirage d'eau, à certains contrats de distribution d'eau d'Agbar, ainsi qu'à la marque Gaz de France reconnue 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 222 millions d'euros pour l'exercice 2010 et à 218 millions d'euros pour l'exercice 2009. 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 2008	1 954	7 277	68 724	1 648	1 001	7 035	1 306	88 946
Acquisitions	104	100	1 591	123	0	6 474	76	8 467
Cessions	(70)	(58)	(1 193)	(104)	(21)	7	(47)	(1 486)
Écarts de conversion	70	451	488	18	24	161	3	1 215
Variations de périmètre	1	253	528	8	0	101	11	901
Autres	278	194	3 863	31	67	(4 007)	(108)	317
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
AMORTISSEMENTS ET PERTES DE VALEUR								
Au 31 décembre 2008	(864)	(2 101)	(19 920)	(1 037)	(674)	(33)	(835)	(25 463)
Dotations aux amortissements et pertes de valeur	(91)	(378)	(3 595)	(160)	(56)	(141)	(88)	(4 509)
Cessions	47	52	891	97	11	2	42	1 140
Écarts de conversion	(37)	(107)	(127)	(11)	(14)	1	(2)	(297)
Variations de périmètre	3	8	193	(5)	0	0	(3)	197
Autres	(13)	(32)	179	20	1	1	82	238
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)
VALEUR NETTE COMPTABLE								
Au 31 décembre 2009	1 381	5 658	51 623	626	340	9 600	437	69 665
Au 31 décembre 2010	1 908	3 540	60 953	634	817	10 479	373	78 703

Les variations de périmètre ont un impact net sur les immobilisations corporelles de 3 583 millions d'euros. Elles résultent principalement de la prise de contrôle du groupe Hisusa/Agbar, des entités chiliennes dans le domaine de l'énergie (698 millions d'euros), et d'Astoria Energy aux États-Unis (807 millions d'euros).

Les principaux effets de change sur la valeur brute des immobilisations corporelles au 31 décembre 2010 concernent essentiellement le dollar américain (899 millions d'euros), le réal brésilien (680 millions d'euros), le baht thaïlandais (307 millions d'euros) et la couronne norvégienne (182 millions d'euros).

Les pertes de valeur constatées en 2010 s'élèvent à 468 millions d'euros. Ces pertes, décrites dans la Note 5.2.2 «Pertes de valeur sur immobilisations corporelles et incorporelles hors goodwill», portent principalement sur des actifs de production d'électricité en Espagne et le réseau de transport de gaz Megal en Allemagne.

L'augmentation des actifs de démantèlement provient essentiellement de la révision du montant de la provision pour démantèlement des centrales nucléaires belges à hauteur de 211 millions d'euros suite à l'avis rendu le 22 novembre 2010 par la Commission des Provisions Nucléaires dans le cadre de sa mission légale de réévaluation trisannuelle des provisions nucléaires (cf. Note 17.2 sur les «Obligations relatives aux installations de production nucléaire»).

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 3 538 millions d'euros au 31 décembre 2010 contre 2 596 millions d'euros au 31 décembre 2009.

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 5 956 millions d'euros au 31 décembre 2010 contre 5 876 millions d'euros au 31 décembre 2009. Cette augmentation résulte notamment de la signature de nouveaux contrats dans le cadre de la construction des centrales de Rotterdam (696 millions d'euros) et de Chilca One (211 millions d'euros), de l'obtention du projet Bristol Water ainsi que de l'effet périmètre lié à la prise de contrôle du groupe Hisusa/Agbar (358 millions d'euros). Ces effets sont partiellement compensés par l'abandon d'un projet de construction de centrale en Espagne (- 470 millions d'euros) et par la consommation des engagements liés à l'exécution des programmes d'investissement.

11.4 Autres informations

Le montant des coûts d'emprunt de la période incorporés dans le coût des immobilisations corporelles s'élève à 342 millions d'euros au titre de l'exercice 2010 et 249 millions d'euros au titre de l'exercice 2009.

NOTE 12 PARTICIPATIONS DANS LES ENTREPRISES ASSOCIÉES**12.1 Détail des participations dans les entreprises associées**

<i>En millions d'euros</i>	Valeurs comptables des participations dans les entreprises associées		Quote-part de résultat dans les entreprises associées	
	31 déc. 2010	31 déc. 2009	31 déc. 2010	31 déc. 2009
Sociétés intercommunales belges	416	510	184	190
Elia	0	(86)	0	23
Fluxys	0	242	0	57
GASAG	468	463	20	19
GTT	117	132	(3)	8
Noverco	229	157	10	10
Autres	750	757	54	95
TOTAL	1 980	2 176	264	403

La diminution de la valeur comptable des participations dans les entreprises associées au 31 décembre 2010 provient essentiellement de la cession des titres d'Elia et Fluxys au cours du 1^{er} semestre 2010 ainsi que de remboursements de capital effectués par les sociétés intercommunales au cours de l'exercice 2010.

Le montant des dividendes encaissés par le Groupe en 2010 et 2009 et provenant des entreprises associées s'est élevé respectivement à 273 millions d'euros et 376 millions d'euros.

Les goodwill constatés par le Groupe lors de l'acquisition des entreprises associées figurent également dans le poste ci-dessus pour un montant net de 206 millions d'euros au 31 décembre 2010 contre 280 millions d'euros au 31 décembre 2009.

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 241 millions d'euros au 31 décembre 2010. 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 détention	Total Actifs	Passifs	Capitaux propres	Chiffre d'affaires	Résultat net
Au 31 décembre 2010						
Sociétés intercommunales belges ^(a)		11 735	6 901	4 834	2 827	585
Noverco Group	17,6	4 393	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
Au 31 décembre 2009						
Sociétés intercommunales belges ^(a)		11 671	5 911	5 760	2 493	681
Elia	24,4	4 420	3 053	1 367	771	84
Fluxys ^(b)	38,5	2 664	1 378	1 287	592	111
GTT	40,0	133	59	75	142	66

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

(b) Il s'agit des comptes publiés par Fluxys en 2008.

NOTE 13 PARTICIPATIONS DANS LES CO-ENTREPRISES

Les contributions des principales coentreprises 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 2010							
EFOG	22,5	135	334	5	171	166	76
Energia Sustentavel Do Brasil	50,1	271	1 224	77	849	0	5
Groupe ACEA/Electrabel	40,6 ^(a)	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
Au 31 décembre 2009							
EFOG	22,5	131	348	13	173	148	59
Energia Sustentavel Do Brasil	50,1	121	472	22	69	0	4
Groupe ACEA/Electrabel	40,6 ^(a)	417	718	681	158	1 103	(2)
Groupe Hisusa	51,0 ^(b)	948	2 886	939	1 026	1 697	27
Groupe SPP	24,5	244	1 644	115	199	661	138
WSW Energie und Wasser	33,1	59	305	44	46	186	7
Senoko	30,0	77	653	34	131	374	6
Sociedad GNL Mejillones	50,0	20	171	143	51	0	(56)
Tirreno Power	35,0	127	565	132	416	319	33

(a) Pourcentage d'intégration des holdings.

(b) En 2009 le Groupe Hisusa intégrait globalement Agbar et ses filiales contrôlées, et était lui-même intégré proportionnellement à 51% par GDF SUEZ.

Le groupe Hisusa a été intégré globalement suite à la prise de contrôle du groupe Hisusa/Agbar par SUEZ Environnement en date du 8 juin 2010. L'opération est décrite dans la Note 2 «Principales variations de périmètre».

L'entité GNL Mejillones est consolidée par intégration globale depuis le 9 novembre 2010.

NOTE 14 INSTRUMENTS FINANCIERS

14.1 Actifs financiers

Les différents actifs financiers sont les suivants :

En millions d'euros	31 déc. 2010			31 déc. 2009		
	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Titres disponibles à la vente	3 252		3 252	3 563		3 563
Prêts et créances au coût amorti	2 794	22 366	25 159	2 426	20 696	23 122
<i>Prêts et créances au coût amorti (hors clients et autres débiteurs)</i>	2 794	1 032	3 825	2 426	947	3 373
<i>Clients et autres débiteurs</i>		21 334	21 334		19 748	19 748
Actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat	2 532	7 452	9 984	1 927	9 085	11 011
<i>Instruments financiers dérivés</i>	2 532	5 739	8 271	1 927	7 405	9 331
<i>Actifs financiers à la juste valeur par résultat hors dérivés</i>		1 713	1 713		1 680	1 680
Trésorerie et équivalents de trésorerie		11 296	11 296		10 324	10 324
TOTAL	8 578	41 113	49 691	7 916	40 104	48 020

14.1.1 Titres disponibles à la vente

En millions d'euros

Au 31 décembre 2008	3 309
Acquisitions	879
Cessions (valeur comptable cédée)	(546)
Variation de juste valeur enregistrée en capitaux propres	(23)
Variation de juste valeur enregistrée en résultat	(66)
Variations de périmètre, change et divers	10
Au 31 décembre 2009	3 563
Acquisitions	518
Cessions (valeur comptable cédée)	(648)
Variation de juste valeur enregistrée en capitaux propres	(126)
Variation de juste valeur enregistrée en résultat	(69)
Variations de périmètre, change et divers	14
Au 31 décembre 2010	3 252

Les titres disponibles à la vente détenus par le Groupe s'élevaient à 3 252 millions d'euros au 31 décembre 2010 et se répartissent entre 1 131 millions d'euros de titres cotés et 2 121 millions d'euros de titres non cotés (respectivement 1 404 millions d'euros et 2 159 millions d'euros en 2009).

Sur la période, les principales acquisitions sont la prise de participation à hauteur de 9% dans le gazoduc Nordstream AG pour un montant de 238 millions d'euros, ainsi que des acquisitions de différentes SICAV et obligations réalisées par Synatom dans le cadre de ses obligations de placement.

Les cessions de l'exercice 2010 proviennent essentiellement de la vente des titres Gas Natural pour un prix de 555 millions d'euros et de la vente des titres VNG.

Suite à la baisse du cours de bourse des titres Gas Natural durant le premier semestre, le Groupe a extourné les gains de réévaluation comptabilisés en capitaux propres au 31 décembre 2009, soit 103 millions d'euros, et a enregistré en résultat un complément de perte de valeur de 46 millions d'euros.

En 2009, la majeure partie des pertes de valeur étaient relatives à ces mêmes titres Gas Natural.

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	Evaluation ultérieure à l'acquisition			Résultat de cession
		Var. de juste valeur	Effet de change	Perte de valeur	
Capitaux propres*	-	(125)	38	-	-
Résultat	128			(69)	178
TOTAL AU 31 DÉCEMBRE 2010	128	(125)	38	(69)	178
Capitaux propres*	-	(23)	(17)	-	-
Résultat	229			(66)	101
TOTAL AU 31 DÉCEMBRE 2009	229	(23)	(17)	(66)	101

* hors effet impôt

Le résultat de cession de 178 millions d'euros comprend essentiellement les résultats réalisés sur les cessions de titres VNG et Gas Natural.

Le montant des gains et pertes initialement enregistrés en capitaux propres et recyclés en compte de résultat consécutivement à la cession de titres disponibles à la vente s'élève à 27 millions d'euros au titre de l'exercice 2010.

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 du 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.

Une perte de valeur de 46 millions d'euros a ainsi été comptabilisée au cours du premier semestre 2010 sur les titres Gas Natural.

Le Groupe estime qu'il n'y a pas de perte de valeur significative sur les titres disponibles à la vente autres que celle constatée sur le titre Gas Natural au cours du premier semestre 2010.

14.1.2 Prêts et créances au coût amorti

En millions d'euros	31 déc. 2010			31 déc. 2009		
	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Prêts et créances au coût amorti (hors clients et autres débiteurs)	2 794	1 032	3 825	2 426	947	3 373
<i>Prêts aux sociétés affiliées</i>	932	230	1 162	1 285	332	1 617
<i>Autres créances au coût amorti</i>	1 157	150	1 307	485	326	812
<i>Créances de concessions</i>	315	453	768	202	116	319
<i>Créances de location financement</i>	389	198	588	454	172	626
Clients et autres débiteurs		21 334	21 334		19 748	19 748
TOTAL	2 794	22 366	25 159	2 426	20 696	23 122

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

En millions d'euros	31 déc. 2010			31 déc. 2009		
	Brut	Dépréciation & Perte de valeur	Net	Brut	Dépréciation & Perte de valeur	Net
Prêts et créances au coût amorti (hors clients et autres débiteurs)	4 224	(399)	3 825	3 837	(464)	3 373
Clients et autres débiteurs	22 425	(1 091)	21 334	20 915	(1 167)	19 748
TOTAL	26 649	(1 490)	25 159	24 752	(1 630)	23 122

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	Intérêts	Evaluation ultérieure à l'acquisition	
		Effet de change	Perte de valeur
Au 31 décembre 2009	186	(52)	(208)
Au 31 décembre 2010	101	(43)	(19)

Prêts et créances au coût amorti (hors créances clients)

Le poste «Prêts et créances au coût amorti» comprend la créance sur le groupe ESO/Elia pour un montant de 534 millions d'euros au 31 décembre 2010 et 454 millions d'euros au 31 décembre 2009.

Au 31 décembre 2010, comme au 31 décembre 2009, le Groupe n'a pas enregistré de perte de valeur significative sur les prêts et créances au coût amorti (hors créances clients).

Clients et autres débiteurs

Lors de leur comptabilisation initiale, les créances clients sont comptabilisées à leur juste valeur ce qui, dans la plupart des

cas, correspond à leur valeur nominale. Une perte de valeur est constituée en fonction du risque de non recouvrement. La valeur comptable inscrite dans l'état de situation financière représente une évaluation appropriée de la juste valeur.

Les dépréciations et pertes de valeur sur créances clients et autres débiteurs s'élèvent à - 1 091 millions d'euros au 31 décembre 2010 contre - 1 167 millions d'euros à fin 2009. Cette baisse résulte notamment de moindres dépréciations de créances clients en 2010 mais également de l'effet de la comptabilisation en tant que créances irrécouvrables de créances douteuses précédemment dépréciées.

14.1.3 Actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat

En millions d'euros	31 déc. 2010			31 déc. 2009		
	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Instruments financiers dérivés	2 532	5 739	8 271	1 927	7 405	9 331
<i>Instruments financiers dérivés relatifs à la dette</i>	1 452	68	1 521	939	115	1 053
<i>Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières</i>	994	5 662	6 656	961	7 252	8 214
<i>Instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments</i>	86	9	94	27	38	65
Actifs financiers à la juste valeur par résultat hors dérivés	0	1 555	1 555	0	1 609	1 609
<i>Actifs financiers qualifiant à la juste valeur par résultat</i>		1 511	1 511		1 560	1 560
<i>Actifs financiers désignés à la juste valeur par résultat</i>		45	45		49	49
Appels de marge sur dérivés de couverture de la dette - actif		157	157		71	71
TOTAL	2 532	7 452	9 984	1 927	9 085	11 011

Les actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat (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 2010 s'établit à 15 millions d'euros contre 26 millions d'euros en 2009.

Le résultat enregistré sur les actifs financiers désignés à la juste valeur par résultat au 31 décembre 2010 est non significatif.

14.1.4 Trésorerie et équivalent de trésorerie

La «trésorerie et équivalents de trésorerie» s'élève à 11 296 millions d'euros au 31 décembre 2010 contre 10 324 millions d'euros au 31 décembre 2009.

Ce poste comprend un montant de disponibilités soumises à restriction de 231 millions d'euros au 31 décembre 2010 contre 149 millions d'euros au 31 décembre 2009.

Le résultat enregistré sur la «trésorerie et équivalent de trésorerie» au 31 décembre 2010 s'établit à 141 millions d'euros contre 149 millions d'euros en 2009.

14.1.5 Actifs financiers et instruments de capitaux propres donnés en garantie

En millions d'euros	31 déc. 2010	31 déc. 2009
Actifs financiers et instruments de capitaux propres donnés en garantie	2 247	2 005

Ce poste comprend principalement des instruments de capitaux propres et, dans une moindre mesure, des créances clients qui ont été données 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.

Les différents passifs financiers au 31 décembre 2010 sont les suivants :

En millions d'euros	31 déc. 2010			31 déc. 2009		
	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Dettes financières	38 179	9 059	47 238	32 155	10 117	42 272
Instruments financiers dérivés	2 104	5 738	7 842	1 792	7 170	8 961
Fournisseurs et autres créanciers	-	14 835	14 835	-	12 887	12 887
Autres passifs financiers	780	-	780	911	-	911
TOTAL	41 063	29 632	70 694	34 858	30 174	65 032

Les avances et acomptes reçus ainsi que certains autres comptes qui étaient auparavant présentés en tant que «Fournisseurs et autres créanciers» sont désormais classés en «Autres passifs» dans l'état de situation financière 2010. Les données comparatives 2009 ont été retraitées afin d'appliquer une présentation identique.

14.2.1 Dettes financières

En millions d'euros	31 déc. 2010			31 déc. 2009		
	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Emprunts obligataires	23 975	921	24 896	20 606	1 060	21 666
Billets de trésorerie		3 829	3 829		4 273	4 273
Tirages sur facilités de crédit	1 286	302	1 588	260	920	1 180
Emprunts sur location financement	1 258	243	1 502	1 241	156	1 398
Autres emprunts bancaires	9 767	1 110	10 877	7 832	1 663	9 495
Autres emprunts	1 226	65	1 290	1 479	163	1 643
EMPRUNTS	37 512	6 470	43 982	31 418	8 236	39 653
Découverts bancaires et comptes courants de trésorerie		1 741	1 741		1 357	1 357
ENCOURS DES DETTES FINANCIÈRES	37 512	8 210	45 722	31 418	9 593	41 011
Impact du coût amorti	621	191	812	636	244	880
Impact de la couverture de juste valeur	46	119	165	101	92	193
Appels de marge sur dérivés de couverture de la dette - passif		539	539		189	189
DETTES FINANCIÈRES	38 179	9 059	47 238	32 155	10 117	42 272

La juste valeur de la dette financière brute s'élève au 31 décembre 2010 à 47 531 millions d'euros pour une valeur nette comptable de 47 238 millions d'euros.

Les produits et charges financières, principalement constitués d'intérêts, comptabilisés en résultat sur les dettes financières sont présentés dans la Note 6 «Résultat financier».

Les dettes financières sont analysées au paragraphe 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. 2010			31 déc. 2009		
	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Instruments financiers dérivés relatifs à la dette	969	157	1 126	637	115	752
Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières	1 037	5 512	6 549	1 085	7 031	8 116
Instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments	98	69	166	70	24	93
TOTAL	2 104	5 738	7 842	1 792	7 170	8 961

14.2.3 Fournisseurs et autres créanciers

En millions d'euros	31 déc. 2010	31 déc. 2009
Fournisseurs	13 458	11 722
Dettes sur immobilisations	1 377	1 165
TOTAL	14 835	12 887

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 :

En millions d'euros	31 déc. 2010	31 déc. 2009
Dettes sur acquisition de titres	643	775
Autres	136	136
TOTAL	780	911

Les autres passifs financiers correspondent principalement à des dettes vis-à-vis de différentes contreparties résultant de promesses d'achat (put sur «participations ne donnant pas le 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 dettes (voir Note 1.4.11.2).

Ils correspondent :

- à 33,20% du capital de la Compagnie Nationale du Rhône (CNR) pour 2010 et 2009 ;
- à 43,16% du capital de la Compagnie du Vent pour 2010 et 2009 ;
- à 49% du capital de Gaselys pour 2009 uniquement, le Groupe ayant racheté les participations ne donnant pas le contrôle de Gaselys en 2010.

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 pourra s'effectuer de façon échelonnée à partir de 2011.

Il convient de préciser que 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

En millions d'euros	31 déc. 2010			31 déc. 2009		
	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
En-cours des dettes financières	37 512	8 210	45 722	31 418	9 593	41 011
Impact du coût amorti	621	191	812	636	244	880
Impact de la couverture de juste valeur ^(a)	46	119	165	101	92	193
Appels de marge sur dérivés de couverture de la dette - passif		539	539		189	189
DETTES FINANCIÈRES	38 179	9 059	47 238	32 155	10 117	42 272
Instruments financiers dérivés relatifs à la dette au passif ^(b)	969	157	1 126	637	115	752
DETTE BRUTE	39 148	9 216	48 364	32 791	10 232	43 024
Actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat	0	(1 555)	(1 555)	0	(1 609)	(1 609)
Appels de marge sur dérivés de couverture de la dette - actif		(157)	(157)		(71)	(71)
Trésorerie et équivalent de trésorerie	0	(11 296)	(11 296)	0	(10 324)	(10 324)
Instruments financiers dérivés relatifs à la dette à l'actif ^(b)	(1 452)	(68)	(1 521)	(939)	(115)	(1 053)
TRÉSORERIE ACTIVE	(1 452)	(13 077)	(14 529)	(939)	(12 119)	(13 057)
ENDETTEMENT FINANCIER NET	37 696	(3 861)	33 835	31 853	(1 886)	29 967
En-cours des dettes financières	37 512	8 210	45 722	31 418	9 593	41 011
Actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat	0	(1 555)	(1 555)	0	(1 609)	(1 609)
Trésorerie et équivalent de trésorerie	0	(11 296)	(11 296)	0	(10 324)	(10 324)
ENDETTEMENT NET HORS COÛT AMORTI, EFFETS DES INSTRUMENTS FINANCIERS DÉRIVÉS ET CASH COLLATÉRAL	37 512	(4 641)	32 871	31 418	(2 340)	29 078

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

(b) Il s'agit de la juste valeur des instruments dérivés relatifs à la dette, qualifiés ou non de couverture (se reporter aux Notes 14.1.3 & 14.2.2).

14.3.1 Principales émissions de la période

Au cours de l'année 2010, le Groupe GDF SUEZ a réalisé un ensemble d'émissions d'emprunts obligataires pour un montant total de 4 327 millions d'euros, dont principalement :

- une émission obligataire pour un montant total de 2 milliards d'euros comportant une tranche à 7 ans de 1 milliard d'euros à échéance octobre 2017, avec un coupon de 2,75% et une tranche à 12 ans de 1 milliard d'euros à échéance octobre 2022 avec un coupon de 3,5%. Le Groupe a ensuite utilisé 934 millions provenant de ce financement pour procéder au rachat partiel de ses obligations arrivant à échéance en janvier 2012, janvier 2013 et janvier 2014 et portant des coupons de 4,375%, 4,75% et 6,25% ;
- une émission obligataire de 700 millions de livres sterling à 50 ans avec un coupon de 5%. Cette émission a fait l'objet d'un retour (swap) en euros à un taux moyen de 4,28% ;
- une émission obligataire de 500 millions d'euros réalisée par SUEZ Environnement, portant un coupon de 4,125% et dont l'échéance est fixée à 2022 ;
- une émission de 400 millions de dollars réalisée par E-CL (Chili) portant un coupon de 5,62% et dont l'échéance est fixée à janvier 2021 ;
- une émission obligataire de 210 millions d'euros (8 000 millions de baths thaïlandais) réalisée par Glow Energy Public Ltd.

Par ailleurs, une nouvelle ligne de crédit syndiquée auprès de 18 banques a été signée le 16 juin pour un montant de 4 milliards d'euros sur cinq ans.

Enfin, les variations de périmètre génèrent une augmentation de 1 934 millions d'euros de l'endettement net, et les variations de change représentent quant à elles une augmentation de 1 102 millions d'euros (dont 485 millions d'euros sur le dollar américain).

14.3.2 Ratio d'endettement

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2010	31 déc. 2009
Endettement financier net	33 835	29 967
Total Capitaux propres	70 717	65 527
Ratio d'endettement	47,8%	45,7%

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 <i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2010				31 déc. 2009			
	Total	niveau 1	niveau 2	niveau 3	Total	niveau 1	niveau 2	niveau 3
Titres disponibles à la vente	3 252	1 131	-	2 120	3 563	1 404	-	2 159
Prêts et créances au coût amorti rentrant dans une relation de couverture de juste valeur	256	-	256	-	270	-	270	-
<i>Prêts et créances au coût amorti (hors clients et autres débiteurs)</i>	256	-	256	-	270	-	270	-
Instruments financiers dérivés	8 271	1 043	7 175	53	9 332	748	8 521	62
<i>Instruments financiers dérivés relatifs à la dette</i>	1 521	-	1 521	-	1 053	-	1 035	18
<i>Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières - afférents aux activités de portfolio management</i>	2 574	257	2 267	51	3 297	233	3 046	18
<i>Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières - afférents aux activités de trading</i>	4 082	786	3 294	2	4 917	516	4 375	26
<i>Instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments</i>	94	-	94	-	65	-	65	-
Actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat	1 555	1 317	238	-	1 609	1 340	269	-
<i>Actifs financiers qualifiant à la juste valeur par résultat</i>	1 511	1 317	194	-	1 560	1 340	220	-
<i>Actifs financiers désignés à la juste valeur par résultat</i>	45	-	45	-	49	-	49	-
TOTAL	13 335	3 492	7 670	2 173	14 773	3 492	9 060	2 221

Titres disponibles à la vente

Les titres cotés - évalués au cours de bourse à la date de clôture - sont considérés être de 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 considérés être de niveau 3.

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

Les Prêts et créances au coût amorti (hors clients et autres débiteurs) rentrant dans une relation de couverture de juste valeur sont présentés dans 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 on dispose de valeurs liquidatives régulières sont considérés être de niveau 1, et de niveau 2 dans le cas contraire.

Les actifs financiers désignés à la juste valeur sont en l'espèce considérés être de niveau 2.

Au 31 décembre 2010, 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 2009	2 158
Gains et pertes enregistrés en résultat	(23)
Gains et pertes enregistrés en capitaux propres	(139)
Acquisitions	358
Cessions	(69)
Variations de périmètre, change et divers	(166)
Au 31 décembre 2010	2 120
Gains et pertes enregistrés en résultat relatifs aux instruments détenus à la fin de période	295

Une variation à la baisse de 10% de la valeur globale du principal titre non coté, Atlantic LNG, se traduirait par une perte avant impôts sur les capitaux propres de 51 millions d'euros.

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 <i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2010				31 déc. 2009			
	Total	niveau 1	niveau 2	niveau 3	Total	niveau 1	niveau 2	niveau 3
Dettes financières rentrant dans une relation de couverture de juste valeur	8 714	-	8 714	-	8 296	-	8 296	-
Instruments financiers dérivés	7 842	992	6 782	69	8 961	561	8 315	85
<i>Instruments financiers dérivés relatifs à la dette</i>	1 126	-	1 117	10	752	-	752	-
<i>Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières - afférents aux activités de portfolio management</i>	2 494	168	2 269	57	3 279	93	3 101	85
<i>Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières - afférents aux activités de trading</i>	4 055	824	3 229	2	4 837	469	4 369	-
<i>Instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments</i>	166	-	166	-	93	-	93	-
TOTAL	16 556	992	15 495	69	17 257	561	16 611	85

Dettes financières

Les Dettes financières comportent des emprunts obligataires rentrant dans une relation de couverture de juste valeur sont présentés 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. Note 14.4.1.

NOTE 15 RISQUES LIÉS AUX INSTRUMENTS FINANCIERS

La gestion des risques financiers est présentée dans le chapitre 5 «Facteurs de risque» du Document de Référence.

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 la base d'un portefeuille figé à une date donnée et peuvent ne pas être représentatives des évolutions futures du résultat et des capitaux propres du Groupe. Il convient également de préciser qu'elles sont calculées hors effet des contrats de vente et d'achat de matières premières entrant dans le cadre de l'activité normale du Groupe qui conformément à IAS 39 ne sont pas comptabilisés comme des instruments financiers dérivés.

Analyse de sensibilité		31 déc. 2010		31 déc. 2009	
		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
<i>En millions d'euros</i>					
	Variations de prix				
Produits pétroliers	+ 10 \$US/bbl	(194)	269	(97)	326
Gaz naturel	+ 3 euros/MWh	87	(26)	167	(13)
Charbon	+ 10 \$US/ton	12	35	82	71
Electricité	+ 5 euros/MWh	(37)	49	(30)	(46)
Droits d'émission de gaz à effet de serre	+ 2 euros/ton	(41)	(6)	(32)	(6)
EUR/USD	+ 10%	112	(194)	76	(213)
EUR/GBP	+ 10%	34	4	(59)	(2)
EUR/CAD	+ 10%	-	17	-	16
THB/USD	+ 10%	35	-	4	-

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

Certaines entités du Groupe réalisent des activités de trading dont les principales missions sont :

- accès au marché de gros de l'énergie ;
- conseil et exécution des couvertures.

Le chiffre d'affaires des activités de *trading* s'est élevé à 146 millions d'euros au 31 décembre 2010 (contre 340 millions d'euros en 2009).

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%. La *VaR* présentée ci-après résulte de l'agrégation des *VaR* des entités de *trading* du Groupe.

Value at risk

En millions d'euros

	31 déc. 2010	2010 moyenne ^(a)	Maximum 2010 ^(b)	Minimum 2010 ^(b)	2009 moyenne ^(a)
Activités de trading	6	9	17	5	6

(a) Moyenne des *VaR* quotidiennes.

(b) Maximum et minimum observés en fin de mois en 2010.

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 2010 et 2009 sont présentées dans le tableau ci-dessous :

En millions d'euros	31 déc. 2010				31 déc. 2009			
	Actifs		Passifs		Actifs		Passifs	
	Courant	Non courant	Courant	Non courant	Courant	Non courant	Courant	Non courant
Instruments financiers dérivés afférents aux activités de portfolio management	1 580	994	(1 457)	(1 037)	2 335	961	(2 194)	(1 085)
<i>Couverture de flux de trésorerie</i>	964	464	(837)	(299)	1 214	516	(1 389)	(592)
<i>Autres instruments financiers dérivés*</i>	616	531	(620)	(738)	1 122	445	(804)	(493)
Instruments financiers dérivés afférents aux activités de trading	4 082	-	(4 055)	-	4 917	-	(4 837)	-
TOTAL	5 662	994	(5 512)	(1 037)	7 252	961	(7 031)	(1 085)

* Au 31 décembre 2010, les couvertures de juste valeur sont non significatives pour le Groupe et sont reprises sous cette rubrique. Les données comparatives 2009 ont été retraitées en conséquence.

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. 2010				31 déc. 2009			
	Actifs		Passifs		Actifs		Passifs	
	Courant	Non courant	Courant	Non courant	Courant	Non courant	Courant	Non courant
Gaz naturel	289	144	(322)	(121)	301	71	(420)	(216)
Electricité	149	57	(143)	(73)	284	124	(178)	(95)
Charbon	69	44	(27)	(23)	10	17	(7)	(11)
Pétrole	437	139	(342)	(84)	600	264	(768)	(255)
Autres	20	79	(3)	2	19	39	(16)	(14)
TOTAL	964	464	(837)	(299)	1 214	516	(1 389)	(592)

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

Montants notionnels (nets) En GWh	Total au 31 déc. 2010	2011	2012	2013	2014	2015	Au-delà de 5 ans
Gaz naturel, électricité et charbon	21 021	5 836	4 068	9 859	1 258	-	-
Produits pétroliers	146 936	100 964	43 527	2 444	-	-	-
Autres	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL	167 957	106 800	47 595	12 303	1 258	-	-

* Position acheteuse/(position vendeuse)

Montants notionnels (nets) En milliers de tonnes	Total au 31 déc. 2010	2011	2012	2013	2014	2015	Au-delà de 5 ans
Droits d'émission de gaz. à effet de serre	(1 084)	160	(1 244)	-	-	-	-
TOTAL	(1 084)	160	(1 244)	-	-	-	-

* Position acheteuse/(position vendeuse).

Au 31 décembre 2010, un gain de 238 millions d'euros est comptabilisé dans les capitaux propres (contre un gain de 312 millions d'euros en 2009). Une perte de 223 millions d'euros est reclassée de capitaux propres vers le compte de résultat en 2010 (contre une perte de 599 millions d'euros en 2009).

Les gains et pertes relatifs à la partie inefficace des couvertures sont enregistrés en compte de résultat. Au titre de 2010, un gain de 33 millions d'euros a été enregistré (contre une perte de 38 millions d'euros en 2009).

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, Brésil, Thaïlande, Pologne, Norvège et Royaume-Uni.

15.1.3.1 Instruments financiers par devises

Les ventilations par devises de l'encours des dettes financières et de l'endettement net, avant et après prise en compte des instruments dérivés de couverture, sont présentées dans les tableaux ci-dessous :

● ENCOURS DES DETTES FINANCIÈRES

	31 déc. 2010		31 déc. 2009	
	Avant impact des dérivés	Après impact des dérivés	Avant impact des dérivés	Après impact des dérivés
Zone euro	61%	53%	65%	63%
Zone dollar	14%	21%	14%	18%
Zone livre	6%	2%	4%	2%
Autres devises	19%	24%	16%	17%
TOTAL	100%	100%	100%	100%

● ENDETTEMENT NET

	31 déc. 2010		31 déc. 2009	
	Avant impact des dérivés	Après impact des dérivés	Avant impact des dérivés	Après impact des dérivés
Zone euro	57%	45%	60%	56%
Zone dollar	16%	26%	18%	23%
Zone livre	6%	2%	5%	1%
Autres devises	21%	27%	18%	19%
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 générerait un gain ou une perte de 24 millions d'euros.

Impact sur les capitaux propres

Pour les instruments financiers (dettes et dérivés) qualifiés de couverture d'investissement net, une variation uniforme défavorable de 10% des devises contre euro a un impact en capitaux propres de 474 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. 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 américains, le Groupe a poursuivi l'augmentation de son ratio de couverture à taux fixe et accru la durée de ses couvertures afin de cristalliser à moyen terme ces taux attractifs.

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 2010, le Groupe dispose d'un portefeuille de couvertures optionnelles

(*caps*) le protégeant contre une hausse des taux courts euros, dollars américains et livres sterling. Compte tenu des niveaux historiquement bas de l'ensemble des taux courts sur l'exercice 2010, la quasi-totalité des couvertures optionnelles euros, dollars américains et livres sterling sont pour l'instant inactivées.

15.1.4.1 Instruments financiers par type de taux

Les ventilations 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, sont présentées dans les tableaux ci-dessous :

● ENCOURS DES DETTES FINANCIÈRES

	31 déc. 2010		31 déc. 2009	
	Avant impact des dérivés	Après impact des dérivés	Avant impact des dérivés	Après impact des dérivés
Variable	41%	44%	41%	43%
Fixe	59%	56%	59%	57%
TOTAL	100%	100%	100%	100%

● ENDETTEMENT NET

	31 déc. 2010		31 déc. 2009	
	Avant impact des dérivés	Après impact des dérivés	Avant impact des dérivés	Après impact des dérivés
Variable	18%	22%	20%	23%
Fixe	82%	78%	80%	77%
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 83 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 102 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 210 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 239 millions d'euros. La dissymétrie de l'impact est liée au portefeuille d'options de taux.

Impact sur les capitaux propres

Une variation uniforme de plus ou moins 1% des taux d'intérêt (identique pour toutes les devises) génèrerait, sur les capitaux propres, un gain ou une perte de 273 millions d'euros lié à la variation de juste valeur des dérivés documentés en couverture de flux de trésorerie détenus par les filiales consolidées par intégration globale et proportionnelle.

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 :

	31 déc. 2010		31 déc. 2009	
	Total valeur de marché	Total nominal	Total valeur de marché	Total nominal
Dérivés de change				
<i>En millions d'euros</i>				
Couverture de juste valeur	288	1 908	34	2 012
Couverture des flux de trésorerie	86	3 219	(25)	2 498
Couverture d'investissement net	(59)	4 659	36	3 346
Dérivés non qualifiés de couverture	10	13 056	0	13 314
TOTAL	325	22 842	45	21 169

	31 déc. 2010		31 déc. 2009	
	Total valeur de marché	Total nominal	Total valeur de marché	Total nominal
Dérivés de taux				
<i>En millions d'euros</i>				
Couverture de juste valeur	378	7 616	367	7 308
Couverture des flux de trésorerie	(282)	5 094	(179)	4 727
Dérivés non qualifiés de couverture	(35)	19 680	18	14 924
TOTAL	61	32 291	207	26 960

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 2010, l'impact net des couvertures de juste valeur enregistré au compte de résultat représente une perte de 9 millions d'euros.

Couverture des flux de trésorerie

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

Au 31 décembre 2010	Total	2011	2012	2013	2014	2015	> 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 2009	Total	2010	2011	2012	2013	2014	> 5 ans
<i>En millions d'euros</i>							
Juste valeur des dérivés par date de maturité	(204)	(77)	(63)	(5)	27	(5)	(82)

Au 31 décembre 2010, les pertes et gains enregistrés en capitaux propres sur la période sont de 96 millions d'euros.

Le montant recyclé des capitaux propres et comptabilisé dans le résultat de la période est de 7 millions d'euros.

La part inefficace comptabilisée en résultat au titre de ces couvertures de flux de trésorerie représente une perte de 13 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 37 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 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 2010	1 235	261	403	1 900	1 640	18 885	22 425
Au 31 décembre 2009	1 086	305	177	1 567	1 447	17 901	20 915

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 ^(a)	31 déc. 2010		31 déc. 2009	
	Investment Grade ^(b)	Total ^(d)	Investment Grade ^(b)	Total ^(d)
<i>En millions d'euros</i>				
Exposition brute	7 752	8 128	9 629	10 477
Exposition nette ^(c)	1 670	1 761	2 451	2 648
% de l'exposition crédit des contreparties «Investment Grade »	94,8%		92,6%	

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

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

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

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

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 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) En millions d'euros	Actifs non dépréciés échus à la date de clôture				Actifs dépréciés	Actifs non dépréciés non échus	Total
	0-6 mois	6-12 mois	Au delà d'1 an	Total	Total	Total	
Au 31 décembre 2010	9	9	12	29	433	3 745	4 208
Au 31 décembre 2009	15	2	10	27	464	3 345	3 835

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 -399 millions d'euros, -2 millions d'euros et 18 millions d'euros au 31 décembre 2010 (contre -464 millions d'euros, -5 millions d'euros et 6 millions d'euros au 31 décembre 2009). 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

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 2010, le total des encours exposés au risque crédit est de 14 362 millions d'euros.

Risque de contrepartie lié aux activités de placement	31 déc. 2010			31 déc. 2009		
	Investment Grade ^(a)	Sans notation ^(b)	Non Investment Grade ^(b)	Investment Grade ^(a)	Sans notation ^(a)	Non Investment Grade ^(b)
% de l'exposition aux contreparties	90%	9%	1%	84%	15%	1%

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

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

Par ailleurs au 31 décembre 2010, aucune contrepartie ne représentait plus de 7,6% 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. Les appels de marge requis par certaines activités de marché sur matières premières sont inclus dans le BFR (Besoin en Fonds de Roulement).

