



Gaz de France

Société anonyme au capital de 903 000 000 d'euros
Siège social: 23 rue Philibert Delorme – 75017 Paris
R.C.S. Paris 542 107 651

DOCUMENT DE BASE



En application des articles 211-1 à 211-42 de son règlement général, l'Autorité des marchés financiers a enregistré le présent document de base le 1^{er} avril 2005 sous le numéro I. 05-037. Il ne peut être utilisé à l'appui d'une opération financière que s'il est complété par une note d'opération visée par l'Autorité des marchés financiers.

Ce document de base a été établi par l'émetteur et engage la responsabilité de ses signataires. Cet enregistrement, effectué après examen de la pertinence et de la cohérence de l'information donnée sur la situation de la société, n'implique pas l'authentification des éléments comptables et financiers présentés.

Avertissement

L'Autorité des marchés financiers attire l'attention du public sur les observations contenues dans l'avis des commissaires aux comptes sur le document de base concernant les comptes de l'exercice 2004 et en particulier les conséquences financières et comptables de la réforme du financement du régime des retraites des entreprises des IEG, pour Gaz de France, figurant dans la note 21 de l'annexe aux comptes consolidés.

Des exemplaires du présent document de base sont disponibles sans frais auprès de Gaz de France, 23 rue Philibert Delorme – 75017 Paris, ainsi que sur les sites Internet de Gaz de France (www.gazdefrance.com) et de l'Autorité des marchés financiers (www.amf-france.org).

TABLE DES MATIERES

CHAPITRE 1. RESPONSABLE DU DOCUMENT DE BASE ET RESPONSABLES DU CONTROLE DES COMPTES.....	1
1.1 RESPONSABLE DU DOCUMENT DE BASE.....	1
1.2 ATTESTATION DU RESPONSABLE DU DOCUMENT DE BASE.....	1
1.3 RESPONSABLES DU CONTROLE DES COMPTES.....	1
1.3.1 Commissaires aux comptes titulaires.....	1
1.3.2 Commissaires aux comptes suppléants.....	1
1.3.3 Durée des mandats des commissaires aux comptes.....	1
1.4 ATTESTATION DES COMMISSAIRES AUX COMPTES.....	2
1.5 RESPONSABLE DE L'INFORMATION.....	3
CHAPITRE 2. RENSEIGNEMENTS RELATIFS AUX TITRES DONT L'ADMISSION EST DEMANDEE.....	4
CHAPITRE 3. RENSEIGNEMENTS DE CARACTERE GENERAL CONCERNANT LA SOCIETE ET SON CAPITAL.....	5
3.1 RENSEIGNEMENTS DE CARACTERE GENERAL CONCERNANT LA SOCIETE.....	5
3.1.1 Dénomination sociale et siège social.....	5
3.1.2 Forme juridique et législation applicable.....	5
3.1.3 Date de constitution et durée de la Société.....	5
3.1.4 Objet social (article 2 des statuts).....	5
3.1.5 Registre du commerce et des sociétés.....	6
3.1.6 Consultation des documents juridiques.....	6
3.1.7 Exercice social (article 24 des statuts).....	6
3.1.8 Répartition statutaire des bénéficiaires (articles 25 et 26 des statuts).....	6
3.1.9 Assemblées générales (articles 11 et 20 des statuts).....	6
3.1.9.1 Convocation.....	6
3.1.9.2 Conditions d'admission.....	6
3.1.9.3 Conditions d'exercice du droit de vote.....	7
3.1.10 Transmission des actions et franchissement de seuils statutaires (article 9 des statuts).....	7
3.1.11 Identification des titulaires de titres au porteur ou de forme nominative (article 9 des statuts).....	8
3.1.12 Relations avec l'Etat et les autorités administratives.....	8
3.1.12.1 Contrôle économique et financier.....	8
3.1.12.2 Cour des comptes.....	8
3.1.12.3 Inspection générale des finances.....	9
3.2 RENSEIGNEMENTS DE CARACTERE GENERAL CONCERNANT LE CAPITAL.....	9
3.2.1 Modification du capital et des droits attachés aux actions.....	9
3.2.2 Forme et mode d'inscription en compte des actions.....	9
3.2.3 Acquisition par la Société de ses propres actions.....	9
3.2.4 Capital social.....	9
3.2.5 Capital autorisé non émis, engagements d'augmentation de capital.....	10
3.2.6 Titres non représentatifs du capital.....	10
3.2.7 Autres titres donnant accès au capital.....	11
3.2.8 Tableau d'évolution du capital au cours des cinq dernières années.....	12
3.3 REPARTITION ACTUELLE DU CAPITAL ET DES DROITS DE VOTE.....	12
3.3.1 Répartition actuelle du capital et des droits de vote.....	12
3.3.2 Modification dans la répartition du capital au cours des trois dernières années.....	12
3.3.3 Personnes physiques ou morales détenant le contrôle de la Société.....	12
3.3.4 Organigramme du Groupe.....	12
3.4 MARCHE DES TITRES DE GAZ DE FRANCE.....	14
3.4.1 Actions.....	14
3.4.2 Titres participatifs.....	14
3.5 DIVIDENDES.....	14

3.5.1	Dividendes payés au cours des cinq dernières années.....	14
3.5.1.1	<i>Rémunération de l'Etat français préalablement à la transformation de Gaz de France en société anonyme.....</i>	14
3.5.1.2	<i>Dividendes versés postérieurement à la transformation de Gaz de France en société anonyme.....</i>	15
3.5.2	Politique de distribution des dividendes.....	15
3.5.3	Délai de prescription des dividendes.....	15
CHAPITRE 4.	RENSEIGNEMENTS CONCERNANT L'ACTIVITE DU GROUPE GAZ DE FRANCE.....	16
4.1	PRESENTATION GENERALE.....	16
4.2	STRATEGIE.....	19
4.3	BREF HISTORIQUE.....	21
4.3.1	Création de Gaz de France et évolution de ses activités.....	21
4.3.2	Développement international.....	22
4.4	LE SECTEUR DU GAZ NATUREL EN FRANCE ET DANS LE MONDE.....	22
4.4.1	La chaîne gazière.....	23
4.4.2	La demande de gaz naturel en France et dans le monde.....	23
4.4.2.1	<i>Demande internationale.....</i>	23
4.4.2.2	<i>Demande en France.....</i>	25
4.4.3	L'approvisionnement des marchés français et européen en gaz naturel.....	27
4.5	PRINCIPALES ACTIVITES DE GAZ DE FRANCE.....	27
4.5.1	Fourniture d'énergie et de services.....	29
4.5.1.1	<i>Achat-Vente d'Energie.....</i>	29
4.5.1.1.1	<i>Vente d'énergie.....</i>	29
	◆ Stratégie.....	29
	◆ Clients.....	30
	◆ L'offre de Gaz de France et la politique de marques.....	31
	◆ Prix de vente d'énergie.....	35
	◆ Mise à disposition temporaire de gaz dans le sud-est de la France (gas release).....	37
4.5.1.1.2	<i>Achat d'énergie.....</i>	37
	◆ Le portefeuille de contrats à long terme de Gaz de France.....	38
	◆ Répartition des approvisionnements.....	39
	◆ Gaz naturel liquéfié (GNL).....	40
	◆ La gestion optimisée des approvisionnements de Gaz de France.....	41
4.5.1.1.3	<i>L'électricité.....</i>	42
	◆ L'électricité dans le cadre de l'offre commerciale de Gaz de France.....	42
	◆ Approvisionnement.....	43
	◆ Production d'électricité à partir du gaz.....	43
4.5.1.1.4	<i>Gaselys.....</i>	44
4.5.1.2	<i>Exploration-Production.....</i>	45
4.5.1.2.1	<i>Développement de l'activité Exploration-Production de Gaz de France.....</i>	46
4.5.1.2.2	<i>Les contrats d'exploration-production.....</i>	46
4.5.1.2.3	<i>Exploration.....</i>	46
4.5.1.2.4	<i>Production.....</i>	48
4.5.1.2.5	<i>L'activité Exploration-Production par pays.....</i>	49
4.5.1.3	<i>Services.....</i>	50
4.5.1.3.1	<i>Services proposés aux clients industriels et tertiaires.....</i>	50
4.5.1.3.2	<i>Services énergétiques aux collectivités locales.....</i>	51
4.5.1.3.3	<i>Services énergétiques aux particuliers.....</i>	52
4.5.2	Infrastructures.....	52
4.5.2.1	<i>Transport Stockage France.....</i>	52
4.5.2.1.1	<i>Réseau de transport.....</i>	53
	◆ Activité de transport (Gaz de France Réseau Transport).....	53
	◆ Accès au réseau de transport en France.....	54
	◆ Tarifs d'acheminement.....	55
	◆ Gestion du réseau de transport.....	57
4.5.2.1.2	<i>Grandes infrastructures.....</i>	57
	◆ Présentation des activités des grandes infrastructures.....	57

♦ Accès aux terminaux méthaniers et aux stockages de gaz en France	58
♦ Tarifs des infrastructures	58
4.5.2.1.3 Contrôle, qualité et sécurité du réseau de transport et des grandes installations...	59
4.5.2.2 <i>Distribution France</i>	60
4.5.2.2.1 Concessions.....	61
4.5.2.2.2 Organisation de la distribution.....	62
4.5.2.2.3 Accès aux réseaux de distribution.....	64
4.5.2.2.4 Tarifs d'acheminement sur le réseau de distribution.....	64
4.5.2.3 <i>Transport-Distribution International</i>	65
4.5.2.3.1 Slovaquie: SPP.....	65
♦ Ventes de gaz	66
♦ Transport	66
♦ Distribution	66
4.5.2.3.2 Filiales de transport.....	67
♦ Allemagne	67
♦ Autriche	67
♦ Belgique	67
4.5.2.3.3 Filiales de distribution.....	67
♦ Allemagne	67
♦ Hongrie	67
♦ Italie	67
♦ Portugal	68
4.5.2.3.4 Filiale de commercialisation.....	68
4.5.2.3.5 Filiales hors d'Europe.....	68
♦ Canada	68
♦ Mexique	68
♦ Amérique du Sud	69
♦ Inde	69
4.6 CONCURRENCE	69
4.6.1 Fourniture d'énergie et de services	69
4.6.1.1 <i>Vente d'énergie</i>	69
4.6.1.2 <i>Exploration-Production</i>	69
4.6.1.3 <i>Services</i>	70
4.6.2 Infrastructures	70
4.6.2.1 <i>Transport</i>	70
4.6.2.2 <i>Distribution France</i>	70
4.7 SYSTEMES D'INFORMATION	71
4.8 RECHERCHE ET DEVELOPPEMENT	71
4.9 FOURNISSEURS DE PRODUITS AUTRES QUE L'ENERGIE	73
4.10 ENVIRONNEMENT	74
4.10.1 Politique environnementale	74
4.10.2 Réglementation applicable	74
4.10.2.1 <i>Installations classées pour la protection de l'environnement</i>	74
4.10.2.2 <i>Anciens sites industriels</i>	75
4.10.2.3 <i>Qualité de l'air, de l'atmosphère et des ressources</i>	76
4.10.3 Bilan environnemental	76
4.10.3.1 <i>Emissions et rejets</i>	76
4.10.3.2 <i>Eau</i>	76
4.10.3.3 <i>Déchets</i>	77
4.11 POLITIQUE DE DEVELOPPEMENT DURABLE	77
4.12 PERSONNEL	79
4.12.1 Politique sociale applicable au Groupe	79
4.12.2 Structure et évolution des effectifs du Groupe (France et étranger)	80
4.12.2.1 <i>Effectifs du Groupe</i>	80
4.12.2.2 <i>Effectifs en France (Société et filiales en France)</i>	80
4.12.2.3 <i>Effectifs hors de France (filiales étrangères)</i>	81

4.12.3	Personnel du Groupe au sein de la Société (en France)	81
4.12.3.1	Statut du personnel des IEG.....	81
4.12.3.2	Embauche.....	82
4.12.3.3	Départs, licenciements et préretraite.....	82
4.12.3.4	Régime complémentaire obligatoire de maladie.....	83
4.12.3.5	Retraites.....	83
4.12.3.6	Main-d'œuvre extérieure à la Société.....	85
4.12.3.7	Informations relatives aux plans de réduction des effectifs et de sauvegarde de l'emploi, aux efforts de reclassement, aux réembauches et aux mesures d'accompagnement.....	85
4.12.3.8	Organisation et durée du temps de travail, absentéisme.....	85
4.12.3.9	Rémunération.....	85
4.12.3.10	Intéressement et participation.....	86
4.12.3.11	Relations professionnelles et accords collectifs.....	86
4.12.3.12	Représentation du personnel et représentation syndicale.....	86
4.12.3.13	Conditions d'hygiène et de sécurité.....	87
4.12.3.14	Formation.....	87
4.12.3.15	Emploi et insertion des travailleurs handicapés.....	88
4.12.3.16	Œuvres sociales.....	88
4.12.3.17	Sous-traitants.....	88
4.12.4	Personnel du Groupe au sein de l'activité Services (Cofathec et ses filiales)	88
4.12.4.1	Politique sociale.....	88
4.12.4.2	Bilan social des activités Services.....	89
4.12.5	Personnel des filiales étrangères du Groupe, hors activité Services	89
4.12.5.1	Filiales étrangères intégrées dans la politique sociale du Groupe.....	89
4.12.5.2	Politique sociale du Groupe au sein des filiales étrangères.....	90
4.13	PROPRIETE INTELLECTUELLE	90
4.14	BIENS ET EQUIPEMENTS	91
4.15	LITIGES	91
4.16	ENVIRONNEMENT LEGISLATIF ET REGLEMENTAIRE EN FRANCE	92
4.16.1	La fourniture en France	92
4.16.1.1	Les clients éligibles et non éligibles.....	92
4.16.1.2	L'autorisation de fourniture.....	93
4.16.2	Le transport, le stockage et le transit de gaz naturel en France	94
4.16.2.1	La construction et l'exploitation des canalisations de transport de gaz naturel.....	94
4.16.2.2	Le stockage.....	95
4.16.2.3	Le transit.....	95
4.16.3	La distribution en France	96
4.16.3.1	Régime de concession.....	96
4.16.3.2	Communes non desservies en gaz naturel.....	97
4.16.4	L'accès des tiers aux réseaux en France	97
4.16.4.1	Modalités d'accès aux réseaux de transport et de distribution et aux installations de GNL et de stockage.....	97
4.16.4.2	Non-discrimination, confidentialité des informations et séparation comptable.....	99
4.16.5	Gestion séparée puis filialisation des gestionnaires des réseaux de transport et de distribution ou des gestionnaires de réseaux combinés	99
4.16.6	Régulation et contrôle de l'application de la réglementation spécifique au secteur du gaz naturel	99
4.16.6.1	La Commission de régulation de l'énergie.....	100
4.16.6.2	Le ministre chargé de l'économie et le ministre chargé de l'énergie.....	101
4.16.6.3	L'Observatoire national du service public de l'électricité et du gaz.....	101
4.16.7	Autres réglementations ou conventions ayant un impact sur l'activité en France	102
4.16.7.1	La gestion du service public.....	102
4.16.7.2	Le Contrat de service public.....	102
4.16.7.3	Passation des marchés.....	102
4.16.7.4	Autorisation de fourniture d'électricité.....	102
4.17	FACTEURS DE RISQUES	103
4.17.1	Risques relatifs à l'ouverture du marché européen du gaz naturel	103
4.17.2	Risques relatifs à l'activité du Groupe	106

4.17.3	Gestion des risques.....	111
4.17.3.1	Politique d'achat d'assurances.....	113
4.17.3.2	Principaux contrats.....	114
CHAPITRE 5. PATRIMOINE — SITUATION FINANCIERE — RESULTATS.....		115
5.1	CHIFFRES CLEFS.....	115
5.2	COMMENTAIRES SUR LES RESULTATS ET LA SITUATION FINANCIERE.....	116
5.2.1	Présentation générale.....	116
5.2.2	Comparaison des exercices clos le 31 décembre 2003 et le 31 décembre 2004.....	123
5.2.2.1	Chiffre d'affaires et résultats par pôle.....	125
5.2.2.1.1	Fourniture d'énergie et de services.....	125
	◆ Achat-Vente d'Energie	126
	◆ Exploration-Production	128
	◆ Services	129
5.2.2.1.2	Infrastructures.....	129
	◆ Transport Stockage France	130
	◆ Distribution France	131
	◆ Transport-Distribution International	131
5.2.2.2	Autres soldes intermédiaires de gestion.....	133
5.2.3	Comparaison des exercices clos le 31 décembre 2002 et le 31 décembre 2003.....	133
5.2.3.1	Chiffre d'affaires et résultats par pôle.....	134
5.2.3.1.1	Fourniture d'énergie et de services.....	134
	◆ Achat-Vente d'Energie	135
	◆ Exploration-Production	137
	◆ Services	137
5.2.3.1.2	Infrastructures.....	137
	◆ Transport Stockage France	138
	◆ Distribution France	138
	◆ Transport-Distribution International	138
5.2.3.2	Autres soldes intermédiaires de gestion.....	139
5.2.4	Liquidité et ressource en capital.....	140
5.2.4.1	Trésorerie.....	140
5.2.4.2	Financement.....	142
5.2.4.3	Engagements du Groupe.....	144
5.3	ROCE ET ROE.....	146
5.4	INFORMATIONS QUALITATIVES ET QUANTITATIVES CONCERNANT LES RISQUES DE MARCHE.....	146
5.4.1	Présentation générale.....	146
5.4.2	Couverture du risque de change.....	147
5.4.3	Couverture du risque de taux.....	147
5.4.4	Couverture du risque de prix des matières premières.....	148
5.4.5	Couverture du risque de contrepartie.....	149
5.4.6	Couverture du risque de liquidité.....	149
5.4.7	Risque climatique.....	150
5.5	INFORMATION FINANCIERE IFRS 2004 PRELIMINAIRE.....	150
5.5.1	Contexte de la publication.....	150
5.5.2	Conduite du projet.....	151
5.5.3	Base d'établissement des données comparatives IFRS 2004 – Présentation des normes et interprétations appliquées pour la préparation des informations financières 2004 sur la transition aux normes IAS/IFRS.....	151
5.5.4	Communication financière.....	152
5.5.5	Principes généraux retenus pour la préparation de l'information financière IFRS 2004.....	152
5.5.5.1	Description des options comptables liées à la première adoption des IFRS et retenues pour la préparation du bilan d'ouverture au 1 ^{er} janvier 2004.....	152
5.5.5.2	Format des états financiers.....	153
5.5.6	Synthèse des impacts des normes IFRS sur les capitaux propres du Groupe au 1 ^{er} janvier 2004 et sur le résultat 2004 (situation post-réforme des retraites).....	154
	◆ Synthèse des impacts sur les principaux agrégats financiers	154

♦	<i>Description des changements de principes comptables et des ajustements IFRS.</i>	155
5.5.7	Description des changements de principes comptables et des ajustements IFRS liés à l'application d'IAS 32 et 39 à compter du 1 ^{er} janvier 2005	160
5.5.8	Etats financiers IFRS 2004 préliminaires.....	161
5.5.9	Annexes – Présentation des principes comptables et méthodes d'évaluation retenus pour la préparation de l'information financière IFRS 2004.....	166
5.5.10	Rapport particulier d'audit des commissaires aux comptes sur les comptes consolidés retraités IFRS de l'exercice 2004.....	215
5.6	PRESENTATION DES COMPTES.....	217
5.6.1	Comptes consolidés pour les exercices clos les 31 décembre 2002, 2003 et 2004.....	217
5.6.2	Annexes aux comptes consolidés pour l'exercice clos le 31 décembre 2004.....	221
5.6.3	Rapport général des commissaires aux comptes sur les comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2004.....	263
5.6.4	Comptes sociaux de Gaz de France pour les exercices clos les 31 décembre 2002, 2003 et 2004.....	265
5.6.5	Extrait des annexes aux comptes sociaux pour l'exercice clos le 31 décembre 2004.....	269
5.6.6	Rapport général des commissaires aux comptes sur les comptes sociaux relatifs à l'exercice clos le 31 décembre 2004.....	270
5.6.7	Rapport spécial des commissaires aux comptes sur les conventions réglementées pour l'exercice clos le 31 décembre 2004.....	272
5.7	HONORAIRES DES COMMISSAIRES AUX COMPTES ET DES MEMBRES DE LEURS RESEAUX PRIS EN CHARGE PAR LA SOCIETE.....	272
	CHAPITRE 6. GOUVERNEMENT D'ENTREPRISE.....	273
6.1	COMPOSITION ET FONCTIONNEMENT DES ORGANES D'ADMINISTRATION, DE DIRECTION ET DE SURVEILLANCE	273
6.1.1	Conseil d'administration	273
6.1.1.1	<i>Composition du conseil d'administration</i>	273
6.1.1.2	<i>Fonctionnement du conseil d'administration.....</i>	276
6.1.1.3	<i>Charte de l'administrateur.....</i>	277
6.1.2	Présidence du conseil d'administration.....	278
6.1.3	Direction générale, comité exécutif et organisation opérationnelle.....	279
6.1.4	Le contrôle interne.....	282
6.1.5	Comités du conseil d'administration.....	282
6.1.5.1	<i>Comité d'audit et des comptes.....</i>	283
6.1.5.1.1	<i>Composition et fonctionnement.....</i>	283
6.1.5.1.2	<i>Missions.....</i>	283
6.1.5.2	<i>Comité de la stratégie et des investissements.....</i>	285
6.1.5.2.1	<i>Composition et fonctionnement.....</i>	285
6.1.5.2.2	<i>Missions.....</i>	285
6.1.6	Gestion du réseau de distribution.....	285
6.1.6.1	<i>Missions et pouvoirs de GRD.....</i>	286
6.1.6.2	<i>Direction de GRD et EGD.....</i>	286
6.2	REMUNERATIONS ET INTERETS DES DIRIGEANTS DANS LE CAPITAL DE GAZ DE FRANCE	287
6.2.1	Rémunérations et avantages en nature attribués pour le dernier exercice clos, à quelque titre que ce soit, aux dirigeants de la Société.....	287
6.2.2	Options de souscription ou d'achat d'actions de la Société consenties aux mandataires sociaux de la Société	288
6.2.3	Informations sur les opérations conclues avec les membres des organes d'administration et de direction et avec des sociétés ayant des dirigeants communs avec ceux de la Société.....	288
6.2.4	Prêts et garanties accordés ou constitués en faveur des membres des organes d'administration et de direction.....	288
6.3	INTERESSEMENT DU PERSONNEL.....	288
6.3.1	Contrats d'intéressement et de participation.....	288
6.3.2	Plans d'options de souscription et d'achat d'actions	288

6.4	GESTION DU RESEAU DE TRANSPORT	288
6.4.1	Conseil d'administration de Gaz de France Réseau Transport	288
6.4.1.1	<i>Composition du conseil d'administration de Gaz de France Réseau Transport</i>	288
6.4.1.2	<i>Pouvoirs du conseil d'administration de Gaz de France Réseau Transport</i>	289
6.4.1.3	<i>Délibérations du conseil d'administration de Gaz de France Réseau Transport</i>	289
6.4.2	Direction générale de Gaz de France Réseau Transport	290
CHAPITRE 7. EVOLUTION RECENTE ET PERSPECTIVES D'AVENIR		
7.1	EVOLUTION RECENTE DU GROUPE	291
7.2	PERSPECTIVES D'AVENIR	292
ANNEXE A	TABLEAU DES UNITES DE MESURE DE GAZ NATUREL ET DES AUTRES PRODUITS ENERGETIQUES	294
ANNEXE B	GLOSSAIRE	295
ANNEXE C	LISTE DES CHAMPS DU PORTEFEUILLE D'ACTIFS EXPLORATION-PRODUCTION	297
ANNEXE D	RAPPORT DU PRESIDENT DU CONSEIL D'ADMINISTRATION SUR LE CONTROLE INTERNE	300
ANNEXE E	RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES ETABLI EN APPLICATION DU DERNIER ALINEA DE L'ARTICLE L.225-235 DU CODE DE COMMERCE, SUR LE RAPPORT DU PRÉSIDENT DU CONSEIL D'ADMINISTRATION DE GAZ DE FRANCE POUR CE QUI CONCERNE LES PROCEDURES DE CONTROLE INTERNE RELATIVES A L'ELABORATION ET AU TRAITEMENT DE L'INFORMATION COMPTABLE ET FINANCIERE	312

CHAPITRE 1. RESPONSABLE DU DOCUMENT DE BASE ET RESPONSABLES DU CONTROLE DES COMPTES

1.1 RESPONSABLE DU DOCUMENT DE BASE

Monsieur Jean-François Cirelli, président-directeur général.

1.2 ATTESTATION DU RESPONSABLE DU DOCUMENT DE BASE

“A ma connaissance, les données du présent document de base sont conformes à la réalité; elles comprennent toutes les informations nécessaires aux investisseurs pour fonder leur jugement sur le patrimoine, l’activité, la situation financière, les résultats et les perspectives de Gaz de France; elles ne comportent pas d’omission de nature à en altérer la portée.”

Jean-François Cirelli
Président-directeur général

1.3 RESPONSABLES DU CONTROLE DES COMPTES

1.3.1 Commissaires aux comptes titulaires

Mazars & Guérard
39 rue de Wattignies
75012 Paris

Représenté par Messieurs Michel Barbet-Massin et Xavier Charton.

Ernst & Young Audit
Faubourg de l’Arche
11 allée de l’Arche
92037 Paris-La Défense Cedex

Représenté par Messieurs Patrick Gounelle et Philippe Hontarrède.

1.3.2 Commissaires aux comptes suppléants

Auditex
81 rue de Miromesnil
75008 Paris

Représenté par Monsieur Alain Bitton.

Cailliau Dedouit et Associés
19 rue Clément-Marot
75008 Paris

Représenté par Monsieur Jean-Jacques Dedouit.

1.3.3 Durée des mandats des commissaires aux comptes

Les sociétés Mazars & Guérard et Ernst & Young Audit sont commissaires aux comptes titulaires de Gaz de France depuis le 1^{er} janvier 2002. Les sociétés Auditex et Cailliau Dedouit et Associés sont commissaires aux comptes suppléants depuis la même date. Les mandats de chacun des commissaires aux comptes (titulaires et suppléants) expireront à l’assemblée générale annuelle statuant sur les comptes de l’exercice clos le 31 décembre 2007. La transformation de Gaz de France en société anonyme le 20 novembre 2004 n’a pas modifié les termes de ces mandats puisque l’article 23 des statuts de Gaz de France tels que fixés par décret du 17 novembre 2004 prévoit que les mandats de commissaire aux comptes en cours d’exécution à la date de publication dudit décret se poursuivent jusqu’à leur terme initialement défini.

1.4 ATTESTATION DES COMMISSAIRES AUX COMPTES

En notre qualité de commissaires aux comptes de la société Gaz de France et en application de l'article 211-5-2 du livre II du règlement général de l'Autorité des marchés financiers, nous avons procédé, conformément aux normes professionnelles applicables en France, à la vérification des informations portant sur la situation financière et les comptes historiques données dans le présent document de base.

Ce document de base a été établi sous la responsabilité du président du conseil d'administration de la société Gaz de France. Il nous appartient d'émettre un avis sur la sincérité des informations qu'il contient portant sur la situation financière et les comptes.

Nos diligences ont consisté, conformément aux normes professionnelles applicables en France, à apprécier la sincérité des informations portant sur la situation financière et les comptes, et à vérifier leur concordance avec les comptes ayant fait l'objet d'un rapport. Elles ont également consisté à lire les autres informations contenues dans le document de base, afin d'identifier le cas échéant les incohérences significatives avec les informations portant sur la situation financière et les comptes, et de signaler les informations manifestement erronées que nous aurions relevées sur la base de notre connaissance générale de la Société acquise dans le cadre de notre mission, étant précisé que les données prospectives présentées correspondent à des objectifs des dirigeants, et non à des données prévisionnelles isolées résultant d'un processus d'élaboration structuré.

Les comptes annuels et consolidés pour les exercices clos les 31 décembre 2002, 2003 et 2004, arrêtés par le conseil d'administration selon les règles et principes comptables français, ont fait l'objet d'un audit par nos soins, selon les normes professionnelles applicables en France, et ont été certifiés sans réserve et avec:

- au titre de l'exercice 2002, des observations liées:
 - o à la mention dans l'annexe pour la première fois du montant des engagements de retraite et autres avantages postérieurs à l'emploi, avec en conséquence la suppression de la réserve dont faisaient l'objet les comptes annuels et consolidés des exercices précédents;
 - o au processus de réforme du financement du régime spécial des industries électriques et gazières;
 - o aux différents changements de méthode comptable et de présentation effectués sur les comptes annuels et consolidés;
- au titre de l'exercice 2003, une observation concernant les conditions de première application à certaines provisions pour reconstitution des sites du règlement n° 00-06 du CRC relatif aux passifs;
- au titre de l'exercice 2004, des observations relatives:
 - o à la description de la réforme du financement du régime de retraite des entreprises des industries électriques et gazières et aux conséquences financières et comptables de cette réforme pour Gaz de France;
 - o à l'absence d'évaluation fiable de l'engagement qui existait au 31 décembre 2004 dans le cadre du régime de couverture maladie et aux conséquences financières et comptables pour Gaz de France de la réforme du financement du régime intervenue en février 2005;
 - o aux modifications apportées à l'évaluation de la provision pour démantèlement du réseau de distribution de Gaz de France.