La liquidité repose sur le maintien de disponibilités et de facilités de crédit confirmées. Le Groupe dispose de facilités de crédit confirmées compatibles avec sa taille et les échéances auxquelles il doit faire face. Le montant de ces facilités de crédit confirmées représente 16 177 millions d'euros au 31 décembre 2010, dont 14 588 millions d'euros de lignes disponibles et non tirées. 75% des lignes de crédit totales et 83% des lignes non tirées sont centralisées. Aucune de ces lignes centralisées ne contient de clause de défaut liée à des ratios financiers ou à des niveaux de notation.

Au 31 décembre 2010, les ressources bancaires représentent 35% de la dette brute (hors découverts bancaires, coût amorti et effet des dérivés), le reste étant principalement financé par le marché des capitaux (dont 24 896 millions d'euros de dettes obligataires, soit 57% 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 11 111 millions d'euros au 31 décembre 2010.

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 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 ainsi qu'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 (*Commercial Papers*) en France, en Belgique et aux États-Unis.

Les encours d'émission de papier à court terme représentent 9% de la dette brute et s'élevaient à 3 829 millions d'euros au 31 décembre 2010. 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 du quatrième trimestre 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 2010, 86% 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.

15.3.1 Flux contractuels non actualisés relatifs aux activités financières

Au 31 décembre 2010, 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 2010 En millions d'euros	Total	2011	2012	2013	2014	2015	Au-delà de 5 ans
Emprunts obligataires	24 896	921	2 534	1 278	3 790	2 297	14 076
Billets de trésorerie	3 829	3 829	(0)	0	0	0	0
Tirages sur facilités de crédit	1 588	302	388	2	393	415	88
Emprunts sur location financement	1 502	243	129	110	110	82	827
Autres emprunts bancaires	10 877	1 110	1 132	1 365	1 165	738	5 366
Autres emprunts	1 290	65	372	166	58	32	598
Découverts bancaires et comptes courants de trésorerie	1 741	1 741	0	0	0	0	0
Encours des dettes financières	45 722	8 210	4 555	2 922	5 516	3 564	20 956
Actifs financiers qualifiant et désignés à la juste valeur par résultat	(1 555)	(1 555)	0	0	0	0	0
Trésorerie et équivalents de trésorerie	(11 296)	(11 296)	0	0	0	0	0
ENDETTEMENT NET HORS COÛT AMORTI EFFETS DES INSTRUMENTS FINANCIERS DÉRIVÉS ET CASH COLLATÉRAL	32 871	(4 641)	4 555	2 922	5 516	3 564	20 956

Au 31 décembre 2009 <i>En millions d'euros</i>	Total	2010	2011	2012	2013	2014	Au-delà de 5 ans
ENCOURS DES DETTES FINANCIÈRES	41 011	9 593	2 125	4 186	2 808	5 188	17 111
Actifs financiers qualifiant et désignés à la juste valeur par résultat et Trésorerie et équivalents de trésorerie	(11 933)	(11 933)	0	0	0	0	0
ENDETTEMENT NET HORS COÛT AMORTI ET EFFETS DES INSTRUMENTS FINANCIERS DÉRIVÉS ET CASH COLLATÉRAL	29 078	(2 340)	2 125	4 186	2 808	5 188	17 111

Au 31 décembre 2010, les flux contractuels d'intérêts non actualisés sur l'encours des dettes financières par date de maturité sont les suivants :

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 2009 <i>En millions d'euros</i>	Total	2010	2011	2012	2013	2014	Au-delà de 5 ans
Flux contractuels d'intérêts non actualisés sur l'encours des dettes financières	13 694	1 600	1 558	1 518	1 357	1 220	6 442

Au 31 décembre 2010, 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 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)	0	(166)

Au 31 décembre 2009 <i>En millions d'euros</i>	Total	2010	2011	2012	2013	2014	Au-delà de 5 ans
Dérivés (hors matières premières)	326	91	223	50	(9)	(15)	(13)

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 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

Au 31 décembre 2009 <i>En millions d'euros</i>	Total	2010	2011	2012	2013	2014	Au-delà de 5 ans
Programme de facilités de crédit confirmées non utilisées	14 691	2 991	751	9 474	127	1 130	218

Parmi ces programmes disponibles, 3 829 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 2010, aucune contrepartie ne représentait plus de 6,1% 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 <i>En millions d'euros</i>	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)

Risque de liquidité							
<i>En millions d'euros</i>	Total	2010	2011	2012	2013	2014	Au-delà de 5 ans
Instruments financiers dérivés passifs							
<i>Afférents aux activités de portfolio management</i>	(3 302)	(2 224)	(723)	(246)	(39)	(18)	(53)
<i>Afférents aux activités de trading</i>	(4 814)	(4 814)					
Instruments financiers dérivés actifs							
<i>Afférents aux activités de portfolio management</i>	3 268	2 278	673	256	45	4	12
<i>Afférents aux activités de trading</i>	4 895	4 895					
TOTAL AU 31 DÉCEMBRE 2009	47	135	(50)	11	6	(14)	(41)

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).

<i>En TWh</i>	Total au 31 déc. 2010	2011	2012-2015	Au-delà de 5 ans	Total au 31 déc. 2009
Achats fermes	(11 013)	(957)	(3 191)	(6 865)	(11 897)
Ventes fermes	2 115	509	686	920	1 842

15.5 Risque sur actions

Au 31 décembre 2010, les titres disponibles à la vente détenus par le Groupe s'élèvent à 3 252 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 113 millions d'euros sur le Résultat Global du Groupe.

Le principal titre non coté est Atlantic LNG, dont la valorisation est basée sur la méthode d'actualisation des dividendes et des

cash flows. Les principales hypothèses ayant une incidence sur sa valorisation sont les volumes de production et les prix de l'énergie. Une variation de 10% de la valeur globale du titre Atlantic LNG aurait un impact de 51 millions d'euros sur les capitaux propres.

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	D'autocontrôle	En circulation	Capital social	Primes	Autocontrôle
AU 31 DÉCEMBRE 2008	2 193 643 820	(48 323 501)	2 145 320 319	2 194	29 258	(1 741)
Émission	1 934 429		1 934 429	2	30	
Distribution de dividendes en actions	65 398 018		65 398 018	65	1 301	
Achats et ventes d'actions propres		3 208 648	3 208 648			97
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	(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)

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 à 478 millions d'euros (hors frais d'émission) ;
- des levées d'options de souscription d'actions pour 1,5 million d'actions (cf. Note 23.1.2) ;
- 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.

Les variations du nombre d'actions durant l'exercice 2009 résultent de :

- la distribution d'une partie du dividende exceptionnel en actions. En effet, l'Assemblée Générale du 4 mai 2009 a accordé, pour le dividende exceptionnel de 0,80 euro, une option entre le paiement en numéraire ou en actions. Ce dividende exceptionnel a été versé le 4 juin 2009 à hauteur de 340,6 millions d'euros en numéraire et 1 376,6 millions d'euros en actions soit une augmentation de 65 398 018 actions nouvelles ;
- levées d'options de souscription d'actions constituant les émissions de la période.

16.2 Titres donnant accès à de nouvelles actions de GDF SUEZ SA

Lors des exercices antérieurs, le Groupe a attribué des options de souscription d'actions à ses salariés dans le cadre de plans de souscription d'actions présentés dans la Note 23 «Paiements fondés sur des actions».

16.3 Actions propres et d'autocontrôle

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 3 mai 2010. Ce programme prévoit le rachat d'au maximum 10% des actions composant le capital à la date de l'Assemblée Générale concernée. Il prévoit également que 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.

Les rachats d'action nets effectués en 2010 se sont élevés à 491 millions d'euros.

Le Groupe a par ailleurs procédé en 2010 à l'annulation des 36 898 000 actions propres détenues à cette fin au 31 décembre 2009.

16.4 Autres informations sur les primes et réserves consolidées

Les primes et réserves consolidées (y compris le résultat de l'exercice) (59 297 millions d'euros au 31 décembre 2010) 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 primes et réserves distribuables de la société GDF SUEZ SA s'élèvent à 44 509 millions d'euros au 31 décembre 2010 (contre 47 789 millions d'euros au 31 décembre 2009).

16.5 Dividendes

	Montant réparti <i>(en millions d'euros)</i>	Dividende net par action en euros <i>(dividendes versés en numéraire)</i>	Nombre d'actions <i>(dividendes versés en action)</i>
Au titre de l'exercice 2008			
Solde du dividende au titre de 2008 (payé le 6 mai 2009)	1 287	0,60	
Dividende exceptionnel (payé au choix en numéraire ou en action le 4 juin 2009)	1 717		
<i>Versé en numéraire</i>	341	0,80	
<i>Versé en actions</i>	1 377		65 398 018
Au titre de l'exercice 2009			
Acompte (payé le 18 décembre 2009)	1 773	0,80	
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	

Dividendes proposés au titre de l'exercice 2010

Il sera proposé à l'Assemblée Générale du Groupe GDF SUEZ statuant sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2010 de verser un dividende unitaire de 1,50 euro par action soit un montant total de 3 337 millions d'euros sur la base du nombre d'actions en circulation au 31 décembre 2010. Un acompte de 0,83 euro par action sur ce dividende a été versé le 15 novembre 2010 soit 1 846 millions d'euros.

Sous réserve d'approbation par l'Assemblée Générale, ce dividende, net de l'acompte versé, sera mis en paiement le 6 mai 2011, et n'est pas reconnu en tant que passif dans les comptes au 31 décembre 2010, les états financiers à fin 2010 étant présentés avant affectation.

16.6 Total gains et pertes reconnus en capitaux propres (part du Groupe)

En millions d'euros	31 déc. 2010	Variation	31 déc. 2009	Variation	31 déc. 2008
Actifs financiers disponibles à la vente	646	(119)	765	6	759
Couverture d'investissement net	31	(63)	95	44	51
Couverture de flux de trésorerie (hors matières premières)	(196)	11	(207)	58	(265)
Couverture de flux de trésorerie (sur matières premières)	342	445	(103)	899	(1 002)
Pertes et gains actuariels	(748)	(479)	(269)	151	(420)
Impôts différés	185	4	181	(364)	545
Quote-part des entreprises associées, net d'impôt	(48)	35	(83)	75	(158)
Écarts de conversion sur éléments ci-dessus	(35)	(3)	(32)	8	(40)
SOUS-TOTAL	177	(169)	346	877	(531)
Écarts de conversion sur autres éléments	557	879	(322)	351	(673)
TOTAL	734	710	24	1 228	(1 204)

Le montant des écarts de conversion recyclés en compte de résultat sur la période est non significatif.

Les pertes et gains actuariels cumulés sont présentés au sein des réserves consolidées part du Groupe.

16.7 Transactions entre actionnaires sur les entités contrôlées par le Groupe

La principale opération réalisée entre actionnaires concerne le rachat par le groupe des 49% de Gaselys détenus par la société Générale.

16.8 Participations ne donnant pas le contrôle

Outre le résultat de la période attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle, l'augmentation du poste «participations ne donnant pas le contrôle» provient essentiellement des regroupements d'entreprises décrits dans la Note 2 «Principales variations de périmètre», de l'émission de titres super-subordonnés par SUEZ Environnement, et de l'augmentation de capital de la société Wilhelmshaven.

Titres super-subordonnés émis par SUEZ Environnement

SUEZ Environnement 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, est comptabilisé en tant que «participation ne donnant pas le contrôle» dans les capitaux propres du Groupe.

16.9 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 le bilan consolidé. 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, 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

En millions d'euros	31 déc. 2009	Dotations	Reprises pour utilisation	Reprises pour excédent	Reprise prov. infra- structures gaz France	Variation de périmètre	Effet de la désactualisation	Écarts de change	Autres	31 déc. 2010
Avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages long terme	3 863	242	(344)	(4)		13	191	31	369	4 362
Gestion de l'aval du cycle du combustible nucléaire	3 677	108	(23)	0		0	183	0	(9)	3 936
Démantèlement des installations ^(a)	3 602	6	(18)	0	(1 172)	2	164	3	255	2 840
Reconstitution de sites	1 138	43	(43)	(8)		6	40	21	165	1 362
Autres risques	1 773	519	(424)	(120)		154	9	18	40	1 969
TOTAL PROVISIONS	14 053	919	(851)	(132)	(1 172)	175	586	73	820	14 469

(a) Dont 2 413 millions d'euros au 31 décembre 2010 de provisions pour démantèlement des installations nucléaires, contre 2 093 millions d'euros au 31 décembre 2009.

Les variations de périmètre correspondent essentiellement aux effets liés à la prise de contrôle du groupe Agbar chez SUEZ Environnement et au décroisement des sociétés paritaires dans le secteur de l'eau en France.

La colonne «reprise provision infrastructures gaz France» correspond à la reprise de provisions pour démantèlement des infrastructures de transport et de distribution de gaz en France (cf. Note 17.3 «Démantèlements relatifs aux autres installations» et Note 5.5 «Autres éléments non récurrents»).

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 2010 sur les avantages postérieurs à l'emploi, qui sont comptabilisés en autres éléments du résultat global et de l'augmentation des provisions pour démantèlement des centrales nucléaires belges et pour reconstitution de sites dans l'activité exploration-production dont la contrepartie est comptabilisée en immobilisations corporelles.

Les flux de dotations, reprises et désactualisation présentés ci-dessus, sont ventilés de la façon suivante dans le compte de résultat :

En millions d'euros	Dotations nettes
Résultat des activités opérationnelles	(1 240)
Autres produits et charges financiers	586
Impôts	2
TOTAL	(651)

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 nouveau dossier de réévaluation trisannuelle des provisions nucléaires a été transmis le 22 septembre 2010 par Synatom à la Commission des Provisions Nucléaires qui a rendu son avis le 22 novembre 2010.

Il en a résulté une augmentation de 215 millions d'euros de la provision pour le démantèlement des centrales nucléaires, la contrepartie consistant en un ajustement de l'actif de démantèlement à due concurrence. Par rapport au précédent dossier, les éléments de base que sont notamment la méthodologie d'estimation, les paramètres financiers et les scénarii de gestion retenus sont demeurés inchangés. 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...).

La provision pour la gestion des matières fissiles irradiées reste déterminée sur base des hypothèses d'évaluation du dossier de 2007.

La Commission des Provisions Nucléaires a autorisé le Groupe à soumettre, dans l'année 2011, deux études. La première porte sur l'évaluation de la marge d'incertitude à considérer pour la phase de démantèlement des centrales nucléaires, maintenue inchangée à ce jour. La seconde, concernant la provision pour la gestion des matières fissiles irradiées dans les centrales, vise à évaluer la faisabilité d'un scénario de mise à disposition à des tiers du plutonium non recyclé dans les centrales nucléaires belges et à

apporter des précisions sur le calcul des frais de retraitement. Les conclusions de ces études et les discussions avec la Commission des Provisions Nucléaires pourraient conduire le Groupe à revoir certaines hypothèses d'évaluation de ces provisions.

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 2010 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.

Fin 2009, un accord a été conclu 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. Ces dispositions nécessitent encore l'adoption ou la modification de textes de loi existants.

Une extension de la durée d'exploitation des trois unités nucléaires concernées ne devrait pas avoir d'impact significatif sur le montant des provisions pour 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.

L'adaptation des provisions sera actée, au même titre que l'extension de la durée d'utilité des actifs, lorsque les textes de loi auront été votés.

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 différé 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 différé, dans lequel le combustible déchargé sera retraité et les produits issus de ce retraitement seront évacués, à terme, en dépôt géologique profond ;
- les décaissements devraient s'étaler jusqu'en 2050. 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'ONDRAP (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 7 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

A l'issue de leur durée d'exploitation, certaines installations, dont notamment les centrales classiques, les canalisations de transport, conduites de distribution, sites de stockage, et les terminaux méthaniers doivent être démantelés. Cette obligation résulte de réglementations environnementales actuellement en vigueur dans les pays concernés, de contrats ou de l'engagement implicite du Groupe.

Sur la base des 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

D'autre part, une provision est constituée pour la reconstitution des sites d'exploration - production. La valeur actuelle des coûts prévisionnels de reconstitution est provisionnée en totalité au passif en contrepartie d'une immobilisation corporelle ; les amortissements correspondants sont présentés dans le résultat opérationnel courant et les charges de désactualisation en charges financières.

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 Présentation des principaux événements de l'exercice

La loi portant réforme des retraites en France a été promulguée par le Président de la République et publiée au Journal Officiel le 10 novembre 2010.

Les principales mesures de cette réforme sont les suivantes :

- pour les régimes de droit commun, le recul de l'âge légal de départ à la retraite de 60 à 62 ans et de l'âge d'annulation de la décote de 2 ans s'opérera progressivement d'ici 2018, à raison de 4 mois supplémentaires chaque année, à compter du 1^{er} juillet 2011. Ce changement ne prendra donc effet qu'à partir de la génération 1951 ;
- pour le régime spécial des IEG, l'âge de départ légal à la retraite sera progressivement retardé de 2 ans à compter du 1^{er} janvier 2017 à raison de 4 mois par an pour atteindre 62 ans au 1^{er} janvier 2022 pour les salariés sédentaires et 57 ans pour les salariés ayant 15 ans de service actif ;
- la durée de cotisation pour une pension complète est allongée : elle est portée, pour les régimes de droit commun, à 41,5 ans à compter de la génération 1960 et à 41,5 ans pour le régime spécial des IEG au 1^{er} janvier 2020.

Le Groupe considère que les changements induits par ces mesures sur la dette actuarielle constituent des changements d'hypothèses actuarielles. En conséquence, l'augmentation de la provision pour avantages postérieurs à l'emploi imputable à la réforme des retraites en France, soit 133 millions d'euros, a été comptabilisée en tant que perte actuarielle de l'exercice 2010 au sein des «Autres éléments du résultat global».

18.2 Description des principaux régimes de retraite

Les principaux régimes de retraite du Groupe sont commentés ci-dessous.

18.2.1 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 («CNIIEG»). La CNIIEG 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 termes de masse salariale au sein de la branche des IEG.

S'agissant d'un régime à prestation définie, le Groupe constitue une provision pour retraite au titre des droits spécifiques des agents des activités non régulées et des droits spécifiques acquis par les agents des activités régulées à compter du 1^{er} janvier 2005. Cette provision englobe également les engagements au titre des départs anticipés par rapport à l'âge légal de départ à la retraite.

Les évaluations des engagements de retraites et des autres «engagements mutualisés» sont effectuées par la CNIIEG.

Au 31 décembre 2010, la provision retraite relative au régime spécial des IEG s'élève à 2,1 milliards d'euros contre 1,7 milliard d'euros au 31 décembre 2009.

18.2.2 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 ayant droits. 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.

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 2010.

La dette actuarielle relative à ces régimes représente environ 16% du total des engagements de retraite et autres au 31 décembre 2010.

18.2.3 Convention du personnel du siège central bruxellois et assimilés

Dans le cadre de la restructuration des activités gérées par les entités Electrabel, GDF SUEZ Belgium et GDF SUEZ CC, et des transferts de personnel intervenus entre ces entités, une convergence des statuts a été réalisée dont le volet retraite a consisté à offrir aux cadres d'adhérer au plan à cotisations définies offert par Electrabel à ses cadres engagés à partir du 1^{er} mai 1999 (cfr. point 18.2.2), et ce moyennant la consolidation des droits acquis sur base projetée. Plus de 95% du personnel concerné a choisi de migrer. Cette migration s'est opérée en date du 1^{er} janvier 2009.

Cette opération s'est traduite par une diminution quasi identique des engagements et des actifs de couverture, qui ont été transférés vers ce plan à cotisations définies. L'impact sur le compte de résultat de 2009 est négligeable.

Tout nouvel engagé sera dorénavant affilié au plan à contributions définies.

18.2.4 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, conformément à la norme IAS 19.

La charge comptabilisée en 2010 au titre de ces régimes multi-employeurs s'élève à 72 millions d'euros.

18.2.5 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 UWR couvre le personnel du secteur régulé. Toutes les filiales américaines proposent un plan de type 401(k) 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 ;
- l'Allemagne : les différentes filiales ont fermé leurs plans à prestations 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.

18.3 Description des autres avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme

18.3.1 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.

18.3.1.1 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. 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. La population inactive bénéficiaire du tarif agent est la population ayant au moins 15 ans de services dans les IEG.

Compte tenu 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 alors que dans le même temps 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 1,5 milliard d'euros.

18.3.1.2 Indemnités de fin de carrière

Les agents perçoivent lors de 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.

18.3.1.3 Rentes accidents du travail et 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 droits d'un salarié décédé suite à un accident du travail, à un accident de trajet ou à une maladie professionnelle.

Le montant de l'engagement correspond à la valeur actuelle probable des prestations que percevront les bénéficiaires actuels compte tenu des éventuelles réversions.

18.3.2 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 (égale à 3 mois de pension légale), considérée comme une prime de fin de carrière, qui a fait l'objet d'une externalisation en assurance de groupe.

18.3.3 Autres conventions

La plupart des 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...).

18.4 Plans à prestations définies

18.4.1 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 2008	(4 151)	189	444
Différence de change	(44)	1	
Effet de périmètre et autres	191	(28)	(317)
Pertes et gains actuariels	230	(51)	17
Charge de l'exercice	(414)	31	8
Plafonnement d'actifs/IFRIC 14	(2)	0	(9)
Cotisations/Prestations payées	327	54	
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

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 449 millions d'euros en 2010 et 382 millions d'euros en 2009. Les composantes de cette charge de

l'exercice relative aux régimes à prestations définies sont présentées dans la Note 18.4.4 «Composantes de la charge de l'exercice».

Les écarts actuariels cumulés comptabilisés dans les capitaux propres s'élèvent à 892 millions d'euros au 31 décembre 2010, contre 376 millions d'euros au 31 décembre 2009.

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2010	31 déc. 2009
Solde d'ouverture	376	554
Pertes et (gains) actuariels générés sur l'année	516	(178)
Solde de clôture	892	376

Les écarts actuariels présentés ci-avant comprennent les écarts de conversion ainsi que les écarts actuariels comptabilisés dans les sociétés mises en équivalence, pour un montant de 11 millions d'euros de perte actuarielle en 2010 et 10 millions d'euros de gain actuariel en 2009. Les pertes et gains actuariels nets présentés

sur une ligne distincte de l'état sur les «Autres éléments du résultat global» représentent une perte actuarielle de 500 millions d'euros en 2010 et un gain actuariel de 168 millions d'euros en 2009. La part de la perte actuarielle 2010 imputable à la réforme des retraites en France est de 133 millions d'euros.

18.4.2 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. 2010				31 déc. 2009			
	Retraites ^(a)	Autres avantages postérieurs à l'emploi ^(b)	Avantages à long terme ^(c)	Total	Retraites ^(a)	Autres avantages postérieurs à l'emploi ^(b)	Avantages à long terme ^(c)	Total
A - VARIATION DE LA DETTE ACTUARIELLE								
Dettes actuarielles début de période	(5 502)	(1 659)	(465)	(7 626)	(5 634)	(1 705)	(482)	(7 821)
Coût normal	(212)	(24)	(39)	(274)	(195)	(22)	(31)	(248)
Intérêt sur la dette actuarielle	(293)	(81)	(22)	(396)	(298)	(83)	(22)	(403)
Cotisations versées	(11)			(11)	(12)			(12)
Modification de régime	(1)			(1)	16	(2)	(0)	14
Acquisitions/Cessions de filiales	(187)	2	1	(184)	269	65	(3)	330
Réductions/Cessions de régimes	208	1	1	209	55	6	3	63
Événements exceptionnels	41	(5)		35	78	(2)	(1)	75
Pertes et gains actuariels	(402)	(349)	(34)	(785)	(57)	13	(3)	(47)
Prestations payées	351	83	53	486	384	69	45	498
Autres (écarts de conversion)	(121)	(4)	(3)	(128)	(108)	3	30	(75)
Dettes actuarielles fin de période	A (6 130)	(2 037)	(508)	(8 675)	(5 502)	(1 659)	(465)	(7 626)
B - VARIATION DES ACTIFS DE COUVERTURE								
Juste valeur des actifs de couverture en début de période	3 934	39	0	3 973	3 831	40	0	3 871
Rendement attendu des actifs de couverture	205	3		208	177	2		180
Pertes et gains actuariels	240	7		247	176	2		178
Cotisations perçues	262	21		283	235	23		258
Acquisitions/Cessions de filiales	188	(5)		184	(167)			(167)
Cessions de régimes	(198)			(198)	(46)	(5)		(51)
Prestations payées	(327)	(21)		(348)	(346)	(23)		(369)
Autres (écarts de conversion)	95	3		98	74	(1)		73
Juste valeur des actifs de couverture en fin de période	B 4 399	47	0	4 447	3 934	39	0	3 973
C - COUVERTURE FINANCIÈRE	A+B (1 730)	(1 990)	(508)	(4 228)	(1 568)	(1 620)	(465)	(3 653)
Coûts des services passés non constatés		(11)		(11)	(1)	(10)		(12)
Plafonnement d'actifs*				0	(1)	(1)		(2)
ENGAGEMENTS NETS DE RETRAITES	A+B (1 730)	(2 001)	(508)	(4 239)	(1 571)	(1 631)	(465)	(3 667)
TOTAL PASSIF	(1 853)	(2 001)	(508)	(4 362)	(1 767)	(1 631)	(465)	(3 863)
TOTAL ACTIF	122	0		122	196			196

* Y compris compléments de provision résultant de l'application d'IFRIC 14.

(a) Pensions de retraite et indemnités de départ en retraite.

(b) Régimes de prévoyance, gratuités et autres avantages postérieurs à l'emploi.

(c) Médailles du travail et autres avantages à long terme.

Les variations de périmètre comptabilisées en 2010 sont non significatives. En 2009, les variations de périmètre comprenaient essentiellement l'impact lié à la cession des engagements envers les personnels de distribution de Net Wallonie (296 millions d'euros) ainsi que l'entrée au périmètre de différentes filiales de la Branche BEEI.

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. En 2009, ce montant se rapportait à la reprise de provision pour solde des impacts de la réforme des retraites de 2008.

18.4.3 Évolution des droits à remboursement

Le montant des engagements du Groupe GDF SUEZ présenté ci-dessus est «dénété» des droits à remboursement constitués d'une part, par les obligations des intercommunales et d'autre part, par la part des actifs de couverture détenue par Contassur suite à sa qualification en tant que partie liée⁽¹⁾.

18.4.3.1 Droit à remboursement d'Electrabel

Jusqu'au 31 décembre 2008, les obligations relatives au personnel de distribution d'Electrabel étaient couvertes par un droit à remboursement sur les intercommunales wallonnes. En effet, Electrabel mettait à la disposition de ces Intercommunales son personnel en vue d'assurer l'exploitation des réseaux. L'ensemble des coûts de personnel (y compris les dépenses liées à la retraite des agents) était facturé par Electrabel à ces Intercommunales sur la base des charges effectivement payées. L'engagement de retraite d'Electrabel envers ce personnel était dès lors comptabilisé au passif de l'état de situation financière (au sein des provisions pour retraite) en contrepartie d'un droit à remboursement sur les Intercommunales wallonnes d'un montant similaire. En raison de la cession d'Ores, société du Groupe mettant du personnel à disposition des Intercommunales wallonnes, aux Intercommunales wallonnes en début d'année 2009, ce droit à remboursement n'existe plus.

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2010	31 déc. 2009
Juste valeur en début d'exercice	0	296
Variation de périmètre		(296)
Pertes et gains actuariels		
Produit net de la période		
Cotisations payées		
JUSTE VALEUR EN FIN D'EXERCICE	0	0

18.4.3.2 Droit à remboursement relatif à Contassur

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. 2010	31 déc. 2009
Juste valeur en début d'exercice	143	147
Rendement attendu des placements	7	8
Pertes et gains actuariels	(5)	17
<i>Rendement réel</i>	2	25
Cotisations employeurs	18	20
Cotisations employés	2	2
Acquisitions/Cessions hors business combination		(20)
Réductions		
Prestations payées	(22)	(31)
JUSTE VALEUR EN FIN D'EXERCICE	142	143

(1) Bien que Contassur soit soumise aux mêmes obligations de gestion et de contrôle que n'importe quelle compagnie d'assurances-vie, il a été considéré, en vertu d'éléments de fait tels que la structure de sa clientèle et la composition de ses organes d'administration, que le Groupe GDF SUEZ était en mesure d'exercer une influence sur sa gestion.

18.4.4 Composantes de la charge de l'exercice

La charge constatée au titre des retraites et engagements assimilés à prestations définies sur l'exercice se décompose comme suit :

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2010	31 déc. 2009
Coûts des services rendus de la période	274	248
Intérêts sur actualisation	396	403
Rendement attendu des actifs de couverture	(208)	(180)
Pertes et gains actuariels*	34	3
Coûts des services passés	(1)	(3)
Profits ou pertes sur réduction, cessions, liquidation de régimes	(11)	(14)
Événements exceptionnels	(35)	(75)
TOTAL	449	382
Dont comptabilisés en Résultat Opérationnel Courant	261	159
Dont comptabilisés en résultat financier	188	223

* Sur avantages à long terme.

18.4.5 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	(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)
Plans dont les engagements sont supérieurs aux fonds	(4 094)	2 055	(20)	(1)	(2 060)
Plans dont les fonds sont supérieurs aux engagements	(1 729)	1 919	(2)	(1)	186
Plans non financés	(1 803)		10		(1 793)
AU 31 DÉCEMBRE 2009	(7 626)	3 973	(12)	(2)	(3 667)

* Et provision complémentaire IFRIC 14.

L'allocation des actifs de couverture en fonction des principales catégories d'actifs est la suivante :

	31 déc. 2010	31 déc. 2009
Placements actions	28%	29%
Placements obligations	52%	50%
Immobilier	3%	3%
Autres (y compris monétaires)	18%	19%
TOTAL	100%	100%

18.4.6 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	
	2010	2009	2010	2009	2010	2009	2010	2009
Taux d'actualisation des engagements*	4,8%	4,9%	4,8%	4,9%	4,8%	4,9%	4,8%	4,9%
Taux d'augmentation des salaires	3,0%	3,7%	NA	NA	2,7%	3,8%	2,8%	3,7%
Rendements attendus des actifs de couverture	5,9%	6,2%	5,9%	6,2%	NA	NA	5,9%	6,2%
Durée résiduelle de service	13 ans	14 ans	15 ans	14 ans	15 ans	14 ans	13 ans	14 ans

* Taux de référence à 15 ans pour la zone euro.

18.4.6.1 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 l'échéance probable du régime.

Les taux utilisés pour les zones EUR, USD et GBP correspondent à des taux 10, 15, 20 ans sur des composites AA dont la source est Bloomberg.

Selon les estimations établies par le Groupe, une variation de +/- 1% du taux d'actualisation entraînerait une variation des engagements d'environ 11%.

18.4.6.2 Taux de rendement attendu des actifs

Pour le calcul du taux de rendement attendu des actifs, le portefeuille d'actifs est éclaté en sous-ensembles homogènes, par grandes classes d'actifs et zones géographiques, sur la base de la composition des indices de références et des volumes présents dans chacun des fonds au 31 décembre de l'exercice précédent.

A chaque sous-ensemble est appliquée une prévision de rendement pour l'exercice, fournie publiquement par un tiers ; une performance globale en valeur absolue est alors reconstituée et rapportée à la valeur du portefeuille de début d'exercice.

Les taux de rendement attendus sur les actifs sont déterminés en fonction des conditions de marché et se construisent à partir d'une prime de risque, définie par rapport au taux de rendement réputé sans risque des emprunts d'état, par grandes classes d'actifs et zones géographiques.

Le rendement des actifs de couverture des entités belges du Groupe en 2010 s'est élevé à environ 4,75% en assurance de groupe et à + 8% en fonds de pension.

Le rendement réel des actifs des entités participant au régime des IEG s'est établi à + 4,7% pour 2010.

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 9%.

Le taux de rendement attendu moyen pondéré ventilé par catégorie d'actif est présenté dans le tableau suivant :

	31 déc. 2010	31 déc. 2009
Placements actions	7,1%	7,6%
Placements obligations	5,1%	5,1%
Immobilier	6,4%	6,3%
Autres (y compris monétaires)	2,6%	2,6%
TOTAL	5,9%	6,2%

18.4.6.3 Autres hypothèses

Les hypothèses d'augmentation des frais médicaux (inflation comprise) sont de 3%.

Concernant les soins médicaux, une variation d'un point des taux de croissance aurait les impacts suivants :

<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 retraite	50	(43)

18.4.7 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. 2010		31 déc. 2009		31 déc. 2008		31 déc. 2007		31 déc. 2006	
	Retraites	Autres engagements	Retraites	Autres engagements	Retraites	Autres engagements	Retraites	Autres engagements	Retraites	Autres engagements
Dette actuarielle fin de période	(6 130)	(2 545)	(5 502)	(2 124)	(5 634)	(2 187)	(4 066)	(713)	(4 413)	(804)
Juste valeur des actifs de couverture fin de période	4 399	47	3 934	39	3 831	40	2 452	47	2 406	47
Surplus/déficit	(1 730)	(2 498)	(1 568)	(2 085)	(1 803)	(2 147)	(1 614)	(666)	(2 007)	(757)
Ajustements d'expérience sur la dette actuarielle	236	115	(5)	(15)	(95)	12	(12)	(62)	59	(4)
• en % du total	- 4%	- 5%	0%	1%	2%	- 1%	0%	9%	- 1%	1%
Ajustements d'expérience sur la juste valeur des actifs de couverture	240	7	176	2	528	12	(9)	1	(19)	1
• en % du total	5%	15%	4%	6%	14%	29%	0%	3%	- 1%	3%

18.4.8 Répartition géographique des engagements nets

En 2010, la répartition géographique des principaux engagements et des hypothèses actuarielles (taux moyens pondérés) est la suivante :

	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
<i>En millions d'euros</i>												
Engagements nets	(1 394)	(1 887)	(485)	(34)			(102)	(48)		(200)	(55)	(23)
Taux d'actualisation des engagements	4,4%	4,7%	4,1%	5,3%			5,5%	5,5%		7,5%	5,2%	5,4%
Taux d'augmentation des salaires	2,8%	2,1%	2,7%	3,0%			3,1%	3,1%		3,4%	5,0%	3,7%
Rendements attendus des actifs de couverture	5,4%	NA	NA	5,7%			8,6%	8,6%		7,8%	4,1%	NA
Durée résiduelle de service (années)	14	15	15	12			13	14		8	11	10

18.4.9 Estimation des cotisations employeurs à verser en 2011 au titre des plans à prestations définies

Le Groupe s'attend à verser, au cours de l'exercice 2011, des cotisations de l'ordre de 148 millions d'euros au profit de ses régimes à prestations définies, dont un montant de 22 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.

18.5 Plans à cotisations définies

Courant 2010, le Groupe a comptabilisé une charge de 113 millions d'euros au titre des plans à cotisations définies souscrits au sein du Groupe (94 millions d'euros en 2009). 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 2008	404	718	5 455	6 577
Variations de périmètre				
Acquisitions	379	574	180	1 132
Cessions	(88)		(1)	(89)
Écarts de conversion	2	121	184	307
Autres	82	7	9	98
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	8 871
B. Amortissements et pertes de valeur cumulés				
Au 31 décembre 2008	(37)		(193)	(230)
Variation de périmètre				
Cession	4			4
Amortissements et pertes de valeur	(182)		(701)	(883)
Écarts de conversion	2		(16)	(13)
Autres	(49)	(4)	(141)	(195)
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)	(2 171)
C. Valeur nette comptable				
Au 31 décembre 2009	516	1 416	4 776	6 708
Au 31 décembre 2010	746	431	5 523	6 700

La ligne «acquisitions» de l'exercice 2010 comprend notamment les licences acquises en Australie (257 millions d'euros) dans le cadre du projet Bonaparte, ainsi que les développements réalisés notamment sur les champs de Gjoa et Gudrun en Norvège (209 millions d'euros).

Les pertes de valeur constatées sur l'exercice 2010 concernent principalement des licences en Egypte, en Libye ainsi que dans le Golfe du Mexique.

19.2 Coûts d'exploration précapitalisés

Le tableau suivant présente la variation nette des coûts d'exploration précapitalisés :

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2010	31 déc. 2009
Valeur à l'ouverture	75	275
Variation de périmètre		
Coût d'exploration de la période précapitalisés	206	121
Montants comptabilisés en charge de l'exercice	(63)	(80)
Autres	54	(241)
VALEUR À LA CLÔTURE	272	75

Les coûts d'exploration précapitalisés 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 2010 et 2009 s'élèvent respectivement à 647 millions d'euros et 1 111 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 dans 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, la centrale électrique de Choctaw et des centrales de cogénération de Cofely.

Paiements minimaux futurs, valeur actualisée :

En millions d'euros	Paiements minimaux de leasing au 31 déc. 2010		Paiements minimaux de leasing au 31 déc. 2009	
	Valeur non actualisée	Valeur actualisée	Valeur non actualisée	Valeur actualisée
Au cours de la 1 ^{re} année	265	254	185	179
Au cours de la 2 ^e année et jusqu'à la 5 ^e y compris	695	649	638	579
Au-delà de la 5 ^e année	832	559	771	470
TOTAL PAIEMENTS FUTURS MINIMAUX	1 792	1 462	1 594	1 227

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 :

En millions d'euros	Total	1 ^{re} année	2 ^e à 5 ^e année	Au-delà de la 5 ^e année
Dettes de location-financement	1 502	243	431	827
Effet d'actualisation des remboursements futurs de la dette et charges financières futures	290	22	264	5
PAIEMENTS FUTURS MINIMAUX NON ACTUALISÉS	1 792	265	695	832

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 constaté des créances de location-financement pour les centrales de cogénération destinées à Solvay (Belgique), Lanxess (Belgique), Bowin (Thaïlande), Air Products (Pays-Bas) et pour la commercialisation des capacités de transport (Mexique).

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2010	31 déc. 2009
Paiements minimaux non actualisés	720	672
Valeur résiduelle non garantie revenant au bailleur	30	28
TOTAL INVESTISSEMENT BRUT	749	700
Produits financiers non acquis	163	129
INVESTISSEMENT NET (BILAN)	587	571
• dont valeur actualisée des paiements minimaux	571	556
• dont valeur résiduelle non garantie actualisée	15	14

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. 2010	31 déc. 2009
Au cours de la 1 ^{re} année	141	165
De la 2 ^e à la 5 ^e année	298	280
Au-delà de la 5 ^e année	280	227
TOTAL	720	672

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, divers bâtiments et mobiliers.

Les charges et produits comptabilisés au titre des contrats de location simple sur les exercices 2009 et 2010 se décomposent comme suit :

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2010	31 déc. 2009
Loyers minimaux	(831)	(708)
Loyers conditionnels	(93)	(135)
Revenus de sous-location	19	4
Charges de sous-location	(97)	(103)
Autres charges locatives	(231)	(120)
TOTAL	(1 232)	(1 062)

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. 2010	31 déc. 2009
Au cours de la 1 ^{re} année	696	608
De la 2 ^e à la 5 ^e année	1 715	1 523
Au-delà de la 5 ^e année	1 606	1 736
TOTAL	4 017	3 868

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 notamment les centrales HHPC en Thaïlande, Baymina en Turquie, Hopewell, Red Hills et Trigen aux États-Unis.

Les revenus locatifs des exercices 2009 et 2010 se décomposent comme suit :

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2010	31 déc. 2009
Loyers minimaux	767	711
Loyers conditionnels	12	0
TOTAL	779	711

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. 2010	31 déc. 2009
Au cours de la 1 ^{re} année	554	481
De la 2 ^e à la 5 ^e année	2 037	1 880
Au-delà de la 5 ^e année	1 999	2 113
TOTAL	4 590	4 474

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 1.4.7).

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 1.4.7).

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 1.4.7) 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 1.4.7). En France, pour la distribution de gaz naturel, les tarifs dits ATRD sont fixés par le Ministre de l'Écologie, de l'Énergie, du Développement Durable et de la Mer après formulation d'un avis de la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE). Depuis le 1^{er} juillet 2008, le Groupe applique les tarifs ATRD 3 fixés par arrêté ministériel du 2 juin 2008. La grille tarifaire ATRD 3 a introduit un nouveau cadre de régulation portant sur une période pluriannuelle de 4 ans et intégrant des objectifs de productivité. Un réajustement mécanique de ces tarifs est prévu le 1^{er} juillet de chaque année. Cette grille tarifaire est notamment élaborée 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). La BAR comprend notamment les groupes d'actifs suivants : conduites et branchements, postes de détente, compteurs, autres installations techniques, constructions, informatique. Pour déterminer les charges de capital annuelles, la Commission de Régulation de l'Énergie (la CRE) applique, selon la nature des ouvrages, une durée d'amortissement de 4 à 45 ans. Les conduites et branchements, qui représentent 95% des actifs figurant dans la BAR, sont amortis sur une durée de 45 ans. Pour la part rémunération des charges de capital, la CRE retient une rémunération de la BAR au taux de 6,75% (réel, avant impôt sur les sociétés).

NOTE 23 PAIEMENTS FONDÉS SUR DES ACTIONS

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

Charge de la période En millions d'euros	Note	31 déc. 2010	31 déc. 2009
Plans de stock-options	23.1	57	58
Augmentation de capital réservée aux salariés	23.2	34	-
Share Appreciation Rights*	23.2	(4)	10
Plans d'attribution d'actions gratuites/de performance	23.3	34	149
Prime exceptionnelle	23.4	(3)	4
		119	221

* Émis dans le cadre des augmentations de capital réservées aux salariés, dans certains pays.

La variation de la charge comptabilisée en 2010 par rapport à la charge comptabilisée en 2009, soit une baisse de 102 millions d'euros, s'explique par :

- la reprise de charges comptabilisées lors des exercices antérieurs, suite à la non atteinte des conditions de performance sur certains plans d'attribution d'actions (voir 23.3.3.) ;
- la diminution des volumes et donc des charges de l'année sur certains plans d'attribution d'actions, suite à la non atteinte des conditions de performance de ces plans, ainsi que suite à l'absence de nouveau plan mondial ;
- la mise en place par le Groupe GDF SUEZ d'un plan d'augmentation de son capital réservé aux salariés (voir 23.2.).

23.1 Plans de stock-option

23.1.1 Politique d'attribution

En 2010, le Conseil d'Administration du Groupe n'a pas décidé de nouvelle attribution d'options sur actions GDF SUEZ.

En 2009, lors de l'Assemblée Générale du Groupe, les membres du Comité Exécutif ont annoncé avoir pris la décision, collectivement, de renoncer à toute attribution de stock-options pour 2009. Ils ont néanmoins confirmé leur attachement au principe des mesures d'incitation à long terme liées aux performances. Par conséquent, le Conseil d'Administration du Groupe a décidé d'une nouvelle attribution le 10 novembre 2009 de 5,2 millions d'options d'achat d'actions. Pour 700 dirigeants, 50% des options attribuées sont assorties de la condition de performance suivante. L'exercice de ces options sera possible si, à l'issue de la fin de la période d'indisponibilité, le cours de l'action GDF SUEZ est supérieur ou égal au prix de levée, celui-ci étant ajusté pour refléter l'évolution de l'indice Eurostoxx Utilities sur la période du lundi 9 novembre 2009 au vendredi 8 novembre 2013 inclus.

23.1.2 Historique des plans de stock-option GDF SUEZ en vigueur

Plan	Date de l'AG d'autorisation	Point de départ d'exercice des options	Prix d'exercice ajusté	Nombre de bénéficiaires par plan	Nombre d'options attribuées aux membres du Comité Exécutif**	Solde à lever au 31/12/2009	Levées***	Annulations****	Solde à lever au 31/12/2010	Date d'expiration	Durée de vie restante
28/11/2000	5/05/2000	28/11/2004	32,38	1 347	1 193 708	3 025 231		3 025 231	0	28/11/2010	
21/12/2000	5/05/2000	21/12/2004	33,66	510	153 516	1 061 420		1 061 420	0	20/12/2010	
28/11/2001*	4/05/2001	28/11/2005	30,70	3 161	1 784 447	5 701 462		19 119	5 682 343	28/11/2011	0,9
20/11/2002*	4/05/2001	20/11/2006	15,71	2 528	1 327 819	1 913 847	135 773	(2 166)	1 780 240	19/11/2012	1,9
19/11/2003*	4/05/2001	19/11/2007	12,39	2 069	1 337 540	1 964 238	374 137	(1 067)	1 591 168	18/11/2011	0,9
17/11/2004*	27/04/2004	17/11/2008	16,84	2 229	1 320 908	6 178 668	711 661	7 815	5 459 192	16/11/2012	1,9
9/12/2005*	27/04/2004	9/12/2009	22,79	2 251	1 352 000	6 390 988	293 301	26 286	6 071 401	8/12/2013	2,9
17/01/2007	27/04/2004	17/01/2011	36,62	2 190	1 218 000	5 831 613		67 996	5 763 617	16/01/2015	4,0
14/11/2007	4/05/2007	14/11/2011	41,78	2 104	804 000	4 552 011		58 941	4 493 070	13/11/2015	4,9
12/11/2008	16/07/2008	12/11/2012	32,74	3 753	2 615 000	6 438 940		63 040	6 375 900	11/11/2016	5,9
10/11/2009	4/05/2009	10/11/2013	29,44	4 036	0	5 240 854		119 448	5 121 406	9/11/2017	6,9
TOTAL					13 106 938	48 299 272	1 514 872	4 446 063	42 338 337		

* Plans exerçables au 31/12/2010.

** Correspondant, à l'époque de l'attribution, pour les exercices 2000 et 2001 au Comité de Direction.

*** Dans des circonstances spécifiques telles que le départ à la retraite ou le décès, la levée d'options est autorisée de façon anticipée.

**** Y compris des réinscriptions d'options radiées par erreur en 2007, sur les plans du 20/11/2002 et 19/11/2003.

23.1.3 Suivi du nombre d'options GDF SUEZ

	Nombre d'options	Prix d'exercice moyen En euros
Balance au 31 décembre 2009	48 299 272	27,7
Options octroyées		
Options exercées	(1 514 872)	16,8
Options annulées	(4 446 063)	32,7
Balance au 31 décembre 2010	42 338 337	28,6

Le cours moyen de l'action GDF SUEZ au cours de l'année 2010 s'est élevé à 25,9 euros.

23.1.4 Juste valeur des plans de stock-options GDF SUEZ en vigueur

La juste valeur des plans de stock-options est principalement évaluée selon un modèle binomial ou Monte Carlo. Les hypothèses suivantes ont été utilisées pour déterminer la juste valeur des plans en vigueur :

	Plan 2009	
	Sans condition de performance	Avec condition de performance externe
Modèle	binomial	Monte Carlo
Volatilité GDF SUEZ ^(a)	32,4%	32,4%
Taux sans risque ^(b)	3,1%	3,1%
Volatilité indice Eurostoxx Utilities ^(c)		18,7%
Corrélation ^(d)		77,3%
En euros :		
Dividende ^(e)	1,6	1,6
Juste valeur de l'option à l'attribution	6,27	5,41

(a) La volatilité historique retraitée en écrétant les 5% des valeurs les plus extrêmes

(b) Taux d'intérêt sans risque sur la durée du plan

(c) Volatilité historique calculée sur un historique de 8 années, correspondant à la maturité des options

(d) Corrélation entre le titre GDF SUEZ et l'indice Eurostoxx Utilities, calculée sur un historique de 8 années, correspondant à la maturité des options

(e) Dividende attendu sur le marché

23.1.5 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	Charge de la période	
	31 déc. 2010	31 déc. 2009
<i>En millions d'euros</i>		
9 décembre 2005		10
17 janvier 2007	17	17
14 novembre 2007	16	16
12 novembre 2008	14	14
10 novembre 2009	8	1
17 décembre 2009 (SE)	3	0
16 décembre 2010 (SE)	0	
	57	58

La charge comptable inclut les attributions effectuées par SUEZ Environnement sur ses propres titres, comprenant l'attribution de 2 944 200 options d'achat au prix d'exercice de 14,20 euros. En plus d'une condition de présence sur quatre ans, l'exercice de ces options est soumis à des critères de performance. Deux conditions sont prévues en fonction du profil du bénéficiaire :

- une condition de performance de marché, portant sur la performance relative du cours de l'action Suez Environnement Company par rapport à la performance moyenne des indices CAC 40 et Eurostoxx Utilities sur la période du 15 décembre 2010 au 15 décembre 2014 ;
- une condition de performance interne, portant sur le résultat net récurrent du groupe cumulé entre 2010 et 2013 inclus.

23.1.6 Plans de Share Appreciations Rights

L'attribution de SAR aux salariés américains réalisée depuis 2007 (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

En 2010, les salariés du Groupe ont pu souscrire à des augmentations de capital réservées au sein du plan mondial 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 bénéficiaire 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.

Par ailleurs, le plan Link Classique était assorti d'un abondement aux conditions suivantes :

Pour les salariés français, des actions GDF SUEZ ont été offertes gratuitement à la souscription en fonction de l'apport personnel dans le plan :

- pour les 10 premières actions souscrites, l'abondement était de 1 action offerte pour 1 action souscrite ;
- à partir de la 11e action souscrite, l'abondement était de 1 action offerte pour 4 actions souscrites avec, pour cette tranche, un maximum de 10 actions ;

- l'abondement était plafonné à 20 actions offertes par salarié.

Pour tous les salariés des autres pays, des actions GDF SUEZ ont été offertes via un plan d'attribution d'actions gratuites, assorti d'une condition de présence du salarié et en fonction de l'apport personnel dans le plan :

- pour les 10 premières actions souscrites, l'abondement était de 1 action gratuite offerte pour 1 action souscrite ;
- à partir de la 11e action souscrite, l'abondement était de 1 action gratuite offerte pour 4 actions souscrites avec, pour cette tranche, un maximum de 10 actions ;
- l'abondement était plafonné à 20 actions gratuites offertes par salarié pour la souscription de 50 actions ;
- les actions seront attribuées gratuitement aux salariés le 24 août 2015, sous réserve d'une condition de présence dans le Groupe GDF SUEZ le 30 avril 2015.

S'agissant d'un plan d'attribution d'actions gratuites, la méthode d'évaluation est décrite au paragraphe 23.3.

23.2.2 Impacts comptables

Le prix de souscription du plan 2010 est défini par la moyenne des cours d'ouverture de l'action GDF SUEZ sur l'Eurolist de NYSE Euronext Paris durant les 20 jours de bourse précédant la date de la décision du Président-Directeur Général de la Société fixant la date d'ouverture de la période de souscription/révocation diminué de 20%, soit 19,78 euros.

La charge comptable des plans Link Classique et Multiple correspond à la différence entre la juste valeur de l'action souscrite et le prix de souscription. La juste valeur tient compte de la condition d'incessibilité des titres sur une période de 5 ans, prévue par la législation française, ainsi que, pour le plan d'épargne à effet de levier, du gain d'opportunité implicitement supporté par GDF SUEZ en permettant à ses salariés de bénéficier de conditions de tarification plus favorables que celles qu'ils pourraient obtenir en tant que particuliers.

Les hypothèses retenues sont les suivantes :

- taux d'intérêt sans risque à 5 ans : 1,92% ;
- spread du réseau bancaire retail : 3,20% ;
- taux de financement pour un salarié : 5,12% ;
- coût du prêt de titres : 1,0% ;
- cours à la date d'attribution : 25,09 euros ;
- spread de volatilité : 6,0%.

Il en résulte une charge totale de 34 millions d'euros sur l'exercice 2010 au titre des 24,2 millions d'actions souscrites et des 0,5 million d'actions offertes en abondement, portant le montant final de l'augmentation de capital et des primes d'émission liées à ces souscriptions à 478 millions d'euros (hors frais d'émission).

	Link classique	Link Multiple	Abondement France	Total
Montant souscrit (millions d'euros)	60	418	0	478
Nombre d'actions souscrites (millions d'actions)	3,0	21,2	0,5	24,7
Décote (euro/action)	5,0	5,0	25,1	
Coût d'inaccessibilité pour le salarié (euro/action)	(5,3)	(5,3)	(5,4)	
Mesure du gain d'opportunité (euro/action)		1,5		
Coût pour le Groupe (millions d'euros)	0	23	10	34
Sensibilités				
Augmentation du taux de financement du salarié de + 0,5%	0	(15)	0	(15)
Augmentation du gain d'opportunité de + 0,5%	0	3	0	3

L'impact comptable des SAR, s'agissant d'instruments réglés en trésorerie, consiste à enregistrer sur la durée d'acquisition des droits une dette envers le salarié par contrepartie du résultat. Au 31 décembre 2010, la juste valeur de la dette relative aux attributions de 2007 et 2010 s'élève à 2 millions d'euros. Le plan Spring 2005 est quant à lui venu à échéance le 29 décembre 2010. Il en a résulté l'exercice de warrants pour une valeur de 14 millions d'euros.

La juste valeur de la dette est déterminée sur la base du modèle de Black & Scholes.

L'impact résultat du SAR (y compris couverture par des warrants) est un produit de 4 millions d'euros, dont 7 millions d'euros au titre des SAR attribués dans le cadre du plan LINK 2010.

23.3 Actions gratuites et Actions de performance

23.3.1 Plans en vigueur au 31 décembre 2010 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*	Juste valeur unitaire** (en euros)	Charge de la période (en millions d'euros)	
			31 déc. 2010	31 déc. 2009
Plan Suez février 2007	989 559	36,0		3
Plan GDF juin 2007	1 539 009	33,4		8
Plan Suez juillet 2007	2 175 000	37,8	9	19
Plan Suez août 2007	193 686	32,1	1	1
Plan Suez novembre 2007	1 244 979	42,4	(14)	20
Plan GDF mai 2008	1 586 906	40,3	(8)	29
Plan Suez juin 2008	2 372 941	39,0	(4)	30
Plan GDF SUEZ novembre 2008	1 812 548	28,5	(3)	19
Plan GDF SUEZ juillet 2009	3 297 014	19,7	26	12
Plan SUEZ Environnement juillet 2009	2 040 810	9,6	7	3
Plan GDF SUEZ novembre 2009	1 693 840	24,8	15	2
Plan SUEZ Environnement décembre 2009	173 852	12,3	1	0
Plan Comex janvier 2010	348 660	18,5	3	
Plan Gaselys mars 2010	51 112	21,5	0	
Plan Link août 2010	207 947	19,4	0	
Plan SUEZ Environnement décembre 2010	829 080	10,8	0	
			34	149

* Volume attribué, après éventuels ajustements liés à la fusion avec Gaz de France en 2008.

** Valeur moyenne pondérée le cas échéant.

23.3.2 Nouvelles attributions en 2010

Plan d'actions de performance du 20 janvier 2010

Le Conseil d'Administration du 20 janvier 2010 a approuvé l'attribution de 348 660 actions de performance aux membres du Comité de Direction et du Comité Exécutif. Ce plan est assorti des conditions suivantes :

- condition de présence au 14 mars 2012 ;
- inaccessibilité des titres jusqu'au 14 mars 2014 ;
- condition de performance interne, liée au niveau d'EBITDA du Groupe en 2011 (pour la moitié des titres attribués) ;
- condition de performance externe, liée à l'évolution du cours de bourse du titre GDF SUEZ par rapport à l'évolution de l'indice de l'Eurostoxx Utilities (pour l'autre moitié des titres attribués) pendant la période d'acquisition des droits.

Plan d'actions de performance du 3 mars 2010

Le Conseil d'Administration du 3 mars 2010 a approuvé l'attribution de 51 112 actions de performance GDF SUEZ à certains salariés de la société Gaselys. Les impacts de ce plan en résultat sont non significatifs.

Plan d'actions gratuites du 24 août 2010

Dans le cadre de l'augmentation de capital réservée aux salariés, une attribution d'actions gratuites a été réalisée au bénéfice des souscripteurs à la formule classique proposée à l'international (hors France), à raison de 1 action gratuite pour chacune des 10 premières actions souscrites, puis de 1 action gratuite pour 4 actions souscrites au-delà de 10 actions souscrites, dans la limite de 20 actions gratuites par bénéficiaire. Au total ce sont ainsi 207 947 actions gratuites qui ont été attribuées. L'attribution est soumise à une condition de présence dans le Groupe GDF SUEZ le 30 avril 2015.

Plan SUEZ Environnement du 16 décembre 2010

Le Conseil d'Administration de SUEZ Environnement a octroyé 829 080 actions de performance à 2127 bénéficiaires. Ce plan complète le plan d'options d'achat décidé lors de la même séance et sert les mêmes objectifs. L'acquisition des actions est conditionnée à une période de présence de deux à quatre ans selon les pays et les bénéficiaires. Les actions sont également

assorties d'une période d'indisponibilité de 2 ans en France. L'acquisition des actions est finalement soumise à des conditions de performance.

Pour les 978 attributaires bénéficiant également d'options d'achat, deux conditions sont prévues :

- une condition de performance de marché, portant sur la performance relative du cours de l'action Suez Environnement Company par rapport à la performance moyenne des indices CAC 40 et Eurostoxx Utilities sur la période du 15 décembre 2010 au 15 décembre 2014 ;
- une condition de performance interne, portant sur le résultat net récurrent du groupe cumulé entre 2010 et 2013 inclus.

Pour les 1 149 attributaires ne bénéficiant pas d'options d'achat mais uniquement d'actions de performance, l'ensemble des actions attribuées est soumis à une condition de performance interne portant sur l'EBITDA du Groupe entre 2011 et 2012 inclus.

23.3.3 Revue des conditions de performance interne des plans

Outre la condition de présence des salariés, certains plans d'actions gratuites et plans d'actions de performance sont assortis d'une condition de performance interne. Lorsque cette dernière n'est pas été atteinte en totalité, les volumes d'actions attribuées aux salariés sont réduits conformément aux règlements des plans. Cette modification du nombre d'actions se traduit par une réduction de la charge totale des plans conformément aux dispositions d'IFRS 2.

L'appréciation de la condition de performance est revue à chaque clôture : en 2010, outre les plans venus à échéance au premier semestre, le volume du plan d'actions de performance de novembre 2008 a été adapté en fonction de la condition de niveau d'EBITDA prévue au règlement du plan.

23.3.4 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 2010 (§ 1.4.14.2). Les hypothèses suivantes ont été utilisées pour déterminer la juste valeur unitaire de chacun des nouveaux plans attribués en 2010 présentée dans le tableau en 23.3.1.

	Plan Link 08/2010	Plan Gaselys 03/2010	Plan Comex 01/2010	Plan GDF SUEZ 11/2009	Plan GDF SUEZ 07/2009	
Cours à la date d'attribution (<i>euro/action</i>)	25,1	27,4	28,7	28,7	29,4	24,8
Taux de dividende attendu	6%	6%	6%	6%	6%	6%
Coût de financement pour le salarié	NA ⁽¹⁾	6,7%	6,7%	6,7%	7,2%	7,2%
Coût d'inaccessibilité (<i>euro/action</i>)	0 ⁽¹⁾	(1,7)	(1,9)	(1,9)	(1,0)	(1,0)
Condition de performance liée au marché	Non	Non	Non	Oui	Non	Non
Juste valeur unitaire (<i>euro/action</i>)	19,4	21,5	23,7	13,4	24,8	19,7

(1) Pas de période d'inaccessibilité liée à ce plan.

23.4 Prime exceptionnelle SUEZ

Le Groupe SUEZ a mis en place, en novembre 2006, un plan à caractère exceptionnel et temporaire, pour récompenser la fidélité des salariés et les faire participer aux succès du Groupe. Au titre de ce plan, venu à échéance le 1^{er} juin 2010, il était prévu le versement d'une prime exceptionnelle égale à la contre-valeur de 4 actions SUEZ au 1^{er} juin 2010, ainsi qu'au montant des dividendes bruts des exercices 2005 à 2009 (y compris dividendes exceptionnels éventuels) versés au plus tard le 31 mai 2010. Depuis la fusion, le calcul se fait sur la base d'un panier composé d'une action GDF SUEZ et d'une action Suez Environnement Company.

Au 1^{er} juin 2010, la valeur finale de la prime s'est établie à 141,6 euros.

S'agissant d'un instrument réglé en trésorerie, l'impact comptable de cette prime consiste à enregistrer sur la durée d'acquisition des droits une dette envers le salarié par contrepartie du résultat.

En raison d'une baisse de valeur de la prime entre décembre 2009 et juin 2010, un produit a été comptabilisé en 2010 pour un montant de 2,6 millions d'euros.

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. Le Groupe a décidé d'appliquer de manière anticipée la norme IAS 24 révisée pour 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 n'est donc pas appliquée au 31 décembre 2010.

Les rémunérations des principaux dirigeants sont précisées 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 2010». 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 36,05% du capital de GDF SUEZ ainsi que six représentants sur vingt et un 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 GRT Gaz et 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 «Retraites et engagements assimilés».

24.3 Transactions avec les coentreprises ou sociétés associées

24.3.1 Coentreprises

EFOG (Royaume-Uni)

GDF SUEZ détient 22,5% de EFOG.

Le Groupe a acheté à EFOG du gaz pour un montant de 257 millions d'euros au 31 décembre 2010 contre 226 millions d'euros au 31 décembre 2009.

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 contre 101 millions d'euros au 31 décembre 2009.

Groupe Acea-Electrabel (Italie)

GDF SUEZ Italia, une filiale à 100% d'Electrabel, détient 40,59% d'Acea-Electrabel qui, elle-même, possède plusieurs filiales.

GDF SUEZ a vendu de l'électricité et du gaz au groupe Acea-Electrabel pour un montant de 100 millions d'euros au 31 décembre 2010 contre 61 millions d'euros au 31 décembre 2009.

GDF SUEZ a également accordé des prêts au Groupe Acea-Electrabel dont le solde au 31 décembre 2010 s'élève à 349 millions d'euros contre 345 millions d'euros au 31 décembre 2009.

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 125 millions d'euros en 2010 et 14 millions d'euros en 2009.

Les achats de gaz naturel et d'autres prestations auprès de SPP se sont élevés respectivement à 124 millions d'euros en 2010 et 48 millions d'euros en 2009.

24.3.2 Sociétés associées

Elia System Operator (ESO)/Elia

Elia a été cédée au mois de mai 2010 et la plus-value générée par cette cession s'élève à 238 millions d'euros.

Avant cette cession, Electrabel détenait 24,36% de cette société créée en 2001.

Elia gère le réseau de transport d'électricité haute tension en Belgique. Les tarifs de réseau de transport sont soumis à l'approbation de la Commission de Régulation de l'Électricité et du Gaz (CREG).

Electrabel a acheté à ESO/Elia des services de transport d'électricité d'un montant de 131 millions d'euros au 31 décembre 2009.

Le Groupe a vendu à ESO/Elia des prestations de services pour un montant de 112 millions d'euros au 31 décembre 2009.

Sociétés Intercommunales

Les sociétés Intercommunales mixtes auxquelles Electrabel est associée assurent la gestion du réseau de distribution d'électricité et de gaz en Belgique.

Electrabel Customer Solutions (ECS) a acheté des droits d'utilisation du réseau de distribution de gaz et d'électricité aux sociétés Intercommunales pour un montant de 2 012 millions d'euros au 31 décembre 2010 contre 1 985 millions d'euros en 31 décembre 2009.

Les créances clients relatives aux services de fourniture de gaz et d'électricité s'élèvent à 12 millions d'euros au 31 décembre 2010 contre 28 millions d'euros au 31 décembre 2009.

Electrabel a accordé aux sociétés Intercommunales des avances de trésorerie dont le solde s'élève à 123 millions d'euros au 31 décembre 2010 contre 135 millions d'euros au 31 décembre 2009.

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 142 millions d'euros au 31 décembre 2010 contre 143 millions d'euros au 31 décembre 2009.

NOTE 25 RÉMUNÉRATION DES DIRIGEANTS

Les principaux dirigeants du Groupe sont les membres du Comité Exécutif et les administrateurs. Leurs rémunérations se décomposent de la façon suivante :

En millions d'euros	31 déc. 2010	31 déc. 2009
Avantages à court terme	33	32
Avantages postérieurs à l'emploi	4	4
Paiements sur base d'actions	17	11
Indemnités de fin de contrat	2	-
TOTAL	56	47

NOTE 26 LITIGES ET CONCURRENCE

Les litiges et arbitrages présentés ci-après sont comptabilisés en tant que passifs ou présentés à titre d'information. En dehors des litiges présentés ci-dessous à titre d'information, le Groupe n'a pas identifié de passifs éventuels significatifs, la probabilité de sortie de ressources dans le cadre de ses engagements étant considérée comme faible.

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. Des provisions sont constituées au titre de ces litiges et arbitrages lorsqu'il existe une obligation (légale, contractuelle ou implicite) envers un tiers à la date de clôture, qu'il est probable qu'une sortie de ressources sans contrepartie soit nécessaire pour éteindre l'obligation, et que le montant de cette sortie de ressources peut être estimé avec une fiabilité suffisante. Le montant des provisions constituées à ce titre au 31 décembre 2010 s'élève à 638 millions d'euros (contre 481 millions d'euros au 31 décembre 2009).

26.1 Litiges

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, 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 prochainement 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 de détermination du montant de l'aide d'État et des coûts échoués («stranded costs») élaborée par les autorités hongroises. (Voir aussi section 26.2.4 «Concurrence et concentrations/Contrats à long terme en Hongrie»).

Par ailleurs, la Commission européenne a sollicité, le 13 août 2008, l'autorisation du tribunal arbitral d'intervenir dans la procédure d'arbitrage en qualité de partie non contestante mais s'est vue refuser cette autorisation. À ce stade, le tribunal arbitral a suspendu provisoirement l'examen des questions pour lesquelles la Hongrie conteste la compétence du tribunal mais en autorisant Electrabel à introduire une demande complémentaire de dommages et intérêts que cette dernière a retirée par la suite.

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 du *National Property Fund*.

SGH a accompli les démarches préliminaires visant à entamer une procédure d'arbitrage international contre la République Slovaque pour manquements par cette dernière à ses obligations

découlant du Traité bilatéral conclu entre la République Slovaque et la République Tchèque d'une part et le royaume des Pays-Bas d'autre part et du Traité sur la Charte de l'Énergie.

Le différend porte sur le cadre légal et réglementaire modifié ou élaboré récemment par la République Slovaque avec l'objectif de contrôler la faculté de SPP de solliciter des augmentations de tarifs pour couvrir les coûts de vente de gaz.

Des discussions entre les parties sont toujours en cours.

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.

Deminor et consorts se sont pourvus en cassation le 22 mai 2009. La procédure est en cours.

MM. Geenen et consorts ont initié une procédure semblable, la Cour d'Appel 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 Commission bancaire, financière et des assurances. L'affaire, plaidée et mise en délibéré le 21 octobre 2008, a été refixée pour plaidoirie le 22 septembre 2009. 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.

Les plaidoiries ont lieu à Londres. La sentence arbitrale devrait être rendue prochainement, sauf suspension ou interruption décidée d'un commun accord.

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 coactionnaires, 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.

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 attenant au réservoir de Lake DeForest qui, à la suite de ces pluies torrentielles, n'aurait pas fonctionné correctement et n'aurait pas permis un déversement progressif des eaux dans la rivière Hackensack sur laquelle il est érigé, causant ainsi des inondations chez ces riverains. Le réseau d'évacuation des eaux pluviales dont 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.

La demande de dommages et intérêts punitifs a été rejetée en date du 21 décembre 2009, ce rejet a été confirmé le 11 février 2010 suite à l'appel interjeté par les riverains. Un nouveau recours a été introduit par les demandeurs. Une décision sur le fond du dossier est attendue vers la fin du premier semestre 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 dioxyde 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 été établies 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 délibéré est fixé au 23 mai 2011.

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 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 est attendue courant 2011.

26.1.10 Fos Cavaou

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 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 est en cours.

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.

26.1.11 Réclamations du fisc belge

Les services de l'Inspection Spéciale des Impôts belge réclament un montant de 188 millions d'euros à SUEZ-Tractebel SA, groupe GDF SUEZ, concernant ses investissements passés au Kazakhstan. SUEZ-Tractebel SA 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 SA 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. Une première audience, qui porte sur une question périphérique sans aborder le problème de fond, est prévue fin 2011.

26.1.12 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.

26.1.13 Réclamation du fisc américain

Certaines filiales américaines au sein de GDF SUEZ Énergie Amérique du Nord ont fait l'objet d'un contrôle fiscal par l'IRS portant sur les exercices 2004 et 2005. Les montants initialement réclamés ont été réduits en 2009 et 2010 dans le cadre de la procédure d'appel. Les montants restant contestés pour ces périodes correspondent à une charge nette d'impôt et intérêts pour un montant de 10 millions de dollars américains. Ces filiales ont également récemment fait l'objet d'un contrôle fiscal par l'IRS sur les exercices 2006 et 2007. Suite à cette vérification fiscale, les montants enrôlés et contestés pour ces périodes correspondent à une charge nette d'impôt et intérêts pour un montant de 5 millions de dollars américains.

26.1.14 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. GDF SUEZ est en attente de l'avis de mise en recouvrement.

26.1.15 Réclamation du fisc brésilien

Tractebel Energia, groupe GDF SUEZ, a reçu le 30 décembre 2010 un enrôlement de 322 millions de reals brésiliens (140 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 incorporelles) lié à des actifs, notamment ceux liés au projet Jacui. Tractebel Energia estime que les arguments de l'administration fiscale brésilienne ne sont pas fondés et contestera 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 a débuté.

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.

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'étape suivante sera la procédure orale qui débutera par la fixation de la date de l'audience devant le tribunal.

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 afférentes. Dunamenti a donc 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 en cours. La phase écrite de la procédure devant le tribunal

s'est poursuivie au cours de l'année 2010. Les parties ont ainsi 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 débutera par la fixation de la date de l'audience et les éventuelles questions préparatoires du tribunal.

Parallèlement, des discussions ont eu lieu entre la Hongrie et la Commission européenne quant aux montants des aides d'État à récupérer et au mécanisme de compensation des coûts échoués, ces montants devant être approuvés par la Commission européenne. Le 27 avril 2010, la Commission européenne a rendu une décision permettant à Dunamenti de compenser le montant des aides d'État illicites et les coûts échoués («stranded costs») et, par conséquent, de n'avoir aucune obligation de remboursement de l'aide d'État 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 section 26.1.1 «Litiges/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 se poursuit et Electrabel, groupe GDF SUEZ, coopère 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.

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 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.

26.2.7 Décroisement capitalistique Compagnie Générale des Eaux/ Lyonnaise des Eaux France

En France, par une décision en date du 11 juillet 2002, le Conseil de la concurrence a considéré que l'existence de sociétés de distribution d'eau paritaires entre la Compagnie Générale des Eaux (filiale de Veolia Environnement) et la Lyonnaise des Eaux France (filiale de Suez Environnement Company) entraînait une situation de position dominante collective. Le Conseil de la concurrence n'a pas assorti sa décision de sanctions à l'encontre des deux

sociétés mais a demandé au Ministre de l'Économie d'enjoindre aux deux sociétés de modifier ou de résilier les accords les ayant conduites à associer leurs moyens dans le cadre de leurs filiales communes afin de faire cesser l'entrave à la concurrence. Dans le cadre de l'instruction diligentée par le Ministre de l'Économie, il a été demandé aux deux sociétés de procéder à un décroisement capitalistique de leurs filiales communes. Lyonnaise des Eaux France et Veolia Eau-Compagnie Générale des Eaux se sont conformées à la décision du Ministre et, pour ce faire, ont conclu un accord de principe en date du 19 décembre 2008 en vue de procéder à ce décroisement. La Commission européenne a, le 30 juillet 2009, autorisé le projet de rachat des participations de Lyonnaise des Eaux dans trois filiales communes détenues conjointement avec Lyonnaise des Eaux, par Veolia Eau. Le rachat des six autres filiales communes par Lyonnaise des Eaux a, quant à lui, fait l'objet d'une décision d'autorisation par la Commission européenne le 5 août 2009. L'accord de décembre 2008 a donné lieu à un avenant en date du 3 février 2010 visant au rachat par Lyonnaise des Eaux des participations détenues par Veolia Eau dans deux des trois filiales communes devant initialement être acquises par cette dernière. Une nouvelle demande d'autorisation reflétant les termes de l'avenant a été communiquée à la Commission européenne. La Commission européenne a autorisé l'opération par décision en date du 18 mars 2010. Le décroisement de ces participations est effectif depuis le 23 mars 2010.

26.2.8 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.

NOTE 27 ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA CLÔTURE

Acquisition du groupe International Power Plc

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 ⁽¹⁾ (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 ;
- 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 l'apport, GDF SUEZ a, conformément au Traité d'Apport, effectué certaines réorganisations concernant le périmètre et la structure actionnariale des activités apportées et a procédé à des contributions en fonds propres de 5 277 millions d'euros et 1 413 millions de livres sterling (soit 1 670 millions d'euros) au profit d'entités de GDF SUEZ Énergie International. L'augmentation de capital de 1 413 millions de livres sterling est destinée à financer un dividende exceptionnel de 92 pence par action aux anciens actionnaires d'International Power.

À l'issue de cette opération, GDF SUEZ détient environ 70% 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 Etats-Unis, au Royaume-Uni et sur les marchés en croissance rapide du Moyen-Orient et d'Asie.

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

Le 25 février 2011, International Power a procédé au paiement du dividende exceptionnel de 92 pence par action, soit 1 413 millions de livres sterling (1 670 millions d'euros), 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.

Afin de se conformer aux exigences de la Commission Européenne, International Power cédera courant 2011 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.

Juste valeur de la contrepartie transférée

La juste valeur de la contrepartie transférée pour acquérir 70% 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'entreprise. La juste valeur transférée s'élève ainsi à 5 147 millions d'euros, elle correspond au produit des 1 077 millions d'actions International Power acquises (soit 70% des actions existantes d'International Power avant la réalisation de la transaction) multipliées par le cours de bourse du 3 février, soit 4,08 GBP par action (à un taux de change GBP/EUR de 1,17).

Informations résumées sur les comptes 2010 d'International Power Plc

Compte tenu de la date d'entrée en vigueur de la transaction et de la taille du groupe International Power, le Groupe ne dispose pas, à la date à laquelle le Groupe a autorisé la publication des états financiers, d'une évaluation initiale de la juste valeur des actifs acquis et des passifs repris d'International Power. Par conséquent, le Groupe n'est pas en mesure de présenter l'ensemble des informations requises par IFRS 3 concernant les regroupements d'entreprises réalisés postérieurement à la clôture.

Les données financières 2010 d'International Power présentées ci-après ont été retraitées afin de présenter des chiffres déterminés conformément aux principes comptables et principes de présentation du Groupe GDF SUEZ. Il s'agit de données financières avant comptabilisation du regroupement d'entreprises.

En 2010, le chiffre d'affaires et le résultat net part du groupe d'International Power Plc se sont élevés respectivement à 4 442 millions d'euros et 169 millions d'euros.

(1) Les activités Énergie International sont constituées des entités composant les secteurs opérationnels « Division Énergie Amérique du Nord », « Division Énergie Amérique Latine », « Division Énergie Moyen-Orient, Asie et Afrique » décrits dans la Note 3 « Information sectorielle ».

L'état de situation financière résumé du groupe International Power au 31 décembre 2010 est présenté ci-après :

En millions d'euros

Actifs non courants

Immobilisations incorporelles nettes	196
Goodwill	836
Immobilisations corporelles nettes	9 077
Autres actifs non courants	3 956

Actifs courants

Clients et autres débiteurs	988
Trésorerie et équivalents de trésorerie	1 645
Autres actifs courants	672

TOTAL ACTIF **17 369**

Total capitaux propres 5 831

Passifs non courants

Dettes financières	7 588
Autres passifs non courants	1 874

Passifs courants

Dettes financières	503
Fournisseurs et autres créanciers	815
Autres passifs courants	759

TOTAL CAPITAUX PROPRES ET PASSIF **17 369**

NOTE 28 LISTE DES PRINCIPALES SOCIÉTÉS CONSOLIDÉES AU 31 DÉCEMBRE 2010

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.

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 Équivalence (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. 2010	Déc. 2009	Déc. 2010	Déc. 2009	Déc. 2010	Déc. 2009
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 - DIRECTION ÉLECTRICITÉ*	1 place Samuel de Champlain 92930 Paris La Défense	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG
GDF SUEZ SA - DIRECTION COMMERCIALE*	1 place Samuel de Champlain 92930 Paris La Défense	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG
SAVELYS	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. 2010	Déc. 2009	Déc. 2010	Déc. 2009	Déc. 2010	Déc. 2009
Énergie Benelux et Allemagne (BEEI)							
ELECTRABEL NEDERLAND NV	Dr. Stolteweg 92, 8025 AZ Zwolle - Pays-Bas	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG
ENERGIE SAARLORLUX GmbH	Richard Wagner Strasse 14 – 16, 66111 Saarbrücken - Allemagne	51,0	51,0	51,0	51,0	IG	IG
ELECTRABEL	Boulevard du Regent, 8 - 1000 Bruxelles – Belgique	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG
ELECTRABEL CUSTOMER SOLUTIONS	Boulevard du Regent, 8 - 1000 Bruxelles – Belgique	95,8	95,8	95,8	95,8	IG	IG
SYNATOM	Avenue Ariane 7 - 1200 Bruxelles	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG

Noms	Adresse du siège social	% d'intérêt		% de contrôle		Méthode de consolidation	
		Déc. 2010	Déc. 2009	Déc. 2010	Déc. 2009	Déc. 2010	Déc. 2009
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
Groupe ACEA Electrabel ^(a)	Piazzale Ostiense, 2, 00100 Roma - Italie	40,6	40,6	40,6	40,6	IP	IP
TIRRENO POWER SPA	47, Via Barberini, 00187 Roma - Italie	35,0	35,0	35,0	35,0	IP	IP
SC GDF SUEZ Energy România SA	Bld Marasesti, 4-6, sector 4 Bucarest - Roumanie	51,0	40,8	51,0	40,8	IG	IG
EGAZ DEGAZ Zrt	Pulcz u. 44 - H 6724 - SZEGED - Hongrie	99,9	99,7	99,9	99,7	IG	IG
SLOVENSKY PLYNARENKY PRIEMYSEL (SPP)	Mlynské Nivy 44/a - 825 11 Bratislava - 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 ENERGY UK LTD	1 City Walk - LS11 9DX - Leeds Royaume-Uni	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG
GDF SUEZ ENERGIA ITALIA SPA	Via Orazio, 311 - 00193 Roma	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG
VENDITE - ITALCOGIM ENERGIE SPA	Via Spadolini, 7 20141 Milano - Italie	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG

^(a) Pourcentage de détention dans la holding ACEA/ELECTRABEL.