Les comptes consolidés retraités selon le référentiel IFRS pour l'exercice clos le 31 décembre 2004, présentés sous la forme du document "Gaz de France – Information financière IFRS 2004 préliminaire" ont été établis sous la responsabilité du conseil d'administration, dans le cadre du passage au référentiel IFRS tel qu'adopté dans l'Union européenne pour l'établissement des comptes consolidés de l'exercice 2005. Ces comptes ont fait l'objet d'un audit par nos soins, selon les normes professionnelles applicables en France, nous permettant de conclure qu'ils ont été établis, dans tous leurs aspects significatifs, conformément aux règles d'élaboration décrites dans les notes annexes.

Notre rapport particulier d'audit sur ces comptes consolidés retraités attire l'attention du lecteur sur:

- les raisons pour lesquelles l'information comparative présentée dans les comptes consolidés de l'exercice 2005 pourrait être différente des comptes consolidés retraités, joints à notre rapport;
- la décision de Gaz de France de ne pas appliquer aux actifs et passifs et aux charges et produits relatifs aux concessions les normes et interprétations IFRS applicables au 31 décembre 2005 dans l'attente de l'évolution des travaux de l'IFRIC. Selon l'évolution des travaux de l'IFRIC et suivant l'analyse du cadre juridique du régime des concessions du groupe Gaz de France, l'application des normes et interprétations IFRS aux concessions pourrait affecter de façon significative, dans les comptes 2005, la situation financière et la performance de l'exercice 2004 telles qu'elles sont présentées aujourd'hui dans le cadre de l'information financière préliminaire IFRS 2004;
- l'absence d'évaluation fiable de l'engagement qui existait au 31 décembre 2004 dans le cadre du régime de couverture maladie, cet engagement n'étant en conséquence pas comptabilisé dans l'information financière IFRS présentée dès la date de transition et jusqu'à l'entrée en vigueur des dispositions réglementaires prises en février 2005, qui libèrent Gaz de France de ses engagements envers les inactifs à compter de cette date;
- la description de la réforme du financement du régime de retraite des entreprises des industries électriques et gazières et les conséquences financières et comptables pour Gaz de France de cette réforme, dont les effets ont été enregistrés en capitaux propres au 31 décembre 2004;
- le fait que, s'agissant de préparer le passage au référentiel IFRS tel qu'adopté dans l'Union européenne pour l'établissement des comptes consolidés de l'exercice 2005, les comptes consolidés retraités n'incluent pas l'information comparative relative à l'exercice 2003, ni toutes les notes annexes exigées par le référentiel IFRS tel qu'adopté dans l'Union européenne, qui seraient nécessaires pour donner, au regard de ce référentiel, une image fidèle du patrimoine, de la situation financière et du résultat de l'ensemble constitué par les entreprises comprises dans la consolidation.

Sur la base de ces diligences, nous n'avons pas d'observation à formuler sur la sincérité des informations portant sur la situation financière et les comptes présentées dans ce document de base.

Paris, le 1^{er} avril 2005.

Mazars & Guérard

Michel Barbet-Massin et Xavier Charton

Ernst & Young Audit

Patrick Gounelle et Philippe Hontarrède

Information annexe:

Le présent document de base inclut par ailleurs:

- *le rapport général sur les comptes annuels et le rapport sur les comptes consolidés au 31 décembre 2004 des commissaires aux comptes (respectivement aux paragraphes 5.6.6 et 5.6.3 du présent document de base) comportant la justification de leurs appréciations, en application des dispositions de l'article L.225-235 du Code de commerce;*
- *le rapport des commissaires aux comptes établi en application des dispositions du dernier alinéa de l'article L.225-235 du Code de commerce (en annexe E du présent document de base), sur le rapport du président du conseil d'administration, sur les procédures de contrôle interne relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière; et*
- *le rapport particulier d'audit des commissaires aux comptes sur les comptes consolidés retraités IFRS de l'exercice 2004 (au paragraphe 5.5.10 du présent document de base).*

1.5 RESPONSABLE DE L'INFORMATION

Madame Valérie Duval

Responsable de la communication financière

Téléphone: 01.47.54.79.04

Télécopie: 01.47.54.70.45

E-mail: valerie-ann.duval@gazdefrance.com

CHAPITRE 2. RENSEIGNEMENTS RELATIFS AUX TITRES DONT L'ADMISSION EST DEMANDEE

En cas d'opération financière par appel public à l'épargne, les informations relevant de ce chapitre feront l'objet d'une note d'opération soumise au visa de l'Autorité des marchés financiers ("**AMF**").

CHAPITRE 3. RENSEIGNEMENTS DE CARACTERE GENERAL CONCERNANT LA SOCIETE ET SON CAPITAL

3.1 RENSEIGNEMENTS DE CARACTERE GENERAL CONCERNANT LA SOCIETE

3.1.1 Dénomination sociale et siège social

La société a pour dénomination sociale "Gaz de France" (la "**Société**" ou "**Gaz de France**"), et son siège social est situé 23 rue Philibert Delorme – 75017 Paris.

3.1.2 Forme juridique et législation applicable

Gaz de France a été créé par la loi n° 46-628 du 8 avril 1946 sur la nationalisation de l'électricité et du gaz sous la forme d'un établissement public à caractère industriel et commercial ("**EPIC**") administré conformément aux dispositions de cette loi, telle que modifiée, et aux autres dispositions applicables aux EPIC.

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 qui porte modification de la loi n° 46-628 du 8 avril 1946, a organisé l'évolution du statut de Gaz de France en le transformant en société anonyme.

En application de ces dispositions, Gaz de France est une société anonyme à conseil d'administration depuis le 20 novembre 2004. Il est régi par les dispositions législatives et réglementaires applicables aux sociétés anonymes, sous réserve des lois spécifiques, et par ses statuts tels que fixés par le décret n° 2004-1223 du 17 novembre 2004 portant statuts de la société anonyme Gaz de France.

Les lois spécifiques régissant la Société sont notamment la loi n° 46-628 du 8 avril 1946 sur la nationalisation de l'électricité et du gaz, la loi n° 83-675 du 26 juillet 1983 relative à la démocratisation du secteur public, 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, ainsi que 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.

3.1.3 Date de constitution et durée de la Société

Gaz de France a été constitué sous forme d'EPIC le 8 avril 1946 et immatriculé au registre du commerce et des sociétés le 24 décembre 1954. Il est une société anonyme depuis le 20 novembre 2004.

La Société a une durée de 99 ans à compter du 20 novembre 2004, sauf dissolution anticipée ou prorogation.

3.1.4 Objet social (article 2 des statuts)

La Société a pour objet, en France et à l'étranger, de:

- (a) prospecter, produire, traiter, importer, exporter, acheter, transporter, stocker, distribuer, fournir, commercialiser du gaz combustible ainsi que toute énergie;
- (b) réaliser le négoce de gaz ainsi que de toute énergie;
- (c) fournir des services de manière connexe aux activités précitées;
- (d) 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, ainsi que 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;
- (e) 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;

- (f) 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;
- (g) prendre, acquérir, exploiter ou céder tous procédés et brevets concernant les activités se rapportant à l'un des objets précités;
- (h) et plus généralement réaliser toutes opérations et activités de toute nature, industrielle, commerciale, financière, mobilière ou immobilière, y compris de services ou de recherche, 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.

3.1.5 Registre du commerce et des sociétés

La Société est immatriculée au registre du commerce et des sociétés de Paris sous le numéro 542 107 651.

Code APE: 402A

3.1.6 Consultation des documents juridiques

Les documents juridiques et sociaux relatifs à la Société devant être mis à la disposition des actionnaires conformément à la réglementation applicable peuvent être consultés au siège social de Gaz de France, 23 rue Philibert Delorme – 75017 Paris.

3.1.7 Exercice social (article 24 des statuts)

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

3.1.8 Répartition statutaire des bénéfices (articles 25 et 26 des statuts)

Sur le bénéfice de l'exercice social, diminué le cas échéant des pertes antérieures, il est obligatoirement fait un prélèvement d'au moins 5% affecté à la formation d'un fonds de "réserve légale". Ce prélèvement cesse d'être obligatoire lorsque le montant de la réserve légale atteint le dixième du capital social et reprend si, pour une cause quelconque, la réserve légale devient inférieure à ce dixième.

Le bénéfice distribuable est constitué par le bénéfice de l'exercice diminué des pertes antérieures et du prélèvement visé ci-dessus et augmenté du report bénéficiaire.

Sur ce bénéfice distribuable, l'assemblée générale peut prélever toutes sommes qu'elle décide de reporter à nouveau sur l'exercice suivant ou d'affecter à la dotation de tous fonds de réserves, facultatives, ordinaires ou extraordinaires. Sur le solde, l'assemblée générale détermine la part attribuée aux actionnaires sous forme de dividendes, au prorata de leurs droits dans le capital.

3.1.9 Assemblées générales (articles 11 et 20 des statuts)

3.1.9.1 Convocation

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. Elles sont réunies au siège social ou en tout autre lieu indiqué dans l'avis de convocation.

3.1.9.2 Conditions d'admission

Tout actionnaire, quel que soit le nombre d'actions qu'il possède, a le droit d'assister aux assemblées générales et de participer aux délibérations, à condition que ses actions soient libérées des versements exigibles et sous réserve:

- pour les titulaires d'actions nominatives, de leur inscription en compte sur les registres de la Société; et
- pour les propriétaires de titres au porteur, du dépôt, aux lieux indiqués dans l'avis de convocation, d'un certificat de l'intermédiaire financier habilité constatant l'indisponibilité des actions inscrites en compte de la date du dépôt jusqu'à la date de l'assemblée.

Ces formalités doivent être accomplies cinq jours au moins avant la réunion de l'assemblée. Le conseil d'administration peut abréger ce délai au profit de l'ensemble des actionnaires.

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 leur 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. Il peut également voter par correspondance dans les conditions légales, après avoir fait attester de sa qualité d'actionnaire, cinq jours au moins avant la réunion de l'assemblée, par le dépositaire du ou des certificats d'inscription ou d'immobilisation de ses titres. A compter de cette attestation, l'actionnaire ne peut choisir un autre mode de participation à l'assemblée générale. Pour être retenu, le formulaire de vote doit être reçu par la Société au plus tard trois jours avant la date de la réunion de l'assemblée.

Les propriétaires de titres mentionnés au troisième alinéa de l'article L.228-1 du Code de commerce (propriétaires qui n'ont pas leur domicile sur le territoire français, au sens de l'article 102 du Code civil) peuvent se faire représenter, dans les conditions prévues par la loi, par un intermédiaire inscrit.

3.1.9.3 Conditions d'exercice du droit de vote

Dans toutes les assemblées générales, chaque actionnaire a autant de voix qu'il possède ou représente d'actions libérées des versements exigibles, sans autres limitations que celles qui pourraient résulter des dispositions légales. Il n'existe pas de clause statutaire prévoyant un droit de vote double ou multiple en faveur des actionnaires de Gaz de France.

3.1.10 Transmission des actions et franchissement de seuils statutaires (article 9 des statuts)

Les actions de la Société sont librement négociables.

L'article 9.3 des statuts de la Société prévoit que toute personne physique ou morale, agissant seule ou de concert, qui vient à détenir, directement ou indirectement, une fraction – du capital ou des 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%. Cette information doit préciser l'identité de la personne concernée ainsi que celle des personnes agissant de concert avec elle et indiquer le nombre total d'actions, de droits de vote ou de titres donnant accès à terme au capital que cette personne 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 qu'en cas de dépassement de l'un des seuils visés par le septième alinéa de l'article L.233-7 du Code de commerce (voir ci-dessous), l'information devra préciser à la Société l'intention de la personne ou des personnes détentrices. 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 troisième 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 ci-dessus pour l'ensemble des actions au titre desquelles il est inscrit.

Par ailleurs, en vertu des dispositions de l'article L.233-7 du Code de commerce, toute personne physique ou morale, agissant seule ou de concert, qui vient à posséder un nombre d'actions représentant plus de 5%, 10%, 20%, $33\frac{1}{3}\%$, 50% ou $66\frac{2}{3}\%$ du capital ou des droits de vote de la Société, devra informer la Société dans un délai de cinq jours de bourse à compter du franchissement du seuil de participation, du nombre total d'actions ou de droits de vote qu'elle possède. Lorsque les actions de la Société sont admises

aux négociations sur un marché réglementé, cette personne doit également en informer l'Autorité des marchés financiers dans un délai de cinq jours de bourse à compter du franchissement du seuil de participation. Cette même obligation d'information s'applique selon les mêmes délais en cas de franchissement à la baisse des seuils mentionnés ci-dessus.

Aux termes des dispositions de l'article L.233-14 du Code de commerce, à défaut d'avoir été régulièrement déclarées, les actions excédant la fraction qui aurait dû être déclarée conformément aux dispositions statutaires et/ou légales identifiées ci-dessus, lorsqu'elles sont admises aux négociations sur un marché réglementé d'instruments financiers, sont privées du droit de vote pour toute assemblée d'actionnaires qui se tiendrait jusqu'à l'expiration d'un délai de deux ans suivant la date de régularisation de la notification. Dans le cas d'inobservation des dispositions statutaires, cette suspension doit avoir fait l'objet d'une demande d'un ou de plusieurs actionnaires détenant une fraction au moins égale à 0,5% du capital ou des droits de vote de la Société et être consignée dans le procès-verbal de l'assemblée générale.

3.1.11 Identification des titulaires de titres au porteur ou de forme nominative (article 9 des statuts)

Les actions de la Société donnent lieu à une inscription en compte dans les conditions et selon les modalités prévues par les dispositions légales et réglementaires.

En vue de l'identification des titres au porteur, la Société peut demander à tout organisme ou intermédiaire, dans les conditions légales et réglementaires et sous les sanctions prévues par le Code de commerce, 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 (ainsi que la quantité de titres détenus par chacun d'eux), 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.

3.1.12 Relations avec l'Etat et les autorités administratives

Les pouvoirs publics exercent sur Gaz de France une tutelle à un double titre. D'une part, en raison du statut d'entreprise publique de Gaz de France et, d'autre part, parce que les activités de Gaz de France, notamment de service public, impliquent le contrôle de l'administration. Ce dernier aspect des relations entre Gaz de France et les autorités administratives est décrit au paragraphe 4.16 – "Environnement législatif et réglementaire en France".

3.1.12.1 Contrôle économique et financier

Le décret n° 55-733 du 26 mai 1955 modifié relatif au contrôle économique et financier de l'Etat est applicable à Gaz de France.

Le décret n° 53-707 du 9 août 1953 modifié, relatif au contrôle de l'Etat sur les entreprises publiques nationales et certains organismes ayant un objet d'ordre économique ou social, est également applicable à la Société. Un protocole sur les investissements et la croissance externe conclu entre l'Etat et la Société le 26 juillet 2002 impose des procédures d'agrément préalable et d'information (préalable ou non) de l'Etat pour certains projets de prise, d'extension ou de cession de participations par le Groupe.

3.1.12.2 Cour des comptes

Outre le contrôle exercé par les deux commissaires aux comptes, les comptes et la gestion de la Société et, le cas échéant, ceux de ses filiales majoritaires directes relèvent du contrôle de la Cour des comptes conformément aux articles L.133-1 et L.133-2 du Code des juridictions financières. Ainsi, après vérification des comptes, la Cour des comptes peut également demander communication de tous documents nécessaires à l'accomplissement de sa mission de contrôle, et entendre toute personne de son choix.

3.1.12.3 Inspection générale des finances

Le décret-loi du 30 octobre 1935 organisant le contrôle de l'Etat sur les sociétés, syndicats et associations ou entreprises de toute nature ayant fait appel au concours financier de l'Etat, permet au ministre chargé de l'économie de soumettre Gaz de France aux vérifications de l'inspection générale des finances.

3.2 RENSEIGNEMENTS DE CARACTERE GENERAL CONCERNANT LE CAPITAL

A la date d'enregistrement du présent document de base, l'Etat détient la totalité des actions de la Société. La loi n° 2004-803 du 9 août 2004 et le décret n° 2005-125 du 15 février 2005 autorisent le transfert au secteur privé d'une participation minoritaire (inférieure à 30%) de l'Etat au capital de Gaz de France. En conséquence, en l'état actuel de la législation, l'Etat détiendra nécessairement plus de 70% du capital social et des droits de vote de la Société même à la suite de l'ouverture du capital annoncée par le gouvernement.

3.2.1 Modification du capital et des droits attachés aux actions

Le capital social peut être augmenté, réduit ou amorti dans les conditions prévues par la loi. Conformément à la loi n° 2004-803 du 9 août 2004 et aux stipulations de l'article 6 des statuts de la Société, les modifications de capital ne peuvent avoir pour effet de faire descendre la participation de l'Etat au capital de la Société au dessous du seuil fixé par l'article 24 de la loi du 9 août 2004 (soit plus de 70%).

3.2.2 Forme et mode d'inscription en compte des actions

Les actions sont de forme nominative ou au porteur, dans les conditions prévues par les dispositions légales en vigueur. Les actions pourront donc, au gré des propriétaires, être inscrites:

- pour les actions nominatives, en compte nominatif pur dans les livres de la Société ou en compte nominatif administré auprès d'un intermédiaire financier habilité;
- pour les actions au porteur, sur un compte ouvert chez un intermédiaire financier habilité.

Sous la condition suspensive de l'admission aux négociations et de la première cotation des actions de la Société sur l'Eurolist d'Euronext Paris S.A. ("**Euronext Paris**"), lorsque le propriétaire des titres de capital de la Société n'aura pas son domicile sur le territoire français, au sens de l'article 102 du Code civil, tout intermédiaire pourra être inscrit pour le compte de ce propriétaire. Cette inscription pourra être faite sous la forme d'un compte collectif ou en plusieurs comptes individuels correspondant chacun à un propriétaire. L'intermédiaire inscrit sera tenu, au moment de l'ouverture de son compte auprès, soit de la Société, soit de l'intermédiaire financier habilité teneur de compte, de déclarer sa qualité d'intermédiaire détenant des titres pour le compte d'autrui.

3.2.3 Acquisition par la Société de ses propres actions

A la date d'enregistrement du présent document de base, la Société ne détient aucune action propre.

Les résolutions arrêtées par le conseil d'administration de Gaz de France du 22 mars 2005 qui seront soumises à l'approbation des actionnaires lors de l'assemblée générale mixte convoquée pour le 28 avril 2005 prévoient la mise en place d'un programme de rachat d'actions autorisant Gaz de France à procéder au rachat de ses propres titres conformément aux articles L.225-209 et suivants du Code de commerce, sous la condition suspensive de l'admission aux négociations et de la première cotation des actions de la Société sur l'Eurolist d'Euronext Paris.

3.2.4 Capital social

Aux termes de l'article 6 des statuts de la Société, son capital social s'élève à la somme de 903 000 000 d'euros, composé de 451 500 000 actions d'une valeur nominale de deux euros chacune, toutes entièrement souscrites et intégralement libérées. Les résolutions arrêtées par le conseil d'administration de Gaz de France du 22 mars 2005 qui seront soumises à l'approbation des actionnaires lors de l'assemblée générale mixte convoquée pour le 28 avril 2005 prévoient la division du nominal des actions de la Société par deux. A l'issue de cette assemblée, le capital social de la Société devrait ainsi être composé de 903 000 000 d'actions d'une valeur nominale d'un euro chacune.

3.2.5 Capital autorisé non émis, engagements d'augmentation de capital

A la date d'enregistrement du présent document de base, il n'existe pas de capital autorisé non émis ni d'engagement d'augmentation de capital. Toutefois, les résolutions arrêtées par le conseil d'administration de Gaz de France du 22 mars 2005 qui seront soumises à l'approbation des actionnaires lors de l'assemblée générale mixte convoquée pour le 28 avril 2005 prévoient l'octroi par l'assemblée générale des actionnaires au conseil d'administration des autorisations décrites ci-dessous:

Titres concernés	Durée de l'autorisation et expiration	Montant nominal maximal d'augmentation de capital (en millions d'euros)
Emissions avec droit préférentiel	26 mois	200 ⁽²⁾
Augmentation de capital toutes valeurs mobilières confondues	28 juin 2007	(ce montant nominal maximal s'imputant sur le montant nominal maximal global de 200 millions d'euros)
Emissions sans droit préférentiel	26 mois	200 ⁽²⁾
Augmentation de capital toutes valeurs mobilières confondues	28 juin 2007	(ce montant nominal maximal s'imputant sur le montant nominal maximal global de 200 millions d'euros)
Augmentation de capital par incorporation de primes, réserves, bénéfices ou autres⁽¹⁾	26 mois	200
	28 juin 2007	(ce montant nominal maximal s'imputant sur le montant nominal maximal global de 200 millions d'euros)
Emissions réservées au personnel	26 mois	30 ⁽²⁾
Adhérents de plans d'épargne	28 juin 2007	(ce montant nominal maximal s'imputant sur le montant nominal maximal global de 200 millions d'euros)
Programme de rachat d'actions⁽³⁾	18 mois octobre 2006	1 500 ou 5% du capital social

(1) Sous la condition suspensive de l'admission aux négociations et de la première cotation des actions de la Société sur l'Eurolist d'Euronext Paris.

(2) L'autorisation qui serait adoptée par l'assemblée générale mixte du 28 avril 2005 déléguerait au conseil d'administration compétence à l'effet d'augmenter le nombre de titres à émettre en cas d'augmentation de capital avec ou sans droit préférentiel de souscription.

(3) Sous la condition suspensive de l'admission aux négociations et de la première cotation des actions de la Société sur l'Eurolist d'Euronext Paris, l'assemblée générale mixte du 28 avril 2005 autoriserait, pendant une période de 26 mois, le conseil d'administration à réduire le capital social de la Société par annulation de toute quantité d'actions autodétenues (le nombre maximal d'actions pouvant être annulées par la Société en vertu de cette autorisation, pendant une période de 24 mois, serait de 10% des actions composant le capital).

3.2.6 Titres non représentatifs du capital

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. Les titres participatifs de la tranche A, d'une valeur nominale unitaire de 762,245 euros, comprennent une rémunération composée de deux termes, une partie fixe et une partie variable. La partie fixe est fondée sur un pourcentage (63%) du taux moyen obligataire et la partie variable dépend notamment de l'évolution de la valeur ajoutée de Gaz de France. La rémunération annuelle minimale s'élève à 80% du taux moyen obligataire et la maximale à 130% du taux moyen obligataire. Au 31 décembre 2004, 636 887 titres participatifs de la tranche A étaient en circulation, représentant, sur la base du cours de clôture du 31 décembre 2004 (soit 963 euros), un encours total de 613 322 181 euros. Depuis août 1992, ces titres participatifs sont remboursables à tout moment, en tout ou partie, au gré de Gaz de France à un prix égal à 130% de leur nominal.

La rémunération unitaire des titres participatifs servie sur les trois derniers exercices a été la suivante:

<i>(en euros)</i>	2002	2003	2004
Rémunération fixe	25,21142	21,44651	21,64820
Rémunération variable	25,61998	28,49367	32,53893
Rémunération totale théorique	50,83140	49,94018	54,18713
Rémunération minimal	34,01541	28,93577	29,20790
Rémunération maximal	52,02356	44,25471	44,67090
Rémunération brute par titre	50,83140	44,25471	44,67090

Gaz de France est soumis aux dispositions des articles 242-1 et suivants du décret n° 67-236 du 23 mars 1967 applicables aux émetteurs de titres participatifs. Il doit, en application de l'article 222 de ce décret, insérer l'avis de convocation d'une assemblée générale des porteurs de titres participatifs au BALO, sauf dans le cas où les titres émis sont tous nominatifs.

Par ailleurs, Gaz de France a mis en place en octobre 2002 un programme d'émission de titres de créances sous forme d'Euro Medium Term Notes ("**EMTN**"). Dans le cadre de ce programme, Gaz de France a notamment émis, le 19 février 2003, deux emprunts obligataires (Séries 1 et 2) portant intérêt à taux fixe dont les montants nominaux s'élèvent respectivement à 1,25 milliard d'euros et 750 millions d'euros. Ce programme a été mis à jour en décembre 2004 pour atteindre un montant de 4 milliards d'euros (enregistré par l'Autorité des marchés financiers le 7 décembre 2004 sous le numéro P.04-209).

L'encours de la dette obligataire de Gaz de France s'élevait à 2 087 000 000 d'euros au 31 décembre 2004. Le tableau ci-dessous présente les principales caractéristiques des emprunts obligataires émis par Gaz de France:

Emission	Devise	Taux coupon	Echéance	Montant émis (en devises) (en millions)	Place de cotation	Code ISIN
EMTN	Euros	4,75%	19 février 2013	1 250	Euronext Paris Bourse de Luxembourg	FR0000472326
EMTN	Euros	5,125%	19 février 2018	750	Euronext Paris Bourse de Luxembourg	FR0000472334
Placements Privés	Euros	Euribor 3m	22 décembre 2006	30	Euronext Paris	FR0010036665
Placements Privés	Yen Japonais	Yen Japonais Libor 6m +0,005%	19 décembre 2006	5 000	Bourse de Luxembourg	FR0010036632
Placements Privés	Yen Japonais	0,658%	26 mars 2009	3 000	Aucune	FR0010069534

Pour davantage d'informations sur les emprunts obligataires émis par Gaz de France, voir paragraphe 5.6.2 – "Annexes aux comptes consolidés pour l'exercice clos le 31 décembre 2004 (note 8)".

Par ailleurs, Gaz de France dispose de programmes de financement à court terme (billets de trésorerie, Euro Commercial Paper et US Commercial Paper). Gaz de France doit ainsi respecter les obligations lui incombant du fait de son statut d'émetteur de titres de créances négociables. Ces obligations sont édictées par le décret n° 92-137 du 13 février 1992 et par son arrêté d'application du 13 février 1992. Il ressort de ces textes que les émetteurs de titres de créances négociables doivent constituer un dossier de présentation financière qui porte sur leur activité, leur situation financière ainsi que leur programme d'émission. Ce dossier est mis à jour chaque année après la tenue de l'assemblée générale des actionnaires statuant sur les comptes du dernier exercice. De plus, Gaz de France a l'obligation de mettre le dossier financier immédiatement à jour de toute modification relative au plafond de son encours, à sa notation, ainsi que sur tout fait nouveau susceptible d'avoir une incidence significative sur l'évolution des titres émis ou sur la bonne fin du programme d'émission. Ces mises à jour sont adressées à la Banque de France. La Société tient le dossier de présentation financière et ses mises à jour à la disposition de l'Autorité des marchés financiers.

3.2.7 Autres titres donnant accès au capital

Il n'existe actuellement aucun titre donnant accès au capital de la Société.

Toutefois, les résolutions arrêtées par le conseil d'administration de Gaz de France le 22 mars 2005 qui seront soumises à l'approbation des actionnaires lors de l'assemblée générale mixte convoquée pour le 28 avril 2005 prévoient que les actionnaires autoriseront le conseil d'administration à procéder à l'émission d'actions ou de titres donnant accès au capital de la Société (voir paragraphe 3.2.5 – "Capital autorisé non émis, engagements d'augmentation de capital").

3.2.8 Tableau d'évolution du capital au cours des cinq dernières années

Le capital social de la Société tel que figurant à l'article 6 des statuts a été initialement fixé par le décret n° 2004-1223 du 17 novembre 2004 et n'a pas évolué depuis.

3.3 REPARTITION ACTUELLE DU CAPITAL ET DES DROITS DE VOTE

3.3.1 Répartition actuelle du capital et des droits de vote

A la date d'enregistrement du présent document de base, l'Etat français détient 451 500 000 actions, représentant la totalité du capital et des droits de vote de la Société.

A la connaissance de la Société, à la date d'enregistrement du présent document de base, aucune action n'a été nantie.

3.3.2 Modification dans la répartition du capital au cours des trois dernières années

Gaz de France, constitué sous forme d'EPIC, a été transformé en société anonyme par décret n° 2004-1223 du 17 novembre 2004. Son capital reste, à la date d'enregistrement du présent document de base, entièrement détenu par l'Etat français.