Noms	Adresse du siège social	% d'intérêt		% de contrôle		Méthode de consolidation	
		Déc. 2010	Déc. 2009	Déc. 2010	Déc. 2009	Déc. 2010	Déc. 2009
Énergie Amérique du Nord (BEEI)							
Groupe GDF SUEZ ENERGY GENERATION NORTH AMERICA	1990 Post Oak Boulevard, Suite 1900 Houston, TX 77056-4499 États-Unis	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG
Groupe SUEZ LNG NORTH AMERICA	One Liberty Square, Boston, MA 02109 - États-Unis	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG
Groupe GDF SUEZ ENERGY MARKETING NORTH AMERICA	1990 Post Oak Boulevard, Suite 1900 Houston, TX 77056-4499 États-Unis	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG
Groupe GDF SUEZ ENERGY RESOURCES NORTH AMERICA	1990 Post Oak Boulevard, Suite 1900 Houston, TX 77056-4499 États-Unis	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG

Noms	Adresse du siège social	% d'intérêt		% de contrôle		Méthode de consolidation	
		Déc. 2010	Déc. 2009	Déc. 2010	Déc. 2009	Déc. 2010	Déc. 2009
Énergie Amérique Latine (BEEI)							
Au Chili, regroupement des actifs électriques et de transport de gaz détenus par GDF SUEZ et Codelco au sein de leur filiale Edelnor. A partir du 29 janvier 2010, Edelnor et ses filiales sont intégrés globalement dans les comptes consolidés du groupe (voir Note 2.1.2).							
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.							
E-CL SA	Jr. César López Rojas # 201 Urb. Maranga San Miguel - Chili	52,4	27,4	52,4	27,4	IG	IP
Groupe TRACTEBEL ENERGIA	Rua Antônio Dib Mussi, 366 Centro, 88015-110 Florianópolis, Santa Catarina - Brésil	68,7	68,7	68,7	68,7	IG	IG
ENERSUR	Av. República de Panamá 3490, San Isidro, Lima 27, Peru	61,7	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	50,1	50,1	50,1	50,1	IP	IP

Noms	Adresse du siège social	% d'intérêt		% de contrôle		Méthode de consolidation	
		Déc. 2010	Déc. 2009	Déc. 2010	Déc. 2009	Déc. 2010	Déc. 2009
Énergie Moyen Orient Asie Afrique (BEEI)							
195 Empire Tower, 38th Floor - Park Wing, South Sathorn Road, Yannawa, Sathorn, Bangkok							
GLOW ENERGY PUBLIC CO. LTD.	10120, Thaïlande	69,1	69,1	69,1	69,1	IG	IG
Ankara Dogal Gaz Santrali, Ankara Eskisehir Yolu 40.Km, Maliöy Mevkii, 06900 Polatki/ Ankara - Turquie							
BAYMINA ENERJI A.S.		95,0	95,0	95,0	95,0	IG	IG
111 Somerset Road - #05-06, Tripleone Somerset Building - 238164 Singapore							
Groupe SENOKO POWER LIMITED		30,0	30,0	30,0	30,0	IP	IP

Noms	Adresse du siège social	% d'intérêt		% de contrôle		Méthode de consolidation	
		Déc. 2010	Déc. 2009	Déc. 2010	Déc. 2009	Déc. 2010	Déc. 2009
Global Gaz et GNL (B3G)							
E.F. OIL AND GAS LIMITED	33 Cavendish Square W1G OPW - Londres Royaume-Uni	22,5	22,5	22,5	22,5	IP	IP
GDF SUEZ E&P UK LTD	60, Gray Inn Road Londres WC1X 8LU Royaume- Uni	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG
GDF SUEZ E&P NORGE AS	Forusbeen 78 - Postboks 242 4066 Stavanger - Norvège	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG
GDF E &P NEDERLAND B.V.	Einsteinlaan 10 - 2719 EP Zoetermeer - Pays Bas	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG
GDF SUEZ E&P DEUTSCHLAND GBMH	Waldstrasse 39 49808 Linden - Allemagne	100,0	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
GASELYS	1 place Samuel de Champlain 92930 Paris La Défense	100,0	51,0	100,0	51,0	IG	IG

Noms	Adresse du siège social	% d'intérêt		% de contrôle		Méthode de consolidation	
		Déc. 2010	Déc. 2009	Déc. 2010	Déc. 2009	Déc. 2010	Déc. 2009
Infrastructures							
Dans le cadre de la modification du contexte légal et de la Loi gaz stipulant que les fournisseurs ou leurs entreprises liées ne peuvent détenir plus de 24,99% du capital ou des actions assorties d'un droit de vote d'un gestionnaire d'une infrastructure de transport, GDF SUEZ et Publigaz ont conclu, en mars 2010, un accord portant sur la cession de la totalité de la participation détenue par le Groupe dans Fluxys (38,5%). La transaction a été réalisée le 5 mai 2010 (voir Note 2.1.5).							
GROUPE FLUXYS	Avenue des Arts, 31 1040 Bruxelles – Belgique	0,0	38,5	0,0	38,5	NC	ME
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	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG

Noms	Adresse du siège social	% d'intérêt		% de contrôle		Méthode de consolidation	
		Déc. 2010	Déc. 2009	Déc. 2010	Déc. 2009	Déc. 2010	Déc. 2009
Services à l'énergie (BSE)							
COFELY	1, place des degrés 92059 Paris La Défense Cedex France	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG
AXIMA France	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	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
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 50 - 3981 AJ Bunnik	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG
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. 2010	Déc. 2009	Déc. 2010	Déc. 2009	Déc. 2010	Déc. 2009
SUEZ Environnement							
GDF SUEZ détient 35% 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.							
Finalisation le 8 juin 2010 du processus de prise de contrôle par SUEZ Environnement des activités eau et environnement d'Aguas de Barcelona (Agbar). Depuis le 1 ^{er} juin Agbar est intégrée globalement.							
SUEZ ENVIRONNEMENT	Tour CB21 - 16 place de l'Iris, 92040 Paris La Défense Cedex France	35,6	35,4	35,6	35,4	IG	IG
Groupe LYONNAISE DES EAUX France	Tour CB21 - 16 place de l'Iris, 92040 Paris La Défense Cedex France	35,6	35,4	100,0	100,0	IG	IG
Groupe DEGREMONT	183, avenue du 18 juin 1940 92500 Rueil Malmaison France	35,6	35,4	100,0	100,0	IG	IG
HISUSA	Torre Agbar, Avenida Diagonal 211, 08018 Barcelona - Espagne	23,9	18,1	67,1	51,0	IG	IP
Groupe AGBAR	Torre Agbar, Avenida Diagonal 211, 08018 Barcelona - Espagne	26,7	16,3	99,0	51,0	IG	IP
Groupe SITA HOLDINGS UK LTD	Grenfell road, Maidenhead, Berkshire SL6 1ES, Royaume-Uni	35,6	35,4	100,0	100,0	IG	IG
Groupe SITA DEUTSCHLAND GmbH	Industriestrasse 161 D- 50999, Köln, Allemagne	35,6	35,4	100,0	100,0	IG	IG
Groupe SITA NEDERLAND BV	Mr. E.N. van Kleffensstraat 6, Postbis 7009, NL - 6801 HA Amhem, Pays-Bas	35,6	35,4	100,0	100,0	IG	IG
Groupe SITA France	Tour CB21 - 16 place de l'Iris, 92040 Paris La Défense Cedex France	35,5	35,4	99,9	99,9	IG	IG
LYDEC	20, boulevard Rachidi, Casablanca - Maroc	18,1	18,1	51,0	51,0	IG	IG
Groupe UNITED WATER	200 Old Hook Road, Harrington Park New Jersey - États-Unis	35,6	35,4	100,0	100,0	IG	IG

Noms	Adresse du siège social	% d'intérêt		% de contrôle		Méthode de consolidation	
		Déc. 2010	Déc. 2009	Déc. 2010	Déc. 2009	Déc. 2010	Déc. 2009
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

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.

29.1 Honoraires des Commissaires aux comptes et des membres de leurs réseaux pris en charge par le Groupe au titre de l'exercice 2010

En millions d'euros	Ernst & Young		Deloitte		Mazars	
	Montant	%	Montant	%	Montant	%
Audit						
Commissariat aux comptes, Certification, examen des comptes individuels et consolidés						
• GDF SUEZ SA	3,0	14,5%	5,1	24,3%	1,6	20,8%
• Filiales intégrées globalement et proportionnellement	14,3	69,8%	13,6	65,1%	5,3	67,5%
Commissariat aux comptes, Certification, Autres diligences et prestations directement liées à la mission du commissariat aux comptes ⁽¹⁾						
• GDF SUEZ SA	0,4	2,0%	0,0	0,0%	0,2	2,1%
• Filiales intégrées globalement et proportionnellement	2,1	10,3%	1,5	7,0%	0,7	9,1%
SOUS-TOTAL	19,8	96,6%	20,1	96,4%	7,8	99,4%
Autres prestations						
• Fiscal	0,6	3,1%	0,5	2,6%	0,0	0,4%
• Autres	0,1	0,3%	0,2	1,0%	0,0	0,2%
SOUS-TOTAL	0,7	3,4%	0,7	3,6%	0,0	0,6%
TOTAL⁽²⁾	20,5	100%	20,9	100%	7,8	100%

(1) Les montants relatifs aux missions spécifiques d'audit liées à la prise de contrôle d'International Power s'élèvent à 3,7 millions d'euros pour Deloitte.

(2) Les montants relatifs aux entités intégrées proportionnellement et dont l'essentiel a trait à des missions de Commissariat aux Comptes s'élèvent à 0,18 million d'euros pour Deloitte, 0,38 million d'euros pour Ernst & Young et 0,07 million d'euros pour Mazars.

Le montant des honoraires de commissariat aux comptes versés à des cabinets ne faisant pas partie du collège du Groupe s'élève à 3,6 millions d'euros.

29.2 Honoraires des Commissaires aux comptes et des membres de leurs réseaux pris en charge par le Groupe au titre de l'exercice 2009

En millions d'euros	Ernst & Young		Deloitte		Mazars	
	Montant	%	Montant	%	Montant	%
Audit						
Commissariat aux comptes, Certification, examen des comptes individuels et consolidés						
• GDF SUEZ SA	2,3	12,3%	1,6	8,8%	1,8	24,5%
• Filiales intégrées globalement et proportionnellement	13,8	74,4%	13,7	75,0%	4,9	68,1%
Commissariat aux comptes, Certification, Autres diligences et prestations directement liées à la mission du commissariat aux comptes						
• GDF SUEZ SA	0,4	2,0%	0,5	2,8%	0,1	1,4%
• Filiales intégrées globalement et proportionnellement	1,2	6,6%	2,0	10,8%	0,3	4,4%
SOUS-TOTAL	17,7	95,3%	17,8	97,4%	7,0	98,3%
Autres prestations						
Fiscal	0,8	4,2%	0,4	2,4%	0,1	1,1%
Autres	0,1	0,5%	0,0	0,2%	0,0	0,6%
SOUS-TOTAL	0,9	4,7%	0,5	2,6%	0,1	1,7%
TOTAL ⁽¹⁾	18,6	100%	18,2	100%	7,2	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 1,7 million d'euros pour Deloitte, 0,6 million d'euros pour Ernst & Young et 0,2 million d'euros pour Mazars.

Le montant des honoraires de commissariat aux comptes versés à des cabinets ne faisant pas partie du collège du Groupe s'élève à 3,7 millions d'euros.

11.3 RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES SUR LES COMPTES CONSOLIDÉS DE L'EXERCICE CLOS LE 31 DÉCEMBRE 2010

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 2010, 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.

Sans remettre en cause l'opinion exprimée ci-dessus, nous attirons votre attention sur les notes 1.1.1 et 1.1.2 de l'annexe qui exposent les changements de méthodes comptables résultant de l'application, à compter du 1er janvier 2010, de nouvelles normes et interprétations, et en particulier de la norme IFRS 3 révisée – Regroupements d'entreprises et de la norme IAS 27 révisée – États financiers consolidés et individuels, dont les principaux changements sont présentés dans la note 1.4 aux comptes.

II. JUSTIFICATION DES APPRÉCIATIONS

En application des dispositions de l'article L. 823-9 du Code de commerce relatives à la justification de nos appréciations, nous portons à votre connaissance les éléments suivants :

Estimations comptables

Comme il est précisé dans la note 1.3, 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, les provisions, les instruments financiers dérivés, le chiffre d'affaires réalisé et non relevé (dit « en compteur ») et l'évaluation des déficits fiscaux reportables activés. La note 1.3 aux comptes précise également que les résultats futurs des opérations concernées pourraient être différents de ces estimations en fonction d'hypothèses ou de situations différentes.

- 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 le caractère raisonnable et approprié des méthodologies et des 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, en particulier les provisions pour retraitement et stockage des combustibles et démantèlement des installations nucléaires et 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, 17, 18 et 26 donnent une information appropriée.
- 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 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'historiques de consommation et d'estimations de prix de vente. Nos travaux ont consisté à apprécier les méthodologies et les hypothèses retenues pour

le calcul des estimés et à vérifier que la note 1.3 donne une information appropriée.

- En ce qui concerne 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 1er janvier 2010.

Nous avons vérifié que la note 1 donne une information appropriée.

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 données dans le rapport sur la gestion du groupe. 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 7 mars 2011

Les Commissaires aux comptes

DELOITTE & ASSOCIÉS

ERNST & YOUNG et Autres

MAZARS

Jean-Paul Picard Pascal Pincemin

Christian Mouillon Charles-Emmanuel Chosson

Philippe Castagnac Thierry Blanchetier

11.4 COMPTES SOCIAUX

	PAGE		PAGE
11.4.1	418		
11.4.2	422		
NOTE 1	426	NOTE 16	441
NOTE 2	427	NOTE 17	442
NOTE 3	428	NOTE 18	442
NOTE 4	429	NOTE 19	443
NOTE 5	430	NOTE 20	444
NOTE 6	430	NOTE 21	444
NOTE 7	431	NOTE 22	453
NOTE 8	431	NOTE 23	459
NOTE 9	432	NOTE 24	460
NOTE 10	435	NOTE 25	460
NOTE 11	435	NOTE 26	461
NOTE 12	437	NOTE 27	462
NOTE 13	438	NOTE 28	464
NOTE 14	440	NOTE 29	464
NOTE 15	441		
11.4.3	464		
11.4.4	465		

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.

11.4.1 COMPTES SOCIAUX

Bilan actif

En millions d'euros	Référence annexe	31 décembre 2010			31 décembre 2009
		Brut	Amortissements et dépréciations	Net	Net
ACTIF IMMOBILISÉ					
Immobilisations incorporelles	C 1-2-8	1 281	526	755	914
Immobilisations corporelles	C 1-2-8	997	523	474	491
Immobilisations financières	C 4				
Titres de participation		62 839	3 711	59 128	56 311
Autres immobilisations financières		6 428	301	6 127	9 478
	I	71 545	5 061	66 484	67 194
ACTIF CIRCULANT					
Stocks et en-cours	C 5-8				
Gaz		1 184		1 184	1 776
Autres stocks et en-cours		2		2	8
Avances et acomptes versés sur commandes		7		7	27
Créances d'exploitation	C 6-8				
Créances clients et comptes rattachés		6 973	258	6 715	4 935
Autres créances		790		790	625
Créances diverses					
Comptes courants de filiales		5 642		5 642	6 983
Autres créances		732	22	710	720
Valeurs mobilières de placement		1 185		1 185	403
Disponibilités		411		411	148
	II	16 926	280	16 646	15 625
COMPTES DE RÉGULARISATION	III C 7	554		554	91
ÉCARTS DE CONVERSION – ACTIF	IV	450		450	226
TOTAL GÉNÉRAL	(I À IV)	89 475	5 341	84 134	83 136

Bilan passif

<i>En millions d'euros</i>	Référence annexe	31 décembre 2010	31 décembre 2009
FONDS PROPRES			
Capitaux propres	C 9		
Capital social		2 250	2 261
Prime d'émission et prime de fusion		29 683	30 589
Écarts de réévaluation		43	43
Réserve légale		226	226
Autres réserves		130	99
Report à nouveau		15 685	16 711
Résultat net de l'exercice		857	2 261
Acompte sur dividendes		(1 846)	(1 772)
Provisions réglementées et subventions d'investissement	C 11	672	600
	I	47 700	51 018
AUTRES FONDS PROPRES	II	C 10	449
	I + II	48 149	51 468
PROVISIONS POUR RISQUES ET CHARGES	III	C 11	3 187
DETTES	C 12-13-14		
Dettes financières			
Emprunts		18 079	16 375
Comptes courants des filiales		3 987	4 302
Autres		1 116	1 067
		23 182	21 744
Avances et acomptes reçus sur commandes en cours		1	1
Dettes fournisseurs et comptes rattachés		6 333	4 054
Dettes fiscales et sociales		1 443	1 165
Autres dettes		1 176	1 036
	IV	32 135	28 000
COMPTES DE RÉGULARISATION	V	232	137
ÉCARTS DE CONVERSION - PASSIF	VI	431	153
TOTAL GÉNÉRAL	(I À VI)	84 134	83 136

Compte de résultat

<i>En millions d'euros</i>	Référence annexe	31 décembre 2010	31 décembre 2009
Ventes d'énergie		23 356	23 245
Autre production vendue		2 017	1 649
CHIFFRE D'AFFAIRES	C 15	25 373	24 894
Variation de la production stockée		(9)	-
Production immobilisée		61	47
PRODUCTION		25 425	24 941
Achats d'énergie et variation des stocks de gaz		(17 102)	(16 867)
Autres achats		(31)	(35)
Autres charges externes		(7 372)	(6 771)
VALEUR AJOUTÉE		920	1 268
Impôts et taxes nets des subventions perçues		(79)	(81)
Charges de personnel		(705)	(807)
EXCÉDENT BRUT D'EXPLOITATION		136	380
Dotations nettes aux amortissements et dépréciations	C 16	(163)	(126)
Dotations nettes aux provisions	C 16	(5)	99
Autres charges et produits d'exploitation		(65)	(30)
RÉSULTAT D'EXPLOITATION		(97)	323
RÉSULTAT FINANCIER	C 17	1 491	1 554
RÉSULTAT COURANT		1 394	1 877
RÉSULTAT EXCEPTIONNEL	C 18	(893)	184
IMPÔT SUR LES SOCIÉTÉS	C 19	356	200
RÉSULTAT NET		857	2 261

Tableau des flux de trésorerie

En millions d'euros		31 décembre 2010	31 décembre 2009
1. Capacité d'autofinancement de l'exercice	1	1 727	1 326
Variation des stocks	2a	(598)	(327)
Variation des créances clients (nets des clients créditeurs)	2b	1 780	(1 482)
Variation des dettes fournisseurs	2c	(926)	1 196
Variation des autres postes	2d	(32)	(1 980)
2. Variation du besoin en fonds de roulement (2a + 2b + 2c + 2d)	2	224	(2 593)
EXCÉDENT DE TRÉSORERIE D'EXPLOITATION	(1 - 2) I	1 503	3 919
II - Investissements nets et assimilés			
1. Investissements			
Immobilisations incorporelles et corporelles		223	277
Immobilisations financières		3 604	2 409
Variation des dettes d'investissement		(1 350)	-
	1	2 477	2 686
2. Ressources			
Produits nets des cessions d'éléments d'actif		156	124
Réduction des immobilisations financières		1 978	1 938
	2	2 133	2 062
INVESTISSEMENTS NETS ET ASSIMILÉS	(1 - 2) II	344	624
III - DISPONIBLE APRÈS FINANCEMENT DES INVESTISSEMENTS	(I - II) III	1 159	3 295
IV - Financement			
1. Augmentation de capital souscription d'actions par les salariés	1	497	28
2. Dividende et acompte versés aux actionnaires ⁽¹⁾	2	(3 330)	(3 400)
3. Appel au marché financier			
Emprunts obligataires		2 812	6 664
Crédits à moyen et court terme		36 006	26 387
	3	38 818	33 051
4. Remboursements			
Emprunts obligataires et crédits à moyen et court terme		37 568	29 267
	4	37 568	29 267
FINANCEMENT	(1 + 2 + 3 - 4) IV	(1 583)	412
V - VARIATION DE LA TRÉSORERIE	(III + IV) V	(423)	3 707

(1) Le montant de 3 330 millions d'euros correspond au dividende courant 2009 net de l'acompte versé en 2009 soit 1 484 millions d'euros et à l'acompte sur dividende 2010 soit 1 846 millions d'euros.

11.4.2 ANNEXES

A Règles et méthodes comptables

Les comptes annuels de l'exercice 2010 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 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

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, la créance relative au gaz livré non relevé et non facturé dit «Gaz en compteur» pour déterminer la quote-part de chiffre d'affaires non facturé à la date de clôture, les provisions et les engagements hors bilan liés aux avantages du personnel.

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 10).

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 les malis techniques issus 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 Compteurs» est déterminée sur la base d'une méthode intégrant les chroniques de consommations des clients et valorisée au prix moyen de l'énergie. Le prix moyen utilisé tient compte de la catégorie de clientèle et de l'ancienneté du gaz en compteurs. Ces estimations sont sensibles aux hypothèses retenues.

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.

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 au 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 basés représentatifs des pratiques de marché.

Impôt sur les bénéfices

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 bénéfices, d'où la constitution d'une provision.

Droit individuel à la formation

Les droits acquis au 31 décembre 2010 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 2010 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 2010 et au 31 décembre 2009 sont comparables.

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. 2009	Augmentations	Diminutions	Reclassement	Au 31 déc. 2010
INCORPORELLES	1 107	116	(11)	69	1 281
Applications informatiques	366	-	(10)	104	460
Mali technique	285	-	-	-	285
Autres	354	12	(1)	62	427
En-cours	102	104	-	(97)	109
CORPORELLES	904	123	(23)	(7)	997
Terrains	41	-	(1)	-	40
Constructions	468	-	(9)	27	486
Installations techniques	143	3	(9)	4	141
Autres	128	2	(4)	113	239
En-cours	124	118	-	(151)	91
AVANCES ET ACOMPTE	81	-	(19)	(62)	-
	2 092	239	(53)	-	2 278

Les frais de recherche et développement constatés en charges en 2010 s'élèvent à 90 millions d'euros contre 68 millions d'euros pour 2009.

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. 2009	Dotations par contrepartie au compte de résultat	Reprises par contrepartie au compte de résultat	Mouvements par contrepartie au bilan	Au 31 déc. 2010
INCORPORELLES	193	339	(6)	-	526
Applications informatiques	168	69	(6)	-	231
Mali technique	-	-	-	-	-
Autres	25	270	-	-	295
CORPORELLES	494	41	(12)	-	523
Terrains	-	-	-	-	-
Constructions	326	15	(4)	-	337
Installations techniques	76	6	(5)	-	77
Autres	92	20	(3)	-	109
En cours	-	-	-	-	-
	687	380	(18)	-	1 049

Les dotations aux amortissements correspondantes s'analysent ainsi :

<i>En millions d'euros</i>	Au 31 déc. 2010	Au 31 déc. 2009
Dotation aux amortissements linéaires	156	74
Dotation aux amortissements dégressifs	1	1
Dotation aux amortissements de dépréciation	1	1
	158	76

Une dotation complémentaire pour amortissements accélérés d'1 million d'euros a été comptabilisée en contrepartie du résultat exceptionnel en 2010 contre 7 millions d'euros en 2009.

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 a conduit GDF SUEZ

SA à comptabiliser, en résultat exceptionnel, une dotation pour dépréciation d'immobilisations incorporelles pour 221 M€ relatif au droit d'accès à un contrat d'approvisionnement long terme en gaz.

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	80	12
Autres immobilisations corporelles	-	-	-	-
	92	6	80	12

Les engagements contractuels sont :

<i>En millions d'euros</i>	Redevances					Valeur levée d'option
	Réglées en 2010	Restant à payer	À un an au plus	De un à cinq ans	À plus de cinq ans	
Immeubles	7	32	7	22	3	-
Autres immobilisations corporelles	-	-	-	-	-	-
	7	32	7	22	3	-

Presque tous les 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. 2009	Augmentations	Diminutions	Autres	Au 31 déc. 2010
Titres de participation	59 493	3 540	(194)	-	62 839
Titres de participation consolidés	59 080	3 535	(146)	-	62 469
Titres de participation non consolidés	413	5	(48)	-	370
Autres formes de participation	-	-	-	-	-
Autres immobilisations financières	9 762	72	(3 404)	(2)	6 428
Autres titres immobilisés	1 431	-	(1 424)	-	7
Créances rattachées à des participations	7 975	33	(1 942)	5	6 071
Prêts	42	7	(10)	(7)	32
Autres immobilisations financières	314	32	(28)		318
	69 255	3 612	(3 598)	(2)	69 267

La variation des titres de participation au 31 décembre 2010 s'explique essentiellement par :

- la souscription aux augmentations de capital d'ELECTRABEL pour 3 500 millions d'euros, d'ELENGY pour 16 millions d'euros et de CELIZAN pour 13 millions d'euros ;
- les cessions de SSIMI et GREAT pour respectivement 96 millions d'euros et 49 millions d'euros.

Au 31 décembre 2009, les autres titres immobilisés intégraient principalement les actions propres détenues en vue d'annulation (36 898 000 actions) pour une valeur de 1 415 millions d'euros. Ces titres ont été annulés au cours de l'exercice (cf. note 9-A).

Dans le cadre du contrat de liquidité, GDF SUEZ SA détenait 197 500 actions propres au 31 décembre 2009 pour une valeur d'acquisition de 6 millions d'euros et une valeur de marché identique. Aucune action propre n'est plus détenue au 31 décembre 2010 dans le cadre du contrat de liquidité. Les mouvements sur les actions propres sont détaillés en note 9A.

Les participations et créances rattachées sont détaillées en note 27.

Note 4 B Dépréciations

<i>En millions d'euros</i>	Au 31 déc. 2009	Dotations	Reprises	Autres	Au 31 déc. 2010
Titres de participation consolidés	2 899	605	(39)		3 465
Titres de participation non consolidés	283	-	(37)		246
Créances rattachées à des participations	283	18	-	(1)	300
Autres	1	-	-		1
	3 466	623	(76)	(1)	4 012

Les dotations comprennent pour l'essentiel la dotation sur les titres GENFINA pour 268 millions d'euros et GDF SUEZ COMMUNICATION pour 245 millions d'euros. Les reprises concernent principalement la reprise de la provision sur les titres ONDEO pour 26 millions et sur les titres GREAT pour 12 millions d'euros suite à sa cession.

NOTE 5 STOCKS ET EN-COURS

<i>En millions d'euros</i>	Valeurs brutes au 31 déc. 2009	Augmentations	Diminutions	Valeurs brutes au 31 déc. 2010
Gaz	1 776	1 673	(2 265)	1 184
Autres stocks et en-cours	8	2	(8)	2
	1 784	1 675	(2 273)	1 186

NOTE 6 ÉCHÉANCIER DES CRÉANCES

<i>En millions d'euros</i>	Montants bruts au 31 déc. 2010	Degré de liquidité		
		À fin 2011	De 2012 à 2015	2016 et au-delà
Actif immobilisé				
Créances rattachées à des participations	6 071	736	1 310	4 025
Prêts	32	4	14	14
Autres immobilisations financières	318	17	208	93
Actif circulant				
Créances clients et comptes rattachés	6 973	6 973	-	-
Comptes courants de filiales	5 642	5 642	-	-
Autres créances d'exploitation	790	790	-	-
Autres créances	732	583	134	15
Avances et acomptes versés sur commandes en cours	7	3	-	4
	20 565	14 748	1 666	4 151

NOTE 7 COMPTES DE RÉGULARISATION**Actif**

<i>En millions d'euros</i>	Au 31 déc. 2009	Augmentation	Diminution	Au 31 déc. 2010
Primes de remboursement des emprunts	32	31	(5)	58
Frais d'émission d'emprunt à étaler	19	16	(5)	30
Instruments financiers	40	466	(40)	466
	91	513	(50)	554

Passif

<i>En millions d'euros</i>	Au 31 déc. 2009	Augmentation	Diminution	Au 31 déc. 2010
Contrats optionnels	5	112	(22)	95
Instruments financiers	132	137	(132)	137
	137	249	(154)	232

NOTE 8 DÉPRÉCIATIONS D'ACTIFS HORS IMMOBILISATIONS FINANCIÈRES

<i>En millions d'euros</i>	Au 31 déc. 2009	Dotations	Reprises	Autres	Au 31 déc. 2010
Immobilisations incorporelles	-	221	-	-	221
Immobilisations corporelles	1	-	-	-	1
Stocks et en-cours	-	-	-	-	-
Créances	273	104	(98)	1	280
Valeurs mobilières de placement	-	-	-	-	-
	274	325	(98)	1	502

La dépréciation des immobilisations incorporelles est explicitée en note 2.

NOTE 9 CAPITAUX PROPRES

Note 9 A Capital social – actions en circulation

Le capital social est entièrement libéré. Chaque action confère un droit de vote simple.

Capital social

Actions composant le capital social au début de l'exercice	2 260 976 267
Actions émises en cours d'exercice :	
• souscription d'actions par les salariés – Plan d'épargne salariale LINK	24 702 618
• souscription d'actions par les salariés	1 514 872
Actions annulées en cours d'exercice :	(36 898 000)
Nombre total d'actions composant le capital social	2 250 295 757

Le Conseil d'administration de GDF SUEZ SA, a décidé en date du 22 juillet 2008, le rachat d'actions de GDF SUEZ aux fins d'annulation pour un montant total maximum de 1 milliard d'euros. Le Conseil d'administration a décidé l'arrêt de ce programme de rachat d'actions et a procédé en conséquence, en date du 9 août 2010 à l'annulation de l'intégralité des 36 898 000 actions propres détenues à cette fin au 31 décembre 2009. Aucun nouveau programme de rachat d'actions en vue d'annulation n'a été mis en œuvre en 2010.

Au cours de l'exercice 2010, les mouvements réalisés dans le cadre des contrats de liquidité ont consisté en des acquisitions cumulées de 14 869 804 actions et des cessions cumulées de

15 067 304 actions ayant généré une plus-value nette de 2 millions d'euros. Au 31 décembre 2010, GDF SUEZ SA ne détient plus aucune action propre dans le cadre des contrats de liquidités.

Dans le cadre des plans d'attribution d'actions gratuites (cf. note 9 C), GDF SUEZ SA détient, au 31 décembre 2010, 25 854 164 actions propres pour une valeur d'acquisition de 665 millions d'euros. Leur valeur de marché ressort à 694 millions d'euros au 31 décembre 2010.

Note 9 B Évolution des capitaux propres

<i>En millions d'euros</i>	Variation des capitaux propres
Capitaux propres au 31 déc. 2009	51 018
Souscription d'actions par les salariés (capital + prime d'émission)	
• Plan d'épargne salariale (cf. note 9D)	472
• Directement par les salariés	25
Dividendes distribués et acompte sur dividende	(3 330)
Annulation d'actions propres auto-détenues	(1 415)
Provisions réglementées	73
Divers	-
Résultat	857
Capitaux propres au 31 déc. 2010	47 700

GDF SUEZ SA a versé en 2010 :

- au titre de l'exercice 2009, un dividende courant net de l'acompte sur dividende versé en 2009, soit 0,67 euro par action pour un montant total de 1 484 millions d'euros. Le dividende total 2009 s'élève à 1,47 euros par action, pour un montant total de 3 257 millions d'euros ;

- un acompte sur dividende 2010 de 0,83 euro par action soit 1 846 millions d'euros.

Par ailleurs, GDF SUEZ SA a procédé à l'annulation de 36 898 000 actions ayant généré une réduction des capitaux propres de 1 415 millions d'euros.

Note 9 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 2010, GDF SUEZ SA a attribué, à certains salariés du Groupe GDF SUEZ, 584 767 actions gratuites. Aucune option d'achat d'actions n'a été attribuée en 2010. Sur la même période, 2 075 995 actions ont été distribuées 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 19 294 442 actions au 31 décembre 2010, dont 11 595 590 actions à livrer en cas d'exercice des options d'achat accordées.

En 2010, GDF SUEZ SA a acquis 19 910 806 actions pour un montant de 500 millions d'euros. Compte tenu des livraisons intervenues en 2010, le nombre d'actions, affectées à la couverture de ses obligations d'attribution d'actions gratuites est de 25 854 164 au 31 décembre 2010, pour un montant total de 665 millions d'euros. Leur valeur de marché au 31 décembre 2010 ressort à 694 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	
			2010	2009
Plan Suez 12 février 2007 ⁽¹⁾	966 324	27,75	-	(4,2)
Plan GDF 20 juin 2007 ⁽¹⁾	1 368 901	33,44	-	7,0
Plan Suez 16 juillet 2007 ⁽¹⁾	977 339	27,75	6,8	4,0
Plan Suez 14 novembre 2007 ⁽¹⁾	717 609	27,75	(8,1)	8,9
Plan GDF 28 mai 2008 ⁽¹⁾	852 464	27,75	(8,6)	16,9
Plan Suez 1 ^{er} juin 2008 ⁽¹⁾	1 397 829	27,75	(6,0)	20,6
Plan GDF SUEZ 12 novembre 2008	604 895	27,22	(7,4)	17,9
Plan GDF SUEZ 8 juillet 2009	3 042 379	26,89	33,4	17,1
Plan GDF SUEZ 10 novembre 2009	1 591 139	27,23	16,5	2,6
Plan GDF SUEZ 20 janvier 2010	348 660	27,75	4,3	-
Plan GDF SUEZ 3 mars 2010	48 434	26,15	0,4	-
Plan GDF SUEZ 24 août 2010	187 672	25,34	0,3	-
			31,6	90,8

(1) 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	
			2010	2009
Plan GDF SUEZ 12 novembre 2008	6 401 610	32,74	Néant	(0,6)
Plan GDF SUEZ 10 novembre 2009	5 193 980	29,44	(0,2)	0,2
			(0,2)	(0,4)

Suite à la fusion, 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 30 841 031 actions au 31 décembre 2010.

Note 9 D Augmentation de capital réservée aux salariés du groupe

Conformément aux décisions prises par l'Assemblée Générale de GDF SUEZ SA du 16 juillet 2008 et du 4 mai 2009, le Conseil d'administration, a décidé le 20 janvier 2010 et le 3 mai 2010, de procéder à l'émission d'actions réservées à l'ensemble des collaborateurs du groupe via les plans d'épargne salariale, pour un nombre maximal d'actions émises de 26 000 000 représentant une valeur nominale de 26 millions d'euros.

Le prix de souscription, fixé le 6 juillet 2010 à 19,8 euros par action, est égal à la moyenne des cours d'ouverture de l'action GDF SUEZ sur l'Eurolist de NYSE Euronext Paris durant les vingt jours de bourse précédant cette date, diminuée d'une décote de 20 %. Les salariés du Groupe en France ont bénéficié, en outre, de l'attribution d'actions gratuites à titre d'abondement, soit 521 056 actions gratuites. Les salariés du Groupe hors de France bénéficient de

droits à attribution d'actions gratuites, qui leur seront attribuées le 24 août 2015 sous conditions de présence dans le Groupe à cette date.

Le Président-Directeur Général a constaté le 24 août 2010 l'augmentation de capital réservée aux salariés et l'émission de 24 702 618 actions nouvelles, correspondant à 24 181 562 actions nouvelles souscrites par les salariés et l'attribution de 521 056 actions gratuites, pour un montant total de 488 millions d'euros, dont 25 millions d'euros de nominal et 10 millions prélevés sur la prime d'émission au titre des actions gratuites. Les frais engagés pour cette opération soit 6 millions euros ont été imputés en déduction de la prime d'émission générée. L'impact net sur les capitaux propres de cette offre ressort à 472 millions d'euros.

NOTE 10 AUTRES FONDS PROPRES

<i>En millions d'euros</i>	Au 31 déc. 2010	Au 31 déc. 2009
Titres participatifs	429	429
Contrevaleur des biens mis dans la concession - Droits en nature des concédants	20	21
AUTRES FONDS PROPRES	449	450

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 2010, la charge financière s'élève à 19 millions d'euros.

NOTE 11 PROVISIONS**Note 11 A Provisions réglementées et subventions d'investissement**

<i>En millions d'euros</i>	Au 31 déc. 2009	Dotations Compte de résultat	Reprises Compte de résultat	Au 31 déc. 2010
Provisions réglementées	600	147	(75)	672
Amortissements dérogatoires	360	129	(65)	424
Provision pour hausse de prix	237	18	(9)	246
Provision pour investissement	3	-	(1)	2
Subventions d'investissement	-	-	-	-
TOTAL	600	147	(75)	672

Note 11 B Provisions pour risques et charges

En millions d'euros	Au 31 déc. 2009	Dotations	Reprises suite à utilisation	Reprises sans objet	Autres	Au 31 déc. 2010
Provisions pour reconstitution des sites (Note 11 B1)	26	10	5	3	-	28
Provisions relatives au personnel (Note 11 B2)	337	70	83	62	-	262
Provisions pour impôts (Note 11 B3)	581	3	83	-	(4)	497
Provisions pour intégration fiscale (Note 11 B4)	2 122	112	277	2	-	1 955
Garantie sur cessions (Note 11 B5)	97	9	37	-	3	72
Risques sur filiales (Note 11 B6)	30	-	-	-	(1)	29
Autres provisions pour risques et charges (Note 11 B7)	185	254	97	-	2	344
PROVISIONS POUR RISQUES ET CHARGES	3 378	458	582	67	-	3 187

Note 11 B1 Provisions pour reconstitution des sites

Les provisions pour reconstitution des sites au 31 décembre 2010 s'élevaient à 28 millions d'euros contre 23 millions d'euros en 2009. Elles concernent la remise en état des terrains ayant supporté des usines de production de gaz manufacturé. En 2010, la provision a été utilisée à hauteur de 5 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.