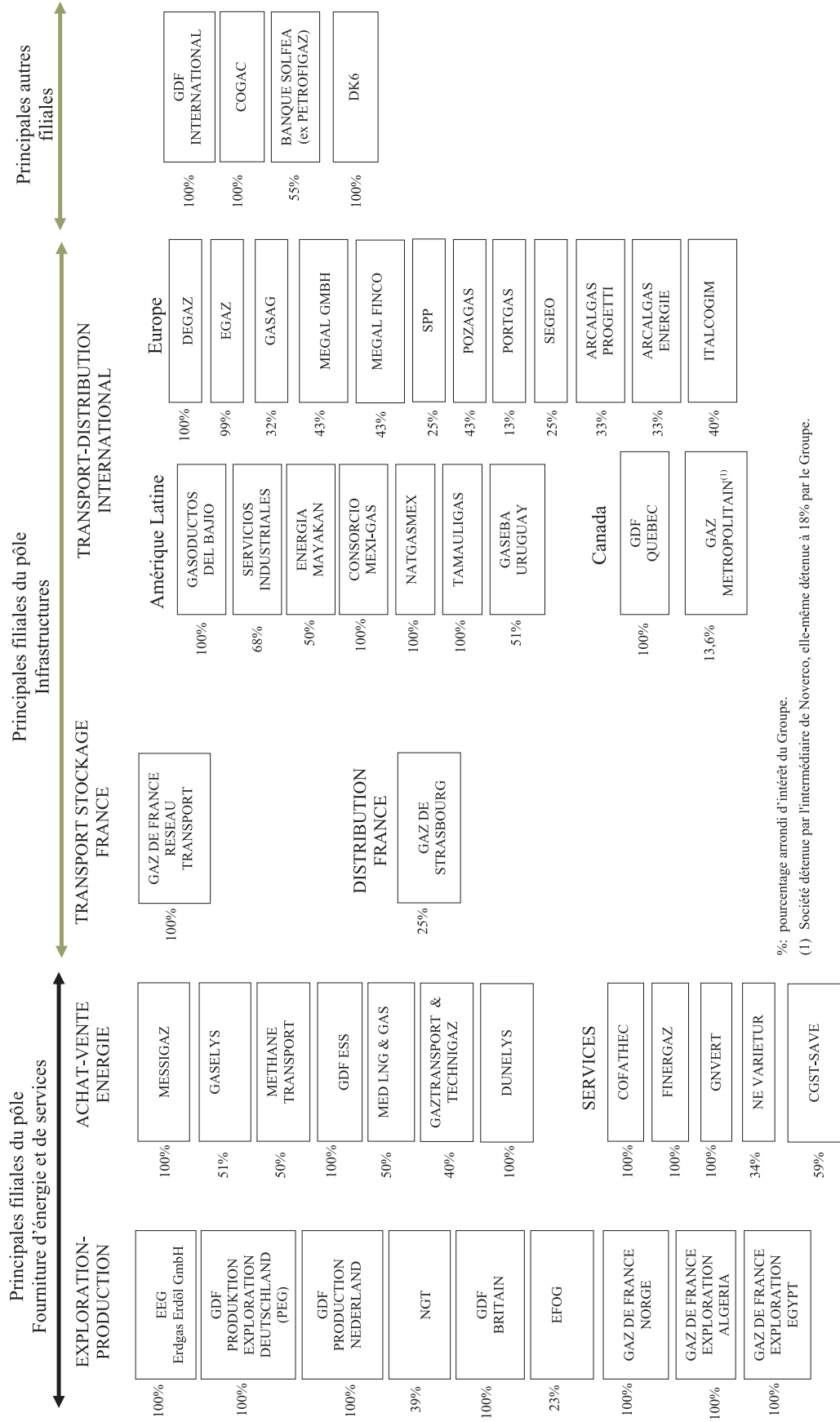
3.3.3 Personnes physiques ou morales détenant le contrôle de la Société

Le capital social de la Société est, à la date d'enregistrement du présent document de base, entièrement détenu par l'Etat français. Aucune autre personne physique ou morale n'exerce ou ne peut exercer, directement ou indirectement, conjointement ou isolément, un contrôle sur la Société.

3.3.4 Organigramme du Groupe

L'organigramme ci-après est l'organigramme simplifié des principales sociétés détenues par Gaz de France (en pourcentage arrondi de capital) à la date d'enregistrement du présent document de base (Gaz de France et ses filiales constituant ensemble le "**Groupe**").

GAZ DE FRANCE S.A.



%; pourcentage arrondi d'intérêt du Groupe.

(1) Société détenue par l'intermédiaire de Noverco, elle-même détenue à 18% par le Groupe.

3.4 MARCHE DES TITRES DE GAZ DE FRANCE

3.4.1 Actions

A la date d'enregistrement du présent document de base, les actions de Gaz de France ne font l'objet d'aucune cotation sur une place financière française ou étrangère.

3.4.2 Titres participatifs

Le tableau ci-dessous montre l'évolution des cours extrêmes et du volume des transactions des titres participatifs de Gaz de France:

	Volume (en titres)	Cours (en euros)	
		Plus haut	Plus bas
2003			
octobre	346	931	886
novembre	325	899	890
décembre	113	910	895
2004			
janvier	326	918	900
février	473	920	905
mars	360	940	910
avril	2 202	959	940
mai	733	955	948
juin	504	959	951
juillet	448	965	955
août	203	968	960
septembre	1 473	977	966
octobre	703	978	939
novembre	578	963	954
décembre	932	963	955
2005			
janvier	1 263	970	961
février	304	977	966
mars	648	975	970

Données boursières: Reuters.

3.5 DIVIDENDES

3.5.1 Dividendes payés au cours des cinq dernières années

3.5.1.1 Rémunération de l'Etat français préalablement à la transformation de Gaz de France en société anonyme

Jusqu'au 31 décembre 2000, les dotations en capital de Gaz de France faisaient l'objet d'une rémunération qui comprenait une part fixe (intérêt sur dotations en capital) et éventuellement une part variable (rémunération complémentaire), prélevée sur le résultat bénéficiaire. Cette rémunération était constatée au compte de résultat.

Conformément au décret n° 56-493 du 14 mai 1956 relatif aux dotations en capital attribuées à Electricité de France ("EDF") et Gaz de France, le montant de la rémunération complémentaire était, comme le taux de l'intérêt sur les dotations en capital, fixé par arrêté ministériel.

A compter de 2001, la rémunération des dotations en capital a été supprimée et remplacée par un dividende comptabilisé comme une affectation au cours de l'exercice suivant (article 79 de la loi de finances rectificative n° 2001-1276 du 28 décembre 2001).

Entre 2001 et 2003, le dividende était fixé par le contrat Etat/Groupe¹; il était égal à 35% du résultat net consolidé part du groupe.

¹ Contrat 2001-2003 conclu entre l'Etat et Gaz de France.

Le montant des intérêts sur les dotations en capital et des dividendes versés à l'Etat au cours des cinq dernières années précédant la transformation de Gaz de France en société anonyme a été le suivant:

Exercice concerné	(en millions d'euros)				
	2000	2001	2002	2003	2004
Intérêt sur les dotations en capital	19	N/a	N/a	N/a	N/a
Rémunération / Dividende	94	312	456 ⁽¹⁾	318	418

(1) Dont 163 millions d'euros à titre exceptionnel liés à l'impact sur les comptes de l'opération de rachat du réseau de transport (voir paragraphe 5.2.3 – "Comparaison des exercices clos le 31 décembre 2002 et le 31 décembre 2003").

3.5.1.2 Dividendes versés postérieurement à la transformation de Gaz de France en société anonyme

Depuis la transformation de Gaz de France en société anonyme, la détermination et le versement des dividendes sont effectués conformément aux règles applicables aux sociétés anonymes. Au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2004, l'assemblée générale annuelle des actionnaires réunie le 29 mars 2005 a décidé la distribution d'un dividende de 0,927 euro par action, soit un montant total distribué de 418 400 400 euros.

3.5.2 Politique de distribution des dividendes

Gaz de France, qui a augmenté ses dividendes de plus de 30% entre 2004 et 2005 en les portant à 418 millions d'euros, entend poursuivre une politique de croissance progressive de versement de dividendes. Elle vise une augmentation de l'ordre de 40% pour le dividende payé en 2006 au titre de l'exercice 2005. Au-delà, à l'horizon 2007/2008, elle entend doubler ses dividendes par rapport à ceux versés en 2005. Toutefois, cet objectif ne constitue 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.

3.5.3 Délai de prescription des dividendes

Les dividendes non réclamés sont prescrits au profit de l'Etat à l'issue d'un délai de cinq ans à compter de la date de leur mise en paiement.

CHAPITRE 4. RENSEIGNEMENTS CONCERNANT L'ACTIVITE DU GROUPE GAZ DE FRANCE

Gaz de France poursuit ses activités directement et au travers de ses filiales et participations, dont certaines sont consolidées dans les comptes du Groupe par intégration globale et d'autres sont consolidées par intégration proportionnelle ou mise en équivalence. Sauf indication contraire, les chiffres présentés dans ce chapitre, notamment sur le nombre de clients du Groupe et ses ventes de gaz naturel, incluent la quote-part de Gaz de France dans les sociétés consolidées par intégration proportionnelle.

Sauf indication contraire, la source pour les données de marché et pour les données rapportées au marché qui figurent dans le présent document de base correspond à une estimation de Gaz de France sur la base des informations, notamment en termes de chiffres d'affaires et de capacités, publiées par ses concurrents et par les analystes.

Un tableau des unités de mesure de gaz naturel et des autres produits énergétiques se trouve en Annexe A au présent document de base. Un glossaire des termes techniques figure en Annexe B au présent document de base.

4.1 PRESENTATION GENERALE

Gaz de France est un acteur majeur du gaz naturel, intégré et européen, bénéficiant d'une position de premier fournisseur de gaz naturel en France. Il se situe également parmi les premiers fournisseurs de gaz naturel en Europe, position qu'il a construite à partir d'un portefeuille d'approvisionnement diversifié et d'un rôle de gestionnaire de réseaux de transport et de distribution de gaz naturel de tout premier plan. Gaz de France opère en effet le plus long réseau européen de transport à haute pression et le deuxième réseau européen de distribution. En 2004, le Groupe a vendu 730 terawattheures ("**TWh**") de gaz naturel et a réalisé un chiffre d'affaires consolidé de 18 129 millions d'euros (dont 29% hors de France), un résultat d'exploitation de 1 598 millions d'euros et un bénéfice net, part du groupe, de 1 046 millions d'euros. Le Groupe a accès à un portefeuille d'environ 10,9 millions de clients en France et d'environ 1,6 million de clients consolidés à l'étranger, principalement en Europe.

Les activités du Groupe s'organisent de manière complémentaire autour de deux pôles:

- **Fourniture d'énergie et de services** (chiffre d'affaires avant éliminations de consolidation de 16 498 millions d'euros et résultat d'exploitation de 465 millions d'euros en 2004). Fournisseur de référence de gaz naturel en France, Gaz de France se développe sur d'autres marchés avec l'ambition d'être un commercialisateur de référence en Europe. Les composantes de cette activité sont les suivantes:
 - o **Achat-Vente d'Énergie.** Le Groupe est l'un des premiers fournisseurs de gaz naturel en Europe, l'un des plus grands acheteurs mondiaux de gaz naturel et l'un des premiers importateurs de gaz naturel liquéfié ("**GNL**") en Europe. En 2004, sur les 730 TWh de gaz naturel vendus par le Groupe, 645 TWh ont été vendus par le segment Achat-Vente d'Énergie, dont 500 TWh en France, 87 TWh à l'étranger et 58 TWh sur les marchés court terme (le solde ayant été vendu aux clients des filiales du segment Transport-Distribution International ou directement par le segment Exploration-Production). Le segment Achat-Vente d'Énergie comptait à fin 2004 environ 10,3 millions de clients particuliers, environ 580 000 clients affaires (principalement professionnels, PME-PMI, résidences collectives, certains clients tertiaires privés et publics et collectivités territoriales) répartis sur 633 000 sites et environ 600 grands clients industriels et commerciaux répartis sur 3 520 sites, dont environ 440 clients en Europe hors France.

Gaz de France continuera de détenir le monopole de la fourniture à ses clients particuliers (représentant environ 95% du marché des clients particuliers, les 5% restants étant approvisionnés par les distributeurs non nationalisés en 1946 et les nouveaux distributeurs agréés) jusqu'au 1^{er} juillet 2007 au plus tard. Les autres clients de Gaz de France ont déjà la faculté de choisir leur fournisseur d'énergie en application des directives européennes sur l'ouverture du marché du gaz naturel, telles que transposées notamment dans le droit français et décrites ci-dessous (voir paragraphe 4.16 – "Environnement législatif et réglementaire en France").

Pour faire face à l'ouverture du marché français, le Groupe a entrepris une démarche destinée à fidéliser ses clients, avec des marques nouvelles et des offres de produits et services à valeur ajoutée. Ainsi, il propose à ses plus grands clients des solutions d'ingénierie financière et des services de gestion d'énergie. En outre, il développe une offre duale gaz-électricité, déjà en place pour les clients industriels et professionnels, qui sera proposée à ceux de ses clients particuliers qui préféreront s'adresser à un fournisseur unique pour le gaz et l'électricité lorsque l'opportunité leur en sera donnée à partir de 2007.

Par ailleurs, le Groupe s'est engagé dans une politique de développement en Europe en s'appuyant sur son savoir-faire pour tirer profit de l'ouverture du marché européen. Il vend du gaz aux clients industriels, notamment au Royaume-Uni, en Belgique, aux Pays-Bas, en Italie, en Espagne et en Allemagne, et détient des participations dans des sociétés disposant d'un accès au marché en Allemagne, Slovaquie, Italie, Hongrie, Belgique et Pays-Bas. A ce jour, la croissance du Groupe en Europe a largement compensé, en termes de chiffre d'affaires, l'impact de l'ouverture du marché français sur ses ventes.

Gaz de France organise ses approvisionnements en s'appuyant principalement sur un portefeuille diversifié de contrats à long terme avec des producteurs situés en Norvège, en Algérie, en Russie, aux Pays-Bas, au Royaume-Uni, au Nigeria, et plus récemment en Libye et en Egypte (Etat à partir duquel les approvisionnements débiteront courant 2005). Gaz de France complète ses approvisionnements par une production pour compte propre dans le cadre de son activité Exploration-Production et par des transactions sur le marché court terme. Grâce à ses activités d'approvisionnement, Gaz de France est un acteur européen de premier plan dans l'achat du gaz naturel et dans l'importation de GNL au moyen, notamment, de sa flotte de méthaniers.

- o **Exploration-Production.** Afin de maîtriser directement une partie de son approvisionnement, de bénéficier d'une plus grande part de la rente de la chaîne gazière et de réduire son exposition au prix des produits pétroliers (auquel le prix du gaz est souvent lié), le Groupe dispose de réserves propres, principalement en mer du Nord, en Allemagne et en Afrique du Nord, dont certaines proviennent de gisements qu'il opère pour son compte et celui de partenaires. Le Groupe détenait, au 31 décembre 2004, des réserves prouvées et probables de 695,3 millions de barils équivalent pétrole ("**Mbep**"), dont 73% de gaz naturel. Sa production annuelle de gaz naturel a atteint 32,8 Mbep en 2004.
- o **Services.** Le Groupe exerce son activité Services principalement en France, en Italie et au Royaume-Uni. Elle lui permet de proposer une offre globale de services complémentaires à la fourniture de gaz, notamment des services énergétiques pour les clients industriels et tertiaires (gestion des installations de cogénération, conduite et maintenance d'installations de production de chaleur ou de froid, maintenance à l'industrie et développement et gestion industrielle d'unités de production électrique), pour les clients particuliers (maintenance de chaudières individuelles) et pour les collectivités locales.
- **Infrastructures** (chiffre d'affaires avant éliminations de consolidation de 6 794 millions d'euros et résultat d'exploitation de 1 148 millions d'euros en 2004). Le pôle Infrastructures regroupe un ensemble d'actifs industriels contribuant de façon significative à la solidité financière de Gaz de France. Son expérience en matière de gestion d'infrastructures gazières représente en outre un vecteur de développement de la stratégie intégrée du Groupe en Europe.
 - o **Transport Stockage France.** Gaz de France bénéficie en France d'une position privilégiée au cœur des échanges européens et possède le plus long réseau de transport européen de gaz naturel à haute pression, pour acheminer le gaz tant pour le compte de tiers que pour son propre compte. Au 31 décembre 2004, son réseau français comprenait 31 365 kilomètres de gazoducs, dont 6 585 kilomètres de réseau principal complétés par 24 780 kilomètres de réseaux régionaux.

Le Groupe dispose par ailleurs, au travers de ses deux terminaux méthaniers, de la deuxième capacité de réception de GNL en Europe, avec en particulier une capacité de regazéification d'environ 15,5 milliards de mètres cubes par an.

De plus, ses capacités de stockage en France (12 sites de stockage souterrain dont 11 détenus en pleine propriété, offrant une capacité utile de stockage de l'ordre de 8,9 milliards de mètres cubes) figurent parmi les plus importantes en Europe.

- o **Distribution France.** Au 31 décembre 2004, les réseaux de distribution français de Gaz de France constituaient le deuxième réseau de distribution de gaz naturel en Europe de l'Ouest par sa longueur, avec 174 540 kilomètres et 8 868 communes raccordées dans lesquelles résident environ 76% de la population française. Gaz de France exploite son réseau sous un régime de concessions à long terme (durée moyenne restante, pondérée par les volumes acheminés, d'environ 19 ans) qui sont pour la quasi-totalité obligatoirement renouvelées à l'échéance, conformément à la loi n° 46-628 du 8 avril 1946 (voir paragraphe 4.16.3 – "La distribution en France").

Gaz de France a mis en place une direction commune avec EDF (EDF Gaz de France Distribution). Cette entité œuvre à la construction, l'exploitation et la maintenance des réseaux de distribution d'électricité et de gaz ainsi qu'à la gestion des installations de comptage, permettant ainsi la réalisation d'économies d'échelle.

- o **Transport-Distribution International.** Le Groupe dispose de participations stratégiques dans plusieurs sociétés exploitant des gazoducs situés sur les routes d'approvisionnement en gaz naturel de l'Europe de l'Ouest, ainsi que dans des sociétés exploitant des systèmes de transport et de distribution dans des pays tels que l'Allemagne, la Belgique, la Slovaquie, l'Autriche, l'Italie et la Hongrie. Certaines de ces sociétés exercent aussi des activités de commercialisation auprès de 4,2 millions de clients dans le monde (environ 1,6 million de clients quote-part Gaz de France), auxquels elles ont vendu 198 TWh de gaz naturel en 2004 (53 TWh quote-part Gaz de France).

Le Groupe employait, au 31 décembre 2004, 38 251 personnes (dont 78,2% en France) qui jouent un rôle déterminant dans la mise en œuvre de son projet industriel. Il met en place une politique sociale active qui s'exerce en particulier au travers du comité d'entreprise européen.

Un nouveau contexte réglementaire et juridique

Les directives européennes et leurs lois de transposition amènent le Groupe à réaliser ses activités dans un contexte en évolution caractérisé comme suit:

- Depuis août 2000, les grands consommateurs de gaz naturel ont progressivement eu la faculté de s'adresser au fournisseur de leur choix sur le territoire de l'Union européenne pour leur approvisionnement. Cette faculté a été transposée en France par la loi du 3 janvier 2003.
- Depuis le 1^{er} juillet 2004, cette faculté de choix du fournisseur a été étendue à l'ensemble des clients, en dehors des clients particuliers, ce qui correspond en France à une ouverture d'environ 70% du marché du gaz naturel.
- A partir du 1^{er} juillet 2007, la faculté de choix s'appliquera à l'ensemble des consommateurs, y compris les clients particuliers.
- En France, il a par ailleurs été institué le 3 janvier 2003 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 Gaz de France des taux de rémunération des actifs variant en fonction de la nature de l'infrastructure exploitée.
- Les tiers bénéficient également depuis la loi du 9 août 2004 d'un droit d'accès aux installations de stockage en France, à des conditions négociées.
- En janvier 2003, les compétences de la Commission de régulation de l'énergie ("**CRE**") (à l'époque dénommée Commission de régulation de l'électricité), autorité administrative indépendante créée en 2000 pour la régulation du secteur de l'électricité en France, ont été étendues à la régulation de l'activité gazière. La CRE est notamment chargée de proposer 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 de formuler un avis sur les tarifs de vente de gaz applicables aux clients non éligibles.
- La gestion des réseaux de transport et de distribution est confiée respectivement à une filiale de Gaz de France détenue à 100%, Gaz de France Réseau Transport, depuis début 2005, et à une direction spécifique de Gaz de France, Gaz de France Réseau Distribution, depuis juillet 2004. La gestion des deux réseaux est indépendante des activités de production et de fourniture de Gaz de France. Ce dernier conserve néanmoins un droit de supervision économique, tel que l'approbation du plan financier annuel du gestionnaire concerné.
- L'ouverture du marché concerne tous les pays de l'Union européenne, ce qui permet à Gaz de France d'accéder à de nouveaux clients et de développer ses activités à l'échelle européenne.
- Le changement de statut organisé par la loi d'août 2004 et son décret d'application de novembre 2004 s'est notamment traduit par l'élargissement du champ d'activité de Gaz de France qui, par le principe dit de "spécialité", était précédemment limité à la fourniture, au transport et à la distribution de gaz naturel, ainsi qu'à certaines activités annexes. Gaz de France peut désormais proposer des offres multiénergies (notamment d'électricité) et une gamme de services élargie. L'offre élargie de Gaz

de France devrait lui permettre de déployer une stratégie visant à fidéliser sa clientèle en France et à conquérir de nouveaux clients tant en France que dans le reste de l'Europe.

4.2 STRATEGIE

Gaz de France, acteur de référence sur le marché français de l'énergie, a pour ambition de poursuivre son développement dans le secteur de l'énergie en Europe en s'appuyant sur sa situation privilégiée d'opérateur intégré et sur la croissance stable du marché européen du gaz naturel. Ce dernier est en progression régulière depuis 1990 et offre de nombreuses opportunités dans un contexte réglementaire renouvelé.

L'ambition stratégique de Gaz de France s'articule autour des axes clefs suivants:

- **Renforcer les activités de fourniture d'énergie et de services afin de bénéficier de l'ouverture des marchés en Europe.** En s'appuyant sur son portefeuille d'approvisionnements diversifiés et sa position de fournisseur historique de gaz naturel en France, Gaz de France a pour objectif de maintenir, dans un contexte d'ouverture à la concurrence des marchés du gaz, sa position de leader sur le marché français, et de s'imposer comme un fournisseur de référence sur le marché européen.
 - **Fidéliser la clientèle.** Capitalisant sur la proximité développée avec sa clientèle depuis son origine et sur sa notoriété positive auprès du grand public en France, le Groupe entend développer une politique commerciale active adaptée aux différentes catégories de clientèle visées. Cette politique s'appuie en particulier sur une politique de marques à forte notoriété, comme Gaz de France energy® pour les grands clients et Dolce Vita® pour les particuliers. Elle repose également sur un élargissement des offres multiénergies et services associés.

Le renforcement de l'engagement de Gaz de France en matière de protection de l'environnement et de développement durable constitue un atout supplémentaire dans le développement et la fidélisation de la clientèle.
 - **Développer une offre multiservices et multiénergies.** Afin de répondre aux besoins des clients, le Groupe entend développer des offres multiénergies, en particulier une offre gaz – électricité, ainsi que des offres de services complémentaires tant en France que dans les autres pays européens, avec pour objectif de dégager des synergies commerciales importantes, de maximiser la valeur des prestations offertes aux clients et de fidéliser ces derniers.
 - **Accélérer le développement de sa présence en Europe.** Le Groupe poursuit trois axes de croissance en Europe:
 - développer ses ventes directes sur les principaux marchés européens en s'appuyant notamment sur l'expérience déjà acquise sur le premier marché libéralisé, le Royaume-Uni;
 - soutenir les efforts de développement des ventes des sociétés de distribution dans lesquelles il a acquis des participations; et
 - procéder à des acquisitions ciblées de sociétés disposant de portefeuilles de clientèle importants.
- **Développer son portefeuille d'approvisionnement d'énergie et ses positions qui le placent parmi les plus grands acheteurs mondiaux de gaz naturel et de GNL, afin de renforcer la compétitivité de son offre et d'accélérer la croissance de ses ventes sur le marché européen de l'énergie.** A cet égard, Gaz de France vise à:
 - **Maintenir une politique d'approvisionnement, centrée principalement sur la base de contrats à long terme,** afin de sécuriser la majeure partie de ses approvisionnements. Gaz de France entretient depuis des années des relations privilégiées avec ses fournisseurs et dispose dans ses contrats d'approvisionnement de flexibilités contractuelles qui permettent d'adapter et d'optimiser leur gestion en fonction du marché. Cet axe stratégique sera poursuivi dans la continuité de la politique de diversification des risques qui permet à Gaz de France de disposer de l'un des portefeuilles d'approvisionnement les plus diversifiés d'Europe.
 - **Accroître les réserves et la production du Groupe** avec pour objectif de détenir à moyen terme un portefeuille de réserves prouvées et probables d'environ 1 000 Mbep (dont deux-tiers sous forme de gaz naturel), afin d'être en mesure de produire un volume de gaz naturel égal à

15% des ventes de gaz du Groupe (hors filiales Transport-Distribution International). Pour atteindre son objectif, Gaz de France entend développer son activité Exploration-Production dans les zones géographiques adaptées à un approvisionnement rentable de l'Europe (mer du Nord, Afrique du Nord et Moyen-Orient notamment), en prenant des participations, le cas échéant, dans des usines de liquéfaction.

- o **Poursuivre le développement de l'arbitrage et du *trading***, en particulier par l'intermédiaire de sa filiale Gaselys, avec pour ambition de s'imposer comme un acteur de premier plan dans l'activité de *trading* sur le marché énergétique européen, mais aussi en matière d'arbitrages intercontinentaux en s'appuyant sur sa flotte de navires méthaniers. Ces activités sont exercées dans le cadre d'une politique de risque maîtrisée.
- o **Consolider la présence du Groupe sur le marché en croissance du GNL** (pour lequel on constate l'émergence d'un marché à l'échelle mondiale) afin de poursuivre la diversification de son portefeuille d'approvisionnement et de tirer profit des opportunités d'arbitrages intercontinentaux. Par ailleurs, Gaz de France a l'intention de valoriser la compétence qu'il a développée dans ce domaine d'activité, en saisissant des opportunités de participation à des chaînes complètes d'approvisionnement en GNL (exploration-production, liquéfaction, transport maritime, regazéification).
- o **Structurer une politique d'approvisionnement électrique** au moyen de contrats d'approvisionnement et de la constitution d'actifs propres afin de soutenir essentiellement le développement de son offre multiénergies. De nouveaux projets sont déjà en service ou en cours de réalisation pour une capacité totale de quelque 2 200 mégawatts électriques ("**MWe**") (DK6 à Dunkerque, Shotton au Royaume-Uni et AES Energia Cartagena en Espagne).
- **Renforcer la position du Groupe en tant que gestionnaire d'infrastructures gazières participant activement à la croissance et à la sécurité d'approvisionnement du marché du gaz naturel en France et en Europe**, et notamment:
 - o **Poursuivre les investissements dans les infrastructures en France.** Afin de favoriser et d'accompagner la croissance de la demande de gaz naturel, Gaz de France entend poursuivre sa politique active d'investissements dans le domaine des infrastructures en France dans le respect de critères de rentabilité satisfaisants. Ainsi, il a pour objectif de réaliser:
 - au travers de sa filiale Gaz de France Réseau Transport, les liaisons requises par l'évolution de la demande et des sources d'approvisionnement de gaz naturel, avec notamment un renforcement des capacités de transport et une réduction des points d'engorgement du réseau sur le territoire français;
 - parallèlement, la poursuite du développement de sites de stockage;
 - un nouveau terminal méthanier (Fos Cavaou) destiné au renforcement de la capacité de réception de GNL et des conditions d'approvisionnement du sud de la France; et
 - au travers de la direction Gaz de France Réseau Distribution, une extension et une densification des réseaux de distribution en France, avec pour objectif la conquête de 1 million de nouveaux clients utilisant le gaz naturel pour le chauffage entre juillet 2003 et juillet 2007.
 - o **Maintenir des prestations de qualité au profit des utilisateurs des infrastructures et des collectivités locales concédantes afin de renforcer la sécurité et l'image du gaz naturel en France.** Ainsi, Gaz de France entend:
 - optimiser les modalités d'accès aux infrastructures, afin de permettre à chaque fournisseur de bénéficier des meilleures prestations techniques;
 - garantir un haut niveau de sécurité et de fiabilité de l'ensemble des infrastructures; et
 - approfondir les relations de qualité avec les collectivités locales concédantes.
 - o **Améliorer la stabilité du cadre tarifaire applicable à l'utilisation des infrastructures.** Le Groupe a comme politique de maintenir un dialogue constructif avec la CRE. Il cherche à promouvoir auprès d'elle la mise en place de cadres tarifaires pluriannuels pour l'utilisation des infrastructures, afin d'avoir une meilleure visibilité à moyen terme pour cette activité.

- o **Rechercher de façon continue des gains de productivité.** Gaz de France a engagé et poursuivra des efforts d'amélioration de productivité et de maîtrise des coûts. Par ailleurs, il recherchera une meilleure gestion des flux visant à augmenter le taux d'utilisation des ouvrages et à procéder à leur mise à niveau en continu en fonction des innovations technologiques.
- o **Poursuivre son développement international.** Gaz de France entend participer activement au mouvement de consolidation en Europe, en déclinant son modèle d'opérateur intégré sur le plan européen. La mise en œuvre de cette stratégie comprend deux éléments:
 - Gaz de France entend développer sa présence dans les infrastructures européennes de transit en participant aux grands projets d'infrastructures de transport, de stockage et de GNL. Ainsi, dans un contexte marqué par une dépendance de plus en plus forte à l'égard d'importations en provenance de pays non européens, Gaz de France se positionnera afin de profiter de la croissance du marché européen de gaz naturel.
 - Gaz de France continuera à rechercher des opportunités de croissance dans le domaine de la distribution en Europe, en s'appuyant sur ses compétences en matière de gestion des réseaux et sur ses positions déjà acquises notamment en Allemagne, Autriche, Hongrie, Slovaquie, Italie et Belgique.
- **Poursuivre une politique de croissance maîtrisée:**
 - o **Maintenir une structure financière saine,** s'appuyant en particulier sur les activités d'exploitation d'infrastructures qui dégagent des résultats et des *cash flows* récurrents. Le Groupe veillera à ce que ses nouveaux investissements contribuent à la croissance de ses résultats et à ce qu'ils ne déséquilibrent pas sa structure financière. Il s'efforcera de maintenir une notation financière adaptée à son profil, parmi les meilleures de son secteur.
 - o **Poursuivre une politique d'investissement maîtrisée et rentable,** l'ensemble des investissements s'inscrivant dans une politique encadrée par les objectifs financiers du Groupe.
 - o **Viser une augmentation régulière de son résultat** en s'appuyant sur la croissance à long terme du marché européen, sur l'amélioration de sa productivité et sur les opportunités de croissance générées par le nouveau contexte réglementaire.

4.3 BREF HISTORIQUE

4.3.1 Création de Gaz de France et évolution de ses activités

Gaz de France a été créé par la loi de nationalisation de l'industrie du gaz n° 46-628 du 8 avril 1946 sous forme d'EPIC. Cet établissement avait initialement pour mission de gérer l'ensemble des sociétés de l'industrie du gaz ainsi nationalisées.

Au lendemain de la seconde guerre mondiale, la nationalisation de l'industrie du gaz était apparue comme une nécessité dans un contexte où beaucoup d'installations étaient obsolètes ou endommagées, avec une grande dispersion territoriale. Le gaz commercialisé à l'époque était essentiellement du gaz manufacturé, produit localement dans des usines situées à proximité des zones de consommation, induisant une absence complète d'artères de transport sur de longues distances.

Diversification des sources d'approvisionnement

Une véritable mutation s'est opérée avec la découverte majeure en 1951 du gisement de Lacq et la mise sur le marché en 1957 du gaz provenant de ce gisement. C'est à partir de cette époque que Gaz de France a commencé à développer un réseau de transport.

L'introduction du gaz naturel a entraîné l'abandon progressif par Gaz de France du métier de producteur-distributeur de gaz manufacturé au profit de celui d'acheteur, transporteur et distributeur de gaz naturel. Elle a également nécessité la mise en œuvre d'une politique d'approvisionnements à l'étranger pour compléter la production du gisement de Lacq. C'est ainsi, pour satisfaire une demande toujours croissante, que Gaz de France a conclu en 1964 un premier contrat d'achat de GNL avec l'Algérie. Le Groupe a dès lors mis en œuvre une politique d'approvisionnements géographiquement diversifiés dans le but de sécuriser ces derniers dans les meilleures conditions, en signant notamment des contrats avec des producteurs aux Pays-Bas, en Russie et en Norvège.

Enfin, Gaz de France a débuté en 1994 des activités d'exploration-production afin de maîtriser directement une partie de ses approvisionnements et de diversifier son exposition aux risques de marché, en particulier au risque de prix.

Développement des infrastructures de transport et de stockage

Depuis les années 50, Gaz de France a progressivement mis en place les infrastructures de transport et de réception de GNL nécessaires pour assurer l'acheminement du gaz naturel vers les régions de consommation en France. Il exploitait le réseau de transport (notamment des gazoducs) sur l'ensemble du territoire français, dont une partie dans le Sud-Ouest en partenariat avec le groupe Total au travers de différents contrats et de structures communes. Il a été mis fin à ce partenariat le 1^{er} janvier 2005 (voir paragraphe 7.1 – "Evolution récente du Groupe"). Désormais, Gaz de France exploite le réseau de transport dont il est seul propriétaire, Total assurant seul la gestion du réseau de transport dans le sud-ouest de la France.

Avec la diversification des sources d'approvisionnement à l'étranger, Gaz de France a également participé aux grands projets de gazoducs de transit permettant le transport de gaz naturel vers l'Europe occidentale ainsi qu'au développement de nouvelles chaînes de GNL, avec en particulier l'implantation des terminaux de regazéification de Fos Tonkin et de Montoir-de-Bretagne. Gaz de France continue à investir dans des infrastructures importantes en partenariat avec ses fournisseurs (il a dernièrement pris une participation minoritaire dans une usine de liquéfaction en Egypte).

Par ailleurs, afin d'assurer la continuité des livraisons et de faire face à ses besoins saisonniers, Gaz de France a progressivement développé des capacités de stockage de gaz, ces dernières atteignant environ 9 milliards de mètres cubes utiles au 31 décembre 2004.

Développement du réseau de distribution

Le développement des infrastructures de transport a été accompagné par la construction d'un réseau de distribution assurant la connexion entre le réseau de transport et les consommateurs finals. En 1960, le réseau de distribution de Gaz de France desservait près de 350 communes avec 5,8 millions de clients raccordés en France; il dessert aujourd'hui 8 868 communes avec environ 10,9 millions de clients raccordés en France.

Dès ses premières années d'existence, Gaz de France a mis en place avec EDF des directions communes, notamment pour la gestion des réseaux de distribution de gaz et d'électricité et pour la prise en charge du service clientèle. Ces relations ont été révisées le 1^{er} juillet 2004, les deux opérateurs restant associés dans une structure commune qui assure des services techniques pour leurs réseaux respectifs de distribution (voir paragraphe 4.5.2.2.2 – "Organisation de la distribution").

4.3.2 Développement international

Le Groupe a eu très tôt la volonté de valoriser son savoir-faire et de développer la coopération avec ses fournisseurs de gaz. Dès le début des années 90, le développement international est apparu comme indissociable de son développement global, avec pour objectif de renforcer son positionnement sur le marché gazier. Le Groupe a ainsi pris des positions importantes dans des pays tels que l'Allemagne, l'Italie, le Royaume-Uni et la Belgique. Les évolutions politiques en Europe de l'Est, les privatisations et l'ouverture des marchés qui s'en sont suivies lui ont permis de s'implanter dans cette région.

Comme indiqué au paragraphe 4.3.1, le Groupe a connu un nouveau stade de développement international au cours des années 90, avec son entrée dans l'activité Exploration-Production.

Enfin, le Groupe s'est, depuis la fin des années 90, introduit dans le domaine des Services en Europe, notamment en Italie.

4.4 LE SECTEUR DU GAZ NATUREL EN FRANCE ET DANS LE MONDE

Sauf indication contraire, les références ci-dessous sont tirées de l'analyse 2004 de l'Agence Internationale de l'Energie ("AIE") du marché énergétique mondial (*World Energy Outlook*)² et de l'analyse 2004 de l'AIE de la politique énergétique en France (*Energy Policies of IEA Countries – France*)³.

² Cette analyse se fonde sur les chiffres de 2002.

³ Cette analyse se fonde sur les chiffres de 2001.

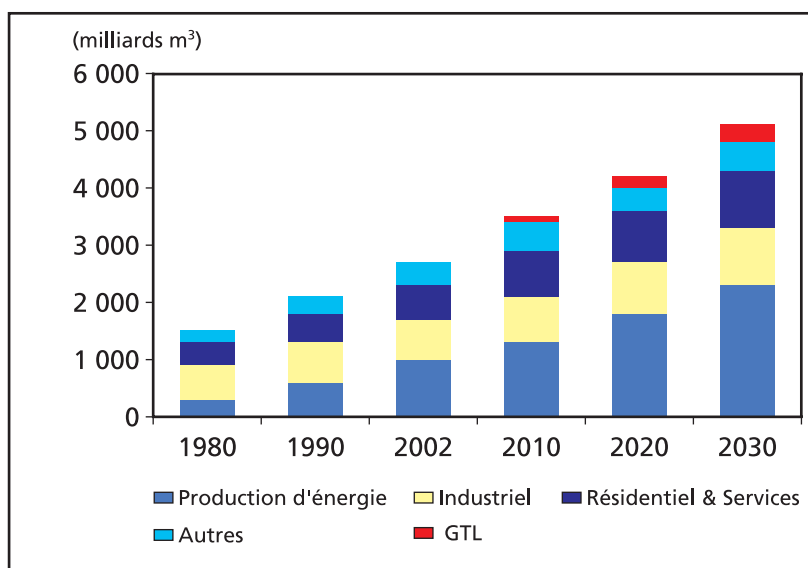
4.4.1 La chaîne gazière

Le concept de chaîne gazière exprime l'ensemble des étapes depuis la recherche de gisements jusqu'à la livraison du gaz naturel au consommateur final. La phase de prospection, qui en constitue l'amont, consiste essentiellement à rechercher des structures géologiques favorables au développement de gisements de gaz naturel. L'existence d'un gisement sera ensuite vérifiée au moyen de forages qui permettront d'en délimiter les réserves (délimitation) et de déterminer si celles-ci sont commercialement exploitables, auquel cas le gisement sera développé et mis en production. Depuis les différents sites de production, le gaz naturel est transporté soit sous forme gazeuse dans des gazoducs, soit sous forme liquide (GNL) dans des navires méthaniers dont les cargaisons sont déchargées dans des terminaux méthaniers qui procèdent à sa regazéification. Une partie du gaz naturel est ensuite stockée dans des structures souterraines (aquifères ou cavités salines) afin d'adapter les approvisionnements reçus de façon régulière tout au long de l'année à une demande qui varie fortement selon la saison. Le gaz naturel est acheminé via des réseaux de transport (gazoducs) sur de longues distances, à haute ou moyenne pression. Certains grands clients industriels et professionnels sont alimentés directement à partir du réseau de transport. Au niveau communal, le gaz est livré aux consommateurs en empruntant les réseaux de distribution qui sont rattachés au réseau de transport en différents points de connexion.

4.4.2 La demande de gaz naturel en France et dans le monde

4.4.2.1 Demande internationale

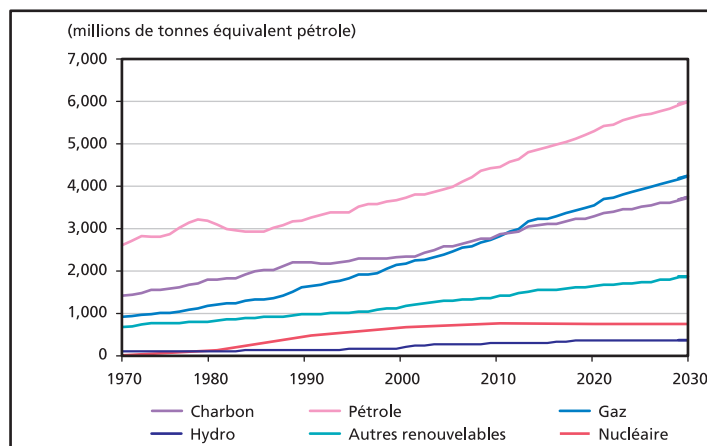
Les marchés du gaz naturel sont en croissance stable depuis 1990. De 1990 à 2002, ces marchés ont connu une croissance moyenne de 2,5% par an. En 2002, la consommation de gaz naturel dans le monde s'élevait à 2 622 milliards de mètres cubes, dont 471 milliards de mètres cubes en Europe⁴. Le graphique ci-dessous présente l'évolution de la demande de gaz naturel dans le monde par secteurs de consommation depuis 1980, ainsi que les prévisions, selon l'AIE, d'évolution de cette demande jusqu'en 2030:



La part du gaz naturel dans la consommation globale d'énergie dans le monde est en constante augmentation. L'AIE prévoit qu'elle passera de 21% en 2002 à 25% en 2030, soit un taux de croissance annuel de 2,3%. En Europe, sur la même période, la croissance annuelle de la demande de gaz naturel devrait s'élever à 1,8% alors qu'elle atteignait 4,7% durant les trois dernières décennies. Bien que le taux de croissance le plus élevé soit prévu en Afrique, en Amérique Latine et en Asie, le volume total d'augmentation de la demande de gaz naturel sera supérieur sur les marchés matures des pays européens et nord-américains membres de l'OCDE, ainsi que dans les pays à économie en voie de transition, où la consommation de gaz naturel par personne est plus importante.

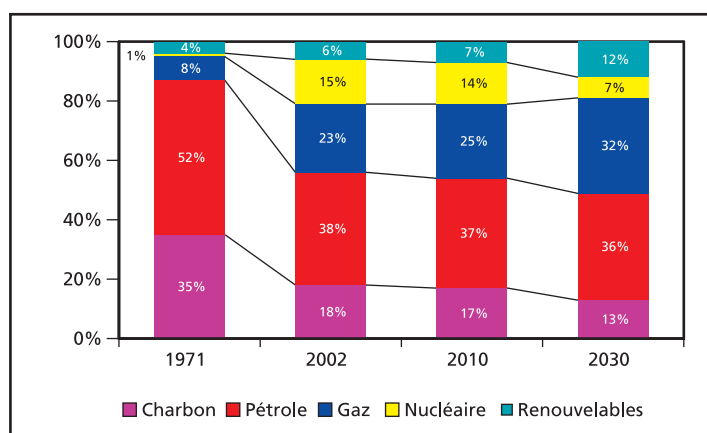
⁴ L'"Europe" désigne, dans l'analyse de l'AIE, l'Europe à 25 Etats, y compris les dix pays devenus membres en mai 2004.

Le graphique ci-dessous présente la consommation énergétique dans le monde depuis 1971, par type d'énergie, ainsi que les prévisions, selon l'AIE, de cette consommation jusqu'en 2030:



Selon l'AIE, le gaz naturel deviendra d'ici 2030 la deuxième source énergétique dans le monde, rang actuellement occupé par le charbon. En Europe, la part du gaz naturel dans la consommation totale d'énergie devrait passer de 23% actuellement à 32% en 2030.

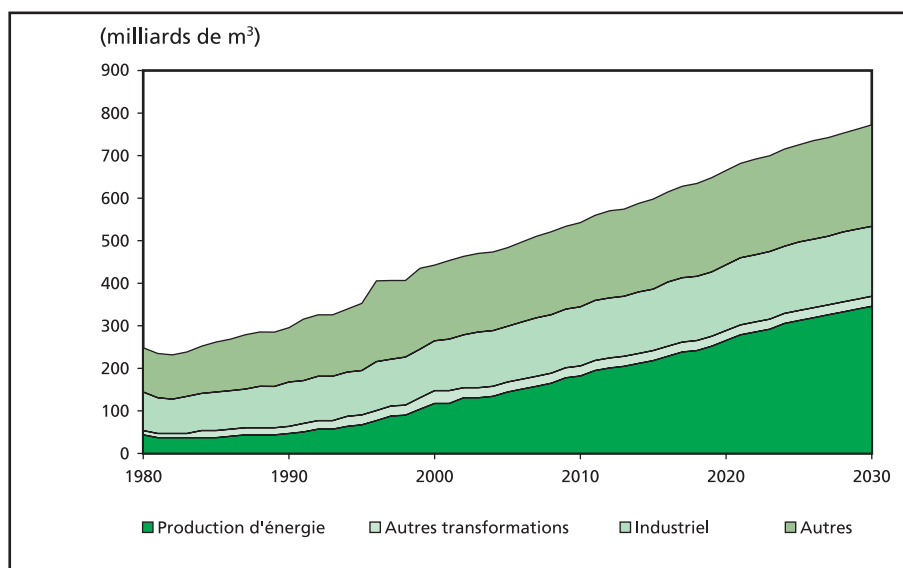
Le graphique ci-dessous présente la consommation énergétique en Europe depuis 1971 répartie par type d'énergie, ainsi que les prévisions, selon l'AIE, de cette consommation jusqu'en 2030:



Selon l'AIE, le secteur énergétique (production d'énergie à partir du gaz naturel) devrait compter pour 60% dans l'augmentation de la demande mondiale de gaz naturel, passant de 36% en 2002 à 47% en 2030 de la consommation mondiale de gaz naturel, le gaz naturel devant rester, selon l'AIE, l'énergie la plus compétitive pour les centrales électriques dans la plupart des pays du monde. En Europe, la part du gaz naturel dans la production d'électricité devrait passer de 15% en 2002 à plus de 35% en 2030. De même, selon l'AIE, le gaz naturel est souvent préféré au charbon pour les nouvelles centrales thermiques en raison de ses avantages environnementaux, ses coûts d'immobilisation de capital moins élevés et sa flexibilité opérationnelle. Selon Global Insight⁵, cette croissance devrait être notamment favorisée par l'application de la directive européenne sur les émissions, qui est entrée en vigueur en janvier 2005, et qui met à la charge des entreprises le coût des émissions de dioxyde de carbone (CO₂), favorisant ainsi l'utilisation des énergies les moins émettrices de CO₂, dont le gaz naturel et le nucléaire.

⁵ Rapport 2004.

Toujours selon l'AIE, la demande de gaz naturel en Europe dans les secteurs d'utilisation finale devrait également augmenter avec une croissance de près de 0,9% par an dans les secteurs résidentiels et des services, et de 1% par an dans le secteur industriel. Le tableau ci-dessous présente l'évolution et les prévisions, établies par l'AIE, de la demande de gaz naturel en Europe par secteur:



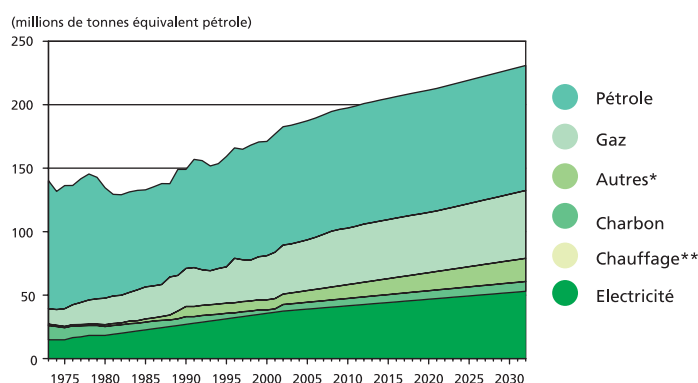
4.4.2.2 Demande en France

Selon l'AIE, le gaz naturel représentait en 2001 13,8% du bilan énergétique primaire national, soit 34,4 millions de tonnes équivalent pétrole pour 174 millions de tonnes équivalent pétrole toutes énergies confondues. Bien qu'ayant connu une progression importante, la part du gaz naturel dans la consommation d'énergie est cependant moins élevée en France que dans la moyenne des pays de l'Union européenne, qui se situe à 23,0%.

La consommation de gaz naturel a augmenté de 4,2% par an en moyenne de 1973 à 2001, selon l'AIE, comparé à une croissance annuelle de 1,2% dans l'ensemble des pays membres de l'AIE, et comparé à 0,8% de croissance annuelle de la demande française toutes énergies confondues. Selon le rapport de l'association Cedigaz (*The Players on the European Gaz Market, 2004 ("Cedigaz")*)⁶, cette croissance est cependant restée limitée en raison de la politique énergétique nationale, fortement orientée en faveur du développement de l'énergie nucléaire. L'utilisation du gaz naturel dans la production d'électricité est en conséquence limitée, la part du gaz naturel dans les approvisionnements de l'énergie primaire étant relativement peu importante comparée aux autres pays européens.

Le graphique ci-dessous présente l'évolution de la consommation énergétique en France par énergies depuis 1973, ainsi que les prévisions de consommation jusqu'en 2030:

Consommation finale totale par source d'énergie, de 1973 à 2030



* Inclut la géothermie, l'énergie solaire, les éoliennes, les combustibles renouvelables et les déchets.

** Négligeable.

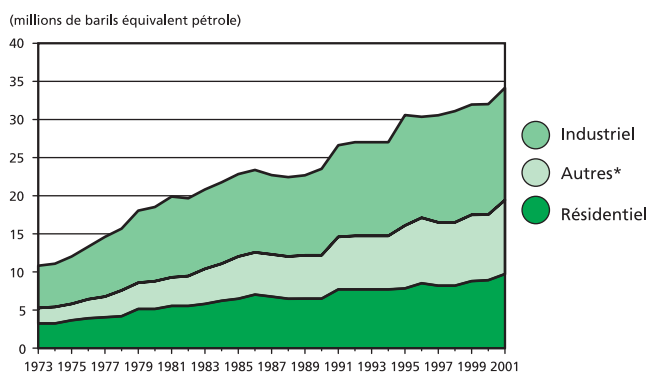
Source: *Energy Balances of OECD Countries*, IEA/OECD Paris, 2003.

⁶ Cette analyse se fonde sur les chiffres de 2003.

Contrairement à la grande majorité des autres pays européens, il n'existe pas en France de centrales de production d'électricité fonctionnant exclusivement à partir du gaz naturel. Le gaz utilisé pour le fonctionnement des unités de cogénération a représenté 3,1% de la production totale d'énergie en 2001.

En 2001, le secteur industriel a compté pour 41,1% de la consommation totale de gaz, le secteur résidentiel pour 30,4%, les secteurs commercial et utilisation publique pour 27,5% et les autres secteurs, y compris l'agriculture et le transport, pour le solde, soit 1,1%. Le graphique ci-dessous présente la progression de la consommation du gaz naturel par secteur de 1973 à 2001.

Consommation finale de gaz naturel par secteur, de 1973 à 2001



* Inclut les secteurs commercial, du service public et l'agriculture.

Source: *Energy Balances of OECD Countries*, IEA/OECD Paris, 2003.

Dans la mesure où les secteurs résidentiel et commercial représentent la plus grande part de la consommation de gaz en France (dans le secteur résidentiel, le gaz est majoritairement utilisé pour le chauffage des habitations et la production d'eau chaude selon Global Insight), la demande en France varie profondément en fonction des saisons. Ainsi, la demande de gaz naturel en août 2002 s'élevait à 17% seulement de la demande de gaz naturel en janvier 2003.

L'AIE prévoit une croissance cumulative de la consommation finale en énergie en France de 31,3% entre 2001 et 2030, avec une croissance cumulative de la demande de gaz de 48,5%, passant de 19,8% de la consommation énergétique totale en 2001 à 22,4% en 2030. L'AIE prévoit une croissance annuelle de consommation de gaz naturel de 1,4% entre 2000 et 2030.

4.4.3 L'approvisionnement des marchés français et européen en gaz naturel

La demande européenne de gaz naturel est en partie satisfaite par des ressources propres. Ainsi, plus de la moitié du gaz naturel consommé en 2003 en Europe⁷ provenait de ressources intraeuropéennes, le solde provenant de Norvège (16%), de Russie (18%) et d'Algérie (12%). Les approvisionnements de gaz naturel en Europe (production propre et importations) se sont élevés en 2003 à 427 milliards de mètres cubes, dont 6 milliards de mètres cubes exportés à destination des pays non européens (source: *Cedigaz*).

Le tableau ci-dessous présente la répartition géographique des sources d'approvisionnement des pays de l'Europe des 15 en 2003 (en milliards de mètres cubes):

Pays	Approvisionnement	Production propre	Importations	dont Russie	dont Norvège	dont Algérie	dont autres hors Union européenne	dont intra Union européenne
Autriche	9,9	2,1	7,8	76,9%	11,5%	-	-	11,6%
Belgique	17,8	-	17,8	-	32,9%	17,7%	-	49,4%
Danemark	8,1	7,9	0,2	-	-	-	-	100,0%
Finlande	4,8	-	4,8	100,0%	-	-	-	-
France	43,6	1,6	42,0	23,9%	31,7%	21,9%	1,6%	20,9%
Allemagne	107,1	21,1	86,0	37,0%	31,8%	-	-	31,2%
Grèce	2,5	-	2,5	77,6%	-	22,4%	-	-
Irlande	4,5	0,8	3,7	-	-	-	-	100,0%
Italie	75,1	13,7	61,4	32,1%	11,4%	38,2%	5,7%	12,6%
Luxembourg	1,2	-	1,2	-	-	-	-	100,0%
Pays-Bas	82,6	68,4	14,2	16,8%	20,4%	-	-	62,8%
Portugal	3,4	-	3,4	-	-	74,6%	25,4%	-
Espagne	23,9	0,2	23,7	-	9,6%	58,5%	31,9%	-
Suède	1,0	-	1,0	-	-	-	-	100,0%
Royaume-Uni	110,4	102,8	7,5	-	88,0%	-	-	12,0%

Source: *Cedigaz*

En 2003, les réserves européennes⁸ prouvées représentaient près de 3,4 trillions de mètres cubes, soit 2% des ressources mondiales. Selon l'AIE, la production de gaz naturel en 2003 s'est élevée à 240 milliards de mètres cubes, dont 76% par le Royaume-Uni (108 milliards de mètres cubes) et les Pays-Bas (73 milliards de mètres cubes) à partir des champs situés en mer du Nord. Il est prévu que la production de la mer du Nord décline progressivement jusqu'en 2030. Ainsi, selon l'AIE, la production européenne de gaz naturel devrait baisser à 225 milliards de mètres cubes en 2010, et à 147 milliards de mètres cubes en 2030.

Compte tenu de ce déclin, et afin de faire face à la croissance de la consommation évoquée ci-dessus, 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 en Europe passeront de 49% en 2002 à plus de 81% en 2030, principalement en provenance de la Russie, de la Norvège et de l'Algérie ainsi que d'autres pays africains, des pays de l'ex-URSS, du Moyen-Orient et des pays de l'Amérique Latine. Le transport de ce gaz naturel serait assuré via des gazoducs longue distance (partiellement sous-marins) ou sous forme de GNL, qui devrait connaître un développement dans les années à venir. Avec un total de 150 milliards de mètres cubes échangés en 2002 dans le monde, le GNL devrait, selon l'AIE, progresser rapidement pour atteindre un volume d'échange de 250 milliards de mètres cubes en 2010 et 680 milliards de mètres cubes en 2030. Alors que le gaz transporté par gazoduc représente aujourd'hui 70% des échanges gaziers transfrontaliers, la part du GNL devrait, selon l'AIE, dépasser 50% à l'horizon 2030.

4.5 PRINCIPALES ACTIVITES DE GAZ DE FRANCE

Gaz de France est un opérateur énergétique intégré, à dominante gazière, bénéficiant d'une position de premier fournisseur de gaz naturel en France et figurant parmi les premiers fournisseurs en Europe à partir d'un portefeuille d'approvisionnement diversifié. Il bénéficie également d'une position de gestionnaire de réseaux de transport et de distribution de gaz de premier plan, disposant du plus long réseau européen de transport à haute pression et du deuxième réseau européen de distribution.

⁷ Europe des 15.

⁸ Europe des 25.

Les activités du Groupe s'organisent autour de deux pôles:

- **Fourniture d'énergie et de services**, consistant principalement en la production, l'achat et la vente de gaz naturel et d'autres sources d'énergie ainsi que les services associés. L'activité de fourniture d'énergie et de services est divisée en trois segments:
 - o Achat-Vente d'Energie;
 - o Exploration-Production;
 - o Services.
- **Infrastructures**, qui comprend le transport, la distribution et le stockage. L'activité infrastructures est divisée en trois segments:
 - o Transport Stockage France;
 - o Distribution France;
 - o Transport-Distribution International.

Le tableau ci-dessous indique le chiffre d'affaires et le résultat d'exploitation du Groupe par segment pour chacun des trois exercices clos les 31 décembre 2002, 2003 et 2004:

(en millions d'euros)	Exercice clos le 31 décembre					
	2002		2003		2004	
	Chiffre d'affaires	Résultat d'exploitation	Chiffre d'affaires	Résultat d'exploitation	Chiffre d'affaires	Résultat d'exploitation
Pôle Fourniture d'énergie et services:						
Achat-Vente d'Energie	11 826	207	13 338	205 ⁽¹⁾	14 397	184
Exploration-Production	413	46	703	145	969	232
Services	1 244	(15)	1 340	4	1 442	49
Eliminations intrapôles	(102)	-	(220)	-	(310)	-
Total Fourniture d'énergie et de services	13 381	238	15 161	354⁽¹⁾	16 498	465
Pôle Infrastructures:						
Transport Stockage France ⁽²⁾	1 883	720	2 204 ⁽¹⁾	720 ⁽¹⁾	2 200	702
Distribution France ⁽²⁾	3 106	539	3 305	598	3 193	181
Transport-Distribution International ⁽³⁾	1 061	62	1 304	239	1 424	265
Eliminations intrapôles	(26)	-	(21)	-	(23)	-
Total Infrastructures	6 024	1 321	6 792	1 557	6 794	1 148
Eliminations interpôles	(4 897)	-	(5 366)	-	(5 192)	-
Autres	38	(8)	60	(32)	29	(15)
Total	14 546	1 551	16 647	1 879	18 129	1 598

(1) *Pro forma* 2003: retraité de l'impact d'une partie des activités Compagnie Française du Méthane ("CFM") transférées en 2004 au segment Transport Stockage France (en 2003, ceci a représenté 267 millions d'euros de chiffre d'affaires au profit du segment Transport Stockage France et le résultat d'exploitation du segment Achat-Vente d'Energie a été réduit de 111 millions d'euros, qui ont été transféré au segment Transport Stockage France). Les chiffres 2002 ne sont pas retraités.

(2) Pour les modes de détermination des chiffres d'affaires Transport Stockage France et Distribution France, voir paragraphe 5.2.1 – "Présentation générale / Tarifs administrés et tarifs régulés".

(3) Les ventes de gaz n'étant pas encore séparées des activités de transport et de distribution pour le segment Transport-Distribution International, le chiffre d'affaires de ce segment comprend les ventes de gaz.

4.5.1 Fourniture d'énergie et de services

4.5.1.1 Achat-Vente d'Energie

Gaz de France est le premier fournisseur et acheteur de gaz naturel sur le marché français et l'un des plus importants en Europe. Au travers, principalement, de son segment Achat-Vente d'Energie, Gaz de France commercialise du gaz naturel à environ 10,9 millions de clients en France (dont 10,3 millions de particuliers) et environ 440 clients à l'étranger sur 3 000 sites (principalement des grands clients industriels), auxquels s'ajoutent environ 3,8 millions de clients desservis par les filiales du segment Transport-Distribution International en Europe. Par ailleurs, Gaz de France vend d'autres produits énergétiques, notamment de l'électricité, aux clients éligibles.

Sur les 730 TWh de gaz naturel vendus par le Groupe en 2004, le segment Achat-Vente d'Energie a vendu 645 TWh, dont 500 TWh en France, 87 TWh à l'étranger et 58 TWh sur les marchés à court terme. La quote-part de Gaz de France dans les ventes de gaz naturel par les filiales du segment Transport-Distribution International s'est élevée à près de 53 TWh en 2004, et le segment Exploration-Production a vendu près de 32 TWh de gaz naturel en 2004, principalement au titre de contrats à long terme. Sauf indication contraire, les références aux ventes de gaz naturel par le Groupe dans la présente section ne concernent que les ventes par le segment Achat-Vente d'Energie.