La provision au titre des installations techniques a été intégralement reprise sur 2010 pour 3 millions d'euros. Cette provision concernait exclusivement les réseaux de distribution de la Corse.

Note 11 B2 Provisions relatives au personnel

Les engagements de retraites sont couverts par des fonds assurantiels et une provision de 16 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 78 millions d'euros, 14 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 2010, les provisions correspondantes s'élevaient à 16 millions d'euros au titre des retraites et 18 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 23 millions d'euros au 31 décembre 2010.

Le détail de la variation de ces provisions figure en note 22.

Provision au titre des plans d'attributions d'actions gratuites aux salariés et d'options d'achat d'actions

Au 31 décembre 2010, les provisions constituées au titre des plans d'attributions d'actions gratuites aux salariés et d'options d'achat d'actions s'élevaient à 128 millions d'euros contre 154 millions d'euros au 31 décembre 2009.

En 2010, GDF SUEZ SA a constaté une dotation de 62 millions d'euros pour couvrir les droits acquis par les salariés et une reprise de 63 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 plans 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. Cette modification du nombre d'actions se traduit par une reprise de provision de 25 millions d'euros sur l'exercice 2010.

Autres provisions

Au 31 décembre 2010, GDF SUEZ SA constate d'autres provisions pour risques et charges relatives au personnel à hauteur de 1 million d'euros.

Note 11 B3 Provisions pour impôts

Les provisions pour impôts s'élevaient à 497 millions au 31 décembre 2010 contre 581 millions d'euros au 31 décembre 2009. 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 2010 s'élève à 83 millions d'euros.

Note 11 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 à compter de 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 2010, 107 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 105 millions d'euros au 31 décembre 2009.

Au 31 décembre 2010, les provisions pour intégration fiscale s'élèvent à 1 955 millions d'euros dont 1 625 millions d'euros au titre de la part amortissable de l'actif incorporel du GrDF.

Note 11 B5 Provisions pour garantie sur cessions

Au 31 décembre 2010, les provisions pour garantie sur cessions s'élèvent à 72 millions. La dotation complémentaire de 9 millions

d'euros concerne la garantie de passif relative à la cession de la banque Indosuez au Crédit Agricole, afin d'aligner le montant de la provision à hauteur de l'évaluation des risques encourus.

Les reprises de provision concernent principalement la garantie de passif relative à THIDE accordée à COGAC qui a été appelée à hauteur de 25 millions d'euros pour solde de tout compte en 2010 et celle relative à la cession de NOOS reprise pour 9 millions d'euros suite à l'arrivée à échéance de la garantie.

Note 11 B6 Provisions pour risques sur filiales

Les risques sur filiales s'élèvent au 31 décembre 2010 à 29 millions d'euros contre 30 millions d'euros au 31 décembre 2009.

Note 11 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 le risque de change et le risque de taux pour respectivement 93 millions d'euros et 27 millions d'euros.

NOTE 12 DETTES FINANCIÈRES

<i>En millions d'euros</i>	Situation au 31 déc. 2010	Situation au 31 déc. 2009
Dettes d'emprunts	22 066	20 677
Emprunts obligataires	14 584	12 381
Autres emprunts	3 495	3 994
Comptes courants filiales et emprunts avec les filiales	3 987	4 302
Autres dettes financières	1 116	1 067
Dépôts reçus de la clientèle	38	39
Part courue des charges d'intérêts	528	547
Soldes créditeurs de banques	368	168
Divers	182	313
	23 182	21 744

La dette d'emprunts augmente en 2010 du fait :

- de l'émission de nouveaux emprunts obligataires pour 2 milliards d'euros et pour 700 millions de GBP soit un total de 2 812 millions d'euros (voir détail note 13-A), compensé par des remboursements de 934 millions d'euros ;
- de la progression des émissions de billets de trésorerie pour un montant total de 582 millions d'euros ;

compensée par :

- la diminution des émissions des US Commercial Paper à hauteur de 1 081 millions d'euros ;
- la réduction des emprunts et comptes-courants avec les filiales pour 315 millions d'euros.

NOTE 13 ÉCHÉANCIER DES DETTES

En millions d'euros	Montants au 31 déc. 2010	Degré d'exigibilité		
		À fin 2011	De 2012 à 2015	2016 et au-delà
Dettes financières	23 182	8 430	5 957	8 795
Emprunts obligataires	14 584	-	5 789	8 795
Autres emprunts	3 495	3 495		
Comptes courants filiales et emprunts avec les filiales	3 987	3 987		
Autres dettes financières	1 116	948	168	
Dettes fournisseurs et comptes rattachés	6 333	6 333		
Dettes fiscales et sociales	1 443	1 443		
Autres dettes	1 176	1 128	48	
Avances clients et comptes rattachés	343	343		
Autres	833	785	48	
Avances et acomptes reçus sur commandes en cours	1	1		
	32 135	17 335	6 005	8 795

Note 13 A Détail des emprunts obligataires

	Montants au 31 déc. 2010	Date d'émission	Date d'échéance	Taux	Cotation
Émissions publiques					
• en millions d'euros	1 125	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	400	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 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 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 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 13 B Autres emprunts

Au 31 décembre 2010, les autres emprunts sont libellés en euros à hauteur de 2 084 millions d'euros (dont 1 308 millions d'euros à taux variable et 776 millions d'euros à taux fixe) et en dollars américains pour une contre-valeur de 1 411 millions d'euros. Leurs échéances respectives sont inférieures à un an.

Note 13 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 14 RÉPARTITION DE LA DETTE PAR DEVISE ET PAR TAUX**Note 14 A Répartition par taux**

<i>En millions d'euros</i>	Après prise en compte des instruments financiers		Avant prise en compte des instruments financiers	
	31 déc. 2010	31 déc. 2009	31 déc. 2010	31 déc. 2009
À taux variable				
Emprunts obligataires	5 346	4 205	165	135
Autres emprunts	2 081	2 933	1 308	215
Comptes courants des filiales	3 987	4 148	3 987	4 148
Autres dettes financières	1 116	1 067	1 116	1 067
À taux fixe				
Emprunts obligataires	9 238	8 176	14 419	12 246
Autres emprunts	1 414	1 061	2 187	3 779
Comptes courants des filiales	-	154	-	154
	23 182	21 744	23 182	21 744

Note 14 B Répartition par devise

<i>En millions d'euros</i>	Après prise en compte des instruments financiers		Avant prise en compte des instruments financiers	
	31 déc. 2010	31 déc. 2009	31 déc. 2010	31 déc. 2009
En euros				
Emprunts obligataires	14 584	12 381	10 692	9 632
Autres emprunts	3 495	3 994	2 084	1 502
Comptes courants des filiales	3 797	4 109	3 588	3 860
Autres dettes financières	1 116	1 067	1 116	1 067
En devises				
Emprunts obligataires	-	-	3 892	2 749
Autres emprunts	-	-	1 411	2 492
Comptes courants des filiales	190	193	399	442
	23 182	21 744	23 182	21 744

NOTE 15 VENTILATION DU CHIFFRE D'AFFAIRES

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2010	31 déc. 2009
Ventes d'énergie		
• en France	15 989	16 187
• à l'étranger	7 367	7 058
Travaux, études et prestations de services	1 248	962
Produits des activités annexes et autres ventes	769	687
CHIFFRE D'AFFAIRES	25 373	24 894

NOTE 16 DOTATIONS AUX AMORTISSEMENTS, DÉPRÉCIATIONS ET PROVISIONS (NETTES DES REPRISES), TRANSFERTS DE CHARGES**Note 16 A Dotations nettes aux amortissements**

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2010	31 déc. 2009
Amortissement linéaire	156	74
Amortissement dégressif	1	1
Amortissement de caducité	1	1
Reprise sur amortissements	(1)	-
DOTATIONS NETTES AUX AMORTISSEMENTS	157	76

Note 16 B Dotations nettes aux dépréciations

Le montant des dotations nettes aux dépréciations s'élève à 6 millions d'euros au 31 décembre 2010 contre 50 millions d'euros au 31 décembre 2009.

Note 16 C Dotations nettes aux provisions

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2010	31 déc. 2009
Provision pour renouvellement des biens en concession	2	4
Provision pour reconstitution des sites	4	(21)
Provisions relatives au personnel	(17)	(97)
Autres provisions pour risques et charges d'exploitation	16	15
DOTATIONS AUX PROVISIONS	5	(99)

Note 16 D Transferts de charges

Les transferts de charges, inclus dans les autres produits d'exploitation s'élèvent à 17 millions d'euros au 31 décembre 2010 contre 30 millions d'euros au 31 décembre 2009.

NOTE 17 RÉSULTAT FINANCIER

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2010 Charges	31 déc. 2010 Produits	31 déc. 2010 Net	31 déc. 2009 Net
Autres intérêts, charges et produits assimilés	(1 250)	473	(777)	(726)
Intérêts sur comptes-courants et créances rattachées à des participations	(25)	316	291	377
Résultat de change	(851)	862	11	(56)
Dividendes reçus	-	2 075	2 075	1 881
Dotations et reprises de provisions à caractère financier	(131)	22	(109)	78
TOTAL	(2 257)	3 748	1 491	1 554

NOTE 18 RÉSULTAT EXCEPTIONNEL

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2010 Charges»	31 déc. 2010 Produits	31 déc. 2010 Net	31 déc. 2009 Net
Cessions d'immobilisations corporelles et incorporelles	(17)	35	18	4
Cessions d'immobilisations financières	(198)	121	(77)	(168)
Provision pour hausse des prix	(18)	9	(9)	(19)
Amortissements dérogatoires	(129)	65	(64)	(67)
Dotations et reprises de provisions afférentes aux participations	(625)	77	(548)	181
Autres	(259)	46	(213)	253
TOTAL	(1 246)	353	(893)	184

Le résultat exceptionnel au 31 décembre 2010 intègre pour l'essentiel :

- la dotation de provision pour dépréciation des titres de participation GDF SUEZ COMMUNICATION et GENFINA ;

- une provision pour dépréciation de droits incorporels (Voir note 2) ;
- les dotations nettes de reprises des provisions réglementées.

NOTE 19 SITUATION FISCALE

1. 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.

2. Impôt sur les sociétés

Le taux d'impôt sur les sociétés de l'exercice 2010 est de 34,43 %. Ce taux inclut la contribution de 3,3 % instituée en 2000.

En millions d'euros	2010	2009
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⁾	(117)	(131)
Variation nette aux provisions pour impôt sur les sociétés ⁽³⁾	(250)	(90)
Autres	11	21
IMPÔT SUR LES SOCIÉTÉS DE L'EXERCICE		
Charge d'impôts		
Produit d'impôts	(356)	(200)

(1) Le résultat fiscal individuel de GDF SUEZ SA, est déficitaire en 2010. En 2009, le bénéfice avait fait l'objet d'une imputation sur les déficits antérieurs.

(2) Le produit d'intégration fiscale de 117 millions d'euros au 31 décembre 2010 contre 131 millions d'euros au 31 décembre 2009 s'explique par la différence entre :

- la charge d'impôt due au Trésor au titre du groupe fiscal de 489 millions d'euros contre 192 millions d'euros au 31 décembre 2009 ;
- la contribution à l'impôt groupe due par les filiales bénéficiaires à GDF SUEZ SA de 606 millions d'euros, contre 323 millions d'euros au 31 décembre 2009.

(3) Les reprises nettes aux provisions pour impôt en 2010 intègrent notamment :

- 60 millions d'euros de reprise de provisions au titre de la consommation par les filiales intégrées des déficits fiscaux antérieurement remontés à GDF SUEZ SA contre 98 millions d'euros de dotation aux provisions au 31 décembre 2009 ;
- 107 millions d'euros de reprise de provision 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 ;
- 83 millions d'euros de reprise de provision 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, montant inchangé par rapport à 2009.

3. 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	2010	2009
Bases passives d'imposition différée		
• Charges déductibles non comptabilisées	509	227
• Produits comptabilisés non imposés	272	299
Bases actives d'imposition différée		
• Charges comptabilisées temporairement non déductibles	590	350
• Produits imposés non comptabilisés	434	156
Base fiscale différée nette (active en 2010)		
• Base	243	(20)
• Montant	84	(7)

5. Contrôle fiscal

Par une proposition de rectification en date du 22 décembre 2008, l'Administration fiscale 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 et n'a donc pas provisionné ces conséquences financières. Le 7 juillet 2009, les autorités fiscales ont notifié à GDF SUEZ SA le maintien de leur position. GDF SUEZ SA est en attente de l'avis de mise en recouvrement.

NOTE 20 VALEURS MOBILIÈRES DE PLACEMENT

Les valeurs mobilières de placement qui figurent au bilan en valeur brute pour 1 185 millions d'euros, ont une valeur de marché de 1 218 millions d'euros au 31 décembre 2010. Les actions GDF SUEZ acquises en vue d'attribution aux salariés y sont également inscrites (cf. note 9C).

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.

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 de deux lignes de crédit syndiquées de 4 500 millions et 4 000 millions d'euros respectivement à échéance mai 2012 et juin 2015. 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 : US Commercial Paper pour un montant de 4 500 millions de dollars utilisé à hauteur de 1 885 millions de dollars au 31 décembre 2010, et Billets de Trésorerie pour un montant de 5 000 millions d'euros, utilisé à hauteur de 2 084 millions d'euros au 31 décembre 2010 ;
- 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.

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.

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.

En millions d'euros	Notionnel au 31 déc. 2010					Juste valeur au 31 déc. 2010	Notionnel au 31 déc. 2009
	À un an au plus	De un à cinq ans	De six à dix ans	Plus de dix ans	Total		
SWAP DE TAUX D'INTÉRÊT							
payeur taux fixe/receveur taux variable	-	1 500	1 293	1 510	4 303	(172)	3 638
payeur taux variable/receveur taux fixe	775	2 841	2 860	2 264	8 740	250	8 419
VENTE D'UNE OPTION SUR UN SWAP							
payeur taux fixe/receveur taux variable	-	193	387	577	1 157	(60)	-
ACHAT D'UNE OPTION SUR UN SWAP							
payeur taux fixe/receveur taux variable	-	-	-	-	-	-	676
ACHAT DE CAP			1 000	250	1 250	75	
TOTAL EN EUROS	775	4 534	5 540	4 601	15 450	93	12 733
SWAP DE TAUX D'INTÉRÊT							
payeur taux fixe/receveur taux variable	-	525	-	-	525	(5)	494
TOTAL NOK	-	525	-	-	525	(5)	494
SWAP DE TAUX D'INTÉRÊT							
payeur taux fixe/receveur taux variable	-	-	-	374	374	2	347
TOTAL USD	-	-	-	374	374	2	347
	775	5 059	5 540	4 975	16 349	90	13 574

En millions d'euros	Notionnel au 31 déc. 2010					Juste valeur au 31 déc. 2010	Notionnel au 31 déc. 2009
	À un an au plus	De un à cinq ans	De six à dix ans	Plus de dix ans	Total		
SWAP DE DEVICES							
payeur taux fixe/receveur taux fixe	-	-	813	1 394	2 207	(37)	1 413
TOTAL GBP			813	1 394	2 207	(37)	1 413
SWAP DE DEVICES							
payeur taux variable/receveur taux fixe	-	598	-	138	736	124	615
payeur taux variable/receveur taux variable	-	166	-	-	166	8	157
TOTAL JPY	-	764	-	138	902	132	772
SWAP DE DEVICES							
payeur taux variable/receveur taux fixe	-	780	-	-	780	164	639
TOTAL CHF	-	780	-	-	780	164	639
SWAP DE DEVICES							
payeur taux variable/receveur taux variable	561	935	-	-	1 496	58	1 067
TOTAL USD	561	935	-	-	1 496	58	1 067
	561	2 479	813	1 532	5 385	317	3 891

Les opérations de couverture du risque de taux en vie au 31 décembre 2010 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 480 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 775 millions d'euros sur les billets de trésorerie et,

- de swaps payeurs taux variable EONIA/receveur taux variable USD pour un montant notionnel de 2 000 millions de dollars 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 en 2009 des macrocouvertures permettant de fixer la dette du Groupe en USD pour un montant de 347 millions d'euros et en NOK pour un montant de 494 millions d'euros.

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 2010, les engagements correspondants sont les suivants :

Contrats à terme En millions d'euros	Engagements part fixe au 31 déc. 2010				Différentiel de change au 31 déc. 2010	Engagement part fixe au 31 déc. 2009
	Par échéance			Contre-Valeur au 31 déc. 2010		
	2011	2012	2013 et au-delà			
POSITION ACHETEUR						
- Devise AUD	1	-	-	1	-	
- Devise CHF	-	639	-	637	2	639
- Devise EUR	1	-	-	1	-	8
- Devise GBP	1 957	3	2 237	4 168	29	1 773
- Devise JPY	-	-	772	773	(1)	772
- Devise NOK	-	-	-	-	-	3
- Devise USD	1 268	1 114	-	2 394	(12)	2 923
POSITION VENDEUR						0
- Devise AUD	1	-	-	1	-	
- Devise CAD	-	-	-	-	-	64
- Devise CHF	55	-	-	58	(3)	
- Devise EUR	1	-	-	1	-	8
- Devise GBP	1 848	-	-	1 838	10	145
- Devise HUF	43	-	-	43	-	
- Devise MXN	134	-	-	133	1	
- Devise NOK	303	-	-	317	(14)	1 388
- Devise RON	59	-	-	60	(1)	
- Devise USD	392	18	-	412	(2)	257

Autres engagements donnés à caractère financier

En millions d'euros	Total au 31 déc. 2010	Échéance		
		À fin 2011	de 2012 à 2015	2016 et au-delà
ENGAGEMENTS SUR MARCHÉS				
Garanties de bonne fin et autres	1 736	169	47	1 520
Garanties de bonne fin et autres pour le compte de filiales	1 953	266	84	1 603
ENGAGEMENTS DE FINANCEMENT				
Sûretés personnelles données	3 889	1 344	1 911	634
Garanties cautions et avals aux filiales	2 725	535	1 275	915
Sûretés réelles données	-	-	-	-
Lignes de crédit	190	-	-	190
AUTRES ENGAGEMENTS DONNÉS				
Garanties sur convention de cessions d'activités	2 403	88	1 954	361
Engagements de location simple	637	70	312	255
Engagements de crédit-bail	32	7	22	3
Engagements relatifs aux méthaniers	759	140	318	301
	14 324	2 619	5 923	5 782

Les sûretés personnelles données 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 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 correspondent à des lignes de crédit accordées à des filiales de GDF SUEZ SA.

Les garanties sur convention de cessions d'activités 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 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 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 (139 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 Guangdong,
 - 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 (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 441 contrats de ce type

GDF SUEZ SA s'est en outre engagé :

- à garantir les effets d'une éventuelle mise en cause d'une filiale de Suez Tractebel (INEO) dans l'incendie du siège du Crédit Lyonnais ;
- à indemniser sur une durée de 10 ans à compter de décembre 2002, GE Capital UIS, acquéreur du contrat de crédit-bail détenu par sa filiale SSIMI sur l'immeuble sis 16 rue de la ville l'Évêque, 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.

Autres engagements reçus à caractère financier

En millions d'euros	Total au 31 déc. 2010	Échéance		
		À fin 2011	de 2012 à 2015	2016 et au-delà
ENGAGEMENTS SUR MARCHÉS				
Garanties reçues	-	-	-	-
ENGAGEMENTS DE FINANCEMENT				
Facilités de crédit obtenues et non utilisées	10 500	575	9 425	500
Autres engagements de financements reçus	-	-	-	-
Autres engagements de financements reçus relatifs aux filiales	-	-	-	-
AUTRES ENGAGEMENTS REÇUS				
Contre-garanties sur sûretés personnelles	3 342	880	1 910	552
Contre-garanties sur engagements activités de négoce	-	-	-	-
Engagements de location simple	287	46	180	61
Engagements de crédit-bail	32	7	22	3
Engagements relatifs aux méthaniens	559	46	212	301
	14 720	1 554	11 749	1 417

GDF SUEZ SA dispose de lignes de crédit revolving de 4,5 milliards d'euros depuis mai 2005, à échéance 2012, 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 24 millions d'euros au 31 décembre 2010.

Les contre-garanties sur sûretés personnelles concernent les garanties reçues des membres du GIE GDF SUEZ Alliance.

Note 21 B Engagements relatifs aux matières premières

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 2010, les engagements de GDF SUEZ SA sont de 508 TWh à moins d'un an, 2 277 TWh entre deux et cinq ans et 5 694 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 Négocier : achats et ventes de gaz sur les marchés de court terme et offres avec ingénierie de prix aux clients industriels.

Au 31 décembre 2010, les engagements de GDF SUEZ SA sont de 39 TWh d'achats à terme et de 67 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.

Dans le cadre de son activité de trading, GDF SUEZ SA a également souscrit des achats et des ventes à terme d'électricité, ainsi que des achats optionnels d'électricité. Au 31 décembre 2010, les

Engagements sur titres

Au 31 décembre 2010, 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.

engagements de GDF SUEZ SA sont de 14 TWh pour les achats à terme et de 15 TWh pour les ventes à terme. 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 424 000 tonnes de CO₂.

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 Gaselys.

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. 2010			En millions d'euros	Juste valeur au 31 déc. 2010 en millions d'euros	Notionnel au 31 déc. 2009 en GWh
	En GWh par échéance					
	x < 1 an	1 an < x < 2 ans	x > 2 ans			
SWAPS (POSITION ACHETEUR)						
Gaz naturel	28 144	3 555	9 024	833	41	34 373
Produits pétroliers	206 135	55 879	19 301	7 449	490	370 810
CER EUA – CO ²	150	175	75	7	2	
SWAPS (POSITION VENDEUR)						
Gaz naturel	51 221	23 401	2 406	1 793	241	49 403
Produits pétroliers	107 483	43 573	7 259	4 100	340	225 744
Électricité	-	-	-	-	-	550
CER EUA – CO ²	150	175	75	9	3	-
OPTIONS (POSITION ACHETEUR)						
Gaz naturel	612	612	459	-	2	-
Produits pétroliers	3 562	5 783	-	140	8	6 922
Électricité	-	-	-	-	-	-
OPTIONS (POSITION VENDEUR)						
Gaz naturel	-	-	-	-	-	2 524
Produits pétroliers	54	-	-	-	-	14 424
Électricité	5 170	5 556	440	27	10	-
FORWARD (POSITION ACHETEUR)						
Gaz naturel	-	-	-	-	-	-
Produits pétroliers	-	-	-	-	-	-
Électricité	10 686	670	7 010	932	2	-
FORWARD (POSITION VENDEUR)						
Gaz naturel	-	-	-	-	-	-
Produits pétroliers	-	-	-	-	-	-
Électricité	9 124	528	8 044	1 032	33	-

Note 21 C Certificats d'économie 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

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.

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 - 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.

OPR sur Electrabel

À la suite de l'offre publique de reprise (OPR) lancée par Suez SA 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 SA 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.

Deminor et consorts se sont pourvus en cassation le 22 mai 2009. La procédure est en cours.

MM. Geenen et consorts ont initié une procédure semblable, la Cour d'appel 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 Commission bancaire, financière et des assurances. L'affaire, plaidée et mise en délibérée le 21 octobre 2008, a été refixée pour plaidoirie le 22 septembre 2009. 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.

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.

Les plaidoiries ont lieu à Londres. La sentence arbitrale devrait être rendue prochainement, sauf suspension ou interruption décidée d'un commun accord.

NOTE 22 ENGAGEMENTS DE RETRAITE ET AUTRES ENGAGEMENTS ENVERS LE PERSONNEL

● RÉCAPITULATIF DES ENGAGEMENTS

En millions d'euros	Au 31 déc. 2010	Au 31 déc. 2009
RETRAITE	1 758	1 651
• Régime des IEG	1 477	1 401
• Autres régimes	281	250
AUTRES AVANTAGES DE FIN DE CARRIÈRE ET POSTÉRIEURS À L'EMPLOI	311	296
• Avantage en nature énergie et eau	193	176
• Indemnités de fin de carrière	57	60
• Indemnités de secours immédiat	25	23
• Autres	36	37
AUTRES ENGAGEMENTS ENVERS LE PERSONNEL	93	83
• Pensions d'invalidité et autres	86	77
• Médailles du travail	7	6
	2 162	2 030

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 rente 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 rente 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 dérives 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. Dans l'attente du décret d'application au régime spécial des IEG, compte tenu du principe d'adossement de ce dernier sur le régime de la Fonction Publique expressément prévu par la loi du 22 janvier 2008, cette réforme trouvera à s'appliquer à partir du 1^{er} janvier 2017 aux salariés des IEG. Ainsi, 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.

L'évaluation des engagements sociaux de GDF SUEZ SA au 31 décembre 2010 intègre 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'adossement 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, les effets précités de la réforme du régime spécial des IEG commencent à s'appliquer.

L'impact net de ces deux étapes est une augmentation des engagements sociaux de GDF SUEZ SA de 72 millions d'euros. La part de ces engagements provisionnés s'accroît de 1 million d'euros. Cela concerne les avantages à long terme (les médailles de travail...) et les congés de fin de carrière.

Engagements consécutifs à la refondation du régime des IEG

Au 31 décembre 2010, les engagements totaux de GDF SUEZ SA au titre des IEG (le cas échéant nets de financement par la contribution tarifaire) et avant impact fiscal sont de :

En millions d'euros

Engagements de retraite	1 426
+ Montant au titre de la clause de revoyure (AGIRC et ARRCO) ⁽¹⁾	-
+ Montant au titre des frais de gestion de la CNIEG	51
ENGAGEMENT TOTAL AU 31 DÉCEMBRE 2010	1 477

(1) Lors de la réforme du régime spécial de retraites des IEG et la création de la CNIEG au 1^{er} janvier 2005, des conventions financières avaient été mises en place entre la CNIEG et les différents régimes de droit commun (CNAV, AGIRC, ARRCO) conduisant, dans le cadre d'un principe de neutralité financière pour l'ensemble des assurés sociaux, à un adossement financier de la CNIEG à ces régimes de droit commun.

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 réversions 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.

Le taux d'actualisation nominal utilisé au 31 décembre 2010 est de 4,80 % contre 4,90 % au 31 décembre 2009.

Une clause de revoyure unique avait été intégrée aux conventions signées avec les régimes de retraites complémentaires, AGIRC et ARRCO. Elle était destinée au terme des cinq premières années d'adossment, à éventuellement modifier les taux de reprise des droits au vu de l'évolution de la masse salariale effective des IEG et d'éventuelles nouvelles hypothèses d'évolution du nombre de cotisants. Selon les résultats obtenus, l'application de la clause pouvait aboutir soit à une majoration des droits repris par l'AGIRC et l'ARRCO soit à versement complémentaire par GDF SUEZ SA.

Suite aux travaux réalisés dans ce cadre conjointement par la CNIEG, l'AGIRC et l'ARRCO en 2010, ces derniers ont adressé à la CNIEG fin 2010 des courriers fixant les taux définitifs de reprise des droits à un montant supérieur à ceux initialement fixés. Par ailleurs, le trop-perçu au titre des cotisations versées pour

les exercices 2005-2010 donne lieu à un remboursement par l'AGIRC et l'ARRCO, soit 9 millions d'euros pour GDF SUEZ SA, comptabilisés sur 2010.

L'impact sur les comptes 2010 de GDF SUEZ SA de l'augmentation des taux de reprise AGIRC et ARCCO est :

- la reprise de la provision constituée au titre de la clause de revoyure à fin 2005 devenue sans objet, soit 35 millions d'euros ;
- une diminution du montant des engagements de 37 millions d'euros. Aucun impact sur le résultat n'a été constaté à ce titre ;
- la constatation du remboursement par l'AGIRC et l'ARRCO du trop-perçu au titre des cotisations versées pour les exercices 2005-2010, soit 9 millions d'euros.

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 4,80 % au 31 décembre 2010 contre 4,90 % au 31 décembre 2009. Les autres engagements ont été évalués sur la base d'un taux d'actualisation de 4,35 % au 31 décembre 2010 contre 4,60 % au 31 décembre 2009.

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	
	2010	2009	2010	2009	2010	2009	2010	2009	2010	2009
Valeur actualisée de l'obligation à l'ouverture	1 401	1 311	250	241	296	282	83	82	2 030	1 916
Coût des services rendus de la période	35	31	2	6	5	6	6	6	48	49
Charges d'intérêt sur obligation	68	68	11	12	14	15	4	4	97	99
Pertes et gains actuariels générés sur l'obligation	35	51	31	6	20	3	9	1	95	61
Prestations payées pour l'ensemble des régimes (financés ou non) ⁽¹⁾	(62)	(60)	(13)	(13)	(24)	(21)	(9)	(10)	(108)	(104)
Autres	-	-	-	(2)	-	11	-	-	-	9
Valeur actualisée de l'obligation à la clôture	1 477	1 401	281	250	311	296	93	83	2 162	2 030

(1) 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 152 millions au 31 décembre 2010 contre 199 millions au 31 décembre 2009.

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 (médailles du travail et congés exceptionnels de fin de carrière). Figure également au passif de GDF SUEZ SA une provision pour retraite à hauteur de 16 millions d'euros au 31 décembre 2010 après constatation d'une reprise de 35 millions d'euros (cf. note 22-A).

Cette provision couvre au 31 décembre 2010 exclusivement les engagements de retraites apportés par Suez SA lors de la fusion-absorption en 2008. Les engagements de retraite et autres

avantages apportés par Suez sont provisionnés ; ils sont repris au fur et à mesure de l'extinction des engagements correspondants provisionnés au 31 décembre 2007. Ils ne font plus l'objet ni de dotations au titre des nouveaux droits acquis par les salariés ni de désactualisation. Au 31 décembre 2010 sont également provisionnés 18 millions d'euros au titre des avantages postérieurs à l'emploi.

Au 31 décembre 2010, GDF SUEZ SA a provisionné 133 millions d'euros. Au 31 décembre 2009, les provisions constituées s'élevaient à 177 millions d'euros.

Évolution des provisions sur engagements sociaux

En millions d'euros	Retraites		Rentes d'accidents du travail, de maladies professionnelles, d'incapacité temporaire et d'invalidité		Autres engagements ⁽¹⁾		Total	
	2010	2009	2010	2009	2010	2009	2010	2009
Valeur actualisée de l'obligation à l'ouverture (provisionnée)	67	159	68	66	42	47	177	272
Coût des services rendus de la période	-	-	5	5	1	1	6	6
Charges d'intérêt sur obligation	-	-	3	3	1	1	4	4
Pertes et gains actuariels générés sur l'obligation	-	-	8	2	1	(1)	9	1
Prestations payées pour l'ensemble des régimes (financés ou non)	(16)	(11)	(7)	(8)	(5)	(6)	(28)	(25)
Autres	(35)	(81)	-	-	-	-	(35)	(81)
Valeur actualisée de l'obligation à la clôture (provisionnée)	16	67	77	68	40	42	133	177

(1) Congés exceptionnels de fin de carrière, 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 2010 sur ces fonds assurantiels pour un montant de 2 millions d'euros.

La valeur de ces contrats est de 1 769 millions d'euros au 31 décembre 2010 contre 1 772 millions d'euros au 31 décembre 2009.

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. 2010	31 déc. 2009	31 déc. 2010	31 déc. 2009
Juste valeur des actifs de couverture à l'ouverture	1 738	1 636	34	32
Rendement attendu des actifs	69	57	2	1
Primes nettes de frais de gestion ⁽¹⁾	2	4	-	-
Pertes et gains actuariels générés sur les actifs	2	115	1	2
Prestations payées par les actifs de couverture ⁽¹⁾	(76)	(74)	(3)	(1)
Juste valeur des actifs de couverture à la clôture	1 735	1 738	34	34

(1) 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 77 millions au 31 décembre 2010 contre un produit net de 71 millions au 31 décembre 2009.

Information relative au rendement des actifs

	Retraites				Autres avantages postérieurs à l'emploi	
	Année 2010		Année 2009		Année 2010	Année 2009
	Régime des IEG	Hors régimes des IEG	Régime des IEG	Hors régimes des IEG		
Rendement réel des actifs de couverture	4,60%	4,29%	+ 10,70%	Entre + 4,40% et + 8,94%	6,50%	+ 13,90%

Le taux de rendement attendu des actifs retenu pour l'exercice 2011 est de 3,92% pour les actifs de couverture retraite et de 5,10% pour les autres.

La ventilation des actifs de couverture en fonction des principales catégories d'actifs est la suivante :

	31 déc. 2010		31 déc. 2009	
	Régime des IEG	Hors régime des IEG	Régime des IEG	Hors régime des IEG
Placements actions	33%	12%	33%	10%
Placements obligataires	44%	79%	42%	81%
Autres (y compris monétaires)	23%	9%	25%	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 2010 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 investis pas dans des biens immobiliers occupés ou dans d'autres actifs utilisés par GDF SUEZ SA.

NOTE 23 EFFECTIFS

Les effectifs au 31 décembre 2010, par collège, évoluent ainsi :

	Au 31 déc. 2009	Variation	Au 31 déc. 2010
Exécution	835	(189)	646
Maîtrise	3 140	(254)	2 886
Cadres	3 762	99	3 861
TOTAL	7 737	(344)	7 393

L'effectif moyen annuel s'élève, en 2010, à 7 511. En 2009, l'effectif moyen annuel ressortait à 7 456.

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 2010. À cette date, le nombre d'heures accumulées non consommées par les salariés de GDF SUEZ SA s'élève à 777 096 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 € brut ;

- sur le Plan d'Épargne Retraite Collectif – PERCO et permet de bénéficier d'un abondement de 150 % dans la limite annuelle de 700 € brut.

Ces deux abondements sont cumulatifs.

L'intéressement et l'abondement sont considérés comme des charges de personnel.

NOTE 26 ÉLÉMENTS RELATIFS AUX ENTREPRISES LIÉES OU ASSOCIÉES ET RELEVANT DE PLUSIEURS POSTES DU BILAN ET DU COMPTE DE RÉSULTAT

<i>En millions d'euros</i>	Entreprises liées	Entreprises associées
Titres de participation	59 254	
Créances rattachées à des participations	5 892	
Dépôts et cautionnements	6	
Créances clients et comptes rattachés	1 858	4
Comptes courants créditeurs des filiales	5 912	
Autres créances	276	
Comptes courants débiteurs des filiales	7 489	
Fournisseurs et comptes rattachés	1 567	31
Dettes sur immobilisations	2 250	
Autres dettes	24	
Chiffre d'affaires	6 392	14
Achats d'énergie et variation des stocks de gaz	1 300	265
Autres charges externes	4 912	13
Autres charges d'exploitation	284	
Autres produits d'exploitation	291	1
Autres charges financières	18	
Autres produits financiers	2 285	18

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. 2010
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	(96)	64,19
CELIZAN	15	(15)	100
COGAC	1 433	(86)	100
Dumez	48	23	100
Electrabel	5 073	13 759	99,13
ELENGY	107	452	100
G.D.F. INTERNATIONAL	4 972	895	100
GDF SUEZ Communication	31	6	100
Genfina	1 750	(524)	100
GDF SUEZ Finance	139	57	99,96
GIE GDF SUEZ Alliance	100	(47)	64,00
GrDF	1 800	6 965	100
GRTgaz	500	3 236	100
La Compagnie du Vent	14	95	56,84
Ondeo	2 348	(634)	100
SI Finance	27	2	100
GDF SUEZ Énergie Services	699	1 208	100
Société Foncière et Immobilière du Gaz (SFIG)	55	24	97,01
Sopranor	1	6	99,92
STORENGY	1 044	1 321	100
2. PARTICIPATIONS (QUOTE-PART DU CAPITAL DÉTENU PAR GDF SUEZ SA INFÉRIEURE À 50 %)			
Aguas Argentinas	30	(144)	48,20
Suez Environnement Company	1 959	4 692	35,41
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⁾			
TOTAL GÉNÉRAL			

(1) Données en monnaie locale d'opération (millions d'unités).

Les opérations avec les entreprises liées sont constituées principalement de prêts, d'avances et de mouvements de comptes courants avec les filiales.

Valeur comptable des titres détenus au 31 déc. 2010		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)			-	(18)	-	12/2009
31	(30)	-	-	-	(14)	-	12/2010
1 434	-	40	-	1	(97)	69	12/2010
65	-	-	-	-	NS	-	12/2010
30 631	-	-	-	15 103	861	-	12/2010
503	-	237	1	212	50	39	12/2010
4 972	-	1 925	-	2	701	507	12/2010
900	(862)	-	-	-	2	249	12/2010
2 627	(1 346)	-	-	-	(10)	-	12/2010
245	(49)	-	-	500	52	-	12/2010
62	-	-	-	-	(47)	-	12/2010
8 400	-	3 027	-	3 316	826	414	12/2010
2 300	-	2 107	-	1 514	165	104	12/2010
424	(71)	18	-	26	(2)	-	12/2010
2 580	(867)	-	-	-	10	-	12/2010
83	(54)	-	-	-	1	-	12/2010
2 931	-	48	-	2 043	77	148	12/2010
57	-	62	-	100	52	-	12/2010
245	(240)	-	-	-	1	-	12/2010
1 904	-	250	-	868	370	317	12/2010
60 433	(3 558)					1 847	
145	(145)				(52)		12/2010
2 180	-	-	-	7	452	113	12/2009
2 325	(145)					113	
38	(6)						
38	(2)						
3	-					101	
2	-					6	
62 839	(3 711)					2 067	

(2) Comptes provisoires non certifiés

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 2010 au Président-Directeur Général, au Vice-Président et Directeur Général Délégué et aux membres du Comité Exécutif se sont élevées à 23 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 2010.

NOTE 29 ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA CLÔTURE

Aucun événement significatif n'est intervenu postérieurement à la clôture des comptes arrêtée au 31 décembre 2010.

11.4.3 CESSIONS TOTALES OU PARTIELLES, FILIALES ET PARTICIPATIONS IMPLIQUANT DES FRANCHISSEMENTS DE SEUILS

Cessions totales ou partielles

En euros	% au 31/12/09	% au 31/12/10	Reclassement au sein du groupe	Cession à l'extérieur du Groupe	Valeur nette comptable des titres détenus	Secteur d'activité
FILIALES⁽¹⁾						
G.R.E.A.T	100,00	0,00	X		0	Énergie
PARTICIPATIONS⁽²⁾						
Néant						

(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 %.

Achats totaux ou partiels

En euros	% au 31/12/09	% au 31/12/10	Reclassement au sein du groupe	Acquisition à l'extérieur du Groupe	Valeur nette comptable des titres détenus	Secteur d'activité
FILIALES⁽¹⁾						
GDF SUEZ BEIJING CONSULTING Cy LTD	0,00	100,00		X	850 000,00	Énergie
ECOMETRING	0,00	99,00		X	2 700 000,00	Énergie
PARTICIPATIONS⁽²⁾						
CMG 2015	0,00	47,50		X	475,00	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 %.