Gaz de France poursuit une politique active de gestion et de sécurisation de ses approvisionnements, avec un portefeuille parmi les plus diversifiés en Europe. Il est l'un des plus grands acheteurs mondiaux de gaz naturel et l'un des premiers acteurs européens sur le marché du GNL. Ses approvisionnements sont complétés par des activités de *trading* et des opérations sur produits dérivés sur les marchés de l'énergie permettant d'offrir aux clients des solutions de formules de prix adaptées à leurs besoins.

Le tableau ci-dessous indique le chiffre d'affaires et le résultat d'exploitation du segment Achat-Vente d'Energie pour chacun des exercices clos les 31 décembre 2002, 2003 et 2004:

	Exercice clos le 31 décembre		
	2002	2003	2004
<i>(en millions d'euros)</i>			
Chiffre d'affaires	11 826	13 338	14 397
Résultat d'exploitation	207	205 ⁽¹⁾	184

⁽¹⁾ *Pro forma* 2003: retraité de l'impact d'une partie des activités CFM transférées en 2004 au segment Transport Stockage France: le retraitement diminue le résultat d'exploitation de ce segment de 111 millions d'euros et les éliminations intrapôles du chiffre d'affaires de 267 millions d'euros.

4.5.1.1.1 Vente d'énergie

◆ Stratégie

Fournisseur historique de gaz naturel en France, Gaz de France met en place une offre adaptée au nouveau contexte du marché ouvert en France et en Europe. Sa stratégie commerciale est bâtie autour des principaux éléments suivants:

- le développement des offres destinées à fidéliser la clientèle en France: offres complètes de fourniture de gaz naturel, d'électricité et de services qui répondent aux souhaits des clients particuliers et professionnels, et solutions "sur mesure" qui incluent des offres de services énergétiques permettant de répondre aux besoins des grands consommateurs de gaz;
- la mise en place d'une relation client adaptée aux nouveaux enjeux concurrentiels: organisation commerciale par marchés et refonte des systèmes d'information commerciaux (gestion de la relation client et facturation);
- le renforcement de l'identification de Gaz de France comme fournisseur historique avec une nouvelle marque pour chaque catégorie de client, permettant d'encadrer l'offre du Groupe sur ses différents marchés; et
- l'expansion des ventes de gaz naturel en Europe, en tirant profit du savoir-faire du Groupe pour saisir les importantes opportunités de croissance offertes par l'ouverture du marché européen, en ciblant

des ventes directes auprès des grands consommateurs dans les pays clefs (le Royaume-Uni, l'Allemagne, la Belgique, l'Italie, les Pays-Bas et l'Espagne), et en prenant des participations dans des sociétés de distribution, notamment en Europe de l'Est.

◆ Clients

L'activité de vente d'énergie de Gaz de France est en cours d'évolution compte tenu des changements réglementaires déjà intervenus et à venir. Gaz de France classait traditionnellement ses clients français selon quatre catégories:

- les clients résidentiels (particuliers et résidences collectives);
- les clients tertiaires (principalement professions libérales, commerçants, artisans et collectivités locales);
- les clients industriels; et
- les autres clients (principalement les distributeurs non nationalisés en 1946, ainsi que les ventes effectuées sur le marché de court terme).

Gaz de France a adapté sa segmentation à l'ouverture des marchés et a mis en place une politique de marques, une démarche commerciale et une organisation selon trois nouvelles catégories, correspondant aux trois grandes étapes du passage à la concurrence. Ainsi, l'organisation de Gaz de France distingue aujourd'hui:

- les clients particuliers (éligibles de choisir leur fournisseur de gaz naturel à partir du 1^{er} juillet 2007);
- les clients affaires (principalement les professionnels (commerçants, artisans et professions libérales), les PME-PMI, les résidences collectives, certains clients tertiaires privés et publics ainsi que les collectivités territoriales, tous éligibles depuis le 1^{er} juillet 2004); et
- les grands clients industriels et commerciaux (devenus éligibles entre août 2000 et juillet 2003).

A la date d'enregistrement du présent document de base, les systèmes comptables de Gaz de France permettent de ventiler les ventes de Gaz de France selon la classification traditionnelle. Gaz de France met en place un outil comptable qui permettra de ventiler sa base de clients français en fonction des nouvelles catégories commerciales précitées.

En Europe (hors France), le Groupe dispose d'environ 440 clients, principalement industriels, sur 3 000 sites regroupés dans le segment Achat-Vente d'Énergie⁹.

⁹ Compte tenu de son portefeuille très diversifié de clients, Gaz de France ne dépend d'aucun client en particulier. Ses plus grands clients industriels et commerciaux européens sont des opérateurs énergétiques, des distributeurs locaux et des sociétés du secteur de la chimie et pétrochimie. Le plus grand client industriel et commercial représente moins de 3,5% des ventes totales du Groupe.

Le tableau ci-dessous présente la ventilation, par catégorie de clients, des ventes de gaz naturel du Groupe (hors activité de *trading*) pour chacun des trois exercices clos les 31 décembre 2002, 2003 et 2004:

	Exercice clos le 31 décembre					
	2002		2003		2004	
	(TWh)	(en millions d'euros)	(TWh)	(en millions d'euros)	(TWh)	(en millions d'euros)
Ventes de gaz naturel aux clients⁽¹⁾						
En France						
- Résidentiels	157	5 113	173	5 588	186	5 669
- Tertiaires	73	1 844	80	2 002	79	1 950
- Industriels	183	2 823	174	2 942	180	2 957
- Autres clients ⁽²⁾	55	697	54	711	56	683
<i>Total France</i>	<i>468</i>	<i>10 477</i>	<i>480</i>	<i>11 243</i>	<i>500</i>	<i>11 260</i>
A l'étranger (industriels et assimilés)	43	560	61	783	87	1 201
Ventes sur les marchés de court terme	17	204	38	478	58	754
Total segment Achat-Vente d'Énergie	528	11 241	579	12 504	645	13 215
Ventes par filiales du segment Transport-Distribution International	43	854	52	1 035	53	1 160
Ventes par le segment Exploration-Production (hors ventes internes)	21	216	31	348	32	378
Total Groupe	592	12 311	662	13 887	730	14 753

(1) Y compris la quote-part de Gaz de France des ventes d'énergie par les sociétés consolidées par intégration proportionnelle.

(2) Les distributeurs non nationalisés en 1946, ainsi que les clients de CFM (anciennement détenus conjointement avec Total).

◆ L'offre de Gaz de France et la politique de marques

Gaz de France développe son offre commerciale et sa notoriété avec l'ambition d'être le commercialisateur que les clients choisissent dans un nouveau contexte de marché ouvert à la concurrence. Selon des enquêtes IPSOS, Gaz de France a fait partie, ces trois dernières années, des grandes entreprises préférées des Français. Sa stratégie consiste à fidéliser sa clientèle avec des offres adaptées à ses besoins et regroupées sous des marques reconnues.

Le premier élément de cette stratégie est le renforcement de la reconnaissance de Gaz de France comme fournisseur historique de gaz en France. En novembre 2002, Gaz de France a adopté un nouveau logo dont la forme rappelle l'activité gazière, afin de l'identifier avec son métier de base et d'éviter la confusion avec EDF, notamment s'agissant des particuliers et des clients affaires. Les campagnes de promotion des marques ont permis au Groupe de gagner en notoriété: selon une étude conduite par ED Consulting en décembre 2004, 66% des clients professionnels citent spontanément Gaz de France en premier comme leur fournisseur de gaz naturel.

Le Groupe élabore parallèlement des offres adaptées aux besoins de chaque catégorie de clients, avec une marque spécifique pour chaque offre, une politique d'accompagnement de la vente de gaz et d'autres produits énergétiques (notamment électricité) et des services complémentaires.

Clients particuliers en France – Dolce Vita®

Les clients particuliers sont ceux qui consomment de l'énergie dans leurs logements pour leurs besoins personnels (chauffage, cuisine, eau chaude sanitaire). Au 31 décembre 2004, Gaz de France comptait environ 10,3 millions de clients dans cette catégorie en France. Ces clients ont principalement recours au gaz naturel pour le chauffage, avec environ 68% des foyers desservis par Gaz de France équipés de chauffage individuel au gaz. Gaz de France s'est fixé comme objectif de conquérir 1 million de nouveaux clients utilisant le gaz naturel pour le chauffage entre juillet 2003 et l'ouverture du marché résidentiel en juillet 2007. Depuis juillet 2003, Gaz de France a conquis plus de 363 000 nouveaux clients utilisant le gaz naturel pour le chauffage en France, dont 347 600 sur le marché des particuliers.

Les clients particuliers sont actuellement desservis en gaz naturel sur la base de tarifs administrés (voir paragraphe 4.5.1.1.1 – "Vente d'énergie / Prix de vente d'énergie / Tarifs administrés").

L'offre de Gaz de France auprès des clients particuliers est commercialisée sous la marque Dolce Vita®, lancée en novembre 2002. Cette marque véhicule un message de confort de vie chez soi associé à l'utilisation du gaz naturel. Dolce Vita® comprend quatre offres spécifiques. Chacune d'entre elles apporte une solution technique en matière de chauffage et d'eau chaude, des services associés, des conseils et une aide au financement et à la gestion des installations. Le "Diagnostic Qualité Gaz de France" vise ainsi à faire en sorte que l'installation ne comporte pas de défauts susceptibles de mettre en jeu la sécurité.

De nouvelles offres viendront enrichir la marque, comme le "Point conso" qui proposera des conseils sur mesure à partir d'une estimation des consommations des clients afin d'adapter au mieux leur installation, ou encore des solutions de remplissage à domicile pour le gaz naturel utilisé comme carburant.

Pour intervenir sur le marché des clients particuliers, Gaz de France dispose de huit délégations commerciales assurant des activités de conseil et d'animation et de huit pôles marketing opérationnels. Des équipes centralisées au niveau national assurent la coordination des campagnes publicitaires et des fonctions support. Jusqu'à l'ouverture du marché des particuliers à la concurrence en 2007, le service clientèle (accueil clients, facturation) sera assuré par une direction commune avec EDF (EDF Gaz de France Distribution). Gaz de France assumera seul cette fonction à partir du 1^{er} juillet 2007 et mettra en place les structures nécessaires pour assurer par lui-même un service de qualité et de proximité à ses clients.

Gaz de France conçoit et développe des outils de gestion de la relation client (CRM – *Customer Relationship Management*), d'accueil et de facturation pour faire face aux enjeux du marché ouvert. Ces systèmes ont déjà fait leurs premières preuves sur le marché des clients affaires (ouvert à la concurrence depuis le 1^{er} juillet 2004), et devront être prêts pour l'ouverture du marché des particuliers en juillet 2007. Gaz de France utilise également des méthodes de relation client éprouvées pour maintenir un contact de proximité. Ainsi, près de 2 millions de Français ont fait l'objet d'une proposition commerciale par courrier ou par téléphone en 2004.

Enfin, le Groupe dispose d'un médiateur qui propose des solutions amiables aux litiges en matière de facturation, de raccordement au réseau et de coupure. En 2004, le médiateur a ainsi traité 48 dossiers de clients, dont plus de 85% ont trouvé une solution amiable.

Clients affaires en France – Provalys® et Energies Communes®

Les clients affaires incluent principalement les professionnels (commerçants, artisans et professions libérales), les PME-PMI, les résidences collectives, certains clients tertiaires privés et publics ainsi que les collectivités territoriales. Au 31 décembre 2004, Gaz de France comptait environ 580 000 clients sur environ 633 000 sites dans cette catégorie.

Les clients affaires ont un profil de consommation très varié (de 10 000 kWh à 90 GWh) et peuvent utiliser le gaz naturel soit pour l'eau chaude sanitaire (par exemple, les coiffeurs et les médecins), le chauffage ou leur *process* (par exemple, les boulangers, les PME-PMI et les entreprises industrielles).

Les clients affaires ont la possibilité de choisir leur fournisseur de gaz naturel depuis le 1^{er} juillet 2004. Ils peuvent exercer cette faculté de choix (en choisissant une offre de Gaz de France ou d'un concurrent) ou garder les contrats en place avant le 1^{er} juillet 2004. En 2004, environ 10% des clients (en volume) devenus éligibles ont exercé leur faculté de choix et la quasi-totalité a choisi des offres Gaz de France.

Les clients qui ont conservé leurs contrats existants sont facturés sur la base des tarifs administrés (voir paragraphe 4.5.1.1.1 – "Vente d'énergie / Prix de vente d'énergie / Tarifs administrés"). Le prix du gaz naturel vendu aux clients qui ont exercé leur faculté de choix et ont choisi l'offre de Gaz de France est déterminé sur la base des offres commerciales décrites ci-dessous.

Deux marques bannières portent les offres de Gaz de France sur le marché des clients affaires:

- Provalys®, principalement pour les professionnels, les PME-PMI, les résidences collectives et les entreprises industrielles et tertiaires du segment affaires; et
- Energies Communes®, pour les collectivités territoriales.

Provalys® est une offre complète de fourniture de gaz naturel, d'électricité et de services associés. Sous cette marque, Gaz de France propose à ses clients affaires des solutions qu'il construit à partir du métier,

de la situation et des exigences de chaque client. Pour les clients recherchant de la simplicité (professionnels et certaines PME), la solution consiste en un assemblage de deux, trois ou quatre services autour de la fourniture du gaz et de l'électricité. Pour les clients ayant une implication forte dans la gestion de l'énergie (financière et technique), les solutions sont sur mesure et issues d'un échange approfondi entre l'interlocuteur Gaz de France et le client. Ainsi, les principales offres aux clients affaires sont les suivantes:

- un choix de formules de prix en gaz naturel et en électricité (prix fixe sur un an pour plus de visibilité budgétaire, prix à révision semestrielle ou trimestrielle pour une réactivité vis-à-vis du marché, avec ou sans abonnement, ingénierie de prix, etc.);
- des services d'aide à la gestion de consommation, avec par exemple:
 - o un historique des consommations et des facturations;
 - o des indicateurs de suivi du contrat sur les factures;
 - o un accès à la "Ligne Directe Expertgaz" permettant d'obtenir des conseils techniques; et
 - o prochainement, la consultation des consommations sur Internet avec "Mon compte en ligne";
- des solutions de financement: secteur public (partenariat avec Dexia), en copropriété (partenariat avec la Banque Solfea¹⁰), secteur privé (partenariat avec BNP-Paribas Lease Group);
- des services optionnels de conseils et d'expertise: différents types de diagnostics (par exemple "Diagnostic Sérénité Pro", diagnostic énergétique de site), conseil réglementaire réseau intérieur de gaz naturel, expertise énergétique chaufferie, audit environnement chaufferie, formations à la réglementation ou à la maintenance/exploitation de chaufferie;
- différentes offres adaptées aux clients multisites:
 - o des états globaux récapitulatifs des consommations avec possibilité d'un paiement décentralisé pour les clients qui souhaitent que leurs différents sites soient autonomes en matière d'achat d'énergie;
 - o le regroupement de factures avec règlement unique (pour ceux qui souhaitent une gestion décentralisée mais un paiement centralisé) et un tableau de synthèse; et
 - o une "formule unique" regroupant l'ensemble des sites pour ceux qui privilégient une gestion centralisée.

Energies Communes® propose, au-delà de la fourniture d'énergie, des services spécifiques visant à accompagner les collectivités territoriales dans leur politique énergétique et dans la gestion des territoires. Trois gammes d'offres sont disponibles:

- "le gaz sans souci" propose la fourniture de gaz naturel associée à un ensemble de services (offres de prix, regroupement de factures, données de consommation, etc.) reposant sur des principes de simplicité et d'optimisation énergétique;
- "l'énergie accompagnée" répond à des besoins ponctuels, pouvant survenir pendant la durée de vie d'un contrat: évolution des installations, construction de nouveaux bâtiments, etc. Il s'agit de services "à la carte", en complément du contrat de base (Ligne Directe Expertgaz, formations, logiciels de gestion de l'énergie, audit environnement et expertise énergétique chaufferie, etc.); et

¹⁰ L'activité de la Banque Solfea s'apparente à celle du crédit à la consommation. Elle consiste pour l'essentiel à financer les clients particuliers qui choisissent d'installer un système de chauffage au gaz naturel. La Banque Solfea dispose d'une gamme de produits s'adressant aux clients qui engagent des projets de rénovation dans l'habitat. La Banque Solfea est un établissement de crédit agréé par le Comité des établissements de crédit et des entreprises d'investissement et soumis au contrôle de la Commission bancaire.

- “les solutions sur mesure” s’adressent notamment aux collectivités qui souhaitent engager une politique énergétique locale (valorisation énergétique des déchets, réseau de chaleur, cogénération, transports propres au gaz naturel véhicule).

L’objectif du Groupe est d’enrichir progressivement ses offres avec de nouveaux services, comme les flottes de véhicules d’entreprise fonctionnant au gaz naturel.

Pour fidéliser ses clients, Gaz de France développe des programmes relationnels personnalisés, notamment par le biais de lettres d’information ou de courriers ciblés. Les clients affaires bénéficient d’une relation commerciale adaptée à leurs besoins: construction d’offres sur mesure, élaboration de solutions globales, conseillers spécialisés au téléphone, commercialisation par l’intermédiaire d’installateurs partenaires ou sur le nouveau site Internet de la Société.

Grands clients industriels et commerciaux en France et en Europe – Gaz de France energy®

Les grands clients industriels et commerciaux de Gaz de France correspondent majoritairement aux clients européens qui sont devenus progressivement éligibles entre août 2000 et juillet 2003. Au 31 décembre 2004, Gaz de France comptait environ 600 clients dans cette catégorie, dont 440 en Europe hors France, répartis sur 520 sites en France et 3 000 sites ailleurs en Europe.

Les clients du Groupe appartenant à la catégorie grands clients industriels et commerciaux comprennent principalement:

- des producteurs d’électricité;
- des compagnies de distribution de gaz; et
- des clients industriels à forte consommation, principalement dans les secteurs des prestataires de services énergétiques, de la chimie et pétrochimie, puis de l’industrie des matériaux et de la sidérurgie.

L’offre de Gaz de France auprès des grands clients industriels et commerciaux est majoritairement commercialisée sous la marque Gaz de France energy®. Gaz de France propose à ces clients des offres “sur mesure” qui incluent la vente de gaz et, le cas échéant, d’électricité, ainsi que:

- une offre de gestion de risques et d’ingénierie prix, en s’appuyant notamment sur les compétences de Gaselys (voir paragraphe 4.5.1.1.4 – “Gaselys”). Ainsi, Gaz de France est en mesure d’offrir à ses grands clients des prix fixes pour une période déterminée, ce qui leur permet d’éviter l’impact des fluctuations brutales de prix, mais également une prestation leur permettant de gérer de manière dynamique le prix de leurs achats d’énergie en répartissant ceux-ci entre les différentes périodes de l’année; et
- des offres combinant énergie et optimisation des performances, par lesquelles Gaz de France propose des services tels que:
 - o la gestion ou l’optimisation des installations de chauffage ou de consommation d’énergie pour accompagner la vente de gaz;
 - o 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).

Le Groupe a pour objectif d’allonger la durée moyenne des contrats conclus. En 2004, en France, la durée moyenne des contrats avec les grands clients industriels et commerciaux était de 1,6 an (contre 1,2 an en 2003), en excluant deux grands contrats avec des durées particulièrement longues.

Gaz de France estime que ses offres auprès des grands clients industriels et commerciaux lui ont permis de limiter les pertes de parts de marché en France. Il a ainsi pu s’affirmer comme un acteur de taille sur des marchés importants en Europe et maintenir, pour l’ensemble de son portefeuille, un prix de la ressource

gaz compétitif. Sur le marché des grands clients ayant le droit de choisir leur fournisseur en France depuis août 2000, Gaz de France a ainsi conservé la grande majorité des contrats, la part prise par les opérateurs concurrents depuis l'ouverture des marchés étant limitée à 27,2 TWh en 2004. La part de marché de Gaz de France sur le marché des grands clients industriels et commerciaux sur la France entière est ainsi passée d'un peu moins de 73% en 1999 à 65% à fin 2004. Cette perte a été compensée en volume par la croissance du marché global du gaz naturel en France et la croissance des ventes du Groupe en Europe. Ainsi, en termes de volume, les ventes de Gaz de France aux grands clients industriels et commerciaux en France devenus éligibles entre 2000 et 2003 sont restées stables depuis 2002 malgré l'ouverture de ce marché à la concurrence (66 TWh en 2002, 64 TWh en 2003 et 64 TWh en 2004), tandis que les ventes à l'étranger (réalisées principalement auprès des grands clients industriels) sont passées de 5 TWh en 2000, à plus de 33 TWh en 2002 et à près de 78 TWh en 2004.

Gaz de France estime que les ventes hors de France seront le moteur de la croissance des ventes aux grands clients industriels et commerciaux. Les marchés prioritaires visés par le Groupe sont le Royaume-Uni, la Belgique, les Pays-Bas, l'Italie, l'Espagne et l'Allemagne, qui ont représenté ensemble environ 89% de ses ventes à l'étranger en 2004. La capacité de pénétration sur chacun de ces 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. Le tableau ci-dessous présente la pénétration du Groupe sur ces marchés pour les exercices clos les 31 décembre 2002, 2003 et 2004:

	Royaume- Uni	Belgique	Pays-Bas	Italie	Espagne	Allemagne
Volume vendu en 2002 (en TWh)	27,7	2,8	-	2,3	-	0,4
Volume vendu en 2003 (en TWh)	28,2	9,1	4,7	6,6	-	0,6
Volume vendu en 2004 (en TWh)	33,7	15,9	13,1	10,3	1,9	2,8

Clients des filiales du segment Transport-Distribution International

Hors de France, et en dehors de la vente aux grands clients industriels et commerciaux en Europe, le Groupe est présent dans la vente d'énergie au travers de ses participations dans des sociétés situées principalement en Slovaquie, Allemagne, Hongrie, Italie et Portugal. (Pour davantage de détails sur ces sociétés, voir paragraphe 4.5.2.3 – "Transport-Distribution International").

Le tableau ci-dessous indique la participation du Groupe dans ces sociétés européennes, le nombre de leurs clients et le volume de leurs ventes de gaz en 2004:

Société (Pays)	Nombre total de clients (en milliers)	Volume total de gaz (TWh)	Participation du Groupe (%)	Nombre de clients quote-part Gaz de France ⁽²⁾	Volume de gaz vendu en 2004 quote-part Gaz de France ⁽²⁾ (TWh)
SPP (Slovaquie)	1 437	68,9	24,5%	352 065	17
GASAG (Allemagne)	770	26,1	31,6%	243 320	8
Egaz et Degaz (Hongrie)	752	22,1	99,42% et 99,77%	752 000	22
Arcalgas Energie (Italie) ⁽¹⁾	155	4,8	33,0%	-	-
Italgas Vendite (Italie) ⁽¹⁾	552	8,4	40,0%	-	-
Portgas (Portugal)	139	1,8	12,67%	-	-
Total	3 805	132,1	-	1 347 385	47

(1) Gaz de France dispose d'options d'achat qui pourraient lui permettre d'augmenter ses participations dans ces sociétés italiennes si la législation italienne le permet (voir paragraphe 4.5.2.3.3 – "Filiales de distribution / Italie").

(2) Données consolidées.

◆ Prix de vente d'énergie

Gaz de France vend du gaz naturel sur la base de deux systèmes de prix:

- des tarifs administrés pour les clients particuliers et les clients éligibles qui n'ont pas exercé leur faculté de choisir leur fournisseur de gaz; et
- des prix négociés pour les clients éligibles qui ont exercé leur faculté de choisir leur fournisseur de gaz et qui sont ainsi sortis du système de tarifs administrés.

Tarifs administrés

Il existe deux types de tarifs administrés:

- les tarifs de distribution publique, pour les clients consommant moins de 5 GWh par an et raccordés sur réseau de distribution; et
- 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.

Ces tarifs s'appliquent aux clients non éligibles et aux clients éligibles n'ayant pas exercé leur faculté de choisir leur fournisseur de gaz.

La structure globale des tarifs est fixée conformément aux dispositions de la loi du 3 janvier 2003 et du décret n° 90-1029 du 20 novembre 1990 réglementant les prix du gaz combustible vendu à partir des réseaux de transport ou de distribution. Ces dispositions prévoient que les tarifs doivent couvrir les coûts correspondants.

Les tarifs de distribution publique sont fixés par décision des ministres chargés de l'économie et de l'énergie sur proposition de Gaz de France et après avis de la CRE. Les tarifs à souscription sont proposés par Gaz de France et entrent en vigueur, sauf opposition des ministres chargés de l'économie et de l'énergie, après avis de la CRE.

Tarifs de distribution publique

Les tarifs de distribution publique seront fixés en prenant en compte les lignes directrices suivantes qui figurent dans le Contrat de service public 2005-2007, tel qu'approuvé par le conseil d'administration de Gaz de France le 22 mars 2005 et qui devrait entrer en vigueur dès sa signature par les pouvoirs publics:

- Les tarifs sont révisés trimestriellement aux 1^{er} mars, 1^{er} juin, 1^{er} septembre et 1^{er} décembre de chaque année.
- Les tarifs évoluent, en moyenne, selon une formule tarifaire, de manière à couvrir:
 - les coûts d'approvisionnement (ce qui permet au Groupe de répercuter à ses clients les fluctuations des prix du gaz sur les grands marchés de l'énergie). La variation des coûts d'approvisionnement est prise en compte à chaque révision, sur la base des prix des produits pétroliers 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 usuelle pour ce type d'activité), calculées à partir des coûts moyens de l'ensemble des clients éligibles et non éligibles bénéficiant des tarifs réglementés au 1^{er} janvier 2005. Ces charges sont corrigées chaque année à l'occasion du mouvement du 1^{er} juin, pour prendre en compte l'inflation et la rétrocession forfaitaire de gains de productivité décrite ci-dessous; et
 - le coût des obligations de service public supporté par la Société (calculé en année moyenne climatique de référence et ne donnant pas lieu à ajustement en fonction du climat effectif) (voir paragraphe 4.16.7.2 – "Le Contrat de service public"). Ce coût est ajusté annuellement au 1^{er} décembre.
- Dans le cadre du Contrat de service public 2005-2007, tel qu'approuvé par le conseil d'administration de Gaz de France le 22 mars 2005, Gaz de France s'est engagé à faire bénéficier les clients au tarif de distribution publique de ses efforts de productivité répercutés par une diminution forfaitaire de 1,4% par an en moyenne, en terme réel, des charges hors coûts d'approvisionnement. Cette rétrocession de productivité est appliquée lors de la révision du 1^{er} juin de l'année de rétrocession concernée.

Le Contrat de service public, tel qu'approuvé par le conseil d'administration de Gaz de France le 22 mars 2005, stipule que, sauf dispositions législatives ou réglementaires contraires, les dispositions tarifaires de ce contrat seront maintenues au-delà du 1^{er} juillet 2007, l'Etat et Gaz de France s'engageant à mettre à niveau les différents termes de la formule tarifaire décrite ci-dessus pour le 1^{er} juillet 2007. A compter du 1^{er} juillet 2007, chaque partie pourra demander l'ouverture de négociations pour adapter tout ou partie de ces dispositions. A défaut d'accord dans les six mois, chaque partie pourra dénoncer ces dispositions.

Les tarifs de distribution publique s'appliquent à environ 10,9 millions de clients, soit l'essentiel de la clientèle de Gaz de France en nombre. Il existe actuellement six principales catégories de tarifs de distribution publique, dont quatre pour l'usage résidentiel 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, applicable au chauffage individuel, cuisine et eau chaude sanitaire concerne le plus grand nombre de clients, soit environ 7 millions au 31 décembre 2004.

Par le passé, les révisions ont suivi des lignes directrices définies dans des contrats conclus entre l'Etat français et Gaz de France, le dernier de ces contrats ayant expiré fin 2003. Lors de la révision tarifaire la plus récente (en novembre 2004), décidée en attente de la conclusion d'un nouveau contrat entre l'Etat et Gaz de France, une augmentation moyenne de 5,2%, soit 0,15 c€/kWh, a été autorisée (+3,8% pour le tarif B1) et n'a répercuté que partiellement l'augmentation du coût des achats de gaz du Groupe.

Tarifs à souscription

Les tarifs à souscription s'appliquent à environ 4 000 clients. 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. Les tarifs sont révisibles trimestriellement, les révisions prenant en compte l'évolution du cours dollar/euro et le prix d'un panier de produits pétroliers, avec un ajustement annuel en fonction de l'inflation. La dernière révision a eu lieu le 1^{er} janvier 2005. Les tarifs ont augmenté de 0,183 c€/kWh.

Prix de vente négociés pour les clients ayant exercé leur faculté de choisir leur fournisseur de gaz

Les prix proposés aux clients ayant exercé leur faculté de choisir leur fournisseur de gaz sont déterminés en fonction des conditions du marché, celui-ci étant ouvert à la concurrence.

Gaz de France propose aux grands clients industriels et commerciaux des prix adaptés à leurs besoins dans le cadre de son offre Gaz de France energy[®]. Cette offre comprend une composante d'ingénierie de prix permettant de proposer, en plus des prix fixes, d'autres types de prix avec des indexations variées. Le fournisseur d'un grand client industriel ou commercial est fréquemment choisi par appel d'offres.

Pour les clients professionnels, les résidences collectives, les clients industriels et PME-PMI ainsi que les collectivités territoriales, la tarification du gaz entre dans le cadre des offres Provalys[®] ou Energies Communes[®], décrites ci-dessus au paragraphe 4.5.1.1.1. – "Vente d'énergie / Clients affaires en France – Provalys[®] et Energies Communes[®]".

◆ Mise à disposition temporaire de gaz dans le sud-est de la France (gas release)

Le sud-est de la France présente la particularité d'être une région dans laquelle la concurrence est plus limitée que dans le reste du pays en raison de la configuration actuelle du système de transport qui ne permet que difficilement un approvisionnement direct en gaz naturel par les tiers. Face à cette situation spécifique et ponctuelle, Gaz de France a pris l'engagement vis-à-vis de la Commission européenne, après concertation avec la CRE, de mettre à la disposition des autres fournisseurs, pour revente à leurs clients, 15 TWh de gaz naturel par an. Cette mise à disposition, qui représente une mise à disposition totale de 45 TWh, sera effectuée par l'intermédiaire de plusieurs contrats de trois ans, dont les dates de démarrage s'échelonnent sur l'année 2005. Le gaz sera vendu dans le sud-est de la France. Sur ces 15 TWh par an, 6 TWh par an ont été mis aux enchères en 2004 et 9 TWh par an ont été et seront vendus de gré à gré. La durée triennale de ce système correspond à la période de construction du nouveau terminal méthanier à Fos Cavaou, infrastructure qui devrait permettre aux tiers de s'approvisionner directement en gaz naturel pour le vendre dans cette région. Gaz de France n'anticipe pas d'écart significatif du résultat du segment Achat-Vente d'Energie du fait de la réalisation de ce programme de mise à disposition temporaire de gaz.

4.5.1.1.2 Achat d'énergie

La majeure partie des approvisionnements du Groupe est assurée de manière centralisée. Toutefois, les approvisionnements des filiales de distribution du Groupe en Europe sont aujourd'hui réalisés de manière autonome, soit auprès de fournisseurs locaux ou étrangers, soit directement auprès de Gaz de France. Gaz de France entend mettre sa puissance d'achat centralisée au service de son développement en Europe et assurer une part croissante des approvisionnements de ses filiales. Les informations ci-dessous concernent les approvisionnements centralisés.

Gaz de France est l'un des premiers acheteurs de gaz naturel en Europe. Il bénéficie d'un portefeuille de contrats à long terme qui a couvert plus de 85% de ses besoins en 2002 et 2003. L'indisponibilité partielle de l'usine de liquéfaction algérienne de Skikda en janvier 2004 a provoqué une diminution temporaire de la part de l'approvisionnement long terme (80,5% des achats) en 2004, qui a conduit à des achats supplémentaires sur les marchés. La part des contrats long terme a vocation à augmenter compte tenu des nouveaux contrats conclus récemment (contrat d'achat de GNL égyptien, notamment). Il est l'un des premiers acheteurs auprès des plus grands pays fournisseurs de l'Europe, notamment la Norvège, la Russie, l'Algérie et les Pays-Bas. Le Groupe figure également parmi les premiers acteurs du secteur du GNL, disposant d'une expertise qui lui permet de prendre part à son développement. Il complète ses approvisionnements par son activité Exploration-Production et par le biais d'interventions sur les marchés de court terme.

Gaz de France entend demeurer un acheteur important de gaz naturel auprès de ses fournisseurs historiques et renforcer ses relations de long terme, notamment par le biais de nouveaux partenariats. Parallèlement, il développe des relations avec de nouveaux fournisseurs, notamment en Egypte et en Libye, pour satisfaire les besoins croissants résultant de son développement européen.

Le tableau ci-dessous présente les sources du portefeuille d'approvisionnement de Gaz de France pour chacun des trois exercices clos les 31 décembre 2002, 2003 et 2004 (hors autoconsommation et déperditions):

	Exercice clos le 31 décembre		
	2002	2003 (TWh)	2004
Contrats long terme avec les tiers	453,1	471,6	507,0
Production du segment Exploration-Production	3,9	11,0	27,2
Marchés de court terme ⁽¹⁾	62,2	58,9	95,6
Autres sources	1,4	1,6	0,4
Total	520,6	543,1	630,2⁽²⁾

(1) L'augmentation de la part des approvisionnements provenant du marché de court terme en 2004 est due (i) à une interruption consécutive à l'indisponibilité partielle de l'usine de Skikda en Algérie et (ii) à l'augmentation du volume de ventes alors que la livraison au titre de certains nouveaux contrats de long terme (notamment l'Egypte) n'a pas encore démarré (voir paragraphe 4.5.1.1.2 – "Achat d'énergie / La gestion optimisée des approvisionnements de Gaz de France").

(2) Le solde net des achats et ventes de court terme s'élève à 36 TWh.

◆ Le portefeuille de contrats à long terme de Gaz de France

L'approvisionnement en gaz de Gaz de France est réalisé principalement au travers d'un portefeuille de contrats à long terme, parmi les plus importants et diversifiés d'Europe. Ces contrats offrent à Gaz de France la visibilité nécessaire pour assurer son développement et la sécurité de ses approvisionnements, constituant une des forces du Groupe sur le marché du gaz naturel en Europe. Gaz de France est également un des acteurs les plus importants sur les marchés court terme en Europe; il ajuste ainsi ses approvisionnements à ses besoins en optimisant ses coûts d'achat.

Les contrats à long terme de Gaz de France ont une durée initiale qui est généralement de 20 ans. Au 31 décembre 2004, la durée moyenne résiduelle des contrats de Gaz de France (pondérée par volumes) était de 15 ans, aucun contrat significatif n'arrivant à échéance au cours des cinq prochaines années.

Suivant la pratique de marché destinée à permettre le financement des lourdes infrastructures nécessaires à la production et au transport de gaz, les contrats d'achat de long terme de Gaz de France contiennent des clauses de *take-or-pay* par lesquelles Gaz de France s'engage à payer annuellement des volumes minima de gaz, qu'il en prenne livraison ou non (sauf exceptions telles que la faute du vendeur ou la force majeure). La plupart des contrats prévoient cependant des clauses de flexibilité de type *make-up* ou *carry forward*, c'est-à-dire des mécanismes de compensation qui permettent de reporter sur une période ultérieure les éventuelles livraisons relatives à des volumes déjà payés mais non livrés (*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 minima applicables à ces années (*carry forward*). Cette flexibilité en termes de volume représente de l'ordre de 12% des obligations en volume de Gaz de France.

Les prix des contrats sont indexés (mensuellement ou trimestriellement) sur des produits énergétiques avec lesquels le gaz est en concurrence (principalement des produits pétroliers). De plus, ces contrats prévoient

la révision périodique (2 à 4 ans) du prix et de la formule d'indexation pour prendre en compte les évolutions survenues sur le marché. La plupart des contrats prévoient également la possibilité de réviser les prix en cours de période ou de modifier d'autres stipulations contractuelles en cas de survenance d'événements exceptionnels affectant l'équilibre économique des contrats (*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 déterminent 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, le plus souvent positionnés aux points de chargement des navires dans les usines de liquéfaction des fournisseurs. Gaz de France est ainsi impliqué dans le transit/transport terrestre ou maritime, ce qui lui permet d'optimiser et d'adapter les flux d'acheminement du gaz pour l'alimentation de ses différents marchés. Le coût total du transport terrestre et maritime en 2004 s'est élevé à 252 millions d'euros pour Gaz de France (hors filiales).

Les quantités minimales que Gaz de France est obligé de prendre au titre des contrats long terme *take-or-pay* auxquels il est actuellement partie et qui demeureront en vigueur durant cette période s'élèvent à 45 milliards de mètres cubes en 2005, 185 milliards de mètres cubes pour la période allant de 2006 à 2009 et 407 milliards de mètres cubes pour 2010 et au-delà.

◆ Répartition des approvisionnements

Gaz de France maintient une diversification des approvisionnements afin de limiter ses risques de contrepartie, de se protéger contre des interruptions ponctuelles et de pouvoir adapter au mieux ses achats de gaz à ses besoins.

Le tableau ci-dessous indique la répartition géographique des sources d'approvisionnement de gaz de Gaz de France (y compris les ressources propres) pour chacun des trois exercices clos les 31 décembre 2002, 2003 et 2004¹¹:

	Exercice clos le 31 décembre					
	2002		2003		2004	
	(TWh)	(%)	(TWh)	(%)	(TWh)	(%)
Norvège	145,7	28,0%	159,7	29,4%	171,7	27,2%
Algérie	116,6	22,4%	110,1	20,3%	88,8	14,1%
Russie	117,4	22,6%	116,4	21,4%	130,1	20,6%
Pays-Bas	51,5	9,9%	61,7	11,4%	104,5	16,6%
Royaume-Uni	19,0	3,6%	28,1	5,2%	28,9	4,6%
Nigeria	6,8	1,3%	6,7	1,2%	8,7	1,4%
Libye	-	-	-	-	0,5	0,1%
Allemagne	-	-	-	-	1,1	0,2%
Autres sources ⁽¹⁾	63,6	12,2%	60,5	11,1%	95,9	15,2%
Total	520,6	100,0%	543,1	100,0%	630,2	100,0%

(1) Achats sur les marchés court terme et gaz de mines.

Les principaux pays fournisseurs de Gaz de France sont la Norvège, l'Algérie, la Russie, les Pays-Bas et le Royaume-Uni. Ces pays ont mis en place des infrastructures permettant la production et le transport terrestre ou *off shore* du gaz vers les principaux marchés de l'Europe. Directement en tant qu'actionnaire ou indirectement grâce à des contrats de réservation de capacité de long terme, Gaz de France œuvre pour financer et développer, en aval de ses points de livraison, des moyens d'acheminement terrestre et maritime et de réception de gaz nécessaires à l'exécution de ses contrats d'approvisionnement. Gaz de France détient ainsi aujourd'hui des droits d'utilisation à long terme et/ou des participations dans des infrastructures de transit/transport international de gaz ainsi que dans des navires et des terminaux méthaniers. Hors de France, ces droits et/ou participations concernent notamment MEGAL (Mittel Europa Gas Leitung) en Allemagne, SEGEO (Société Européenne du Gazoduc Est-Ouest) en Belgique, Interconnector entre le Royaume-Uni et le continent européen, ainsi que des réservations de capacités aux Pays-Bas, en Belgique, en Autriche et en Allemagne pour l'acheminement (entre autres) des gaz hollandais, norvégien et russe de son portefeuille de contrats de long terme.

¹¹ Très souvent, l'approvisionnement est effectué auprès de la société nationale du pays.

Le Groupe entretient depuis de nombreuses années des relations de long terme avec ses fournisseurs traditionnels par le biais de contrats d'approvisionnement. Ces relations peuvent s'enrichir de partenariats revêtant d'autres formes. Par exemple, le Groupe avait consenti à Gazprom un droit d'entrée ultérieure au capital de la société SPP, acquise en 2003 (voir paragraphe 4.5.2.3.1 – "Slovaquie: SPP") et il a développé des partenariats avec des sociétés norvégiennes et algériennes dans le cadre de son activité Exploration-Production. Enfin, des sociétés communes ont été créées avec Gazprom et Sonatrach dans plusieurs domaines d'activité et Gaz de France participe à l'usine de production de GNL de Snøhvit (Norvège) dont la construction est menée par Statoil.

Le Groupe élargit par ailleurs son portefeuille d'approvisionnement auprès de ses fournisseurs traditionnels et auprès de nouveaux pays fournisseurs pour répondre à sa croissance future en Europe. Ainsi, il a conclu des contrats d'approvisionnement avec la Libye, dont les premières livraisons ont eu lieu en 2004, et avec l'Égypte qui doit commencer à livrer du GNL en 2005.

Enfin, dans le cadre d'un contrat d'échange de gaz de long terme conclu entre ENEL et Gaz de France, ce dernier reçoit à Montoir-de-Bretagne le GNL nigérian de l'électricien italien (3,5 Gm³/an) et lui restitue en différents points du réseau européen (notamment à la frontière austro-slovaque et dans le terminal méthanier italien de Panigaglia) un volume de gaz équivalent à partir de son propre portefeuille d'approvisionnement. Le gaz nigérian d'ENEL n'est pas inclus dans les chiffres du portefeuille des approvisionnements de Gaz de France donnés ci-dessus. Le risque de défaillance du fournisseur nigérian est assumé par ENEL, Gaz de France pouvant dans ce cas interrompre la prestation d'échange.

Gaz de France assure par ailleurs, pour des opérateurs tiers, au titre de contrats à long terme (pouvant aller au-delà de 2025), les prestations de transit suivantes:

- relivraison à la frontière espagnole (Col de Larrau), pour les besoins de Gas Natural, d'un volume de gaz norvégien allant jusqu'à 2,4 Gm³ par an, livré par Statoil, Norsk Hydro, Shell, Total et Conoco à Gaz de France dans le nord de la France (à Taisnières);
- relivraison à la frontière suisse (Oltingue) à ENI, d'un volume de gaz norvégien allant jusqu'à 6,5 Gm³ par an, livré par cette société dans le nord de la France à Gaz de France (à Dunkerque et/ou Taisnières).

◆ **Gaz naturel liquéfié (GNL)**

L'ensemble de la compétence de Gaz de France sur la chaîne GNL, de la production à l'importation et la commercialisation, en passant par l'exploitation de terminaux de regazéification et le transport maritime, lui permet de tirer profit du développement significatif que connaît cette industrie. Le GNL fait en effet l'objet d'un développement rapide et prend une part croissante dans l'approvisionnement global en gaz naturel. Sa croissance (supérieure à celle que connaît le gaz par gazoduc) s'inscrit dans un contexte véritablement mondial. Le GNL apporte une souplesse additionnelle à la gestion du portefeuille d'approvisionnement par la possibilité de modifier – au gré du service – la destination des navires méthaniers. En augmentant la part de GNL dans son approvisionnement, Gaz de France entend participer activement à cette croissance et augmenter ses capacités dans le domaine des approvisionnements GNL, de façon à sécuriser ses approvisionnements et à pouvoir opérer à une échelle significative sur les marchés internationaux.

En 2003, le Groupe était le cinquième acheteur mondial de GNL (source: *GIIGNL*) et l'un des premiers acteurs européens. Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2004, 16,4% de ses approvisionnements en gaz naturel étaient constitués de GNL. Gaz de France prévoit que ce chiffre pourrait atteindre 30% en 2007, notamment par la livraison de GNL en provenance d'Égypte et de Norvège.

L'essentiel du GNL est acheté sur une base FOB long terme par Gaz de France qui en assure donc le transport jusqu'aux terminaux de destination. Le transport maritime directement assuré par le Groupe concernait en 2004 des engagements contractuels de l'ordre de 115 TWh par an de GNL algérien (les livraisons réelles de 2004 ont été sensiblement inférieures, à la suite de la réduction de disponibilité début 2004 de l'usine algérienne de Skikda), qui seront complétés par du GNL en provenance d'Égypte à compter de 2005 à hauteur de 55 TWh en année pleine et par du GNL en provenance de Norvège à compter de fin 2006 à hauteur d'environ 7,9 TWh en année pleine. Les livraisons sont réalisées principalement dans les terminaux méthaniers français de Montoir-de-Bretagne et de Fos-sur-Mer.

Ce schéma d'approvisionnement FOB permet à Gaz de France d'optimiser l'organisation du transport maritime et de saisir des opportunités commerciales de court terme (transactions d'achat/vente de cargaisons). Ainsi, Gaz de France a pu, en 2003 et 2004, décharger 27 cargaisons aux Etats-Unis et en Asie, profitant ainsi des conditions attractives de marché.

Pour répondre à ses besoins, en constante croissance, de transport maritime de long terme, Gaz de France est:

- affréteur de six méthaniers dont il est propriétaire ou copropriétaire (dont trois actuellement en service, la livraison des trois autres étant, à la date d'enregistrement du présent document de base, prévue en 2006):
 - o Tellier – 40 000 m³ (propriété du Groupe);
 - o Descartes – 50 000 m³ (propriété du Groupe);
 - o Edouard LD – 129 300 m³ (détenu en copropriété 50%-50% avec Louis Dreyfus Armateurs);
 - o Gaz de France energy – 74 000 m³ (en construction, il sera, à terme, la propriété de Gaz de France, le financement ayant été réalisé par l'intermédiaire d'un groupement d'intérêt économique fiscal);
 - o Provalys – 153 500 m³ (en construction, il sera la propriété de Gaz de France dès sa livraison, le financement ayant été réalisé par l'intermédiaire d'un groupement d'intérêt économique fiscal);
 - o Gaselys – 153 500 m³ (en construction, détenu à 60% par le groupe NYK et, à terme, à 40% par Gaz de France, le financement ayant été réalisé par l'intermédiaire d'un groupement d'intérêt économique fiscal);
- affréteur auprès de tiers de quatre autres navires méthaniers:
 - o Ramdane Abane – 126 000 m³ (Algérie);
 - o LNG Lerici – 65 000 m³ (Italie);
 - o Tenaga Satu – 130 000 m³ (Malaisie, affrètement de court terme 2003 à 2007);
 - o Maran Gas Asclepius – 145 000 m³ (Grèce, affrètement de court terme 2005 à 2007).

Gaz de France peut être amené, pour faire face à des besoins ponctuels, à affréter des méthaniers à très court terme, mensuellement ou plurimensuellement.

Enfin, Gaz de France est actionnaire à hauteur de 40% de la société GazTransport et Technigaz (GTT), concepteur de systèmes de confinement des cuves de méthaniers développant les techniques d'isolation des cuves de méthaniers de type "membranes" qui équipent environ la moitié des navires méthaniers construits dans le monde depuis l'origine.

◆ **La gestion optimisée des approvisionnements de Gaz de France**

Aucun contrat d'approvisionnement n'étant adossé à un client ou à un groupe de clients particuliers, Gaz de France gère ses besoins globaux en gaz naturel, sur ses différents marchés européens, de façon à optimiser le coût global de son approvisionnement.

Ces approvisionnements sont basés 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. Gaz de France optimise la gestion de son portefeuille d'approvisionnement, tant en volumes qu'en prix, en tirant notamment profit de la diversité de son portefeuille de contrats.

Ces approvisionnements de long terme sont complétés par des achats de court ou moyen terme auprès des fournisseurs de long terme de Gaz de France ou d'autres fournisseurs, et ce afin d'ajuster plus finement les ressources au développement des ventes tout en tirant parti des diverses opportunités de marché.

Les activités de court terme permettent notamment de compléter ou d'alléger le portefeuille d'approvisionnement au meilleur prix. Au travers de sa filiale Gaselys, Gaz de France est actif sur les marchés *spot* (notamment, pour le gaz, le National Balancing Point ("NBP") au Royaume-Uni et le Hub de Zeebrugge en Belgique) et réalise des opérations d'arbitrage par rapport à son portefeuille long terme, en intervenant à l'achat et à la vente sur les marchés de court terme, et en effectuant des opérations d'achats et ventes de produits dérivés liés à l'énergie.

La présence significative de Gaz de France sur le marché de court terme facilite également la gestion des interruptions ponctuelles de livraison des chaînes d'approvisionnement habituelles. Par exemple, lors de l'interruption de fourniture survenue en janvier 2004 à l'usine de Skikda en Algérie, Gaz de France s'est notamment appuyé sur le marché de court terme pour compenser la réduction des livraisons algériennes.

En complément des arbitrages entre contrats et du recours aux opérations de court et moyen terme, Gaz de France utilise le gaz stocké dans les stockages souterrains comme outil de gestion d'approvisionnement. Au-delà de la mobilisation des volumes de flexibilité des contrats d'approvisionnement, et pour répondre aux obligations légales qui s'imposent à tous les fournisseurs de gaz naturel, il stocke du gaz pendant l'été pour assurer la continuité de la fourniture à ses clients, y compris en cas de climat rigoureux (l'entreprise doit être en mesure de livrer tous ses clients fermes dans le cas de rigueurs climatiques ne se rencontrant statistiquement pas plus de deux fois par siècle – risque dit "2%"). Si ces conditions climatiques ne se réalisent pas (ce qui est le cas le plus fréquent), Gaz de France dispose d'une source importante de gaz qu'il utilise pour optimiser ses ressources.

4.5.1.1.3 L'électricité

Pour répondre aux attentes de ses clients, dont les comportements d'achat évoluent au fil de l'ouverture des marchés, le Groupe a enrichi ses offres commerciales qui incluent dorénavant, lorsqu'elles s'adressent à la clientèle éligible, une dimension électricité (voir paragraphe 4.5.1.1.1 – "Vente d'énergie / L'offre de Gaz de France et la politique de marques"). En 2004, il a ainsi vendu 10,2 TWh d'électricité, dont 1,8 TWh en France (essentiellement quote-part du Groupe dans Gaselys) et 8,4 TWh au Royaume-Uni. Le Groupe développe ses approvisionnements en électricité, notamment grâce à sa présence dans le domaine de la cogénération en France. Enfin, il s'introduit de manière sélective dans la production d'électricité à partir de gaz naturel sur certains marchés géographiques présentant des perspectives de rentabilité intéressantes.

◆ L'électricité dans le cadre de l'offre commerciale de Gaz de France

Clients affaires et particuliers

L'offre de fourniture d'électricité de Gaz de France sur le marché français est aujourd'hui essentiellement destinée à la clientèle affaires éligible, en gaz comme en électricité, depuis le 1^{er} juillet 2004. Ce segment de clientèle se déclare en effet attaché à une offre duale gaz et électricité. Gaz de France répond à cette attente au travers de ses offres Provalys® qui présentent pour les clients les avantages suivants:

- la simplicité: avec un fournisseur unique, le client dispose d'une facture regroupée pour le gaz naturel et l'électricité;
- la visibilité: le prix de l'électricité proposé par Gaz de France étant fixé pour une année, le client peut estimer son budget électricité et planifier ses dépenses en fonction de ses prévisions de consommation; et
- la compétitivité: le prix de fourniture électrique proposé est compétitif par rapport aux tarifs en vigueur. Le client bénéficie ainsi de 10% d'économie sur son abonnement annuel par rapport aux tarifs administrés.

Ainsi, au deuxième semestre 2004, Gaz de France a signé 1 104 contrats sur le marché affaires français pour une quantité totale contractée de 24,4 gigawattheures ("GWh") électriques.

Gaz de France compte étendre ce type d'offres sous la marque bannière Dolce Vita® à la clientèle des particuliers français dès lors que celle-ci aura la faculté de choisir son fournisseur d'énergie. Dolce Vita® bénéficiera, dans sa structuration, des retours d'expérience qui seront réalisés sur le marché affaires.

Cette convergence des offres commerciales gaz et électricité constitue une tendance de fond dans l'industrie énergétique européenne. Gaz de France l'expérimente d'ailleurs déjà sur le marché britannique au travers de sa filiale de commercialisation GDF Energy Supply & Solutions ("**GDF ESS**") dont le portefeuille de clientèle est orienté vers le marché affaires. En 2004, GDF ESS a ainsi vendu 8,4 TWh électrique à environ 290 clients (2 400 sites).

Grands clients industriels et commerciaux

Les grands clients industriels et commerciaux de Gaz de France sont moins sensibles aux offres duales gaz et électricité, principalement parce que leur pouvoir d'achat leur permet d'envisager à leur profit des négociations séparées gaz et électricité.

La dimension électricité est cependant bien présente dans la relation commerciale que Gaz de France entretient avec ses clients. Elle constitue, en effet, l'un des éléments importants de l'offre sur mesure de Gaz de France energy[®], regroupant notamment la vente d'énergie et de services. A titre d'exemple, au début des années 2000, Gaz de France a saisi l'opportunité présentée par des dispositions législatives, favorables à la construction d'unités de cogénération, qui garantissaient le prix de vente d'électricité. Au travers de son activité Services, le Groupe a assisté ses clients dans la conception, le financement et la structuration des projets de cogénération (voir paragraphe 4.5.1.3.1 – "Services proposés aux clients industriels et tertiaires"). Il a aussi tiré avantage de son implication dans ces projets en vendant du gaz naturel aux cogénérateurs.

Les compétences de Gaz de France dans le domaine de l'électricité lui permettent également de développer des projets complexes en partenariat avec des clients importants. Par exemple, Gaz de France a profité de son expérience dans la conception des projets de cogénération pour monter un projet avec le groupe sidérurgiste Arcelor. Il s'agit d'un cycle combiné gaz de grande puissance (788 MWe, dont 533 MWe pour Gaz de France) installé sur le site de Dunkerque (en service en 2005). Cet outil a pour but de permettre à Arcelor de valoriser au mieux les gaz sidérurgiques qu'il produit (ceux-ci sont brûlés dans l'installation en complément du gaz naturel) et de bénéficier d'un accès privilégié à l'électricité ainsi produite. Pour Gaz de France, cette opération permet de renforcer de façon très significative la relation commerciale avec un site industriel français important, de placer de grandes quantités de gaz naturel (0,6 milliard de mètres cubes par an) et de disposer d'un accès à une partie de la production de la centrale pour ses besoins propres.

Le Groupe a l'intention de répliquer ces expériences tant en France qu'en Europe, afin notamment de soutenir l'expansion de ses ventes. Il a par ailleurs conclu des contrats de vente d'électricité non combinés avec une offre de gaz.

◆ **Approvisionnement**

Pour déployer ses offres duales gaz et électricité, le Groupe entend se constituer un portefeuille d'approvisionnements électriques optimisé. Comme pour le gaz naturel, celui-ci intégrera des ressources propres et des ressources contractuelles à court comme à long terme.

En France, pays dans lequel l'offre duale est très récente, le Groupe peut d'ores et déjà s'approvisionner auprès de sa centrale de Dunkerque et pourra s'appuyer, à terme et dans certaines conditions, sur une partie du parc de cogénération qu'il a développé. Il a par ailleurs, comme les autres fournisseurs d'électricité en France, accès au marché de gros de l'électricité français.

Au Royaume-Uni, marché où le Groupe réalise à ce jour les ventes électriques les plus importantes, l'approvisionnement se réalise par l'intermédiaire de la filiale de *trading* Gaselys. Il dispose, par ailleurs, du site de cogénération de Shotton (215 MWe) acquis au cours de l'année 2003.

◆ **Production d'électricité à partir du gaz**

En complément des activités électriques décrites ci-dessus, Gaz de France s'intègre sur le marché de l'électricité de manière sélective. Il se positionne en effet sur la fourniture d'installations de production d'électricité à partir de gaz, le principal moteur de la croissance de la consommation de gaz naturel en Europe. Il privilégie des projets intégrés dans lesquels il peut vendre le gaz consommé pour la production d'électricité et capter une part des marges en aval.

C'est ainsi que le Groupe participe au projet de cycle combiné de 1 200 MWe développé avec la société américaine AES à Carthagène, en Espagne. Dans le cadre de ce projet, il est titulaire d'un contrat de façonnage (ou *tolling*, contrat par lequel le Groupe fournit du gaz et reçoit en contrepartie les revenus de l'électricité produite par la centrale) pour la totalité de la puissance de l'installation. Un tel positionnement lui permet notamment de percevoir la totalité des éventuels produits résultant d'arbitrages entre gaz et électricité. La mise en service du projet est prévue pour le premier semestre 2006. Les ventes issues de cette production seront destinées au marché espagnol.

Gaz de France n'exclut pas de reproduire une telle expérience sur d'autres marchés en Europe, comme l'Italie, si les conditions s'avèrent favorables.

4.5.1.1.4 Gaselys

Gaselys est une entreprise de services d'investissement créée en 2001 par le Groupe (51%) et la Société Générale (49%), dont l'objectif est de valoriser, dans le domaine du *trading* énergétique, leurs savoir-faire respectifs, à savoir l'expérience gazière et le *trading* de dérivés¹². Avec une centaine d'employés, l'entreprise intervient sur les marchés du pétrole, du gaz naturel et de l'électricité en Europe, que ce soit au travers de ses activités de négociation pour compte propre ou de ses activités de vente de services de gestion des risques (*risk management*) pour compte de tiers (clients de Gaz de France ou clients directs tels que les grands groupes tertiaires ou industriels et des sociétés de distribution d'électricité). Soumise dès sa création à la réglementation des entreprises d'investissement (agrément du Comité des établissements de crédit et des entreprises d'investissement, notamment), Gaselys a développé une organisation conforme aux pratiques habituelles en matière de contrôle et gestion des risques et de *reporting* (voir paragraphe 4.17.3 – "Gestion des risques").

Les activités principales de Gaselys sont:

- la conduite d'opérations d'achat et de vente sur les marchés *spot* du gaz, de l'électricité et du pétrole;
- la vente à des tiers de produits dérivés liés à l'énergie, à la fois sur une base indépendante et en conjonction avec des achats d'énergie au Groupe; et
- le *trading* pour compte du Groupe et pour compte propre.

En 2004, le volume des activités d'arbitrage à l'achat et à la vente a atteint un total de 1 800 TWh (gaz, électricité et pétrole).

Gaselys développe des services généralement en complément des activités amont (optimisation des activités d'Achat-Vente d'Energie et Exploration-Production) ou aval (commercialisation et ventes) du Groupe, ce qui permet d'en améliorer la compétitivité.

En amont, Gaselys et les directions du Groupe chargées de l'achat d'énergie (et notamment la gestion actif-passif) coopèrent de manière à compléter ou délester le portefeuille d'approvisionnement au meilleur prix, à profiter d'opportunités d'arbitrages entre les contrats et le marché, à ré-équilibrer l'exposition de l'activité aux risques de variation des indices pétroliers servant de référence pour la détermination des prix d'achat ou de vente du gaz, et à valoriser des flexibilités contractuelles ou physiques.

En aval, Gaselys construit en commun avec les équipes commerciales de Gaz de France des offres tarifaires et d'optimisation innovantes qui permettent de structurer des contrats de fourniture en les adaptant à la situation financière spécifique des clients: offres à prix fixes, indexations diverses, contrats d'achat assortis d'une option d'achat supplémentaire. Les équipes de Gaselys offrent également à l'attention des grands comptes du Groupe un accès de qualité à certaines informations et analyses issues de la salle de marché (conseils, actualités, bulletins d'informations économiques).