11.4.4 RÉSULTATS ET AUTRES ÉLÉMENTS CARACTÉRISTIQUES DE LA SOCIÉTÉ AU COURS DES CINQ DERNIERS EXERCICES

	2010	2009	2008	2007	2006
CAPITAL EN FIN D'EXERCICE					
Capital social (en euros)	2 250 295 757	2 260 976 267	2 193 643 820	983 871 988	983 871 988
Nombre d'actions émises	2 250 295 757	2 260 976 267	2 193 643 820	983 871 988	983 871 988
Nombre maximum d'actions futures à créer					
• par conversion d'obligations	-	-	-	-	-
• par exercice d'options de souscription	30 841 031	36 619 478	39 167 750	-	-
OPÉRATIONS ET RÉSULTAT DE L'EXERCICE (en millions d'euros)					
Chiffre d'affaires hors taxes	25 373	24 894	25 209	20 991	20 933
Résultat avant impôt, participation des salariés, amortissements, provisions et transfert des amortissements de caducité	1 592	1 184	3 254	15 429	2 814
Impôts sur les sociétés (- = produit d'impôt)	(356)	(200)	(617)	2 813	409
Participation des salariés due au titre de l'exercice	0	0	0	-	-
Résultat après impôt, participation des salariés, amortissements et provisions et transfert des amortissements de caducité	857	2 261	2 767	11 611	1 785
Montant des bénéfices distribués (y compris part des actions propres en 2010)	3 354 ⁽¹⁾	3 257	4 729	1 240	1 082
RÉSULTAT PAR ACTION (en euros)					
Résultat après impôt et participation mais avant amortissements, provisions et transfert des amortissements de caducité	0,87	0,61	1,76	12,82	2,44
Résultat après impôt, participations des salariés, amortissements, provisions et transfert des amortissements de caducité	0,38	1,00	1,26	11,80	1,81
Dividende versé par action	1,50 ⁽¹⁾	1,47	2,20	1,26	1,10
PERSONNEL					
Effectif moyen pendant l'exercice	7 511	7 456	7 622	20 970	21 780
Montant de la masse salariale de l'exercice	471	498	485	914	892
Montant versé au titre des avantages sociaux (cotisations versées à la sécurité sociale et aux régimes de retraites, œuvres sociales...)	234	309	335	470	493

(1) Il sera proposé à l'Assemblée Générale statuant sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2010 de verser un dividende unitaire de 1,50 euro par action, soit un montant total de 3 354 millions d'euros sur la base du nombre d'actions en circulation au 31 décembre 2010.

11.5 RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES SUR LES COMPTES ANNUELS DE L'EXERCICE CLOS LE 31 DÉCEMBRE 2010

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 2010, 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

En application des dispositions de l'article L. 823-9 du Code de commerce relatives à la justification de nos appréciations, nous portons à votre connaissance les éléments suivants :

- Comme indiqué dans la note A, 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 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'historiques de consommation et d'estimations de prix de vente. 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 donne une information appropriée.
- Les notes A et C-22 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'assurance 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, C-21.B et C-21.C relatives aux engagements hors bilan présentent la méthode de comptabilisation et les engagements liés aux instruments financiers dérivés utilisés par votre société au 31 décembre 2010. Comme indiqué en note A, votre société 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, C-21.B et C-21.C de l'annexe donnent une information appropriée.

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'observations 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 10 mars 2011

Les Commissaires aux comptes

DELOITTE & ASSOCIÉS

ERNST & YOUNG et Autres

MAZARS

Jean-Paul Picard Pascal Pincemin

Christian Mouillon Charles-Emmanuel Chosson

Philippe Castagnac Thierry Blanchetier

12

RESPONSABLES DU DOCUMENT DE RÉFÉRENCE

	PAGE		PAGE
12.1 PERSONNES RESPONSABLES DU DOCUMENT DE RÉFÉRENCE	470	12.2 ATTESTATION DES RESPONSABLES DU DOCUMENT DE RÉFÉRENCE CONTENANT LE RAPPORT FINANCIER ANNUEL	471

12.1 PERSONNES RESPONSABLES DU DOCUMENT DE RÉFÉRENCE

Gérard Mestrallet, Président-Directeur Général

Jean-François Cirelli, Vice-Président, Directeur Général Délégué

12.2 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 pages 506 à 508 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 données 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 2010 présentés dans le chapitre 11.2 du présent Document de Référence ont fait l'objet d'un rapport des contrôleurs légaux, figurant au chapitre 11.3, qui contient une observation relative aux changements de méthodes comptables résultant de l'application, à compter du 1^{er} janvier 2010, de nouvelles normes et interprétations, et en particulier de la norme IFRS 3 révisée - *Regroupements d'entreprise* et de la norme IAS 27 révisée - *États financiers consolidés et individuels*, dont les principaux changements sont présentés dans la note 1.4 aux comptes consolidés.

Les comptes sociaux de l'exercice clos le 31 décembre 2010 présentés dans le chapitre 11.4 du présent Document de Référence ont fait l'objet d'un rapport des contrôleurs légaux figurant au chapitre 11.5 qui ne contient pas d'observations.

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.

Les comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2008, préparés selon les normes IFRS, ont fait l'objet d'un rapport des contrôleurs légaux, qui contient une observation relative à un changement de méthode comptable et figurant au chapitre 20.3 du Document de Référence 2008 de GDF SUEZ déposé auprès de l'Autorité des marchés financiers le 6 avril 2009 sous le numéro D. 09-197.».

Le Vice-Président, Directeur Général Délégué

Jean-François Cirelli

Le Président-Directeur Général

Gérard Mestrallet

ANNEXES

	PAGE		PAGE
ANNEXE A	474	ANNEXE D	492
ASSEMBLÉE GÉNÉRALE MIXTE DES ACTIONNAIRES DU 2 MAI 2011	474	SIGLES ET ACRONYMES	492
1. Ordre du jour de l'Assemblée Générale Mixte du 2 mai 2011	474	ANNEXE E	495
2. Rapport du Conseil d'Administration sur les résolutions présentées à l'Assemblée Générale Mixte du 2 mai 2011	475	GLOSSAIRE	495
3. Projets de résolutions présentés à l'Assemblée Générale Mixte du 2 mai 2011	480	ANNEXE F	502
RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES SUR LES RÉOLUTIONS DE L'ASSEMBLÉE GÉNÉRALE MIXTE DES ACTIONNAIRES DU 2 MAI 2011	486	TABLEAU DE CONCORDANCE ENTRE LE RÈGLEMENT CE N° 809/2004 ET LE DOCUMENT DE RÉFÉRENCE	502
ANNEXE B	488	ANNEXE G	506
RAPPORT D'EXAMEN DES COMMISSAIRES AUX COMPTES SUR CERTAINS INDICATEURS ENVIRONNEMENTAUX ET SOCIAUX	488	INFORMATIONS RELATIVES AU RAPPORT DE GESTION DE LA SOCIÉTÉ	506
ANNEXE C	490	ANNEXE H	509
UNITÉS DE MESURE ÉNERGÉTIQUES	490	INFORMATIONS RELATIVES AU RAPPORT FINANCIER ANNUEL DE LA SOCIÉTÉ	509
Table de conversion	490		
Unités de mesure	491		

ANNEXE A

ASSEMBLÉE GÉNÉRALE MIXTE DES ACTIONNAIRES DU 2 MAI 2011

1. ORDRE DU JOUR DE L'ASSEMBLÉE GÉNÉRALE MIXTE DU 2 MAI 2011

1.1 Résolutions relevant de la compétence de l'Assemblée Générale Ordinaire

- Rapport du Conseil d'Administration.
- Rapports des Commissaires aux comptes.
- Approbation des opérations et des comptes annuels de l'exercice 2010 (**1^{er} résolution**).
- Approbation des comptes consolidés de l'exercice 2010 (**2^e résolution**).
- Affectation du résultat et fixation du montant du dividende de l'exercice 2010 (**3^e résolution**).
- Approbation des conventions réglementées (**4^e résolution**).
- Autorisation à donner au Conseil d'Administration à l'effet d'opérer sur les actions de la Société (**5^e résolution**).
- Renouvellement du mandat d'un administrateur (M. Albert Frère) (**6^e résolution**).
- Renouvellement du mandat d'un administrateur (M. Edmond Alphandéry) (**7^e résolution**).
- Renouvellement du mandat d'un administrateur (M. Aldo Cardoso) (**8^e résolution**).
- Renouvellement du mandat d'un administrateur (M. René Carron) (**9^e résolution**).
- Renouvellement du mandat d'un administrateur (M. Thierry de Rudder) (**10^e résolution**).
- Nomination d'un administrateur (Mme Françoise Malrieu) (**11^e résolution**).
- Ratification du transfert du siège social (**12^e résolution**).

1.2 Résolutions relevant de la compétence de l'Assemblée Générale Extraordinaire

- Rapport du Conseil d'Administration.
- Rapports des Commissaires aux comptes.
- Délégation de compétence au Conseil d'Administration pour décider l'augmentation du capital social par émission d'actions, avec suppression du droit préférentiel de souscription au profit des salariés adhérents de plans d'épargne du Groupe GDF SUEZ (**13^e résolution**).
- Délégation de compétence au Conseil d'Administration pour décider l'augmentation du capital social, avec suppression du droit préférentiel de souscription, en faveur de toutes entités constituées dans le cadre de la mise en œuvre du plan d'actionnariat salarié international du Groupe GDF SUEZ (**14^e résolution**).
- Autorisation à donner au Conseil d'Administration à l'effet de procéder à l'attribution gratuite d'actions en faveur des salariés et/ou des mandataires sociaux de la Société et/ou des sociétés du Groupe GDF SUEZ (**15^e résolution**).
- Pouvoirs pour l'exécution des décisions de l'Assemblée Générale et pour les formalités (**16^e résolution**).

2. RAPPORT DU CONSEIL D'ADMINISTRATION SUR LES RÉOLUTIONS PRÉSENTÉES À L'ASSEMBLÉE GÉNÉRALE MIXTE DU 2 MAI 2011

2.1. Rapport du Conseil d'Administration sur les résolutions de la compétence de l'Assemblée Générale Ordinaire

Approbation des opérations et des comptes annuels de l'exercice 2010 (1^{re} résolution)

La 1^{re} résolution soumet à l'approbation de l'Assemblée Générale les opérations et les comptes annuels de la Société GDF SUEZ de l'exercice 2010.

Le résultat de l'exercice 2010 se traduit par un bénéfice net de 857 580 006 euros.

Approbation des comptes consolidés de l'exercice 2010 (2^e résolution)

La 2^e résolution soumet à l'approbation de l'Assemblée Générale les comptes consolidés du Groupe GDF SUEZ de l'exercice 2010, qui se soldent par un bénéfice net consolidé part du Groupe de 4 616 011 000 euros.

Affectation du résultat et fixation du montant du dividende de l'exercice 2010 (3^e résolution)

La 3^e résolution a pour objet l'affectation du résultat et la fixation du dividende de l'exercice 2010.

	<i>en euros</i>
Compte tenu du report à nouveau au 31 décembre 2010 de :	15 684 887 218
et du bénéfice net de l'exercice clos le 31 décembre 2010 arrêté à :	857 580 006
LE TOTAL A REPARTIR S'ELEVE A :	16 542 467 224

Le Conseil d'Administration propose à l'Assemblée Générale l'affectation suivante :

	<i>en euros</i>
Dividende net distribué au titre de l'exercice 2010 (1,50 euro par action)	3 353 576 920
Compte tenu de l'acompte sur dividende (0,83 euro par action) versé le 15 novembre 2010 à valoir sur le dividende de l'exercice 2010	1 845 878 763
Solde du dividende net à distribuer au titre de l'exercice 2010 (0,67 euro par action)	1 507 698 157
Montant de la distribution totale de dividende au titre de l'exercice 2010 prélevé comme suit :	3 353 576 920
• sur le résultat de l'exercice écoulé à concurrence de :	857 580 006
• et sur le report à nouveau antérieur à hauteur de :	2 495 996 914

Si l'Assemblée Générale approuve cette proposition, le dividende net pour l'exercice 2010 sera fixé à 1,50 euro par action. L'intégralité de cette distribution est éligible à l'abattement de 40% bénéficiant aux personnes physiques fiscalement domiciliées en France, prévu au paragraphe 3-2° de l'article 158 du Code général des impôts.

Compte tenu de l'acompte sur dividende de 0,83 euro net par action, versé le 15 novembre 2010, à valoir sur le dividende de l'exercice 2010, le solde de dividende net par action à distribuer au titre de l'exercice 2010 s'élève à 0,67 euro, soit un total de dividende distribué de 3 353 576 920 euros.

Le solde du dividende à payer sera détaché le 4 mai 2011 et mis en paiement en numéraire le 9 mai 2011.

Il est précisé qu'au cas où, lors de la mise en paiement de ce dividende, la Société détiendrait certaines de ses propres actions, les sommes correspondant au dividende non versé à hauteur de ces actions seraient affectées au poste « Autres réserves ».

Approbation des conventions réglementées (4^e résolution)

Les conventions réglementées visées aux articles L. 225-38 du Code de commerce et suivants font l'objet d'un rapport spécial des Commissaires aux comptes.

Ce rapport spécial figure à la section 7.3,5 du Document de Référence GDF SUEZ 2010.

Conformément à l'article L. 225-40 du Code de commerce, la 4^e résolution a pour objet de soumettre à l'approbation de l'Assemblée Générale les opérations conclues par GDF SUEZ au cours de l'exercice 2010 visées au rapport spécial des Commissaires aux comptes relatif aux conventions réglementées.

Autorisation à donner au Conseil d'Administration à l'effet d'opérer sur les actions de la Société (5^e résolution)

L'Assemblée Générale du 3 mai 2010, dans sa 5^e résolution, a autorisé la Société à opérer en bourse sur ses propres actions aux conditions suivantes :

- prix maximum d'achat : 55 euros par action (hors frais d'acquisition) ;
- pourcentage de détention maximum : 10% du capital social ;
- montant maximal des acquisitions : 12 milliards d'euros.

Entre l'Assemblée Générale du 3 mai 2010 et le 28 février 2011, la Société a :

- acquis en bourse 28 414 347 actions, pour une valeur globale de 730,64 millions d'euros (soit une valeur unitaire moyenne de 25,71 euros) ;
- cédé en bourse 9 528 541 actions, pour une valeur de globale de 260,81 millions d'euros (soit une valeur unitaire moyenne de 27,37 euros).

L'autorisation d'opérer en bourse sur les actions de la Société, conférée par l'Assemblée Générale du 3 mai 2010 dans sa 5^e résolution, arrivera à expiration en novembre 2011.

La 5^e résolution a pour objet de proposer de conférer au Conseil d'Administration, avec annulation corrélative de l'autorisation antérieure, une nouvelle autorisation d'opérer sur les actions de la Société, pour une même durée de **18 mois**.

Les achats d'actions permettent l'animation du cours sur la bourse de Paris par un prestataire de services d'investissement, dans le cadre d'un contrat de liquidité conforme à la charte de déontologie reconnue par l'Autorité des marchés financiers, et l'annulation ultérieure des titres afin d'améliorer la rentabilité des fonds propres et le résultat par action. Les achats peuvent également permettre de mettre en place des programmes destinés aux salariés ou à certains mandataires sociaux, des plans d'options d'achat ou de souscription d'actions ou d'attribution gratuite d'actions, de réaliser des opérations financières par transferts, cessions ou échanges, et d'assurer la couverture de valeurs mobilières donnant droit à l'attribution d'actions de la Société, ainsi que de mettre en œuvre toute pratique de marché admise ou qui viendrait à être admise par les autorités de marché.

Cette résolution n'est pas utilisable en période d'offre publique visant la Société.

Il est proposé à l'Assemblée Générale de renouveler ladite autorisation dans les conditions suivantes :

- prix maximum d'achat : **55 euros** par action (hors frais d'acquisition) ;
- pourcentage de détention maximum : **10% du capital social** ;
- montant maximal des acquisitions : **12 milliards** d'euros.

Renouvellement du mandat d'un Administrateur (M. Albert Frère) (6^e résolution)

M. Albert Frère avait été nommé Administrateur de GDF SUEZ en juillet 2008.

Son mandat arrive à échéance à l'issue de la présente Assemblée Générale.

La 6^e résolution a pour objet de proposer à l'Assemblée Générale de renouveler le mandat de M. Albert Frère pour une durée de quatre ans, qui prendrait fin à l'issue de l'Assemblée Générale Ordinaire qui statuera sur les comptes de l'exercice 2014.

M. Albert Frère est considéré par le Conseil d'Administration de GDF SUEZ comme un Administrateur indépendant.

Il est en outre Vice-Président du Conseil d'Administration.

Sa biographie figure à la section 7.1.1,5 du Document de Référence GDF SUEZ 2010.

Renouvellement du mandat d'un Administrateur (M. Edmond Alphandéry) (7^e résolution)

M. Edmond Alphandéry avait été nommé Administrateur de GDF SUEZ en juillet 2008.

Son mandat arrive à échéance à l'issue de la présente Assemblée Générale.

La 7^e résolution a pour objet de proposer à l'Assemblée Générale de renouveler le mandat de M. Edmond Alphandéry pour une durée de quatre ans, qui prendrait fin à l'issue de l'Assemblée Générale Ordinaire qui statuera sur les comptes de l'exercice 2014.

M. Edmond Alphandéry est considéré par le Conseil d'Administration de GDF SUEZ comme un Administrateur indépendant.

Il est, en outre, Président du Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable et membre du Comité d'Audit.

Sa biographie figure à la section 7.1.1,5 du Document de Référence GDF SUEZ 2010.

Renouvellement du mandat d'un Administrateur (M. Aldo Cardoso) (8^e résolution)

M. Aldo Cardoso avait été nommé Administrateur de GDF SUEZ en juillet 2008.

Son mandat arrive à échéance à l'issue de la présente Assemblée Générale.

La 8^e résolution a pour objet de proposer à l'Assemblée Générale de renouveler le mandat de M. Aldo Cardoso pour une durée de quatre ans, qui prendrait fin à l'issue de l'Assemblée Générale Ordinaire qui statuera sur les comptes de l'exercice 2014.

M. Aldo Cardoso est considéré par le Conseil d'Administration de GDF SUEZ comme un Administrateur indépendant.

Il est, en outre, Président du Comité d'Audit.

Sa biographie figure à la section 7.1.1,5 du Document de Référence GDF SUEZ 2010.

Renouvellement du mandat d'un Administrateur (M. René Carron) (9^e résolution)

M. René Carron avait été nommé Administrateur de GDF SUEZ en juillet 2008.

Son mandat arrive à échéance à l'issue de la présente Assemblée Générale.

La **9^e résolution** a pour objet de proposer à l'Assemblée Générale de renouveler le mandat de M. René Carron pour une durée de quatre ans, qui prendrait fin à l'issue de l'Assemblée Générale Ordinaire qui statuera sur les comptes de l'exercice 2014.

M. René Carron est considéré par le Conseil d'Administration de GDF SUEZ comme un Administrateur indépendant.

Il est, en outre, membre du Comité des Nominations et membre du Comité des Rémunérations.

Sa biographie figure à la section 7.1.1,5 du Document de Référence GDF SUEZ 2010.

Renouvellement du mandat d'un Administrateur (M. Thierry de Rudder) (10^e résolution)

M. Thierry de Rudder avait été nommé Administrateur de GDF SUEZ en juillet 2008.

Son mandat arrive à échéance à l'issue de la présente Assemblée Générale.

La **10^e résolution** a pour objet de proposer à l'Assemblée Générale de renouveler le mandat de M. Thierry de Rudder pour une durée de quatre ans, qui prendrait fin à l'issue de l'Assemblée Générale Ordinaire qui statuera sur les comptes de l'exercice 2014.

M. Thierry de Rudder est considéré par le Conseil d'Administration de GDF SUEZ comme un Administrateur indépendant.

Il est, en outre, Président du Comité de la Stratégie et des Investissements et membre du Comité d'Audit.

Sa biographie figure à la section 7.1.1,5 du Document de Référence GDF SUEZ 2010.

Nomination d'un Administrateur (Mme Françoise Malrieu) (11^e résolution)

La **11^e résolution** a pour objet de proposer à l'Assemblée Générale d'initier sans tarder 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 et de nommer, en qualité d'administrateur, Mme Françoise Malrieu.

La composition du Conseil d'Administration serait portée de 21 à 22 Administrateurs ainsi que le permettent les statuts de la Société.

Le mandat de Mme Françoise Malrieu aurait une durée de quatre ans qui prendrait fin à l'issue de l'Assemblée Générale Ordinaire qui statuera sur les comptes de l'exercice 2014.

Mme Françoise Malrieu est considérée par le Conseil d'Administration de GDF SUEZ comme un Administrateur indépendant.

Sa biographie figure dans la brochure de convocation à l'Assemblée Générale.

Ratification du transfert du siège social (12^e résolution)

La **12^e résolution** a pour objet de proposer à l'Assemblée Générale de ratifier la décision prise par le Conseil d'Administration du 18 octobre 2010 de transférer le siège social 1, place Samuel de Champlain, 92400 Courbevoie, ainsi que la modification statutaire corrélative décidée par ledit Conseil, conformément aux dispositions de l'article 4 des statuts.

2.2 Rapport du Conseil d'Administration sur les résolutions de la compétence de l'Assemblée Générale Extraordinaire

Actionnariat salarié

Les délégations de compétence visées aux 13^e et 14^e résolutions ci-après ont pour objet de renouveler les autorisations accordées précédemment au Conseil d'Administration par l'Assemblée Générale, pour lui permettre de procéder aux émissions dans le cadre du développement de l'actionnariat salarié à l'échelle du Groupe, en conférant au Conseil la faculté de procéder à de nouvelles opérations d'actionnariat salarié au moment où il décidera de les mettre en œuvre. Ces opérations feront, le cas échéant, l'objet d'une note d'opération visée par l'Autorité des marchés financiers.

Comme lors des opérations précédentes, les objectifs poursuivis sont :

- de faire des salariés des partenaires à part entière du Groupe ;
- d'apporter une attention particulière à la création de valeur comme l'un des points de convergence entre les intérêts des actionnaires et ceux des salariés ;
- de permettre aux salariés de s'associer aux choix des actionnaires lors des décisions annuelles ;
- d'internationaliser la notion d'actionnaire salarié.

Dans le cadre de ces opérations, deux formules d'investissement seraient offertes aux salariés :

- une formule d'investissement sans effet de levier financier ; et
- une formule d'investissement avec effet de levier financier.

Par ailleurs, le renouvellement de l'autorisation visée à la 15^e résolution ci-après permettra également d'associer les salariés au développement du Groupe au travers de la mise en place de plans d'attribution gratuite d'actions.

Délégation de compétence au Conseil d'Administration pour décider l'augmentation du capital social par émission d'actions, avec suppression du droit préférentiel de souscription au profit des adhérents de plans d'épargne du Groupe GDF SUEZ (13^e résolution)

La **13^e résolution** vise, conformément aux dispositions des articles L. 225-129-6 et L. 225-138-1 du Code de commerce et

L. 3332-1 et suivants du Code du travail, à déléguer la compétence de l'Assemblée Générale au Conseil d'Administration, avec faculté de subdélégation dans les conditions légales, à l'effet de décider l'augmentation du capital social, en une ou plusieurs fois, d'un montant nominal maximal de **40 millions** d'euros, par émission d'actions ou de valeurs mobilières donnant accès au capital, réservée aux adhérents d'un ou plusieurs plans d'épargne d'entreprise (ou autre plan auquel les articles L. 3332-18 et suivants du Code du travail permettraient de réserver une augmentation de capital dans des conditions équivalentes) mis en place au sein de la Société ou de son Groupe constitué par la Société et les entreprises, françaises ou étrangères, entrant dans le périmètre de consolidation ou de combinaison des comptes de la Société en application de l'article L. 3344-1 du Code du travail.

Le montant nominal maximal des augmentations de capital susceptibles d'être réalisées, immédiatement ou à terme en vertu de la présente délégation, s'imputerait sur le montant du Plafond Global de 310 millions d'euros fixé par l'Assemblée Générale Mixte du 3 mai 2010 dans sa 13^e résolution.

Conformément à la loi, l'Assemblée Générale supprimerait le droit préférentiel de souscription des actionnaires aux actions nouvelles ou autres valeurs mobilières donnant accès au capital, à émettre au profit des bénéficiaires ci-dessus indiqués.

Le prix d'émission des actions nouvelles ou des valeurs mobilières donnant accès au capital serait au moins égal à 80 % du Prix de Référence (tel que ce terme est défini ci-après) ; toutefois, le Conseil d'Administration pourrait réduire ou supprimer les décotes susmentionnées, dans les limites légales et réglementaires, afin de tenir compte, notamment, des régimes juridiques, comptables, fiscaux et sociaux applicables localement.

Le Prix de Référence désigne la moyenne des cours d'ouverture de l'action de la Société sur le marché Euronext Paris lors des vingt séances de bourse précédant le jour de la décision fixant la date d'ouverture de la souscription, pour les adhérents à un plan d'épargne d'entreprise.

Le Conseil d'Administration pourrait attribuer, à titre gratuit, aux bénéficiaires ci-dessus indiqués, en complément des actions ou valeurs mobilières donnant accès au capital à souscrire en numéraire, des actions ou valeurs mobilières donnant accès au capital à émettre ou déjà émises, à titre de substitution de tout ou partie de la décote par rapport à la moyenne susmentionnée et/ou d'abondement, étant entendu que l'avantage résultant de cette attribution ne pourrait excéder les limites légales ou réglementaires en application des articles L. 3332-18 et suivants et L. 3332-11 et suivants du Code du travail.

Conformément à la loi, cette décision emporterait renonciation des actionnaires à tout droit aux actions ou valeurs mobilières donnant accès au capital, attribuées gratuitement par application de la présente résolution.

Le renouvellement de cette délégation de compétence porterait sur une durée de **26 mois** à compter de la présente Assemblée Générale, privant d'effet corrélativement à compter de cette date, la délégation précédemment donnée par l'Assemblée Générale du 3 mai 2010 dans sa 11^e résolution.

Délégation de compétence au Conseil d'Administration pour décider l'augmentation du capital social, avec suppression du droit préférentiel de souscription, en faveur de toutes entités constituées dans le cadre de la mise en œuvre du plan d'actionnariat salarié international du Groupe GDF SUEZ (14^e résolution)

La **14^e résolution** a pour objet de proposer à l'Assemblée Générale de déléguer au Conseil d'Administration sa compétence aux fins de procéder, pour un montant nominal maximal de **20 millions** d'euros, à l'émission d'actions réservées à toutes entités constituées dans le cadre de la mise en œuvre d'un plan d'actionnariat salarié international du Groupe GDF SUEZ, notamment à toutes sociétés constituées pour la mise en œuvre de la formule Multiple ou tous trusts constitués afin de mettre en place un *Share Incentive Plan* de droit anglais. Cette autorisation ne serait mise en œuvre que dans l'hypothèse où serait mis en place un plan d'actionnariat salarié dans le cadre de la 13^e résolution de la présente Assemblée Générale. Ce montant s'imputera sur le Plafond Global de 310 millions d'euros fixé par l'Assemblée Générale Mixte du 3 mai 2010 dans sa 13^e résolution.

Le prix de souscription des actions émises par la ou les entités serait égal à celui offert aux salariés souscrivant à la formule Multiple dans le cadre de la 13^e résolution de la présente Assemblée Générale (relative à l'augmentation de capital réservée aux adhérents de plans d'épargne d'entreprise), sous réserve de la faculté laissée au Conseil d'Administration pour la fixation du prix de supprimer ou réduire la décote prévue à la 13^e résolution précitée.

Le Conseil d'Administration pourra déterminer un prix de souscription différent de celui fixé en application du paragraphe précédent si cela est requis en vertu du droit local applicable, notamment, dans le cadre de la mise en œuvre d'un *Share Incentive Plan* de droit anglais, sous réserve que ce prix ne soit pas inférieur à 80 % de celui décrit au précédent paragraphe.

Les actions ou parts de la ou des entités bénéficiaires de cette augmentation de capital réservée pourraient être proposées aux salariés des filiales étrangères du Groupe GDF SUEZ entrant dans le périmètre de consolidation des comptes de la société en application de l'article L.3344-1 du Code du travail qui, pour des raisons réglementaires ou fiscales locales, ne pourraient souscrire des actions GDF SUEZ dans le cadre de la 13^e résolution précitée.

Les actions GDF SUEZ souscrites par cette ou ces entités pourraient, le cas échéant, être cédées en tout ou en partie à un ou plusieurs établissements de crédit ayant leur siège social en France ou dans un Etat de l'Union européenne dans le but d'assurer :

- pour partie, la couverture de la formule Multiple proposée aux salariés des filiales étrangères dans le cadre de la présente résolution ;
- pour partie, la couverture de la formule Multiple proposée aux salariés des filiales étrangères souscrivant des actions GDF SUEZ dans le cadre de la 13^e résolution précitée.

Il est demandé à l'Assemblée Générale de donner une certaine latitude au Conseil d'Administration dans le choix de la structure permettant la meilleure mise en œuvre de la formule Multiple ou du *Share Incentive Plan* pour les salariés du Groupe GDF SUEZ

dans les pays concernés, au regard de l'évolution des législations applicables.

Afin d'adapter, le cas échéant, les formules de souscription qui seront présentées aux salariés dans chaque pays concerné, il est proposé à l'Assemblée Générale de déléguer au Conseil d'Administration sa compétence aux fins de déterminer les formules de souscription et d'opérer une répartition des pays entre, d'une part, ceux dont les salariés se verraient proposer des actions ou parts de la ou des entités précitées et, d'autre part, ceux dont les salariés souscriraient des actions GDF SUEZ dans le cadre de la 13^e résolution précitée.

Si, du fait de souscriptions massives, le nombre de souscriptions venait à dépasser le nombre maximal d'actions dont l'émission est autorisée, le Conseil d'Administration procéderait à la réduction des souscriptions des salariés selon les règles qu'il aurait fixées conformément aux dispositions de la loi et aux limites fixées par la délégation consentie par la présente Assemblée Générale. Ces règles seraient établies par le Conseil d'Administration, en appliquant selon les cas un principe d'écrêtement et/ou de proportionnalité, étant entendu que les règles définitives seraient fixées par le Conseil d'Administration lorsqu'il déterminera les formules de souscription.

Le renouvellement de cette délégation de compétence porterait sur une durée de **18 mois** à compter de la présente Assemblée Générale, privant d'effet corrélativement à compter de cette date, la délégation précédemment donnée par l'Assemblée Générale du 3 mai 2010 dans sa 12^e résolution.

Autorisation à donner au Conseil d'Administration à l'effet de procéder à l'attribution gratuite d'actions en faveur des salariés et/ou des mandataires sociaux de la Société et/ou des sociétés du Groupe (15^e résolution)

La **15^e résolution** a pour objet de proposer à l'Assemblée Générale de conférer au Conseil d'Administration l'autorisation de procéder à des attributions gratuites d'actions en faveur des salariés et/ou des mandataires sociaux de la Société et de certaines sociétés qui lui sont liées.

Le nombre d'actions ainsi attribuées serait limité à **0,5 %** du capital social au jour de la décision du Conseil d'Administration.

Il s'agirait d'actions existantes. Par ailleurs, il est précisé qu'il n'est pas demandé à l'Assemblée Générale de renouveler l'autorisation de consentir des stock-options.

L'attribution des actions aux bénéficiaires serait soumise, d'une part, à la condition d'une présence effective dans le Groupe GDF SUEZ à l'issue de la période d'acquisition et, d'autre part, à une période d'acquisition d'une durée désormais portée à au moins trois années, sauf pour les plans bénéficiant à la totalité des collaborateurs du Groupe (« Plan Monde ») pour lesquels la période d'acquisition pourra être de deux ans.

À l'exception des « Plans Monde » pour lesquels des conditions de performance de la Société ne seront pas nécessairement fixées, les attributions seront conditionnées à la réalisation de conditions de performance sur une durée de trois ans. Il pourra s'agir de conditions internes liées à l'évolution de l'EBITDA et/ou du ROCE du Groupe GDF SUEZ qui seront notamment calées sur la guidance du Groupe telle que communiquée au marché. Il pourra également s'agir de conditions externes liées à l'évolution du cours de l'action GDF SUEZ par rapport à l'indice sectoriel « Euro Stoxx Utilities Eurozone » (Reuters SX6E.) et/ou à celle du « Total Shareholder Return » (TSR) de GDF SUEZ par rapport à celle des sociétés composant l'indice sectoriel ci-dessus visé.

La combinaison de ces différents critères pourra être différente selon les populations de bénéficiaires.

Enfin, les attributions en faveur des dirigeants mandataires sociaux de la Société ne pourront dépasser 0,02 % du capital social de la Société au jour de l'attribution.

Le renouvellement de cette autorisation porterait sur une durée de **18 mois** à compter de la présente Assemblée Générale, privant d'effet corrélativement à compter de cette date, la délégation précédemment donnée par l'Assemblée Générale du 3 mai 2010 dans sa 17^e résolution.

Pouvoirs pour l'exécution des décisions de l'Assemblée Générale et pour les formalités (16^e résolution)

La **16^e résolution** a pour objet d'autoriser tout porteur d'une copie ou d'un extrait du procès-verbal de l'Assemblée Générale à procéder, le cas échéant, aux formalités légales requises en exécution des décisions prises par la présente Assemblée Générale.

Le Conseil d'Administration

3. PROJETS DE RÉSOLUTIONS PRÉSENTÉS À L'ASSEMBLÉE GÉNÉRALE MIXTE DU 2 MAI 2011

3.1 Résolutions relevant de la compétence de l'Assemblée Générale Ordinaire

Première résolution :

Approbation des opérations et des comptes annuels de l'exercice 2010

L'Assemblée Générale, statuant aux conditions de quorum et de majorité requises pour les assemblées générales ordinaires, après avoir pris connaissance des comptes annuels de l'exercice clos le 31 décembre 2010, du rapport de gestion du Conseil d'Administration et du rapport général des Commissaires aux comptes sur les comptes annuels, approuve les comptes de l'exercice social clos le 31 décembre 2010 tels qu'ils lui ont été présentés ainsi que les opérations traduites dans ces comptes ou résumées dans ces rapports, et desquels il résulte, pour ledit exercice, un bénéfice net d'un montant de 857 580 006 euros.

En application des dispositions de l'article 223 quater du Code général des impôts, l'Assemblée Générale prend acte que le montant global des dépenses et charges visées au paragraphe 4 de l'article 39 du Code général des impôts s'est élevé à 565 383 euros au cours de l'exercice écoulé, et que l'impôt supporté à raison de ces dépenses et charges s'est élevé à 194 680 euros.

Deuxième résolution :

Approbation des comptes consolidés de l'exercice 2010

L'Assemblée Générale, statuant aux conditions de quorum et de majorité requises pour les assemblées générales ordinaires, après avoir pris connaissance des comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2010, du rapport de gestion du Conseil d'Administration et du rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes consolidés, approuve les comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2010 tels qu'ils lui ont été présentés ainsi que les opérations traduites dans ces comptes ou résumées dans ces rapports, et desquels il résulte, pour ledit exercice, un bénéfice net consolidé part du Groupe de 4 616 011 000 euros.

Troisième résolution :

Affectation du résultat et fixation du montant du dividende de l'exercice 2010

L'Assemblée Générale, statuant aux conditions de quorum et de majorité requises pour les assemblées générales ordinaires, constate que le bilan de l'exercice clos le 31 décembre 2010 fait apparaître un bénéfice net de 857 580 006 euros et un report à nouveau bénéficiaire de 15 684 887 218 euros.

Elle décide, sur la proposition du Conseil d'Administration, d'affecter ce résultat et de répartir la somme distribuable de la façon suivante :

	<i>en euros</i>
Bénéfice net de l'exercice clos le 31 décembre 2010	857 580 006
Report à nouveau au 31 décembre 2010	15 684 887 218
Total distribuable	16 542 467 224
Dividende net distribué au titre de l'exercice 2010	3 353 576 920
Acompte sur dividende de 0,83 euro net par action versé le 15 novembre 2010 à valoir sur le dividende de l'exercice 2010	1 845 878 763
Solde du dividende net à distribuer au titre de l'exercice 2010	1 507 698 157
Le montant total du dividende net distribué au titre de l'exercice 2010, soit sera prélevé comme suit :	3 353 576 920
• sur le résultat de l'exercice écoulé à concurrence de :	857 580 006
• et sur le report à nouveau antérieur à hauteur de :	2 495 996 914

L'Assemblée Générale fixe, en conséquence, le dividende net pour l'exercice 2010 à 1,50 euro par action, soit un montant total de dividende net distribué de 3 353 576 920 euros. Compte tenu de l'acompte sur dividende de 0,83 euro net par action, versé le 15 novembre 2010, à valoir sur le dividende de l'exercice 2010, le solde de dividende net à distribuer au titre de l'exercice 2010

s'élève à 0,67 euro par action, soit un total de dividende net à distribuer de 1 507 698 157 euros, étant précisé que ce dernier montant est basé sur le nombre d'actions GDF SUEZ existantes au 31 décembre 2010, soit 2 250 295 757 actions. Lors de la mise en paiement, le dividende correspondant aux actions propres détenues par la Société sera affecté au poste « Autres réserves ».

L'intégralité de cette distribution est éligible à l'abattement de 40 % bénéficiant aux personnes physiques fiscalement domiciliées en France, prévu au paragraphe 3-2° de l'article 158 du Code général

des impôts. Le solde du dividende à payer sera détaché le 4 mai 2011 et mis en paiement en numéraire le 9 mai 2011.

L'Assemblée prend acte, conformément à la loi, des sommes réparties au titre des trois exercices précédents comme suit :

Exercice	Nombre d'actions rémunérées (en millions)	Sommes réparties (montant global) (en euros)	Dividende net (montant par action) (en euros)
2007 ⁽¹⁾	964	1 215 millions	1,26
2008 ⁽¹⁾	2 146 ⁽²⁾	4 729 millions	2,20 (1,40 + 0,80) ⁽³⁾
2009 ⁽¹⁾	2 216 ⁽⁴⁾	3 257 millions	1,47

(1) En application de l'obligation d'information définie aux dispositions de l'article 243 bis du Code général des impôts, il est précisé que les distributions au titre des exercices clos les 31 décembre 2007, 31 décembre 2008 et 31 décembre 2009 étaient éligibles à l'abattement de 40 % bénéficiant aux personnes physiques fiscalement domiciliées en France, prévu au paragraphe 3-2° de l'article 158 du Code général des impôts.