Enfin, Gaselys a développé une offre complémentaire de vente d'électricité auprès de grands consommateurs français. Ce service, qui ne se substitue pas à la fourniture complète offerte par le Groupe, permet aux grands consommateurs de construire un cadre d'optimisation de leur portefeuille d'approvisionnement en énergie, via des produits structurés: fourniture de blocs à prix fixes ou indexés, optimisation et valorisation de flexibilités. Gaselys a ainsi livré en 2004 plus de 3 TWh d'électricité à de grands consommateurs français.

¹² Les risques sont répartis entre les deux sociétés au prorata de leurs participations. Le Groupe dispose d'options d'achat des titres détenus par le groupe Société Générale exerçables du 15 mars au 30 avril 2007 et du 15 mars au 30 avril 2010 et le groupe Société Générale dispose, sur ces mêmes titres, d'options de vente exerçables du 1^{er} mai au 15 juin 2007 et du 1^{er} mai au 15 juin 2010. Les prix d'exercice sont basés sur le résultat net de Gaselys.

Gaselys est présent sur les marchés du gaz naturel, de l'électricité et du pétrole suivants:

- NBP au Royaume-Uni, Hub de Zeebrugge en Belgique et Title Transfer Facility (TTF) aux Pays-Bas pour le gaz;
- Royaume-Uni (notamment UK Power Exchange), France (notamment Powernext) et Allemagne pour l'électricité; et
- sur toutes les références de pétrole brut ou raffiné en Europe et aux Etats-Unis (transactions financières uniquement).

Gaselys a mis en place une politique de stricte gestion du risque qui inclut un rapport quotidien de profil de risques ainsi que des procédures de "value-at-risk" strictes et de "stress test limits". Un comité de gestion du risque encadre et contrôle la mise en place de la politique de gestion du risque. Gaselys est également soumis à la supervision de la Commission bancaire.

4.5.1.2 Exploration-Production

L'Exploration-Production constitue une activité clef pour l'intégration stratégique du Groupe le long de la chaîne gazière. Elle permet de réduire les effets de la fluctuation des prix de l'énergie sur ses coûts d'approvisionnement. Elle assure également l'accès à de nouvelles sources de gaz et la diversification des offres commerciales de Gaz de France. Enfin, l'activité Exploration-Production renforce la position d'acheteur de premier plan du Groupe en ouvrant des possibilités de nouveaux partenariats avec des fournisseurs importants pour le développement conjoint de projets.

Le tableau ci-dessous présente le chiffre d'affaires et le résultat d'exploitation du segment Exploration-Production pour chacun des trois exercices clos les 31 décembre 2002, 2003 et 2004:

	Exercice clos le 31 décembre		
	2002	2003	2004
	<i>(en millions d'euros)</i>		
Chiffre d'affaires ⁽¹⁾	413	703	969
<i>dont chiffre d'affaires avec les tiers</i>	376	592	783
Résultat d'exploitation	46	145	232
		(en Mbep)	
Réserves prouvées et probables	423,8	614,0	632,3
<i>dont gaz naturel</i>	324,2	452,2	477,8
<i>dont hydrocarbures liquides</i>	99,6	161,8	154,5
Quote-part des réserves prouvées et probables des sociétés mises en équivalence	60,7	55,3	63,0
		(en Mbep)	
Production annuelle ⁽²⁾	28,2	42,0	49,2
<i>dont gaz naturel</i>	19,3	29,0	32,8
<i>dont hydrocarbures liquides</i>	8,9	13,0	16,4

(1) Le chiffre d'affaires et le résultat d'exploitation en 2003 reflètent sept mois d'activité de Preussag Energie, consolidée depuis le 1^{er} juin 2003.

(2) Y compris les sociétés mises en équivalence.

Au 31 décembre 2004, les réserves prouvées et probables d'hydrocarbures liquides et de gaz naturel de Gaz de France s'élevaient à 695,3 Mbep (y compris la quote-part des réserves des filiales mises en équivalence), dont 73% de réserves de gaz représentant 80,6 milliards de mètres cubes. Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2004, la production de gaz et d'hydrocarbures liquides de Gaz de France s'est élevée à 49,2 Mbep, dont deux tiers représentant la production de gaz, soit environ 5,2 milliards de mètres cubes (ou environ 10% des ventes du Groupe hors filiales Transport-Distribution International). Gaz de France entend maintenir cette répartition gaz naturel – hydrocarbures liquides dans les années à venir. Gaz de France mène des activités d'exploration-production dans neuf pays, principalement en Europe et en Afrique du Nord.

Le Groupe a pour objectif de détenir, à moyen terme, un portefeuille de réserves prouvées et probables d'environ 1 000 Mbep (dont deux-tiers sous forme de gaz naturel), afin d'être en mesure de produire un volume de gaz naturel égal à 15% des ventes de gaz du Groupe (hors filiales Transport-Distribution International). Pour atteindre cet objectif, le Groupe projette de maintenir le niveau du portefeuille dans les zones de production actuelles en Europe du Nord, de poursuivre le développement en Afrique du Nord (Algérie et Egypte), et de s'implanter dans de nouvelles zones propices à l'approvisionnement en gaz de l'Europe. Dans la continuité de sa stratégie visant les marchés européens, le Groupe privilégie, dans la mesure du possible, des sites de production dont le gaz extrait est susceptible d'être transporté vers l'Europe à des conditions compétitives.

4.5.1.2.1 Développement de l'activité Exploration-Production de Gaz de France

Le Groupe a commencé ses activités d'exploration-production en acquérant des participations dans des champs en production. Ainsi, il a procédé en 1994 au rachat de Erdöl-Erdgas Gommern GmbH (désormais EEG-Erdgas Erdöl GmbH, ou encore "EEG") en Allemagne. En 1998, Gaz de France a participé au développement du champ Elgin-Franklin situé dans le bassin central de la mer du Nord britannique. En 2000, Gaz de France est devenu opérateur *off shore* aux Pays-Bas par le rachat de sociétés détenues par TransCanada Pipelines (dont désormais GDF Production Nederland).

Le Groupe a ensuite commencé à rechercher des rôles d'opérateur pour des champs à développer. Ainsi, en 2001, il a participé à des projets d'exploration-production en Norvège, en Algérie et en Egypte. Grâce à l'acquisition des activités allemandes de la société Preussag Energie en 2003, le Groupe est également devenu opérateur en Allemagne et a ainsi sensiblement étendu sa présence sur ce marché. Aujourd'hui, Gaz de France a consolidé son rôle d'opérateur, en remportant notamment un appel d'offres en 2004 pour opérer un champ d'exploration en Egypte et en étant qualifié pour opérer en Norvège le champ de Gjøa à partir de 2008 ou 2009. Par ailleurs, Gaz de France a été qualifié comme société opératrice en Libye, un des pays cibles pour le développement du Groupe dans l'Exploration-Production. Par ailleurs, cette acquisition lui a permis de devenir opérateur du principal gazoduc sous-marin néerlandais NoordGasTransport.

4.5.1.2.2 Les contrats d'exploration-production

Gaz de France conduit ses activités d'exploration-production dans le cadre de contrats de licence, de concession ou de partage de production, et/ou d'autres types de contrats conclus avec les autorités publiques ou les entreprises nationales des pays concernés. Selon les licences, les contrats ou encore la législation en vigueur, Gaz de France s'engage à conduire un programme d'exploration, et en cas de réussite, peut exploiter les champs concernés pendant une certaine durée, sous réserve de l'approbation d'un plan de développement par les autorités nationales. Pendant la période de production, Gaz de France doit payer à ces autorités des redevances, fournir une part de sa production, verser une part de ses bénéfices et/ou payer certaines taxes spécifiques au secteur pétrolier et gazier.

Conformément à la pratique du secteur, Gaz de France intervient habituellement en association avec une ou plusieurs compagnies pétrolières et gazières. Dans le cadre des contrats 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 opératrices.

En dehors de la France, le Groupe est référencé comme opérateur dans huit pays – les Pays-Bas, l'Allemagne, le Royaume-Uni, l'Algérie, la Libye, l'Egypte, le Kazakhstan et la Norvège. Ce référencement permet à Gaz de France de participer plus directement aux projets d'exploration-production, non seulement sur le plan technique, mais aussi en matière de décisions stratégiques d'investissement et de développement.

4.5.1.2.3 Exploration

Au 31 décembre 2004, le Groupe détenait une centaine de permis d'exploration, dont plus de 40 opérés par lui, dans neuf pays. Les dépenses d'exploration pour 2004 se sont élevées à 80 millions d'euros contre 64 millions en 2003 et 53 millions en 2002. Sur les huit puits forés en 2004, six puits ont mené à des succès: trois découvertes aux Pays-Bas, deux découvertes au Royaume-Uni et un puits d'appréciation des ressources en Algérie. Ces puits ont augmenté de 20,1 Mbep les réserves prouvées et probables du Groupe.

Les tableaux ci-dessous indiquent l'ensemble des réserves prouvées et probables du Groupe dans le monde (comprenant les réserves développées ou non¹³) aux dates indiquées:

	Gaz naturel (Gm ³)	Hydrocarbures liquides (Mb)	Total (Mbep)
Au 31 décembre 2002			
Pourcentage de variation depuis le 31 décembre 2001	8,3%	7,5%	8,1%
Réserves:			
Allemagne	1,6	2,1	12,3
Norvège	24,3	55,3	208,2
Royaume-Uni	17,1	38,3	146,3
Pays-Bas	11,9	0,9	75,7
Kazakhstan	-	36,0	36,0
Autres	0,9	-	5,9
Total	55,8	132,6	484,4
Au 31 décembre 2003⁽¹⁾			
Pourcentage de variation depuis le 31 décembre 2002	36,0%	43,5%	38,2%
Réserves:			
Allemagne	18,4	49,9	165,8
Norvège	23,9	58,6	209,2
Royaume-Uni	13,6	31,8	117,3
Pays-Bas	17,7	1,3	112,6
Kazakhstan	1,5	48,8	58,2
Autres	1,0	0,1	6,2
Total	76,1	141,7	669,3
Au 31 décembre 2004			
Pourcentage de variation depuis le 31 décembre 2003	6,1%	(1,6)%	3,9%
Réserves:			
Allemagne	17,6	44,8	155,5
Norvège	31,0	60,7	255,8
Royaume-Uni	12,7	35,3	115,4
Pays-Bas	17,1	1,0	109,0
Kazakhstan	0,5	45,4	48,6
Autres	1,7	0,1	11,0
Total	80,6	187,3	695,3

⁽¹⁾ En 2003, l'acquisition des activités allemandes de Preussag Energie a donné lieu à une forte augmentation des réserves par rapport à 2002, le reste de cette hausse résultant des activités d'exploration du Groupe.

Le tableau ci-dessous expose la ventilation des réserves nouvelles entre réserves résultant d'acquisitions et réserves résultant de découvertes, aux dates indiquées:

	Gaz naturel (Gm ³)	Hydrocarbures liquides (Mb)	Total (Mbep)
Réserves au 31 décembre 2001	51,6	123,3	448,4
Révisions + découvertes	(0,1)	(7,6)	(8,5)
Achats/Ventes d'actifs	7,4	25,9	72,8
Production	(3,1)	(9,0)	(28,2)
Réserves au 31 décembre 2002	55,9	132,7	484,5
Révisions + découvertes	1,4	24,5	33,6
Achats/Ventes d'actifs	23,3	46,2	193,2
Production	(4,6)	(13,0)	(42,0)
Réserves au 31 décembre 2003	76,0	190,4	669,3
Révisions + découvertes	2,4	2,6	18,1
Achats/Ventes d'actifs	7,4	10,7	57,1
Production	(5,2)	(16,4)	(49,2)
Réserves au 31 décembre 2004	80,6	187,3	695,3

¹³ Les réserves prouvées développées sont celles qui peuvent être produites à partir d'installations existantes. Les réserves prouvées non développées sont celles 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.

90% des réserves ont été auditées en 2002 et 50% en 2004 (incluant les trois champs les plus importants de Preussag Energie – Voir paragraphe 4.5.1.2.5 – “L’activité Exploration-Production par pays”) par l’expert international DeGolyer and MacNaughton. Les chiffres des réserves sont audités chaque année par cet expert sur un cycle de quatre ans (environ 30% des réserves auditées annuellement).

Gaz de France utilise les définitions de la Securities and Exchange Commission (SEC) pour la classification de ses réserves prouvées et les définitions communes de la Society of Petroleum Engineers (SPE) et du World Petroleum Congress (WPC) pour la classification de ses réserves probables.

Les réserves prouvées d’hydrocarbures liquides et de gaz naturel correspondent à une 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 sous certaines conditions économiques et opérationnelles, à savoir les prix et les coûts à la date à laquelle l’estimation est faite. Les prix englobent les prévisions d’évolution des prix actuels résultant uniquement des dispositions contractuelles, mais non les évolutions fondées sur des conditions futures.

Les réserves probables de pétrole et de gaz correspondent à une estimation des quantités d’hydrocarbures que l’on peut extraire dans l’avenir, à partir de 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 incluent une évolution dans le futur des prix, de la valorisation des hydrocarbures et des taux de change.

Ces estimations, qui impliquent des appréciations subjectives, sont soumises à des révisions annuelles en prenant en compte toute nouvelle information, notamment les niveaux de production, la réévaluation des gisements, l’addition de nouvelles réserves résultant de découvertes ou d’acquisitions, les réserves cédées et d’autres facteurs économiques.

Sauf indication contraire, les références faites aux réserves prouvées et probables 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 prouvées et probables 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 renouvellement non contractuel de ces licences, concessions et contrats n’est pas pris en compte.

Le taux de renouvellement des réserves d’une période donnée est défini comme le rapport des additions de réserves de la période (découvertes, acquisitions nettes et révisions de réserves) sur la production de la période. Le taux de renouvellement des réserves du Groupe a été de 228% en 2002, 545% en 2003 et 153% en 2004, soit 308% en moyenne sur la période 2002-2004.

4.5.1.2.4 Production

Le tableau ci-dessous représente la production de gaz naturel et d’hydrocarbures liquides de Gaz de France par pays et pour chacun des trois exercices clos les 31 décembre 2002, 2003 et 2004:

Pays	Exercice clos le 31 décembre								
	2002			2003			2004		
	Gaz naturel (Mbep/an)	Hydrocarbures liquides (Mb/an)	Total (Mbep/an)	Gaz naturel (Mbep/an)	Hydrocarbures liquides (Mb/an)	Total (Mbep/an)	Gaz naturel (Mbep/an)	Hydrocarbures liquides (Mb/an)	Total (Mbep/an)
Allemagne	3,8	0,2	4,0	6,8	2,4	9,2	10,2	3,9	14,1
Norvège	-	2,3	2,3	-	2,9	2,9	-	4,9	4,9
Royaume-Uni	6,9	4,9	11,8	12,4	5,5	17,9	11,2	4,9	16,1
Pays-Bas	8,1	0,1	8,2	9,4	0,1	9,5	11,0	-	11,0
Autres	0,5	1,4	1,9	0,5	2,1	2,6	0,4	2,7	3,1
Total	19,3	8,9	28,2	29,0	13,0	42,0	32,8	16,4	49,2

Environ 59% du gaz naturel aujourd'hui produit par le Groupe est vendu à des tiers dans le cadre de contrats à court ou long terme qui avaient été conclus par des sociétés et qui ont été transférés au Groupe en raison de l'acquisition de ces sociétés par le Groupe. Il s'agit principalement de Gasunie aux Pays-Bas et de E.On-Ruhrgas en Allemagne. Les contrats long terme dans le cadre desquels Gaz de France vend sa production de gaz sont indexés sur les prix *spot* du gaz et/ou les prix moyens des produits pétroliers. Si l'évolution du prix du gaz naturel tend à suivre celle du pétrole, il existe néanmoins un certain délai, généralement de six à neuf mois, avant que les changements des prix des produits pétroliers ne soient répercutés sur les prix de vente à long terme de gaz naturel.

L'autre partie de la production de gaz du Groupe est vendue au segment Achat-Vente d'Énergie. La nature des contrats conclus avec ce segment diffère suivant la filiale productrice. Ces contrats stipulent un prix fixe déterminé en fonction du prix du marché. EFOG (société britannique détenue à 22,5% par le Groupe) vend le gaz qu'elle produit en majorité au segment Achat-Vente d'Énergie au terme d'un contrat long terme avec un prix indexé.

4.5.1.2.5 L'activité Exploration-Production par pays

L'activité Exploration-Production de Gaz de France se situe actuellement, en Europe, en Allemagne, au Royaume-Uni et aux Pays-Bas et, dans le reste du monde, essentiellement en Afrique du Nord, en Côte d'Ivoire et au Kazakhstan. Un tableau indiquant la liste des champs figure en Annexe C au présent document de base.

Allemagne. Gaz de France a renforcé sa présence en Allemagne depuis le rachat des activités allemandes de Preussag Energie (désormais Gaz de France Produktion Exploration Deutschland GmbH, ou encore "PEG") en 2003, qui lui a permis d'accroître considérablement sa présence sur ce marché. Ainsi, grâce à cette participation, le Groupe détenait, au 31 décembre 2004, 17,6 milliards de mètres cubes de réserves prouvées et probables de gaz naturel et 44,7 millions de barils de pétrole de réserves prouvées et probables d'hydrocarbures liquides. La production de gaz résultant des actifs de PEG, correspondant à 1,2 milliard de mètres cubes, est principalement vendue à E.On-Ruhrgas. De plus, PEG possède quatre sites de stockage souterrain d'une capacité nette de 295 millions de mètres cubes qu'il loue à des régies municipales allemandes. Enfin, PEG a permis à Gaz de France de renforcer sa présence sur le marché allemand, grâce à sa participation à hauteur de 11% dans des infrastructures de transport et de distribution dans le nord-ouest de l'Allemagne. Gaz de France détient aussi en Allemagne 100% de la société EEG, disposant pour sa part de réserves prouvées et probables de l'ordre de 6,6 Mbep au 31 décembre 2004 (EEG a produit en 2004 2,7 Mbep, dont 93% de gaz).

Norvège. Le Groupe détient une participation dans cinq champs de pétrole et de gaz naturel au large de la Norvège, disposant pour sa part des réserves prouvées et probables de l'ordre de 255,8 Mbep au 31 décembre 2004 (dont environ 76% sous forme de gaz). Gaz de France a été qualifié en tant qu'opérateur par les autorités norvégiennes pour la phase de production de l'un de ces champs (Gjøa), qui démarrera en 2008 ou 2009. Le Groupe ne produit pour l'instant que du pétrole en Norvège, la production de gaz devant débuter en 2006 dans le cadre du premier projet de GNL en Europe (projet Snøhvit), suivi en 2007 par Njord. Gaz de France envisage la mise à disposition de tout ou partie de sa production de gaz prévue en Norvège au profit de son activité Achat-Vente d'Énergie.

Royaume-Uni. Le Groupe détient des participations dans 26 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 à 22,5% EFOG) dans ces champs représentait au 31 décembre 2004 115,4 Mbep, dont environ 70% sous forme de gaz. Une scission d'EFOG est envisagée courant 2005. Elle pourrait permettre à la filiale du Groupe GDF Britain de détenir directement 10,39% du champ d'Elgin-Franklin actuellement détenus par EFOG. Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2004, le Groupe a vendu environ 75% de sa production de gaz naturel au Royaume-Uni à son segment Achat-Vente d'Énergie (y compris les ventes à Gaselys) pour une revente principalement sur le marché britannique. Sept nouveaux champs devraient entrer prochainement en production.

Pays-Bas. Le Groupe détient des participations dans 36 champs le long de la côte des Pays-Bas, dont 25 sont des champs en production sur lesquels il est majoritairement opérateur. La part de réserves prouvées et probables détenue par le Groupe dans ces champs représentait au 31 décembre 2004 109,0 Mbep, dont 99% sous forme de gaz. Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2004, le Groupe a vendu 30% du gaz naturel produit aux Pays-Bas à son segment Achat-Vente d'Énergie en vue de la revente au Benelux et en Allemagne.

Afrique du Nord et Côte d'Ivoire. Le Groupe est également présent en Afrique du Nord et en Côte d'Ivoire. Il estime ses ressources à environ 21 milliards de mètres cubes de gaz naturel en Algérie. Les ressources sont les quantités d'hydrocarbures découvertes pour lesquelles il existe un risque technique, économique ou commercial qui ne garantit pas l'extraction de ces quantités. Par ailleurs, Gaz de France détient une participation de 20% dans un projet d'exploration dans le delta du Nil en Egypte. Enfin, sur la côte ivoirienne, ENERCI, une société dans laquelle Gaz de France participe à hauteur de 49%, détient 12% d'un site de production *off shore* destiné à alimenter le marché local.

Kazakhstan. EEG détient 17,5% de la société Kazgermunai LLP exploitant trois champs de pétrole et de gaz au Kazakhstan. La part de réserves prouvées et probables détenue par le Groupe dans ces champs représentait au 31 décembre 2004 48,6 Mbep, dont 6,5% sous forme de gaz. Le Groupe envisage une cession de cette participation.

4.5.1.3 Services

L'activité Services, qui participe à l'intégration verticale des activités du Groupe et à la fidélisation des clients et qui complète l'offre énergétique de base, est notamment assurée par les sociétés du groupe Cofathec (pour les services énergétiques classiques) et par Compagnie Gazière de Service et d'Entretien ("**CGST Save - Savelys**") (pour les services de maintenance de chaudières individuelles).

La mission du segment Services est double:

- permettre à Gaz de France de disposer d'une offre complète afin, d'une part, de soutenir les positions du commercialisateur en France face à la concurrence et, d'autre part, d'accompagner le développement du Groupe en Europe pour conquérir des parts de marchés supplémentaires; et
- participer au déploiement de la stratégie de production d'électricité, en tant que constructeur et exploitant des unités de production appartenant au Groupe.

La stratégie d'accompagnement du développement de Gaz de France a conduit le segment Services à se centrer sur les services liés à l'énergie (gaz et électricité), sans se diversifier sur des segments éloignés (tels que l'assurance ou la téléphonie). Le segment Services fournit ainsi au Groupe un catalogue d'offres complémentaires à la vente d'énergies constitué sur la base des études de marché réalisées par Gaz de France à l'approche de l'ouverture à la concurrence et de l'expérience acquise au contact des clients, permettant de répondre aux principales attentes du marché.

Le segment Services de Gaz de France est présent dans huit pays en Europe. Le Groupe est le deuxième acteur du marché en Italie et le troisième plus grand acteur du marché en France. Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2004, le segment Services a généré 61% de son chiffre d'affaires en France, 32% en Italie, 5% au Royaume-Uni, le solde ayant été réalisé en Suisse, au Benelux et en Espagne. Il a acheté 10,3 TWh de gaz en 2004.

Le tableau ci-dessous décrit les informations financières les plus significatives du segment Services pour chacun des trois exercices clos les 31 décembre 2002, 2003 et 2004:

	Exercice clos le 31 décembre		
	2002	2003	2004
	<i>(en millions d'euros)</i>		
Chiffre d'affaires	1 244	1 340	1 442
<i>dont chiffre d'affaires avec les tiers</i>	1 231	1 295	1 375
Résultat d'exploitation	(15)	4	49

4.5.1.3.1 *Services proposés aux clients industriels et tertiaires*

Services énergétiques classiques

Les services énergétiques classiques recouvrent l'installation, la conduite, la maintenance, le financement et la fourniture d'énergie pour des installations de production de chaleur ou de froid, d'air comprimé et de

ventilation. Les clients du Groupe ont classiquement recours à ses services pour ce type de systèmes ou d'installations au sein d'habitats collectifs, de bâtiments publics, d'installations de production de chaleur et de froid, et d'installations industrielles légères. Le Groupe fournit ces services en France, en Italie, en Espagne et au Royaume-Uni. Il est actuellement le troisième fournisseur de ce type de services en France, avec une part de marché d'environ 5%. On trouve parmi les clients des services énergétiques classiques de Gaz de France l'Hôpital de la Timone à Marseille, la ville de Nice, la ville de Genevilliers et Snecma en France, UKAEA (United Kingdom Atomic Energy Agency) au Royaume-Uni, Centostazioni et la province de Trévis en Italie.

Le Groupe propose également des services de *facility management* qui permettent de répondre aux demandes des clients cherchant des services techniques associés à une prise en charge plus globale de la gestion des installations.

Maintenance à l'industrie

Le Groupe offre des prestations de maintenance générale et de nettoyage chimique et industriel, ainsi que de rénovation et d'installation d'équipements aux industries lourdes telles que les raffineries ou encore les sites métallurgiques. Il réalise des opérations de maintenance industrielle en France et dans les pays du Benelux. Il se place actuellement au troisième rang pour la fourniture de ce type de services en France, avec une part de marché d'environ 10%. En outre, il envisage d'étendre prochainement ses activités de maintenance industrielle en Espagne. Parmi les clients de ces services figurent Shell Berre, Arcelor, Péchiney et BSN Glasspack.

Par ailleurs, le Groupe conçoit, réalise et assure la maintenance d'installations de ventilation, de chauffage et de climatisation en atmosphère contrôlée (salles blanches, gros consommateurs d'énergie), pour les industries de la microélectronique, microbiologie et micromécanique, les industries nucléaires et les industries pharmaceutiques. Avec 35% de part de marché, le Groupe est le premier fournisseur de ce type de services en France. Parmi ses clients figurent ST Microelectronics, Janssen ou encore Bristol-Myers Squibb.

Gestion industrielle d'unités de production électrique

Pour soutenir les ventes d'énergie et fidéliser sa clientèle industrielle par le développement systématique de services, le Groupe offre des prestations liées à la production d'électricité. Orientée vers le financement et la réalisation d'installations de cogénération pour le compte de tiers, cette offre est également utilisée pour la gestion des activités propres de production d'électricité de Gaz de France, en particulier pour la centrale DK6 de Dunkerque (mise en service le 22 mars 2005) et la centrale de Shotton au Royaume-Uni.

Le Groupe conçoit et réalise la maintenance d'installations de cogénération et de trigénération pour les industries du papier, les industries chimiques, les industries sidérurgiques et les ensembles hospitaliers. A ce jour, le Groupe fournit 25% du marché français dans ce domaine. La cogénération (production simultanée de chaleur et d'électricité à l'aide d'une turbine ou d'un moteur) et la trigénération (production simultanée de chaleur, de froid et d'énergie) constituent deux des techniques utilisées dans le secteur de la production d'énergie. Ces techniques se sont développées rapidement en France entre 1996 et 2000 grâce à un contexte réglementaire favorable. Elles bénéficient désormais d'un marché prometteur en Belgique grâce à l'attribution de certificats d'économie d'énergie, et en Italie en raison du coût élevé de l'électricité. Le Groupe a commencé à étendre ces activités aux autres pays d'Europe.

Parmi les clients dans ce domaine, on peut citer Arjo-Wiggins, Bayer et Michelin en France ou encore le verrier Pilkington en Italie. Au total, le Groupe a ainsi participé à 29 projets de cogénération sur site industriel. Grâce à sa filiale Finergaz, il dispose aujourd'hui d'un accès à un parc de production combiné électricité et vapeur à partir de gaz d'une puissance totale de 578 MWe consommant 5,5 TWh de gaz.

4.5.1.3.2 Services énergétiques aux collectivités locales

Gaz naturel véhicule

Grâce à ses avantages en matière d'environnement, l'utilisation du gaz naturel véhicule ("**GNV**") se développe dans plusieurs pays (essentiellement dans les pays où Gaz de France souhaite se développer à court ou moyen terme en tant que commercialisateur). En France, le GNV est déjà un succès auprès des collectivités territoriales avec près de 2 000 poids lourds l'utilisant (bus, bennes à ordures ménagères et flottes de véhicules).

Gestion de réseaux de chaleur et de froid

Le Groupe a développé une activité de délégataire de service public auprès des collectivités publiques pour les réseaux de chaleur et de froid. La filiale Cofathec Coriance qui exerce ce métier gère aujourd'hui 15 réseaux de chaleur et deux réseaux de froid (à Paris et Saint-Denis). C'est ainsi que sont chauffés 100 000 équivalents logements et que 4 millions de mètres carrés de bureaux sont climatisés. Le réseau de froid de Paris (climatisation des bâtiments) est géré par Climespace, une filiale commune avec Elyo.

4.5.1.3.3 Services énergétiques aux particuliers

Maintenance de chaudières individuelles

Le Groupe détient une participation de 59% dans CGST Save - Savelys (avec une option de montée à 100% à l'horizon 2007). Cette société est spécialisée dans la maintenance de chaudières pour les clients individuels et l'habitat collectif en France et en Italie. Avec 25% de parts de marché, CGST Save - Savelys est en position de leader dans ce domaine en France et l'un des leaders au niveau européen. Une nouvelle marque, Savelys, a été créée pour porter ces offres à partir de janvier 2005.

La maintenance de chaudières individuelles permet de renforcer le relationnel avec la clientèle des particuliers, en l'inscrivant dans la durée. C'est une activité que la plupart des énergéticiens européens ont développé pour leur propre compte.

Gaz naturel véhicule

Gaz de France, sur la base de son expérience auprès des collectivités territoriales, a accru les perspectives de développement de ce carburant avec l'offre "GNV à domicile".