(2) Ce nombre correspond aux actions rémunérées lors de la mise en paiement du solde du dividende 2008 en mai 2009. Il est inférieur à celui existant lors du paiement de l'acompte sur dividende en 2008 du fait de rachats, entre ces deux dates, d'actions propres n'ayant pas droit au dividende.

(3) Dont 1,40 euro de dividende distribué dans le cadre de la politique récurrente de distribution annuelle de dividende et 0,80 euro de majoration exceptionnelle.

(4) Ce nombre correspond aux actions rémunérées lors de la mise en paiement du solde du dividende 2009 en mai 2010. Il est comparable à celui existant lors du paiement de l'acompte sur dividende en 2009.

Quatrième résolution :

Approbation des conventions réglementées visées à l'article L. 225-38 du Code de commerce

L'Assemblée Générale, statuant aux conditions de quorum et de majorité requises pour les assemblées générales ordinaires, connaissance prise du rapport spécial des Commissaires aux comptes sur les conventions réglementées visées à l'article L. 225-38 du Code de commerce, approuve les conventions visées audit rapport, qui ont été conclues au cours de l'exercice écoulé.

Cinquième résolution :

Autorisation à donner au Conseil d'Administration à l'effet d'opérer sur les actions de la Société

L'Assemblée Générale, statuant aux conditions de quorum et de majorité requises pour les assemblées générales ordinaires, après avoir pris connaissance du descriptif du programme de rachat d'actions propres, autorise le Conseil d'Administration, avec faculté de subdélégation, à acquérir des actions de la Société, dans les conditions prévues par les articles L. 225-209 et suivants du Code de commerce et du Règlement n°2273/2003 de la Commission européenne du 22 décembre 2003, en vue :

- d'assurer la liquidité et d'animer le marché du titre de la Société par un prestataire de services d'investissement agissant de manière indépendante dans le cadre d'un contrat de liquidité conforme à la charte de déontologie reconnue par l'Autorité des marchés financiers ; ou
- d'annuler tout ou partie des titres rachetés, dans les conditions prévues à l'article L. 225-209 du Code de commerce, dans le cadre d'une réduction de capital décidée ou autorisée par l'Assemblée Générale ; ou

- de les attribuer ou de les céder à des salariés ou anciens salariés ou des mandataires sociaux ou anciens mandataires sociaux de la Société et/ou des sociétés qui lui sont liées ou lui seront liées dans les conditions et selon les modalités prévues par la réglementation applicable, notamment dans le cadre de plans d'options d'actions, d'opérations d'attribution gratuite d'actions existantes ou de plans d'épargne d'entreprise ou interentreprises ; ou
 - de les conserver et de les remettre ultérieurement à titre d'échange, de paiement ou autre, dans le cadre d'opérations de croissance externe dans la limite de 5 % du capital social ; ou
 - de 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, échange, présentation d'un bon ou de toute autre manière à l'attribution d'actions de la Société ; ou
 - de mettre en œuvre toute pratique de marché admise ou qui viendrait à être admise par les autorités de marché ;
- étant précisé que ce programme serait également destiné à permettre à la Société d'opérer dans tout autre but autorisé ou qui viendrait à être autorisé par la loi ou la réglementation en vigueur.

Et selon les modalités suivantes :

- le nombre maximum d'actions acquises par la Société pendant la durée du programme de rachat ne pourra excéder 10 % des actions composant le capital de la Société au jour de la présente Assemblée et le montant cumulé des acquisitions net de frais ne pourra excéder la somme de **12 milliards** d'euros ;
- le prix maximum d'achat ne devra pas excéder **55 euros** par action, hors frais d'acquisition.

L'acquisition, la cession ou le transfert des actions pourront être réalisés à tout moment, sauf en période d'offre publique visant la Société, et par tous moyens, sur le marché boursier ou de gré à gré, y compris par acquisition ou cession de blocs, offres publiques, ou par utilisation d'options ou autres instruments financiers à terme négociés sur un marché réglementé ou de gré à gré ou par l'émission de valeurs mobilières donnant accès au capital de la Société par conversion, échange, remboursement, exercice d'un bon ou de toute autre manière, dans les conditions prévues par les autorités de marché et dans le respect de la réglementation en vigueur.

La présente autorisation prend effet à l'issue de la présente Assemblée et prive d'effet la délégation de même nature donnée au Conseil d'Administration par l'Assemblée Générale Mixte du 3 mai 2010 dans sa 5^e résolution. Elle est donnée pour une durée de **18 mois** à compter de ce jour.

L'Assemblée Générale confère tous pouvoirs au Conseil d'Administration, avec faculté de subdélégation dans les conditions légales, pour :

- ajuster le prix maximal d'achat susvisé afin de tenir compte, en cas de modification du nominal de l'action, d'augmentation de capital par incorporation de réserves et d'attribution gratuite d'actions, de division ou de regroupement de titres, de distribution de réserves ou de tous autres actifs, d'amortissement du capital ou de toute autre opération portant sur les capitaux propres, de l'incidence de ces opérations sur la valeur de l'action ;
- décider et mettre en œuvre la présente autorisation, pour en préciser, si nécessaire, les termes, en arrêter les modalités et, notamment, pour passer tous ordres de bourse, conclure tous accords, en vue de la tenue des registres d'achats et de ventes d'actions, effectuer toutes déclarations notamment auprès de l'Autorité des marchés financiers et de toute autre autorité qui s'y substituerait, remplir toutes formalités et, d'une manière générale, faire le nécessaire.

Sixième résolution :

Renouvellement du mandat d'un Administrateur (M. Albert Frère)

L'Assemblée Générale, statuant aux conditions de quorum et de majorité requises pour les assemblées ordinaires, après avoir pris connaissance du rapport du Conseil d'Administration, renouvelle, pour une durée de quatre ans, le mandat d'administrateur de M. Albert Frère.

Le mandat de M. Albert Frère prendra fin à l'issue de l'Assemblée Générale Ordinaire qui sera appelée en 2015 à statuer sur les comptes de l'exercice 2014.

Septième résolution :

Renouvellement du mandat d'un Administrateur (M. Edmond Alphandéry)

L'Assemblée Générale, statuant aux conditions de quorum et de majorité requises pour les assemblées ordinaires, après avoir pris connaissance du rapport du Conseil d'Administration, renouvelle, pour une durée de quatre ans, le mandat d'administrateur de M. Edmond Alphandéry.

Le mandat de M. Edmond Alphandéry prendra fin à l'issue de l'Assemblée Générale Ordinaire qui sera appelée en 2015 à statuer sur les comptes de l'exercice 2014.

Huitième résolution :

Renouvellement du mandat d'un Administrateur (M. Aldo Cardoso)

L'Assemblée Générale, statuant aux conditions de quorum et de majorité requises pour les assemblées ordinaires, après avoir pris connaissance du rapport du Conseil d'Administration, renouvelle, pour une durée de quatre ans, le mandat d'administrateur de M. Aldo Cardoso.

Le mandat de M. Aldo Cardoso prendra fin à l'issue de l'Assemblée Générale Ordinaire qui sera appelée en 2015 à statuer sur les comptes de l'exercice 2014.

Neuvième résolution :

Renouvellement du mandat d'un Administrateur (M. René Carron)

L'Assemblée Générale, statuant aux conditions de quorum et de majorité requises pour les assemblées ordinaires, après avoir pris connaissance du rapport du Conseil d'Administration, renouvelle, pour une durée de quatre ans, le mandat d'administrateur de M. René Carron.

Le mandat de M. René Carron prendra fin à l'issue de l'Assemblée Générale Ordinaire qui sera appelée en 2015 à statuer sur les comptes de l'exercice 2014.

Dixième résolution :

Renouvellement du mandat d'un Administrateur (M. Thierry de Rudder)

L'Assemblée Générale, statuant aux conditions de quorum et de majorité requises pour les assemblées ordinaires, après avoir pris connaissance du rapport du Conseil d'Administration, renouvelle, pour une durée de quatre ans, le mandat d'administrateur de M. Thierry de Rudder.

Le mandat de M. Thierry de Rudder prendra fin à l'issue de l'Assemblée Générale Ordinaire qui sera appelée en 2015 à statuer sur les comptes de l'exercice 2014.

Onzième résolution :

Nomination d'un administrateur (Mme Françoise Malrieu)

L'Assemblée Générale, statuant aux conditions de quorum et de majorité requises pour les assemblées ordinaires, après avoir pris connaissance du rapport du Conseil d'Administration, nomme administrateur, pour une durée de quatre ans, Mme Françoise Malrieu.

Le mandat de Mme Françoise Malrieu prendra fin à l'issue de l'Assemblée Générale Ordinaire qui sera appelée en 2015 à statuer sur les comptes de l'exercice 2014.

Douzième résolution :**Ratification du transfert du siège social**

L'Assemblée Générale, statuant aux conditions de quorum et de majorité requises pour les assemblées ordinaires, après avoir pris connaissance du rapport du Conseil d'Administration, ratifie le transfert du siège social au 1 place Samuel de Champlain, 92 400 Courbevoie, ainsi que la modification statutaire corrélative, décidés par le Conseil d'Administration du 18 octobre 2010, en application de l'article 4 des statuts.

3.2 Résolutions relevant de la compétence de l'Assemblée Générale Extraordinaire

Treizième résolution :

Délégation de compétence au Conseil d'Administration pour décider l'augmentation du capital social par émission d'actions, avec suppression du droit préférentiel de souscription au profit des salariés adhérents de plans d'épargne du Groupe GDF SUEZ

L'Assemblée Générale, statuant aux conditions de quorum et de majorité requises pour les assemblées générales extraordinaires, connaissance prise du rapport du Conseil d'Administration et du rapport des Commissaires aux comptes, conformément d'une part aux dispositions des articles L. 225-129, L. 225-129-2 à L. 225-129-6, L. 225-138 et L. 225-138-1, L. 228-91 et L. 228-92 du Code de Commerce, et d'autre part, à celles des articles L. 3332-1 et suivants du Code du travail :

1. délègue au Conseil d'Administration sa compétence pour décider l'augmentation du capital social, en une ou plusieurs fois, d'un montant nominal maximal de **40 millions** d'euros, par émissions d'actions ou de valeurs mobilières donnant accès au capital réservées aux adhérents d'un ou plusieurs plans d'épargne d'entreprise (ou autre plan auquel les articles L. 3332-18 et suivants du Code du travail permettraient de réserver une augmentation de capital dans des conditions équivalentes) qui seraient mis en place au sein du Groupe constitué par la Société et les entreprises, françaises ou étrangères, entrant dans le périmètre de consolidation des comptes de la Société en application de l'article L. 3344-1 du Code du travail. Ce montant s'imputera sur le Plafond Global fixé par l'Assemblée Générale Mixte du 3 mai 2010 dans sa 13^e résolution ;
 2. fixe la durée de validité de la présente délégation à **26 mois** à compter de ce jour et prive d'effet la délégation de même nature donnée précédemment par l'Assemblée Générale mixte du 3 mai 2010 dans sa 11^e résolution ;
 3. décide que le prix d'émission des actions nouvelles ou des valeurs mobilières donnant accès au capital sera déterminé dans les conditions prévues aux articles L. 3332-18 et suivants du Code du travail et sera égal à 80 % de la moyenne des cours d'ouverture de l'action sur le marché NYSE Euronext Paris lors des vingt séances de bourse précédant le jour de la décision fixant la date d'ouverture de la période de souscription
- à l'augmentation de capital réservée aux adhérents à un plan d'épargne d'entreprise (le « Prix de Référence ») ; toutefois, l'Assemblée Générale autorise expressément le Conseil d'Administration, s'il le juge opportun, à réduire ou supprimer la décote susmentionnée, dans les limites légales et réglementaires, afin de tenir compte, notamment, des régimes juridiques, comptables, fiscaux et sociaux applicables localement ;
4. autorise le Conseil d'Administration à attribuer, à titre gratuit, aux bénéficiaires ci-dessus indiqués, en complément des actions ou valeurs mobilières donnant accès au capital à souscrire en numéraire, des actions ou valeurs mobilières donnant accès au capital à émettre ou déjà émises, à titre de substitution de tout ou partie de la décote par rapport au Prix de Référence et/ou d'abondement, étant entendu que l'avantage résultant de cette attribution ne pourra excéder les limites légales ou réglementaires en application des articles L. 3332-18 et suivants et L. 3332-11 et suivants du Code du travail ;
 5. décide de supprimer au profit des bénéficiaires ci-dessus indiqués le droit préférentiel de souscription des actionnaires aux titres faisant l'objet de la présente autorisation, lesdits actionnaires renonçant par ailleurs à tout droit aux actions gratuites ou valeurs mobilières donnant accès au capital qui seraient émises par application de la présente résolution ;
 6. décide que le Conseil d'Administration aura tous pouvoirs pour mettre en œuvre la présente délégation, avec faculté de subdélégation dans les conditions légales, dans les limites et sous les conditions précisées ci-dessus à l'effet, notamment :
 - a) d'arrêter dans les conditions légales la liste des sociétés dont les adhérents d'un ou plusieurs plans d'épargne d'entreprise pourront souscrire aux actions ou valeurs mobilières donnant accès au capital ainsi émises et bénéficier le cas échéant des actions gratuites ou valeurs mobilières donnant accès au capital,
 - b) de décider que les souscriptions pourront être réalisées directement ou par l'intermédiaire de fonds communs de placement d'entreprise ou autres structures ou entités permises par les dispositions légales ou réglementaires applicables,
 - c) de déterminer les conditions, notamment d'ancienneté, que devront remplir les bénéficiaires des augmentations de capital,
 - d) d'arrêter les dates d'ouverture et de clôture des souscriptions,
 - e) de fixer les montants des émissions qui seront réalisées en vertu de la présente autorisation et d'arrêter notamment les prix d'émission, dates, délais, modalités et conditions de souscription, de libération, de délivrance et de jouissance des titres (même rétroactive) ainsi que les autres conditions et modalités des émissions, dans les limites légales ou réglementaires en vigueur,
 - f) en cas d'attribution gratuite d'actions ou de valeurs mobilières donnant accès au capital, de fixer le nombre d'actions ou de valeurs mobilières donnant accès au capital à émettre, le nombre à attribuer à chaque bénéficiaire, et arrêter les dates, délais, modalités et conditions d'attribution de ces actions ou valeurs mobilières donnant accès au capital dans les limites

légal et réglementaire en vigueur et notamment choisir soit de substituer totalement ou partiellement l'attribution de ces actions ou valeurs mobilières donnant accès au capital aux décotes par rapport au Prix de Référence prévues ci-dessus, soit d'imputer la contre-valeur de ces actions sur le montant total de l'abondement, soit de combiner ces deux possibilités,

- g) de constater la réalisation des augmentations de capital à concurrence du montant des actions souscrites (après éventuelle réduction en cas de sursouscription),
 - h) le cas échéant, d'imputer les frais des augmentations de capital sur le montant des primes qui y sont afférentes et prélever sur ce montant les sommes nécessaires pour porter la réserve légale au dixième du nouveau capital résultant de ces augmentations de capital,
 - i) de conclure tous accords, d'accomplir directement ou indirectement par mandataire toutes opérations en ce compris procéder aux formalités consécutives aux augmentations de capital et aux modifications corrélatives des statuts et, d'une manière générale, de passer toute convention notamment pour parvenir à la bonne fin des émissions envisagées, de prendre toutes mesures et décisions et d'effectuer toutes formalités utiles à l'émission, à la cotation et au service financier des titres émis en vertu de la présente délégation ainsi qu'à l'exercice des droits qui y sont attachés ou consécutives aux augmentations de capital réalisées.
4. décide que le montant définitif de l'augmentation de capital sera fixé par le Conseil d'Administration qui aura tous pouvoirs à cet effet ;
 5. décide que le montant des souscriptions de chaque salarié ne pourra excéder les limites qui seront prévues par le Conseil d'Administration dans le cadre de la présente délégation et, qu'en cas d'excès de souscriptions des salariés, celles-ci seront réduites suivant les règles définies par le Conseil d'Administration ;
 6. décide de supprimer le droit préférentiel de souscription des actionnaires et de réserver la souscription de la totalité des actions à émettre, conformément aux dispositions de l'article L. 225-138 du Code de commerce, à toutes entités de droit français ou étranger, dotées ou non de la personnalité morale, ayant pour objet exclusif de souscrire, détenir et céder des actions de la Société ou autres instruments financiers dans le cadre de la mise en œuvre du plan d'actionnariat salarial international du Groupe GDF SUEZ, notamment à toutes sociétés constituées pour la mise en œuvre de la Formule Multiple ou tous trusts constitués afin de mettre en place un *Share Incentive Plan* de droit anglais ;
 7. décide que le prix d'émission des actions nouvelles sera égal à celui des actions émises dans le cadre de la prochaine augmentation de capital au bénéfice des salariés adhérents de plans d'épargne d'entreprise du Groupe GDF SUEZ, en application de la 13^e résolution de l'Assemblée Générale Mixte du 2 mai 2011, et qui sera égal à 80 % de la moyenne des cours d'ouverture de l'action GDF SUEZ sur le marché NYSE Euronext Paris lors des vingt séances de bourse précédant le jour de la décision fixant la date d'ouverture de la période de souscription à l'augmentation de capital réservée aux adhérents à un plan d'épargne d'entreprise du Groupe GDF SUEZ ; toutefois, l'Assemblée Générale autorise expressément le Conseil d'Administration, s'il le juge opportun, à réduire ou supprimer la décote appliquée au prix de souscription des actions émises en application de la 13^e résolution de l'Assemblée Générale Mixte du 2 mai 2011 (augmentation de capital réservée aux salariés adhérents de plans d'épargne d'entreprise), dans les limites légales et réglementaires, afin de tenir compte, notamment, des régimes juridiques, comptables, fiscaux et sociaux applicables localement ;

Quatorzième résolution :

Délégation de compétence au Conseil d'Administration pour décider l'augmentation du capital social, avec suppression du droit préférentiel de souscription, en faveur de toutes entités constituées dans le cadre de la mise en œuvre du plan d'actionnariat salarié international du Groupe GDF SUEZ

L'Assemblée Générale, statuant aux conditions de quorum et de majorité requises pour les assemblées générales extraordinaires, après avoir pris connaissance du rapport du Conseil d'Administration, du rapport des Commissaires aux comptes et conformément aux dispositions des articles L. 225-129, L. 225-129-2 à L. 225-129-6 et L. 225-138 du Code de commerce :

1. délègue au Conseil d'Administration sa compétence pour procéder à l'augmentation du capital social, en une ou plusieurs fois, d'un montant nominal maximal de **20 millions** d'euros. Ce montant s'imputera sur le Plafond Global de 310 millions d'euros fixé par l'Assemblée Générale Mixte du 3 mai 2010 dans sa 13^e résolution ;
2. fixe la durée de validité de la présente délégation à **18 mois** à compter de ce jour et prive d'effet la délégation de même nature donnée précédemment par l'Assemblée Générale Mixte du 3 mai 2010 dans sa 12^e résolution ;
3. délègue au Conseil d'Administration sa compétence pour sélectionner la ou les entités auxquelles il est fait référence au point 6 ci-après ;
8. décide que le Conseil d'Administration pourra déterminer un prix de souscription différent de celui fixé en application du paragraphe précédent si cela est requis en vertu du droit local applicable, notamment dans le cadre de la mise en œuvre d'un *Share Incentive Plan* de droit anglais, sous réserve que ce prix ne soit pas inférieur à 80 % de la moyenne des cours d'ouverture de l'action GDF SUEZ sur le marché NYSE Euronext Paris lors des vingt séances de bourse précédant le jour de la décision fixant la date d'ouverture de la période de souscription à l'augmentation de capital réservée aux adhérents à un plan d'épargne d'entreprise du Groupe GDF SUEZ ;
9. décide que le Conseil d'Administration pourra déterminer les formules de souscription qui seront présentées aux salariés dans chaque pays concerné, au vu des contraintes de droit local applicables, et sélectionner les pays retenus parmi ceux dans lesquels le Groupe GDF SUEZ dispose de filiales entrant dans le périmètre de consolidation des comptes de la Société

en application de l'article L. 3344-1 du Code du Travail ainsi que celles desdites filiales dont les salariés pourront participer à l'opération ;

10. décide que le montant de l'augmentation de capital ou de chaque augmentation de capital sera, le cas échéant, limité au montant de chaque souscription reçue par la Société, en respectant les dispositions légales et réglementaires applicables ;
11. délègue au Conseil d'Administration tous pouvoirs, avec faculté de subdélégation dans les conditions fixées par la loi, pour mettre en œuvre la présente délégation, dans les limites et sous les conditions précisées ci-dessus, à l'effet notamment :
 - a) de fixer les montants des émissions qui seront réalisées en vertu de la présente délégation et d'arrêter notamment les prix d'émission, dates, délais, modalités et conditions de souscription, de libération, de délivrance et de jouissance des titres (même rétroactive), ainsi que les autres conditions et modalités des émissions, dans les limites légales ou réglementaires en vigueur,
 - b) le cas échéant, à sa seule initiative, d'imputer les frais d'une telle augmentation de capital sur le montant des primes qui y sont afférentes et, s'il le juge opportun, de prélever sur ce montant les sommes nécessaires pour porter la réserve légale au dixième du nouveau capital résultant d'une telle augmentation, et
 - c) d'une manière générale, de passer toute convention notamment pour parvenir à la bonne fin des émissions envisagées, constater la réalisation de l'augmentation de capital, modifier corrélativement les statuts, prendre toutes mesures et décisions et effectuer toutes formalités utiles à l'émission, à la cotation et au service financier des actions émises en vertu de la présente délégation ainsi qu'à l'exercice des droits qui y sont attachés ou consécutives aux augmentations de capital réalisées.

Quinzième résolution :

Autorisation à donner au Conseil d'Administration à l'effet de procéder à l'attribution gratuite d'actions en faveur des salariés et/ou des mandataires sociaux de la Société et/ou des sociétés du Groupe

L'Assemblée Générale, statuant aux conditions de quorum et de majorité requises pour les assemblées générales extraordinaires, connaissance prise du rapport du Conseil d'Administration et du rapport spécial des Commissaires aux comptes :

1. autorise le Conseil d'Administration, avec faculté de subdélégation dans les conditions légales, à procéder, conformément aux articles L. 225-197-1 et suivants du Code de commerce, en une ou plusieurs fois, à des attributions gratuites d'actions existantes de la Société au profit des salariés et/ou mandataires sociaux de la Société et/ou des sociétés ou groupements qui lui sont liés dans les conditions visées à l'article L. 225-197-2 du Code de commerce, ou certaines catégories d'entre eux ;
2. fixe la durée de validité de la présente autorisation à **18 mois** à compter de ce jour et prive d'effet la délégation de même

nature donnée précédemment par l'Assemblée Générale Mixte du 3 mai 2010 dans sa 17^e résolution ;

3. décide que le nombre total des actions pouvant être attribuées gratuitement en vertu de la présente autorisation ne pourra pas excéder **0,5 %** du capital social existant au jour de la décision d'attribution par le Conseil d'Administration ;
4. décide que l'attribution des actions de la Société à leurs bénéficiaires sera définitive au terme d'une période d'acquisition d'une durée minimale de deux ans pour tout ou partie des actions attribuées et que la durée minimale de l'obligation de conservation des actions de la Société par les bénéficiaires sera fixée à deux ans à compter de l'attribution définitive des actions, étant précisé que pour les actions attribuées dont la période minimale d'acquisition est fixée à quatre ans, l'obligation de conservation des actions pourra être supprimée de sorte que lesdites actions soient librement cessibles dès leur attribution définitive ;
5. décide qu'en cas d'invalidité du bénéficiaire correspondant au classement dans la deuxième ou la troisième des catégories prévues à l'article L. 341-4 du Code de la sécurité sociale, l'attribution définitive des actions intervient immédiatement et le bénéficiaire concerné ne sera soumis à aucune obligation de conservation des actions qui seront immédiatement cessibles ;
6. donne tous pouvoirs, dans les limites fixées ci-dessus, au Conseil d'Administration, avec faculté de subdélégation dans les conditions prévues par la loi, à l'effet de mettre en œuvre la présente autorisation et, notamment, afin de :
 - a) déterminer l'identité des bénéficiaires des attributions et le nombre d'actions attribuées à chacun des bénéficiaires,
 - b) fixer les conditions et, le cas échéant, les critères d'attribution des actions, notamment la période d'acquisition minimale et la durée de conservation minimale,
 - c) prévoir, le cas échéant, la faculté de différer les dates d'attribution définitive des actions et, pour la même durée, le terme de l'obligation de conservation desdites actions de sorte que la durée minimale de conservation soit inchangée,
 - d) ajuster le nombre d'actions attribuées en cas d'opérations sur le capital ou les capitaux propres de la Société ayant pour effet de modifier la valeur des actions composant le capital pour préserver les droits des bénéficiaires d'actions attribuées gratuitement,
 - e) déterminer les dates et modalités des attributions et prendre généralement toutes les dispositions utiles et conclure tous accords pour parvenir à la bonne fin des attributions envisagées.

Seizième résolution :

Pouvoirs pour l'exécution des décisions de l'Assemblée Générale et pour les formalités

L'Assemblée Générale confère tous pouvoirs au porteur d'un original, d'une copie ou d'un extrait du procès-verbal de la présente Assemblée pour effectuer tous dépôts et formalités où besoin sera.

RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES SUR LES RÉSOLUTIONS DE L'ASSEMBLEE GÉNÉRALE MIXTE DES ACTIONNAIRES DU 2 MAI 2011

Aux Actionnaires,

En notre qualité de Commissaires aux comptes de GDF SUEZ, nous vous présentons nos rapports sur les différentes opérations sur lesquelles vous êtes appelés à vous prononcer.

1. Rapport des Commissaires aux comptes sur l'augmentation de capital par émission d'actions ou de valeurs mobilières avec suppression du droit préférentiel de souscription réservée aux salariés adhérents d'un plan d'épargne d'entreprise

En notre qualité de Commissaires aux comptes de votre Société et en exécution de la mission prévue par le Code de commerce et notamment les articles L. 225-135, L. 225-138 et L. 228-92, nous vous présentons notre rapport sur la proposition de délégation au Conseil d'Administration, avec faculté de subdélégation, de la compétence de décider une augmentation de capital, en une ou plusieurs fois, par émission d'actions ou de valeurs mobilières donnant accès au capital avec suppression du droit préférentiel de souscription, réservée aux salariés adhérents d'un ou plusieurs plans d'épargne d'entreprise mis en place au sein de la Société ou de son Groupe constitué par la Société et les entreprises entrant dans le périmètre de consolidation ou de combinaison des comptes de la Société en application de l'article L. 3344-1 du Code du travail, pour un montant nominal maximal de 40 millions d'euros, opération sur laquelle vous êtes appelés à vous prononcer. Le montant nominal des augmentations de capital susceptibles d'être réalisées en vertu de cette résolution s'imputera sur le montant du plafond global de 310 millions d'euros prévu à la treizième résolution de l'Assemblée Générale Mixte du 3 mai 2010.

Cette émission est soumise à votre approbation en application des dispositions des articles.

L. 225-129-6 du Code de commerce et L. 3332-18 et suivants du Code du travail.

Votre Conseil d'Administration vous propose, sur la base de son rapport, de lui déléguer pour une durée de vingt-six mois, la compétence pour décider d'une émission d'actions ou de valeurs mobilières donnant accès au capital, en une ou plusieurs fois, et de renoncer à votre droit préférentiel de souscription. Le cas échéant, il lui appartiendra de fixer les conditions définitives d'émission de cette opération.

Il appartient à votre Conseil d'Administration d'établir un rapport conformément aux articles R. 225-113, R. 225-114 et R. 225-117 du Code de commerce. Il nous appartient de donner notre avis sur la sincérité des informations chiffrées tirées des comptes, sur la proposition de suppression du droit préférentiel de souscription et

sur certaines autres informations concernant l'émission, données dans ce rapport.

Nous avons mis en œuvre les diligences que nous avons estimées 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 le contenu du rapport du Conseil d'Administration relatif à cette opération et les modalités de détermination du prix d'émission des titres de capital à émettre.

Sous réserve de l'examen ultérieur des conditions des émissions qui seraient décidées, nous n'avons pas d'observation à formuler sur les modalités de détermination du prix d'émission des titres de capital à émettre données dans le rapport du Conseil d'Administration.

Le montant du prix d'émission des titres de capital à émettre n'étant pas fixé, nous n'exprimons pas d'avis sur les conditions définitives dans lesquelles les émissions seraient réalisées et, par voie de conséquence, sur la proposition de suppression du droit préférentiel de souscription qui vous est faite.

Conformément à l'article R. 225-116 du Code de commerce, nous établirons un rapport complémentaire, le cas échéant, lors de l'usage de cette autorisation par votre Conseil d'Administration.

2. Rapport des Commissaires aux comptes sur l'augmentation de capital avec suppression du droit préférentiel de souscription en faveur de toutes entités constituées dans le cadre de la mise en œuvre du plan d'actionnariat salarié international du Groupe GDF SUEZ

En notre qualité de Commissaires aux comptes de votre Société et en exécution de la mission prévue par les articles L. 225-135 et suivants du Code de commerce, nous vous présentons notre rapport sur la proposition de délégation au Conseil d'Administration de la compétence de décider une augmentation de capital, en une ou plusieurs fois, par l'émission d'actions ordinaires avec suppression du droit préférentiel de souscription, réservée à toutes entités ayant pour but exclusif de souscrire, détenir et céder des actions de la Société dans le cadre de la mise en œuvre d'un plan d'actionnariat salarié international pour un montant nominal maximal de 20 millions d'euros, opération sur laquelle vous êtes appelés à vous prononcer. Cette autorisation ne serait mise en œuvre que dans l'hypothèse où serait mis en place un plan d'actionnariat dans le cadre de la treizième résolution de la présente Assemblée. Le montant nominal des augmentations de capital susceptibles d'être réalisées en vertu de cette résolution s'imputera sur le montant du plafond global de 310 millions d'euros prévu à la treizième résolution de l'Assemblée Générale Mixte du 3 mai 2010.

Votre Conseil d'Administration vous propose, sur la base de son rapport, de lui déléguer pour une durée de dix-huit mois, la compétence pour décider une augmentation de capital, en une ou plusieurs fois, et de renoncer à votre droit préférentiel de souscription. Le cas échéant, il lui appartiendra de fixer les conditions définitives d'émission de cette opération.

Il appartient à votre Conseil d'Administration d'établir un rapport conformément aux articles R. 225-113 et R. 225-114 du Code de commerce. Il nous appartient de donner notre avis sur la sincérité des informations chiffrées tirées des comptes, sur la proposition de suppression du droit préférentiel de souscription et sur certaines autres informations concernant l'émission, données dans ce rapport.

Nous avons mis en œuvre les diligences que nous avons estimées 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 le contenu du rapport du Conseil d'Administration relatif à cette opération et les modalités de détermination du prix d'émission des titres de capital à émettre.

Sous réserve de l'examen ultérieur des conditions des augmentations de capital qui seraient décidées, nous n'avons pas d'observation à formuler sur les modalités de détermination du prix d'émission données dans le rapport du Conseil d'Administration.

Le montant du prix d'émission des titres de capital à émettre n'étant pas fixé, nous n'exprimons pas d'avis sur les conditions définitives dans lesquelles les émissions seraient réalisées et, par voie de conséquence, sur la proposition de suppression du droit préférentiel de souscription qui vous est faite.

Conformément à l'article R. 225-116 du Code de commerce, nous établissons un rapport complémentaire, le cas échéant, lors de l'usage de cette autorisation par votre Conseil d'Administration.

3. Rapport spécial des Commissaires aux comptes sur l'attribution gratuite d'actions existantes au profit des salariés et/ou des mandataires sociaux de la Société et/ou des sociétés du Groupe GDF SUEZ

En notre qualité de Commissaires aux comptes de votre Société et en exécution de la mission prévue par l'article L. 225-197-1 du Code de commerce, nous avons établi le présent rapport sur le projet d'attribution gratuite d'actions existantes au profit des salariés et/ou des mandataires sociaux de la Société et des sociétés qui lui sont liées au sens de l'article L. 225 197-2 du Code de commerce.

Votre Conseil d'Administration vous propose de l'autoriser, avec faculté de subdélégation, à attribuer gratuitement des actions existantes pour une période de dix-huit mois. Le nombre total des actions pouvant être distribuées gratuitement ne pourra excéder 0,5 % du capital social de la Société au jour de la décision du Conseil d'Administration sachant que les attributions en faveur des dirigeants mandataires sociaux ne pourront pas excéder 0,02% du capital social de la Société au jour de l'attribution.

Il appartient au Conseil d'Administration d'établir un rapport sur cette opération à laquelle il souhaite pouvoir procéder. Il nous appartient de vous faire part, le cas échéant, de nos observations sur les informations qui vous sont ainsi données sur l'opération envisagée.

Nous avons mis en œuvre les diligences que nous avons estimées 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 notamment que les modalités envisagées et données dans le rapport du Conseil d'Administration s'inscrivent dans le cadre des dispositions prévues par la loi.

Nous n'avons pas d'observation à formuler sur les informations données dans le rapport du Conseil d'Administration portant sur l'opération envisagée d'attribution gratuite d'actions.

Neuilly-sur-Seine et Paris-La Défense, le 10 mars 2011

Les Commissaires aux comptes

DELOITTE & ASSOCÉS

ERNST & YOUNG et Autres

MAZARS

Jean-Paul Picard Pascal Pincemin

Christian Mouillon Charles-Emmanuel Chosson

Philippe Castagnac Thierry Blanchetier

ANNEXE B

RAPPORT D'EXAMEN DES COMMISSAIRES AUX COMPTES SUR CERTAINS INDICATEURS ENVIRONNEMENTAUX ET SOCIAUX

À 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 3.2.2, 3.2.5 et 4.8 pour l'exercice 2010 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), de la Direction des Ressources Humaines (Service Controlling RH) et de la Direction Santé Sécurité et Systèmes de Management et dont un résumé figure aux paragraphes 3.2.4, 4.8.1 et 4.8.2 (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⁽¹⁾ 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), à la Direction des Ressources Humaines (Service Controlling RH) et à la Direction Santé Sécurité et Systèmes de Management au siège, et au sein des branches : Branche Énergie France, Branche Énergie Europe & International, Branche Global Gaz & GNL, Branche Infrastructures, Branche Énergie Services et SUEZ Environnement.

Pour les données environnementales, nous avons sélectionné 32 entités⁽²⁾ sur lesquelles nous avons réalisé les procédures suivantes : des travaux de détail sur 65 sites appartenant à ces entités, des procédures analytiques et des tests de cohérence au niveau des 32 entités sélectionnées. Pour les données sociales, nous avons effectué nos travaux auprès de 28 entités sélectionnées⁽³⁾.

1) 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 (22%) ; émissions de NO_x (55%) ; émissions de poussières (42%) ; consommation d'eau dans les processus industriels (72%) ; consommation d'eau de refroidissement (74%) ; déchets et sous-produits non dangereux évacués (61%) ; déchets et sous-produits non dangereux valorisés (56%) ; quantités de lixiviats traités (96%) ; effectif moyens mensuel (74%) ; pyramide des âges ; turnover (rapporté au nombre de démissions et de licenciements) (64%) ; taux de démission (rapporté au nombre de démissions) (62%) ; taux d'embauches (rapporté au nombre total d'embauches en CDI et CDD) (69%) ; nombre d'accidents mortels (92%) ; taux de fréquence des accidents du travail (TF) (rapporté au nombre d'accidents avec arrêt) (81%) ; taux de gravité des accidents du travail (TG) (rapporté au nombre de jours d'arrêt de travail) (83%).

(2) Branche Énergie Europe & International : Electrabel SA (BU et sites Saint Ghislain, Knippegroen, Ruien), Electrabel Nederland (BU et sites Eems), Tractebel Energia (sites de Itasa, Machadinho, Cana Brava, Jose Gelazio, Rondonopolis, Passo Fundo, Ponte de Pedra, Salto Osorio, Salto Santiago), SENA (sites de Northeastern Power Company, Hopewell), Glow (Glow Energy Phase 1, Phase 2, Phase 4, Glow SPP1, SPP2, SPP3, Glow IPP), E-CL (Tocopilla GT, Tocopilla CCGT, Tocopilla conventional, Arica), Kraftwerk Farge GmbH, Senoko (Senoko Conventional, Senoko CGT, Senoko PP), Enersur (sites ILO 1 et 2), Sohar PC, Rosignano Energia Spa, GDF SUEZ Teesside Ltd., Baymina ; Branche Global Gaz & GNL : DEP (GDF SUEZ E&P UK, GDF SUEZ E&P Norge AS, E&P Deutschland, GDF SUEZ E&P Netherland) ; GNL(BU) ; Branche Énergie France : SHEM, CyCoFos Branche Infrastructures : Storengy ; Branche Énergie Services : Cofely Deutschland GmbH, Cofely Italie (BU et site Spinetta Marengo), Cofely Nord Est, Finergaz (>20MW, <20MW) ; Suez Environnement : Agbar (site Mataro), Degrémont (Nice Haliotis, Durango), United Water (Springfield, Delaware), Lyonnaise des Eaux France (BU et site de Dunkerque), Sita France (BU, et site de Beautor, Le Teich, Onisane), Sita Sverige AB (BU et Kovik), SWIRE Sita (site Pillar Point, Went), Sita UK (BU, et sites Incinerator Isle of Man et Runfold landfill), Teris France, Australia (site de Hallam).

(3) Branche Énergie Europe & International: Electrabel, N-Allo, SENA, Tractebel Energia Consolidated, - GDF SUEZ Energy Romania, Branche Global Gaz & GNL : GDF SUEZ E&P Deutschland GmbH ; Branche Énergie France: Savelys, CNR ; Branche Infrastructures : Storengy, GRTgaz, GrDF ; Branche Énergie Services : Groupe Ineo , Cofely Netherland NV, Cofely Limited, Cofely Italia, Cofely Deutschland, Cofely Espana, Cofely IDF Tertiaire, Cofely Sud Est ; Suez Environnement : Sita France , Sita UK, Sita Waste Services, Sita El Beïda, Lyonnaise des Eaux France, LYDEC, United Water, Agbar, Sita Sverige ABe.

RAPPORT D'EXAMEN DES COMMISSAIRES AUX COMPTES SUR CERTAINS INDICATEURS ENVIRONNEMENTAUX ET SOCIAUX

En outre, nous avons mis en œuvre des procédures analytiques et des tests de cohérence au niveau de 3 entités supplémentaires⁽¹⁾ pour le reporting environnement et 14 entités supplémentaires⁽²⁾ pour le reporting social.

Nous avons testé par sondage les calculs et vérifié la remontée des Données aux différents niveaux de consolidation.

Assurance raisonnable

Pour les indicateurs⁽³⁾ 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 Monsieur Éric Duvaud pour Ernst & Young, de Monsieur Éric Dugelay pour Deloitte & Associés et de Madame Emmanuelle Rigaudias pour Mazars.

Commentaires sur les procédures

GDF SUEZ a poursuivi son programme d'amélioration de la fiabilité des processus de reporting des données environnementales et sociales. Ces processus de reporting appellent de notre part les observations suivantes :

Reporting environnement

Le dispositif de supervision au niveau Groupe s'est renforcé. Le renforcement du dispositif de contrôle interne doit néanmoins être poursuivi au niveau de certaines entités pour les indicateurs

suivants : « Consommation d'eau industrielle », « Émissions de SO₂ » et « Émissions de NO_x ».

Reporting social

L'harmonisation des outils et des procédures de reporting a contribué à améliorer la collecte et la consolidation des données pour l'exercice 2010. Néanmoins, le renforcement du dispositif de contrôle interne engagé depuis plusieurs exercices, doit être poursuivi sur l'ensemble des entités pour les indicateurs « pourcentage de l'effectif formé » 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 d'eau industrielle » présente une incertitude importante en raison des nombreuses anomalies détectées lors de nos travaux. Celles-ci ont été corrigées sur périmètre couvert 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

À notre avis, les Données signalées par le signe ■■ ont été établies, dans tous leurs aspects significatifs, conformément au Référentiel mentionné.

Fait à Neuilly-sur-Seine et Paris La Défense, le 10 mars 2011.

Les Commissaires aux comptes

DELOITTE & ASSOCIÉS

ERNST & YOUNG et Autres

MAZARS

Jean-Paul Picard Pascal Pincemin

Christian Mouillon Charles-Emmanuel Chosson

Philippe Castagnac Thierry Blanchetier

(1) GDF SUEZ Energia Polska SA (revue analytique du site de Polaniec), Sita Allemagne, Sita Treatment.

(2) GDF SUEZ Energia Polska, CHP et PPE (ex- GDF Direction commerciale), Elengy, Storengy, Endel, Axima France, Cofely Services, Fabricom SA, Cofely Centre Ouest, Sita France, Sita Allemagne, Sita République Tchèque, Sita Pologne.

(3) 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'affaire pertinent couvert par des systèmes de management environnemental certifiés EMAS ou ISO1400 (54%) ; énergies renouvelables – capacité installée (58%) ; énergies renouvelables – électricité et chaleur produites et vendues (63%) ; consommation d'énergie primaire (58%) ; consommation d'électricité (80%) ; efficacité énergétique des centrales à combustibles fossiles (rapporté à la production d'énergie) (58%) ; émissions (de gaz à effet de serre (hors flotte de véhicule) (59%) ; charge polluante traitée (assainissement) (95%) ; déchets et sous-produits dangereux évacués (89%) ; déchets et sous-produits dangereux valorisés (76%) ; valorisation énergétique associée au traitement des déchets (électricité) (98%) ; valorisation énergétique associée au traitement des déchets (chaleur) (81%) ; effectifs totaux (73%) ; effectifs cadres (62%) ; effectifs non cadres (TSM et OET) (76%) ; proportion de femmes dans l'effectif (69%) ; pourcentage de l'effectif formé (67%).

ANNEXE C

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 m³ de gaz	6,2 millions de barils équivalent pétrole (Mbep)

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

ANNEXE D

SIGLES ET ACRONYMES

ADR	<i>American Depositary Receipt</i>
AIE	Agence Internationale de l'Énergie
AIEA	Agence Internationale de l'Énergie Atomique
AMF	Autorité des Marchés Financiers
APE	Agence des Participations de l'État
ATMEA	Modèle de réacteur nucléaire de troisième génération à eau pressurisée d'une puissance électrique nette comprise entre 1 000 et 1 150 MW développé conjointement par AREVA et MHI
ATR	Accès des tiers au réseau
ATRD	Accès des tiers au réseau de distribution
ATS	Accès des tiers au stockage
BAR	Base d'actifs régulés
<i>B to B (Business to Business)</i>	Clientèle d'entreprises
<i>B to C (Business to Customer)</i>	Clientèle de particuliers
<i>BU (Business Unit)</i>	Unité opérationnelle
<i>Capex (Capital Expenditures)</i>	Dépenses d'investissement
<i>CCS (Carbon Capture and Storage)</i>	Capture et stockage du CO ₂
<i>CCS Ready</i>	Installation adaptée à un équipement ultérieur de CCS
CEE	Certificat d'économie d'énergie
CER	Certified Emission Reduction
<i>CIF (Cost, insurance, Freight)</i>	Une marchandise est achetée CIF quand le prix d'achat inclut les frais de transport et autres frais et taxes y afférent, y compris l'assurance marchandise transportée souscrite par le vendeur pour le compte de l'acheteur
CNIL	Commission Nationale de l'Informatique et des Libertés
CNR	Compagnie Nationale du Rhône
CO ₂	Dioxyde de carbone
<i>COSO (Committee Of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission)</i>	Commission à but non lucratif qui établit en 1992 une définition standard du contrôle interne et crée un cadre pour évaluer son efficacité. Par extension, ce standard s'appelle aussi COSO
CRE	Commission de Régulation de l'Énergie
<i>DES (Delivered Ex-Ship)</i>	L'acheteur paye le même prix que dans le CIF, mais le transfert de risques n'a pas lieu tant que le bateau n'est pas arrivé à son port de destination (avant que les marchandises ne soient déchargées)
DPS	Droit préférentiel de souscription
<i>EBIT (Earnings Before Interests and Taxes)</i>	Résultat d'exploitation
<i>EBITDA</i>	<i>Earnings Before Interests, Taxes, Depreciation and Amortization</i>
EEX	<i>European Energy Exchange</i> , marché organisé allemand de l'énergie
EGT	<i>E.ON Gas Transport</i>

E&P	Exploration-production d'hydrocarbures
EMTN (<i>Euro Medium Term Notes</i>)	Bons à moyen terme négociables
ENR	Énergies nouvelles et renouvelables : éolien, solaire, hydraulique...
EPR (<i>European Pressurized Reactor</i>)	Technologie européenne nucléaire à eau pressurisée
ETE	Excédent de trésorerie d'exploitation
EUA	<i>European Union Allowance</i>
EURIBOR (<i>European Interbank Offered Rate</i>)	Taux du marché monétaire européen
FM (<i>Facility Management</i>)	Gestion globale des fonctions support de l'Entreprise (services généraux) par des prestataires de services tiers spécialisés
FOB (<i>Free on Board</i>)	Une marchandise est achetée FOB quand le prix d'achat n'inclut pas les frais de transport et autres frais et taxes y afférent. Le transfert de propriété intervient au chargement à bord du bateau dans le port de départ
Gaz B ou Gaz L	Gaz à bas pouvoir calorifique
Gaz H	Gaz à haut pouvoir calorifique
GES	Gaz à effet de serre
GIE	Groupement d'intérêt économique
GNL	Gaz naturel liquéfié
GNV	Gaz naturel véhicule
GPL	Gaz de pétrole liquéfié
HVAC (<i>Heating, Venting, Air-Conditioning</i>)	Chauffage, ventilation, climatisation
IEG	Industries électrique et gazière
IFP	Institut Français du Pétrole
IFRS (<i>International Financial Reporting Standards</i>)	Normes comptables édictées au niveau international par l'IASB (International Accounting Standard Board)
IG	Intégration globale
IP	Intégration proportionnelle
IPP (<i>Independent Power Producer</i>)	Producteur indépendant d'électricité
IWPP (<i>Independent Water and Power Producer</i>)	Producteur indépendant d'eau et d'électricité
JCC	<i>Japan Crude Cocktail</i>
LIBOR (<i>London Interbank Offered Rate</i>)	Taux du marché monétaire à Londres
NOx	Oxyde d'azote
Nymex (<i>New York Mercantile Stock Exchange</i>)	Bourse new-yorkaise des matières premières
OCDE	Organisation de coopération et de développement économiques
ONG	Organisation non gouvernementale
OPA	Offre publique d'achat
OPCVM	Organismes de Placement Collectif de Valeurs Mobilières

OPE	Offre publique d'échange
OPEP	Organisation des Pays Exportateurs de Pétrole
OTC	Over the counter
Opex (<i>Operating Expenses</i>)	Charges d'exploitation
PCI	Pouvoir calorifique inférieur
PCS	Pouvoir calorifique supérieur
PEG	Point d'échange de gaz
PME	Petites et moyennes entreprises
PPA (<i>Power Purchase Agreement</i>)	Contrat d'achat/vente d'électricité, souvent à long terme
PPP	Partenariat Public-Privé
PWR (<i>Pressurized Water Reactor</i>)	Réacteur à eau pressurisée
R&D	Recherche et développement
RBE	Résultat brut d'exploitation
RECS (<i>Renewable Energy Certificate System</i>)	Système européen harmonisé de traçabilité et de certification de l'électricité d'origine renouvelable
RH	Ressources humaines
ROE (<i>Return On Equity</i>)	Rentabilité des capitaux propres
ROCE (<i>Return On Capital Employed</i>)	Rentabilité des capitaux investis ou rentabilité économique
RPI	<i>Retail price index</i>
RSE	Responsabilité sociale d'entreprise
RTE	Réseau de transport d'électricité (filiale à 100% d'EDF)
SAP (<i>Systems, Applications, Products in data processing</i>)	Systèmes, applications et produits pour le traitement de données (progiciel de gestion intégré en informatique et management)
SEQEN	Système Européen des Quotas d'Émissions Négociables
SHEM	Société Hydroélectrique du Midi
SI	Système d'information
SO ₂	Dioxyde de soufre
SRV (<i>Shuttle Regasification Vehicle</i>)	Méthanier équipé de regazéificateurs embarqués qui peut se connecter à une bouée sous-marine. Cela lui permet d'émettre le GNL regazéifié directement sur un réseau de gazoducs
STMFC	Société du Terminal Méthanier de Fos Cavaou
THT	Tétrahydrothiophène (odorisant de synthèse pour le gaz naturel)
TMO	Taux mensuel obligataire
TOP	<i>Take or pay</i>
TP	Titre participatif
TPI	Titre au porteur identifiable
TRI	Taux de rentabilité interne (d'un investissement)
TSR (<i>Total Shareholder Return</i>)	Taux de rentabilité d'une action
TSS	Tarif Spécial de Solidarité
TTF (<i>Title Transfer Facility</i>)	Point d'échange virtuel du gaz aux Pays-Bas
UE	Union européenne
VAR (<i>Value at Risk</i>)	Valeur à risque
VPP (<i>Virtual Power Plant</i>)	Capacité virtuelle de production

ANNEXE E

GLOSSAIRE

Accès de Tiers au Réseau	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.
Accès négocié de Tiers au Réseau	Les conditions d'accès au réseau sont négociées entre le gestionnaire du réseau et les acteurs du marché (clients éligibles, producteurs, etc.) au cas par cas.
Accès réglementé des Tiers au Réseau	Dans le cas de l'ATR régulé, les tarifs d'utilisation du réseau sont proposés par le régulateur français. Les conditions d'accès sont transparentes et non discriminatoires vis-à-vis des utilisateurs.
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.
American Depositary Receipt	Certificats nominatifs émis par une banque américaine en contrepartie d'un dépôt d'un certain nombre d'actions étrangères sur ses livres par une société étrangère désireuse de se faire coter aux États-Unis. La banque gère pour le compte de l'émetteur les flux de dividendes et le registre des détenteurs. Les ADR sont classés par niveau (de 1 à 4) selon le niveau d'informations exigé par l'autorité boursière américaine (Securities and Exchange Commission), le niveau 3 correspondant à une cotation complète.
Amont	Activités d'exploration et de production d'hydrocarbures.
Arbitrage	Opération consistant à exploiter les écarts de prix entre marchés énergétiques par l'achat et la vente simultanés de deux contrats.
Autorité des Marchés Financiers	Institution française en charge de veiller à la bonne application des règles qui régissent le marché boursier français (règles d'admission, fonctionnement du marché et des intervenants, suivi de l'information communiquée au marché, etc.).
Aval	Activités de transport, de distribution et de stockage de gaz naturel et services associés.
Avoir fiscal	Mécanisme compensateur créé par certains États visant à éviter la double imposition des dividendes (au niveau de l'impôt sur les sociétés et sur les revenus de l'investisseur), qui consiste à neutraliser au niveau de l'investisseur, l'effet de l'impôt sur les sociétés. Aux États-Unis, l'avoir fiscal a maintenant été supprimé et remplacé par un abattement de 40% sur le montant des dividendes pris en compte dans les revenus imposables.
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.
Benchmark	Niveau de très bonne performance atteint par des acteurs dans un secteur et qui sert de référence aux acteurs moins performants pour essayer d'amener leurs propres performances au niveau de celles du <i>benchmark</i> . Les benchmarks sont souvent utilisés pour des ratios d'efficacité : marge sur chiffre d'affaires, rentabilité, rotation du chiffre d'affaires par rapport à l'actif économique, etc.
Bénéfice net part du Groupe	Bénéfice net consolidé du Groupe sous déduction de la quote-part des profits revenant aux actionnaires minoritaires ; c'est-à-dire aux actionnaires de filiales du Groupe qui sont consolidées par intégration globale mais qui ne sont pas détenues à 100% par le Groupe.

Billets de trésorerie	Titres de créance négociables émis par une entreprise sur le marché monétaire pour une durée pouvant s'étendre de 10 jours à 1 an. Dans la pratique, la durée de vie moyenne des billets de trésorerie est très courte, entre 1 et 3 mois. Le billet de trésorerie est le principal instrument de face à face aux États-Unis, qui permet aux entreprises d'emprunter directement à court terme auprès d'autres entreprises sans passer par le système bancaire, en obtenant des conditions très proches du marché monétaire.
Bio-carburant ou bio-combustible	Carburant ou combustible obtenu à partir de la biomasse.
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.
Butane (C₄H₁₀)	Gaz de pétrole liquéfié (GPL), commercialisé en bouteille. Sa température de liquéfaction est 0°C/10°C aux conditions ordinaires de pression.
CAC 40	Cotation Assistée en Continu. Indice de référence de la Bourse de Paris, calculé sur un échantillon de 40 valeurs choisies parmi les plus fortes capitalisations. Les actions GDF SUEZ et SUEZ Environnement Company font partie du CAC 40.
Calorie	Quantité de chaleur nécessaire pour élever de 1°C la température de 1 gramme d'eau sous la pression atmosphérique normale.
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.
Carburant Gaz Naturel Véhicule	Composé à 100% de gaz naturel, le GNV émet moins de CO ₂ , d'oxydes d'azote et de particules nocives qu'une voiture à essence. Le GNV est également économique à l'usage.
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 classique	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	Anciennement centre d'enfouissement technique (CET). 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.
Centre Européen de Normalisation (CEN)	Organisme composé des instituts de normalisation des pays de la Communauté européenne (CEE) et de l'Association européenne de libre-échange (AELE).
Certificat de réduction d'émission de gaz à effet de serre (CER)	Certificat 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 – CREG (Belgique)	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 y relatives. 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. 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.

Commission de Régulation de l'Énergie – CRE (France)	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.
COSO 1 COSO 2	<p>Le COSO 1 propose un cadre de référence pour la gestion du Contrôle interne. Le Contrôle interne est un processus mis en œuvre par le Conseil d'Administration, les dirigeants et le personnel d'une organisation, destiné à fournir une assurance raisonnable quant à la réalisation des objectifs suivants :</p> <ul style="list-style-type: none"> • la réalisation et l'optimisation des opérations ; • la fiabilité des informations financières ; • la conformité aux lois et aux réglementations en vigueur. <p>Le COSO 2 propose un cadre de référence pour la gestion des risques de l'entreprise (<i>Enterprise Risk Management Framework</i>). La gestion des risques de l'entreprise est un processus mis en œuvre par le Conseil d'Administration, les dirigeants et le personnel d'une organisation, exploité pour l'élaboration de la stratégie et transversal à l'entreprise, destiné à :</p> <ul style="list-style-type: none"> • identifier les événements potentiels pouvant affecter l'organisation ; • maîtriser les risques afin qu'ils soient dans les limites du <i>Risk Appetite</i> (appétence au risque) de l'organisation ; • fournir une assurance raisonnable quant à la réalisation des objectifs de l'organisation. <p>Le COSO 2 inclut les éléments du COSO 1 au travers du troisième point et le complète sur le concept de gestion des risques. Le COSO 2 est basé sur une vision orientée risques de l'entreprise.</p>
Cryogénique	Qui a trait aux très basses températures (- 100°C et au-dessous).
Dark spread	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...)
Degrés-jours de chauffage	Les degrés-jours de chauffage représentent, sur une saison de chauffe, la somme des écarts entre une température seuil de chauffage (égale à 16,3 °C pour la France) et la température extérieure journalière moyenne, les jours où cette dernière est inférieure à ce seuil. Plus il fait froid, plus le nombre de degrés-jours est élevé.
Dessalement	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.
Distribution	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.
Document de référence	Document soumis au contrôle de l'AMF qui peut prendre la forme du rapport annuel pour un exercice donné, contenant une information détaillée sur l'activité, la situation financière et les perspectives d'une société.
Droits en nature des concédants	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. 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.
Droit préférentiel de souscription	Droit attaché à chaque action ancienne qui permet à son détenteur de souscrire à l'émission d'actions nouvelles. L'actionnaire ancien possède donc un droit de priorité pour souscrire à l'augmentation de capital qu'il peut par ailleurs vendre pendant toute la durée de l'opération. C'est un droit véral qui permet d'ajuster le prix d'émission à la valeur marchande de l'action.
EBITDA at Risk	<p>L'<i>EBITDA at Risk</i> mesure la perte potentielle d'EBITDA, 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 portfolio management.</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'EBITDA du fait des variations de prix des commodités est de 5%.</p>
Électricité verte	L'électricité verte est l'électricité certifiée produite à partir d'énergies renouvelables.
EMTN	Lorsque l'entreprise prévoit à moyen terme un certain nombre d'émissions d'obligations, elle pourra faire paraître une documentation (un prospectus) «chapeau» qui couvrira l'ensemble des émissions qu'elle mettra sur le marché : le programme EMTN (<i>Euro Medium Term Notes</i>). Ce type de documentation permet à l'entreprise de venir très rapidement sur le marché, lorsqu'elle en a besoin ou lorsque le marché est attractif.

Environmental, Management and Audit System (EMAS)	Certificat fondé sur une certification ISO 14001 et une déclaration environnementale certifiée par des vérificateurs européens, approuvée par la Commission européenne et publiée.
EURIBOR	Taux du marché monétaire européen, égal à la moyenne arithmétique des taux offerts sur le marché bancaire européen pour une échéance déterminée (entre 1 semaine et 12 mois). Il est publié par la Banque Centrale Européenne à partir de cotations fournies quotidiennement par 64 banques européennes.
European Pressurized Reactor (EPR)	Concept européen de centrale nucléaire de troisième génération.
Exploration	Ensemble des méthodes mises en œuvre pour découvrir de nouveaux gisements d'hydrocarbures.
Facility management	Ensemble des prestations de management 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...
Franchissement de seuils	Seuils d'acquisition ou de vente de part de capital ou de droits de vote d'une société définis dans ses statuts, au-delà desquels l'acquéreur doit rendre public le nombre exact d'actions qu'il détient et éventuellement ses intentions.
Gas To Liquid (GTL)	Technologie permettant de transformer le gaz naturel ou de cokerie en un carburant synthétique liquide exempt de soufre, de paraffine et de composés aromatiques.
Gaz à effet de serre (GES)	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.
Gaz coussin	Quantité de gaz emmagasinée dans un stockage souterrain et qui peut ne pas être complètement récupérée après son injection.
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 de pétrole liquéfié (GPL)	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.
Gaz naturel véhicules (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).
IAS (International Accounting Standards)	Ensemble des normes comptables élaborées par l'IASB jusqu'en 2002.
IASB (International Accounting Standards Board)	Organisme privé fondé en 1973 par les instituts d'experts-comptables de neuf pays avec pour principaux objectifs d'établir des normes comptables acceptables au plan international, de promouvoir leur utilisation et plus généralement, de travailler pour harmoniser les pratiques comptables et la présentation des comptes sur le plan international. Il est composé de 14 membres indépendants.
IFRS (International Financial Reporting Standards)	Ensemble de normes comptables élaborées par l'IASB depuis 2002.
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.
ISO (International Organization for Standardization)	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.
LIBOR	Taux du marché monétaire observé à Londres qui est égal à la moyenne arithmétique des taux offerts sur le marché bancaire à Londres pour une échéance déterminée (entre 1 et 12 mois) et une devise donnée (euro, livre, dollar).
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).
Mercaptans (thiols)	Famille de composés organiques soufrés dégageant une forte odeur désagréable qui persiste même dans le cas d'une faible concentration dans l'air. Ils sont utilisés pour odoriser le gaz naturel.
Méthane (CH₄)	Gaz incolore et inflammable. Sa densité est de 0,555. Il se dégage naturellement des matières organiques en décomposition. C'est le constituant essentiel du gaz naturel.
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 – régulier 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'IPE (<i>International Petroleum Exchange</i>) de gaz naturel des contrats à terme.
Open season	Appel à souscription dans le but d'apprécier l'appétit du marché pour une nouvelle infrastructure ou des capacités additionnelles sur une infrastructure existante (terminal méthanier, gazoduc...).
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 (PPP)	Le PPP 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 au PPP dans la gestion de leurs services de l'eau.
PIBOR ou TIOP (Paris Interbank Offered Rate)	Taux du marché monétaire égal à la moyenne arithmétique des taux offerts sur le marché interbancaire de Paris pour une échéance déterminée (entre 1 et 12 mois). Il a été remplacé par l'EURIBOR depuis le 1 ^{er} janvier 1999.
Pile à combustible	Nouveau procédé permettant la production d'électricité et de chaleur, avec un très bon rendement électrique et un impact réduit sur l'environnement (absence de nuisances sonores et d'émission de polluants gazeux comme le monoxyde de carbone ou les oxydes d'azote, les suies et autres particules). La conversion directe de l'énergie chimique du combustible en énergie électrique constitue le cœur du procédé. La production de chaleur peut être utilisée en cogénération avec un rendement global pouvant atteindre au moins 80% PCI (Pouvoir Calorifique Inférieur).
Point d'échange de gaz (PEG)	Point virtuel, rattaché à une zone d'équilibrage, où un expéditeur peut céder du gaz à un autre expéditeur.
Pouvoir calorifique inférieur (PCI)	Quantité de chaleur dégagée par la combustion complète d'une unité de combustible, la vapeur d'eau étant supposée non condensée et la chaleur non récupérée.
Pouvoir calorifique supérieur (PCS)	Quantité d'énergie dégagée par la combustion complète d'une unité de combustible, la vapeur d'eau étant supposée condensée et la chaleur récupérée.
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 de distribution	Réseau destiné à la distribution du gaz naturel (à moyenne ou basse pression) à l'intérieur d'une région délimitée ou d'une entreprise.
Réseau de transport	Réseau servant à acheminer l'énergie à haute pression (> 60 bars) vers les réseaux de distribution situés en aval.

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.
Résultat brut d'exploitation (RBE)	Le RBE exprime le montant des ressources que l'entreprise tire de son cycle d'exploitation avant coût de financement associé. Il correspond au résultat d'exploitation avant amortissements et provisions, augmenté de la part dans le résultat courant des sociétés mises en équivalence et des revenus nets financiers non liés à l'endettement net.
Sarbanes-Oxley	Aux États-Unis, la loi Sarbanes-Oxley vise à renforcer la responsabilité des dirigeants d'entreprise en matière de Contrôle interne et d'information externe, et à revoir en profondeur les règles de fonctionnement et de supervision de la profession comptable.
SEQEN	Système Européen des Quotas d'Émissions Négociables issu d'une directive européenne de 2003 et s'appliquant depuis le 1 ^{er} janvier 2005 aux émissions de CO ₂ de quelques secteurs industriels.
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...).
Spin-off	Scission (opération consistant à séparer en sociétés distinctes les branches d'activité d'un groupe. Les actions de la société nouvellement créée sont distribuées aux actionnaires en échange des actions du groupe d'origine).
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.
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.
TMO (Taux Mensuel Obligatoire)	Taux mensuel obligatoire calculé à partir du taux actuariel brut, unitaire et sans frais des émissions obligatoires à taux fixe à plus de sept ans lancées sur le marché domestique français pour un mois donné. Il est publié par Ixis CIB.
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).
Title Transfer Facility (TTF)	Point virtuel d'échange de gaz naturel au Pays-Bas, institué par Gasunie en 2003, il est presque identique au National Balancing Point (NBP) au Royaume-Uni du gaz, et permet de négocier dans le réseau néerlandais.

Titre participatif	Un titre participatif est une valeur mobilière négociable à mi-chemin entre l'action et l'obligation : d'un côté, il tient de l'obligation parce qu'il distribue un coupon et ne donne pas de droit de vote, et de l'autre, il se rapproche de l'action car il n'est, en principe, pas remboursable. Il bénéficie de la fiscalité des obligations.
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 trading. 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 F

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	12. Responsables du Document de Référence
1.1. Personnes responsables	12.1. Personnes responsables du Document de Référence
1.2. Attestation des personnes responsables	12.2. Attestation des responsables du Document de Référence contenant le Rapport Financier Annuel
2. CONTRÔLEURS LÉGAUX DES COMPTES	11.1. 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. Données financières Groupe
4. FACTEURS DE RISQUES	5. 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	6.1.4.3. Investissements nets des cessions
5.2.2. Principaux investissements en cours	1.3. Priorités stratégiques
5.2.3. Principaux investissements que compte réaliser l'émetteur	1.3. Priorités stratégiques
6. APERÇU DES ACTIVITÉS	
6.1. Principales activités	1.1.1. Présentation générale 1.1.3. Organisation 1.2. Chiffres clés du Groupe 1.3. Priorités stratégiques 1.6. Le secteur de l'énergie dans le monde et en Europe 2.1. Organisation des activités et description des branches
6.2. Principaux marchés	1.5. Positions concurrentielles 1.6. Le secteur de l'énergie dans le monde et en Europe 2.1. Organisation des activités et description des branches
6.3. Événements exceptionnels	N/A
6.4. Degré de dépendance à l'égard de brevets, licences ou contrats	2.3. Politique de l'innovation, recherche et développement 5.3.1.2. Dépendance à l'égard d'un nombre limité de fournisseurs dans certaines activités, notamment pour les achats de gaz naturel 5.3.2.1. Dépendance à l'égard d'un nombre limité de clients dans certaines activités, notamment la vente d'électricité et les concessions d'eau
6.5. Position concurrentielle	1.5. Positions concurrentielles

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
7. ORGANIGRAMME	
7.1. Description sommaire du Groupe	1.1.3. Organisation
7.2. Liste des filiales importantes	11.2. Comptes consolidés – Note 28 (Liste des principales sociétés consolidées au 31 décembre 2010)
8. PROPRIÉTÉS IMMOBILIÈRES, USINES ET ÉQUIPEMENTS	
8.1. Immobilisations corporelles importantes	2.2. Propriétés immobilières, usines et équipements
8.2. Questions environnementales pouvant influencer l'utilisation des immobilisations corporelles	3.2. Engagements environnementaux
9. EXAMEN DE LA SITUATION FINANCIÈRE ET DU RÉSULTAT	
10. TRÉSORERIE ET CAPITAUX	
10.1. Capitaux propres	6.2. Trésorerie et capitaux propres
10.2. Flux de trésorerie	6.2.1. Capitaux propres de l'émetteur
10.3. Conditions d'emprunt et structure de financement	6.1.4. Évolution de l'endettement net
10.4. Restrictions à l'utilisation des capitaux	6.2.2. Conditions d'emprunt et structure de financement de l'émetteur
10.5. Sources de financement attendues pour honorer les engagements relatifs aux décisions d'investissement	8.6. Titres non représentatifs du capital 11.2. Comptes consolidés – Note 14 (Instruments financiers)
10.4. Restrictions à l'utilisation des capitaux	6.2.3. Restriction à l'utilisation des capitaux
10.5. Sources de financement attendues pour honorer les engagements relatifs aux décisions d'investissement	6.2.4. Sources de financement attendues pour honorer les engagements relatifs aux décisions d'investissement
11. RECHERCHE ET DÉVELOPPEMENT, BREVETS ET LICENCES	
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	2.3. Politique de l'innovation, recherche et développement
12.2. Tendances connues, incertitudes ou demandes, engagements ou événements raisonnablement susceptibles d'influer sensiblement sur les perspectives de l'émetteur	1.3. Priorités stratégiques 6.1.1. Évolution de l'activité et du résultat des opérations 6.1.7. Perspectives 2011
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	7.1.1. Conseil d'Administration : composition – mandats – renseignements – indépendance 7.1.6.2. Le Comité de Direction 7.1.6.3. Le Comité Exécutif
14.2. Conflits d'intérêt au niveau des organes d'administration, de direction et de surveillance et de la direction générale	7.1.1.7. Indépendance des administrateurs en exercice
15. RÉMUNÉRATION ET AVANTAGES	
15.1. Montant de la rémunération versée et des avantages en nature	7.4. Rémunération 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	7.4.3. Provision de retraite
16. FONCTIONNEMENT DES ORGANES D'ADMINISTRATION ET DE DIRECTION	
16.1. Durée du mandat des administrateurs	7.1.1.2. Administrateurs au 31 décembre 2010 7.1.1.4. Date de fin de mandat des Administrateurs en exercice
16.2. Contrats de service avec les administrateurs prévoyant l'octroi d'avantages à leur terme	7.3.4. Contrats de service liant les membres des organes d'administration ou de direction
16.3. Comité d'audit et comité de rémunération	7.1.6.1. Les comités permanents du Conseil d'Administration : composition – fonctionnement – activités
16.4. Conformité au régime de gouvernement d'entreprise en vigueur	7.2. Code de gouvernance et principes d'éthique

Informations prévues à l'annexe 1 du règlement CE n° 809/2004	Chapitres correspondants du Document de Référence
17. SALARIÉS	
17.1. Effectif et répartition des salariés	4.8. Données sociales
17.2. Participations et stock-options	7.1.1.6. Nombre d'actions et stock-options de GDF SUEZ détenues par les Administrateurs en exercice 7.4. Rémunération 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	4.5. Accords prévoyant une participation des salariés dans le capital de l'Émetteur – Actionnariat salarié
18. PRINCIPAUX ACTIONNAIRES	
18.1. Franchissements de seuils légaux	9.4. Franchissements de seuil
18.2. Droits de vote	8.1. Capital social et droits de vote
18.3. Contrôle	9.2. Répartition du capital au 31 décembre 2010 – évolution de l'actionnariat – profil des actionnaires 9.3. Action spécifique
18.4. Accord relatif au changement de contrôle	9.3. Action spécifique
19. OPÉRATIONS AVEC DES APPARENTÉS	7.3. 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	11.2. Comptes consolidés 11.3. Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes consolidés 11.4. Comptes sociaux 11.5. Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes annuels
20.2. Informations financières pro forma	N/A
20.3. États financiers consolidés	11.2. Comptes consolidés 11.3. Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes consolidés
20.4. Vérification des informations financières historiques annuelles	
20.4.1. Vérification des informations financières historiques	11.3. Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes consolidés 11.5. Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes annuels
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	11.2. Comptes consolidés 11.4. Comptes sociaux
20.6. Informations financières intermédiaires et autres	N/A
20.7. Politique de distribution de dividendes	9.5. Politique de distribution des dividendes
20.8. Procédures judiciaires et d'arbitrage	10.2. Litiges et arbitrages/Concurrence et concentrations
20.9. Changement significatif de la situation financière ou commerciale	11.2. 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	8.1. Capital social et droits de vote 8.2. Capital potentiel et titres donnant accès au capital 8.3. Autorisations relatives au capital et utilisation des autorisations
21.1.2. Actions non représentatives du capital	8.6. Titres non représentatifs du capital
21.1.3. Actions détenues par l'émetteur ou ses filiales	8.5. 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	9.3. Action spécifique
21.1.7. Historique du capital social	8.4. Évolution du capital social au cours des 5 derniers exercices
21.2. Acte constitutif et statuts	10.1. Dispositions légales et statutaires particulières
21.2.1. Objet social	10.1.1. Objet social de l'Émetteur
21.2.2. Organes d'administration et de direction	10.1.2. Organes d'administration et de direction
21.2.3. Droits, privilèges et restrictions attachés aux actions	10.1.3. Droits, privilèges et restrictions attachés aux actions
21.2.4. Modification des droits des actionnaires	10.1.4. Modification des droits attachés aux actions
21.2.5. Assemblées Générales	10.1.5. Assemblées Générales
21.2.6. Dispositions pouvant retarder, différer ou empêcher un changement de contrôle	9.3. Action spécifique 10.1.3. Droits, privilèges et restrictions attachés aux actions
21.2.7. Divulgence des franchissements de seuil	10.1.6. Dispositions relatives à la divulgation des participations
21.2.8. Modification du capital	10.1.7. Modification du capital
22. CONTRATS IMPORTANTS	6.2. Trésorerie et capitaux propres 11.2. Comptes consolidés – Note 2 (Principales variations de périmètre) 11.2. 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	10.3. Documents accessibles au public
25. INFORMATIONS SUR LES PARTICIPATIONS	11.2. Comptes consolidés – Note 28 (Liste des principales sociétés consolidées au 31 décembre 2010)

ANNEXE G

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 2010 :

Référence législative ou réglementaire	Éléments requis	Chapitre du Document de Référence
I – Activité		
L. 232-1 du Code de Commerce	Situation de la Société durant l'exercice écoulé	chapitre 6.1. Rapport d'activité chapitre 11.2. Comptes consolidés
	Évolution prévisible et perspectives d'avenir	chapitre 6.1.7. Perspectives 2011
	Événements importants survenus entre la date de clôture de l'exercice et la date à laquelle le rapport de gestion est établi	chapitre 11.2. Comptes consolidés – Note 27 (Événements postérieurs à la clôture)
	Activités en matière de recherche et développement	chapitre 2.3. Politique de l'innovation, recherche et développement chapitre 11.2. 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 du Groupe chapitre 1.3. Priorités stratégiques chapitre 1.6. Le secteur de l'énergie dans le monde et en Europe chapitre 2.1. Organisation des activités et description des branches
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. Évolution de l'activité et du résultat des opérations chapitre 6.1.2. Évolution des métiers du Groupe
L. 225-100 al. 3 (1re 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. Rapport d'activité chapitre 6.2.2.1. Structure de l'endettement
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 5 Facteurs de risque chapitre 11.2. 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 6.1.6. Comptes Sociaux
II – Informations à caractère financier		
L. 233-13 du Code de Commerce	Répartition et évolution de l'actionnariat	chapitre 9.2. Répartition du capital au 31 décembre 2010 - évolution de l'actionnariat - profil des actionnaires chapitre 9.3. Action spécifique chapitre 9.4. Franchissements de seuil

Référence législative ou réglementaire	Éléments requis	Chapitre du Document de Référence
	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 11.2. Comptes consolidés – Note 1 (Résumé des méthodes comptables) chapitre 11.4.2. – 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 11.2. 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 11.4.4. Résultats et autres éléments caractéristiques de la Société au cours des cinq derniers exercices
L. 225-211 du Code de Commerce	Acquisition et cession par la Société de ses propres actions	chapitre 8.5. Rachat d'actions chapitre 11.2. 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 9.2. Répartition du capital au 31 décembre 2010 – évolution de l'actionariat – profil des actionnaires chapitre 4.5. Accords prévoyant une participation des salariés dans le capital de l'Émetteur – Actionariat salarié
L. 225-102 al. 2 du Code de Commerce	Titres acquis par les salariés dans le cadre d'une opération	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 8.3. Autorisations relatives au capital 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 9.5. Politique de distribution des dividendes
L. 464-2 I al. 5 du Code de Commerce	Injonctions ou sanctions pécuniaires pour des pratiques anticoncurrentielles	chapitre 10.2. Litiges et arbitrages / concurrence et concentrations
L. 225-100-3 du Code de Commerce	Informations susceptibles d'avoir une incidence en cas d'offre publique	chapitre 7.1. Organes d'administration et de direction : composition – organisation – fonctionnement chapitre 7.4. Rémunération et avantages des organes d'administration et de direction chapitre 8.3. Autorisations relatives au capital et utilisation des autorisations chapitre 9.2. Répartition du capital au 31 décembre 2010 – évolution de l'actionariat – profil des actionnaires chapitre 9.3. Action spécifique chapitre 9.4. Franchissements de seuil chapitre 10.1. Dispositions légales et statutaires particulières chapitre 4.5.1. Un actionariat salarié dynamique
R. 225-104 du Code de Commerce	Informations sociales	chapitre 4 Informations sociales

Référence législative ou réglementaire	Éléments requis	Chapitre du Document de Référence
IV – Informations portant sur les mandataires sociaux		
L. 225-102-1 du Code de Commerce	Liste de l'ensemble des mandats et fonctions exercés dans toute société par chacun des mandataires durant l'exercice	chapitre 7.1.1.5. Renseignements concernant les Administrateurs en exercice
L. 225-102-1 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 7.4. Rémunération et avantages des membres des organes d'administration et de direction chapitre 7.4.1. Rémunération des dirigeants mandataires sociaux
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 7.4.5.1 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 7.4.10 Récapitulatif des opérations déclarées par les dirigeants et les mandataires sociaux durant l'année 2010
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 7.4.5.1 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 5.4. Sécurité Industrielle chapitre 3.2. Engagements environnementaux
L. 225-102-2 du Code de Commerce	Informations spécifiques pour les sociétés exploitant au moins un site classé Seveso «seuil haut»	chapitre 5.4.3. Exploitation d'installations industrielles classées «Site Seveso seuil haut» en Europe chapitre 3.2. Engagements environnementaux
L. 225-102-1 al. 4 et R. 225-104 du Code de Commerce	Informations sociales	chapitre 4 Informations sociales

ANNEXE H

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 11.4. Comptes sociaux
Comptes consolidés du Groupe	Chapitre 11.2. Comptes consolidés
Rapport de gestion	Voir table de concordance spécifique ci-avant
Attestation du responsable du Rapport Financier Annuel	Chapitre 12.2. Attestation des responsables du Document de référence contenant le Rapport Financier Annuel
Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes sociaux	Chapitre 11.5. Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes annuels
Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes consolidés	Chapitre 11.3. Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes consolidés
Honoraires des Commissaires aux comptes	Chapitre 11.2. 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 7.5. 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 7.6. 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 fabriqué à partir de bois issu de forêts gérés durablement.

Le Document de Référence 2010 de GDF SUEZ est disponible sur le site web du Groupe (gdfsuez.com) où l'ensemble des publications du Groupe peuvent être téléchargées.

Rédaction : **GDF SUEZ**

Conception et réalisation :  **Labrador** 01 53 06 30 80 © 04/2011

Nos valeurs

exigence
engagement
audace
cohésion

GDF SUEZ

Société anonyme au capital de 2 250 295 757 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