Cette innovation marketing de Gaz de France a été présentée au Mondial de l'Automobile 2004, en partenariat avec Citroën. Ces deux entreprises ont en effet décidé de mettre en commun leur savoir-faire et leur expertise technique pour proposer une offre à destination des particuliers. Citroën commercialisera notamment une Citroën C3 1.4i bi-carburant gaz naturel-essence adaptée aux attentes des clients en matière d'autonomie, de confort et de prix. Gaz de France mettra à disposition de ses clients un compresseur permettant de faire le plein de gaz naturel à domicile. Carburant économique et respectueux de l'environnement, le gaz naturel produit, lors de sa combustion dans un moteur, 20% de gaz carbonique de moins qu'un moteur à essence et n'émet ni oxydes de soufre, ni plomb.

4.5.2 Infrastructures

Le pôle Infrastructures comprend les activités de transport, de regazéification, de stockage et de distribution du gaz naturel au niveau mondial. Cette activité se divise en trois segments:

- Transport Stockage France;
- Distribution France;
- Transport-Distribution International.

4.5.2.1 Transport Stockage France

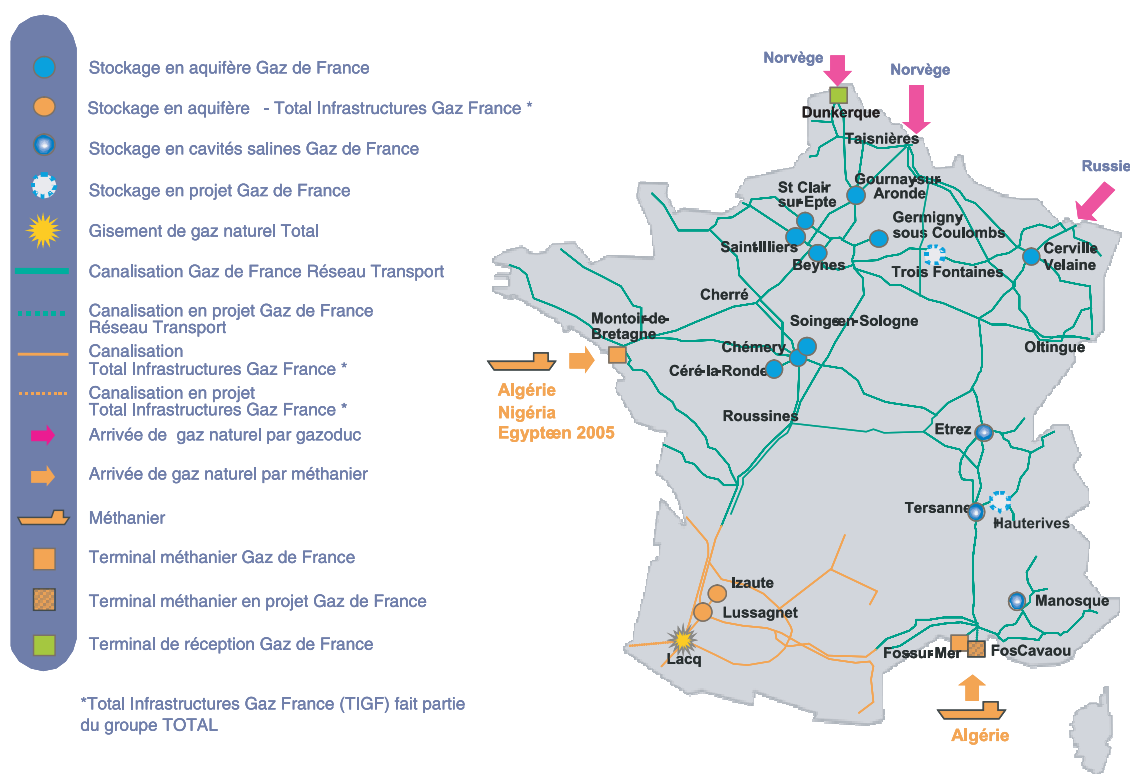
Le segment Transport Stockage France exploite l'un des plus importants réseaux de transport européen ainsi qu'un ensemble d'infrastructures (terminaux méthaniers et sites de stockage souterrain) conférant au Groupe la deuxième capacité de réception de GNL en Europe (source: *GIIGNL*) et l'une des plus importantes capacités de stockage de gaz naturel en Europe.

Afin de satisfaire aux nouvelles exigences réglementaires, le métier transport est organisé depuis janvier 2005 autour de deux entités:

- la filiale Gaz de France Réseau Transport, qui gère le réseau de transport (gazoducs et stations de compression en ligne); et
- la direction des grandes infrastructures, qui gère les terminaux méthaniers et les sites de stockage.

Cette organisation permet de séparer les activités de gestion de réseau de transport, tout en gardant le bénéfice de certaines synergies autorisées, telles que l'ingénierie ou encore les services tertiaires et informatiques. La nouvelle organisation permet de poursuivre une professionnalisation accrue des activités du métier transport et un rapprochement de l'expérience des unités opérationnelles, tout en maintenant une présence territoriale de proximité.

Les principales infrastructures de transport françaises figurent sur la carte ci-dessous:



Le tableau ci-dessous fournit le chiffre d'affaires et le résultat d'exploitation du segment Transport Stockage France pour chacun des trois exercices clos les 31 décembre 2002, 2003 et 2004:

	Exercice clos le 31 décembre		
	2002	2003 ⁽¹⁾	2004
(en millions d'euros)			
Chiffre d'affaires	1 883	2 204	2 200
Résultat d'exploitation	720	720	702

⁽¹⁾ Pro forma 2003: retraité de l'impact d'une partie des activités CFM transférées en 2004 au segment Transport Stockage France (en 2003, le chiffre d'affaires de cette partie transférée a représenté 267 millions d'euros et le résultat d'exploitation 111 millions d'euros). Les chiffres 2002 ne sont pas retraités.

4.5.2.1.1 Réseau de transport

◆ **Activité de transport (Gaz de France Réseau Transport)**

Le Groupe possède le plus long réseau européen de transport de gaz naturel à haute pression. Au 31 décembre 2004, le réseau français comprenait 31 365 kilomètres de gazoducs dont 6 585 kilomètres

de réseau principal à très haute pression complétés par plus de 24 780 kilomètres de réseaux régionaux permettant un maillage étendu du territoire français. Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2004, le Groupe a transporté 60,8 milliards de mètres cubes de gaz sur le réseau français, soit 695 TWh.

La gestion du réseau de transport est assurée depuis le 1^{er} janvier 2005 par Gaz de France Réseau Transport, société anonyme détenue à 100% par Gaz de France. Cette filiale dédiée, propriétaire du réseau, pilote les flux de gaz naturel dans le réseau, ainsi que les prestations d'accès au réseau des fournisseurs de gaz.

Le réseau principal transporte le gaz naturel des points d'entrée du réseau (terminaux méthaniers, points d'interconnexion avec les réseaux internationaux de gazoducs) jusqu'au réseau régional. Le réseau régional transporte le gaz naturel vers plus de 4 200 postes de livraison reliés aux clients industriels et aux réseaux locaux de distribution. L'âge moyen des canalisations est de 25 ans (dans l'évaluation de la base d'actifs régulés pour le calcul des tarifs, la durée de vie économique des canalisations est égale à 50 ans).

Gaz de France n'exerce pas d'activité de stockage sur le réseau de transport ni dans les terminaux méthaniers.

Gaz de France Réseau Transport exploite également 27 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 1^{er} janvier 2005, 92 compresseurs de gaz pour une puissance totale de 415 mégawatts. Gaz de France Réseau Transport utilise également les installations de compression situées sur six sites de stockage, exploitées par la direction des grandes infrastructures.

Le réseau de transport de Gaz de France Réseau Transport comprend huit interconnexions principales avec des réseaux étrangers, ainsi qu'avec Total Infrastructures Gaz France (dénommé auparavant Gaz du Sud-Ouest) (voir paragraphe 7.1 – "Evolution récente du Groupe") qui opère dans le sud-ouest de la France, permettant une connexion avec les sources d'approvisionnement de la mer du Nord, de Russie, du Nigeria, d'Afrique du Nord et du Moyen-Orient. Ces interconnexions assurent en outre un lien essentiel entre les différents marchés européens du gaz naturel, entre lesquels les échanges se multiplient: Europe du Nord, Allemagne et Autriche, Espagne et Italie.

Le tableau ci-dessous indique la longueur du réseau de transport de Gaz de France ainsi que les volumes de gaz transportés au cours des cinq dernières années:

	Exercice clos le 31 décembre				
	2000	2001	2002	2003	2004
Réseau principal (kilomètres)	6 096	6 116	6 560	6 470	6 585
Réseau régional (kilomètres)	23 774	23 929	24 255	24 715	24 780
Total (kilomètres)	29 870	30 045	30 815	31 185	31 365
Volumes transportés (TWh)	546	595	640	655	695

◆ Accès au réseau de transport en France

Le Groupe a ouvert son réseau de transport en août 2000, afin de se conformer aux dispositions de la première directive européenne sur la libéralisation du marché du gaz naturel. Suivant les prescriptions légales, Gaz de France Réseau Transport publie les conditions générales d'utilisation de ses ouvrages et installations de transport. L'évolution des conditions générales fait l'objet de concertations avec les clients et la CRE. Gaz de France Réseau Transport applique de manière transparente et non discriminatoire des contrats types d'acheminement conclus avec les expéditeurs-fournisseurs et des contrats de raccordement-livraison conclus avec les consommateurs raccordés sur son réseau.

Les contrats d'acheminement traitent principalement:

- des obligations d'enlèvement et de relivraison du transporteur;
- des capacités de transport souscrites par le client;
- des conditions d'équilibrage journalier entre les quantités entrantes et sortantes et des procédures opérationnelles de gestion quotidienne;

- de la sécurité du transporteur vis-à-vis du risque de défaut de paiement (caution bancaire ou dépôt de garantie, équivalent à deux mois d'activité); et
- des clauses d'indemnisation, de force majeure et d'autres dispositions sur le partage des risques.

Les contrats de raccordement-livraison traitent principalement:

- de la construction et de la maintenance du raccordement du client au réseau de transport;
- des conditions de mesure de l'énergie livrée;
- des obligations du transporteur sur les conditions de livraison (pression, caractéristiques du gaz, température, etc.); et
- des clauses d'indemnisation, de force majeure et d'autres dispositions sur le partage des risques.

Bien que le segment Achat-Vente d'Énergie du Groupe soit le client principal de Gaz de France Réseau Transport, des contrats d'acheminement ont été conclus en 2004 avec 11 autres clients représentant 30,2 millions d'euros de chiffre d'affaires en 2004, soit 1,4% du chiffre d'affaires du segment Transport Stockage France. A l'heure actuelle, l'accès au réseau de transport se fait sur la base du "premier arrivé, premier servi" au titre de contrats conclus pour une durée d'un an. Gaz de France Réseau Transport propose également des contrats mensuels depuis le 1^{er} juillet 2004, ainsi que des contrats pluriannuels et des contrats journaliers depuis le 1^{er} janvier 2005.

Depuis le 1^{er} janvier 2005, une part importante des capacités de transport peut être souscrite à long terme par les expéditeurs. Ces capacités réservables à long terme (jusqu'à 20 ans) par les expéditeurs peuvent atteindre jusqu'à 80% de la capacité ferme totale disponible. Les capacités restant disponibles peuvent être achetées sur une base annuelle, mensuelle ou journalière. Ces offres commerciales permettent de maximiser à tout moment le placement des capacités disponibles, en offrant de la sécurité et de la souplesse aux expéditeurs. Lorsque des capacités réservées ne sont pas utilisées, des dispositions réglementaires prévoient la possibilité de leur libération afin de permettre la réservation à d'autres expéditeurs.

◆ Tarifs d'acheminement

Le transport de gaz naturel étant une activité régulée, les tarifs que Gaz de France Réseau Transport applique pour les services de transport sont fixés, aux termes de la loi du 3 janvier 2003, conjointement par les ministres chargés de l'économie et de l'énergie, sur proposition de la CRE. Ce régime encadre strictement la liberté de fixer les tarifs d'utilisation du réseau.

Base de détermination des tarifs

Le régime prévu par la loi du 3 janvier 2003 a été appliqué pour la première fois en 2004. Le tarif actuellement en vigueur a été déterminé avec comme objectif d'obtenir un revenu correspondant:

- aux charges d'exploitation nécessaires à la gestion, au bon fonctionnement et à la maintenance des réseaux liés à l'exploitation des infrastructures de transport nettes de recettes accessoires éventuelles;
- aux charges d'amortissement des actifs immobilisés utilisés pour l'exploitation des infrastructures de transport (également désignés sous le nom de "base d'actifs régulés"). Ces charges sont déterminées conformément:
 - o à la valeur des actifs constituant le réseau, telle que cette valeur a résulté du rachat du réseau auprès de l'Etat (anciennement concédant) en 2002, qui constituait la base d'actifs régulés initiale (il s'agit d'une valeur économique); cette base est ensuite ajustée pour refléter l'acquisition de nouveaux actifs et la sortie des actifs en fin de vie économique et réévaluée tous les ans sur la base de l'indice des prix à la consommation hors tabac;
 - o à l'amortissement applicable aux différentes catégories d'actifs compris dans la base d'actifs régulés, les amortissements étant linéaires sur la durée de vie économique; et

- au produit du taux de rémunération appliqué à la base d'actifs régulés. Ce taux est déterminé par référence au risque économique inhérent à l'exploitation d'infrastructures de transport. Le taux est de 7,75% réel avant impôt sur les sociétés pour les actifs mis en service avant le 1^{er} janvier 2004, 9% réel avant impôt pour des actifs mis en service à partir du 1^{er} janvier 2004; un taux de 12% réel avant impôt pendant 5 à 10 ans est prévu au cas par cas pour des actifs contribuant significativement à l'amélioration du fonctionnement du marché (création de nouveaux points d'entrée, décongestion du réseau).

La base d'actifs régulés du segment Transport inclut notamment les ouvrages industriels suivants: canalisations, stations de compression, poste 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.

Processus d'élaboration des tarifs

Le ministre chargé de l'économie et le ministre chargé de l'énergie approuvent les tarifs d'utilisation des réseaux de transport sur proposition de la CRE. La CRE propose ces tarifs sur la base de discussions techniques et financières avec Gaz de France Réseau Transport et les autres opérateurs. La phase finale d'élaboration de la proposition comporte en général l'audition des dirigeants des opérateurs et une consultation publique pour recueillir l'avis de la place.

Les tarifs actuellement en vigueur ont été déterminés sur la base des prévisions des dépenses d'exploitation et des volumes de gaz à acheminer pendant la période d'application de ces tarifs. Dans ce cadre, le Groupe a présenté à la CRE l'évolution passée et prévue des actifs et des dépenses d'exploitation, ainsi que l'évolution des souscriptions. A la suite de l'analyse de ces éléments, le niveau tarifaire pour l'acheminement a été proposé par la CRE par application des taux de rémunération indiqués.

La base d'actifs régulés utilisée pour la détermination de ces tarifs correspond à une estimation, réalisée pendant le processus d'élaboration de la structure tarifaire, de son niveau moyen prévu pour la période de leur application. Pour le calcul de l'estimation, les actifs sont réputés réévalués au 1^{er} janvier et au 1^{er} juillet de chaque année en appliquant un facteur prévisionnel d'inflation. Tous les nouveaux investissements prévus pour une année sont réputés être effectués au 30 juin, et la sortie de tous les actifs dont la période d'amortissement se termine au cours d'une année est effectuée au 30 juin.

Ainsi, la base d'actifs régulés sur laquelle les tarifs devant s'appliquer à compter du 1^{er} janvier 2005 ont été déterminés s'élève à 5 415 millions d'euros.

Le processus de proposition et d'approbation d'une nouvelle base tarifaire se déroule dans un délai qui peut dépasser la période d'application prévue pour cette base tarifaire. Ainsi, le décret relatif aux tarifs proposés par la CRE, qui avait vocation à s'appliquer à compter du 1^{er} janvier 2004, a été publié en septembre 2004 (il précise que ces tarifs s'appliquent jusqu'au 1^{er} septembre 2005). Ceci étant, le Groupe avait choisi d'appliquer le décret dès le 1^{er} juillet 2004, date d'application de la deuxième directive. En novembre 2004, la CRE a transmis au ministre chargé de l'économie et au ministre chargé de l'énergie une proposition de tarifs ayant vocation à s'appliquer à compter du 1^{er} janvier 2005 (pour une durée de 12 à 18 mois). Dans l'attente de la parution du décret relatif à cette proposition et compte tenu également du dénouement des participations avec Total (voir paragraphe 7.1 – "Evolution récente du Groupe") et d'engagements pris auprès de la Commission européenne, le Groupe a décidé d'appliquer cette proposition dès le 1^{er} janvier 2005. Il entend poursuivre des discussions avec les pouvoirs publics pour établir des règles plus stables dans le temps.

Structure tarifaire

Les tarifs d'acheminement en France sont actuellement calculés selon un principe d'entrée/sortie multizones sur la base d'un découpage territorial en quatre zones pour Gaz de France. 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. Il comporte les éléments de coûts suivants:

- coûts de réservation de capacité, calculés en fonction de la capacité souscrite par l'utilisateur, pour l'entrée dans chaque zone;

- coûts d'acheminement, calculés en fonction de la capacité souscrite à la sortie de chaque zone du réseau principal;
- coûts de capacité souscrite pour les liaisons entre zones;
- coûts de capacité souscrite pour le transport sur le réseau régional; et
- coûts de capacité souscrite pour l'utilisation de postes de livraison et des frais fixes annuels pour chaque poste de livraison utilisé.

◆ **Gestion du réseau de transport**

Conformément au cadre réglementaire européen, la loi du 9 août 2004 prévoit la mise en œuvre d'une séparation juridique du gestionnaire du réseau de transport de gaz. Elle prolonge ainsi les obligations de la loi du 3 janvier 2003 qui imposait une dissociation comptable entre les activités de transport, de distribution, de stockage, d'exploitation des installations de GNL, les activités non liées au gaz, et les autres activités, ainsi que l'interdiction stricte de toute subvention croisée entre les différentes activités gazières. C'est dans ce contexte que le conseil d'administration de Gaz de France a décidé la mise en place au 1^{er} janvier 2005 de Gaz de France Réseau Transport comme gestionnaire du réseau de transport en France (voir paragraphe 4.16.5 – "Gestion séparée puis filialisation des gestionnaires des réseaux de transport et de distribution ou des gestionnaires de réseaux combinés").

Les statuts de Gaz de France Réseau Transport et les règles de gouvernement d'entreprise applicables à cette société ont pour objet de garantir l'indépendance des instances directionnelles de Gaz de France Réseau Transport vis-à-vis des instances de direction de Gaz de France (voir paragraphe 6.4 – "Gestion du réseau de transport").

4.5.2.1.2 *Grandes infrastructures*

◆ **Présentation des activités des grandes infrastructures**

Terminaux méthaniers

Le Groupe est le deuxième opérateur européen de terminaux méthaniers et le cinquième acheteur mondial de GNL (données 2003 – source: *GIIGNL*). Il a également été un des premiers acheteurs de GNL dès 1964.

Les terminaux méthaniers sont des installations portuaires avec des structures permettant l'importation et la réception de GNL ainsi que la conversion du liquide à l'état gazeux.

Les deux terminaux méthaniers du Groupe, Fos Tonkin et Montoir-de-Bretagne, lui permettent d'introduire sur le réseau français de transport environ 15,5 milliards de mètres cubes de gaz par an. Cette capacité devrait atteindre environ 17 milliards de mètres cubes de gaz courant 2005.

- Fos Tonkin, mis en service en 1972, est situé sur la côte méditerranéenne et reçoit du GNL provenant principalement d'Algérie. Il dispose d'une capacité de regazéification de 5,5 milliards de mètres cubes par an qui devrait être portée à 7 milliards de mètres cubes courant 2005, d'un appontement pouvant accueillir des navires transportant jusqu'à 74 000 mètres cubes de GNL et de trois réservoirs d'une capacité totale de 150 000 mètres cubes. Ce terminal a une durée de vie initiale estimée à 40 ans. Des travaux de rénovation ont été menés dans le milieu des années 1990 afin de le moderniser.
- Montoir-de-Bretagne, mis en service en 1980, est situé sur la côte atlantique et reçoit du GNL provenant principalement d'Algérie et d'Afrique de l'Ouest. Il dispose d'une capacité de regazéification de 10 milliards de mètres cubes par an, de deux appontements pouvant accueillir des navires transportant jusqu'à 200 000 mètres cubes de GNL et de trois réservoirs d'une capacité totale de 360 000 mètres cubes. Ce terminal a une durée de vie initiale estimée à 40 ans.

Les tarifs, les conditions générales et les règles d'allocation sont publiés sur le site Internet de la direction des grandes infrastructures. Les demandes de réservation de capacité peuvent porter sur des durées inférieures, égales ou supérieures à une année. Ces dispositions permettent notamment aux clients des terminaux de faire face à leurs propres obligations vis-à-vis de leurs fournisseurs.

Du fait de la croissance du marché de GNL et dans le cadre du nouveau contrat d'approvisionnement de gaz en provenance d'Égypte, le Groupe a entamé la construction d'un troisième terminal méthanier, Fos Cavaou, situé à Fos-sur-Mer sur la côte méditerranéenne. Le nouveau terminal devrait être mis en service en 2007. Il aura une capacité de regazéification de 8,25 milliards de mètres cubes par an, un appontement pouvant accueillir des navires transportant jusqu'à 155 000 mètres cubes de GNL et trois réservoirs d'une capacité unitaire de 110 000 mètres cubes. Ce terminal a été conçu par Gaz de France et est en cours de filialisation au sein d'une société dont le capital sera détenu en majorité par Gaz de France, avec la possibilité pour Total de prendre une participation de 30,3% dans le capital de la société. Gaz de France bénéficiera d'un contrat de 20 ans lui permettant de recevoir le GNL contracté avec l'Égypte (5,18 milliards de mètres cubes par an). Total a souscrit à des capacités de regazéification portant sur 2,25 milliards de mètres cubes par an. Par ailleurs, 10% de la capacité totale de ce nouveau terminal sera ouverte pour des opérations de plus court terme. Le permis de construire et le permis d'exploitation de ce terminal ont fait l'objet de recours principalement pour des raisons d'ordre environnemental et les procédures sont en cours (pour de plus amples informations sur ces recours, voir paragraphe 4.15 – "Litiges"). Ces recours n'ont toutefois pas empêché le commencement des travaux de construction.

Stockage

Gaz de France dispose de l'une des plus importantes installations de stockage en Europe, en termes de capacité. Il exploite:

- 12 installations de stockage souterrain (dont 11 en pleine propriété) en France (une de ces installations comprenant deux structures de stockage) dont neuf en nappe aquifère (pour un volume total utile de stockage de 8 milliards de mètres cubes) et trois sous forme de cavités salines (pour un volume total utile de stockage de 0,9 milliard de mètres cubes); et
- 66 compresseurs totalisant une puissance de 207 mégawatts, nécessaires au soutirage et à l'injection du gaz naturel, ainsi que des installations pour le traitement du gaz et l'interconnexion avec les réseaux de transport.

Des installations de stockage adéquates sont nécessaires pour répondre à l'augmentation de la demande de gaz au cours des mois d'hiver. Durant ces mois, le gaz stocké dans les structures souterraines pendant les mois d'été (lorsque la demande est beaucoup plus basse) est soutiré.

◆ **Accès aux terminaux méthaniers et aux stockages de gaz en France**

De la même manière que pour le réseau de transport, le Groupe a ouvert en août 2000 ses terminaux méthaniers aux tiers pour un accès régulé. Les contrats d'utilisation des terminaux méthaniers ont évolué, en 2004, vers des contrats pluriannuels et des contrats *spot*.

Le Groupe a mis en place un accès des tiers au stockage au printemps 2004. Depuis cette date, les tiers souhaitant utiliser les stockages souterrains de Gaz de France peuvent souscrire un des six services de stockage disponibles. Les conditions de prix sont différentes pour les six services de stockage de base et la nature des services optionnels complémentaires choisis. L'accès des tiers aux stockages est négocié.

◆ **Tarifs des infrastructures**

Terminaux méthaniers

Les tarifs d'accès aux terminaux méthaniers sont régulés. Ils sont fixés selon des dispositions incorporant les mêmes principes généraux que ceux applicables aux tarifs d'accès au réseau de transport. Le taux de rémunération est de 9,75% réel avant impôts sur les actifs mis en service avant le 1^{er} janvier 2004 et de 11% réel avant impôts pour les actifs mis en service après le 1^{er} janvier 2004 sur les terminaux existants. Les tarifs pour tout nouveau terminal feront l'objet d'un examen au cas par cas.

Les tarifs proposés par la CRE en juillet 2003 au ministre chargé de l'économie et au ministre chargé de l'énergie sont appliqués par Gaz de France depuis le 1^{er} juillet 2004. Le décret a été publié en septembre 2004 (il précise que les tarifs s'appliquent jusqu'au 1^{er} septembre 2005). Des travaux pour une nouvelle proposition de tarifs par la CRE ont commencé.

La base d'actifs régulés du Groupe comprend les groupes d'actifs suivants: installations auxiliaires et dispositifs de déchargement, installations de regazéification, génie civil et constructions, bacs, autres installations (compression). Pour déterminer les coûts fixes annuels, la CRE utilise une méthode d'amortissement économique linéaire sur 20 à 40 ans pour les différents composants des terminaux méthaniers, l'essentiel des actifs étant amortis économiquement sur 40 ans (les terminaux de Fos-sur-Mer et de Montoir-de-Bretagne ont été mis en service respectivement en 1972 et 1980).

L'estimation du niveau moyen de la base d'actifs régulés sur laquelle les tarifs d'utilisation des terminaux en vigueur ont été déterminés s'élève à 420 millions d'euros. A titre d'information, Gaz de France estime que le niveau de la base d'actifs régulés au 1^{er} janvier 2005 s'élevait à 418 millions d'euros, en tenant compte des investissements budgétés en 2005 et des actifs qui seront intégralement amortis en 2005.

Le tarif actuellement en vigueur s'applique aux terminaux méthaniers de Fos Tonkin et Montoir-de-Bretagne. Ce tarif comporte quatre termes:

- la quantité déchargée;
- le nombre de déchargements;
- l'utilisation du stockage du terminal méthanier, qui s'applique chaque jour au niveau de stock de GNL dans le terminal; et
- le paramètre de gaz en nature, qui couvre les consommations de gaz du terminal correspondant forfaitairement au besoin de gaz pour traiter la cargaison.

En 2007, lors de la mise en exploitation du futur terminal de Fos Cavaou, un tarif dédié sera mis en place. Gaz de France estime que ce tarif devrait être déterminé sur la base de principes globalement similaires à ceux retenus pour la détermination des tarifs des terminaux actuels.

Stockage

Les prix d'accès au stockage sont du type "négocié" et font l'objet d'une publication par Gaz de France. L'offre de Gaz de France repose sur des principes ayant été exposés aux services de la CRE.

A titre d'information, Gaz de France estime que la valeur économique de la base d'actifs de son activité stockage (indicateur interne pris en compte dans la détermination des tarifs) s'élevait au 1^{er} janvier 2005 à 2 425 millions d'euros, en tenant compte des investissements budgétés en 2005 et des actifs qui seront intégralement amortis en 2005.

Les six groupements de stockage ont été constitués de manière à tenir compte des caractéristiques de chacun des stockages suivant la nature du gaz stocké, de leur performance (rapidité au soutirage), ainsi que de leur situation géographique. Sur un groupement de stockage donné, un client peut ainsi réserver une capacité nominale de stockage, qui lui donne droit à une capacité journalière nominale de soutirage ainsi qu'à une capacité journalière nominale d'injection.

Les prix ont été établis sur la base d'un revenu global cible calculé de façon similaire à un revenu régulé, couvrant les charges d'exploitation (nettes d'éventuelles recettes accessoires), les amortissements linéaires sur la durée de vie économique et la rémunération des actifs tenant compte notamment des risques techniques et géologiques de cette activité. Les prix ont par ailleurs été comparés par rapport à ceux de prestations comparables en Europe.

Chaque groupement de stockage est doté d'un prix unitaire de réservation spécifique. Ce prix s'intègre dans le tarif qui est constitué sur la base des trois principes suivants:

- la réservation de capacité de stockage, de débit d'injection et de débit de soutirage;
- la quantité soutirée; et
- la quantité injectée.

4.5.2.1.3 Contrôle, qualité et sécurité du réseau de transport et des grandes installations

Gaz de France Réseau Transport exploite le réseau de transport à partir de son centre de répartition national à Paris et de huit centres de surveillance régionaux. Ce système intégré permet d'assurer à la fois la surveillance des installations en termes de sécurité et leur pilotage en terme de mouvements de gaz et de maîtrise de la fourniture aux clients.

Le Groupe s'est engagé dans une démarche visant à obtenir une certification en matière de qualité pour ses activités de transport, de stockage et de regazéification. Sur ce périmètre, Gaz de France a été certifié en 2004 selon le référentiel ISO 9001 pour les activités de détermination des énergies livrées, d'odorisation du gaz livré, d'acheminement du gaz sur le réseau de transport et de regazéification dans les terminaux méthaniers. La certification de l'activité stockage devrait être également obtenue début 2006.

Une démarche de certification environnementale ISO 14001 a également été déployée. La certification a été obtenue pour les sites de stockage souterrain d'Étрез, Tersanne, Manosque, Céré-la-Ronde, Gournay-sur-Aronde et Germigny-sous-Coulombs, pour les terminaux méthaniers de Montoir-de-Bretagne et Fos-sur-Mer ainsi que pour la station de compression de Palleau. Ce programme se poursuit en vue de la certification pour fin 2006 de tous les sites SEVESO II de la direction des grandes infrastructures et de cinq stations de compression supplémentaires de Gaz de France Réseau Transport.

Le Groupe a également lancé en 2001 un programme pluriannuel d'inspection et de réparation systématique des canalisations de transport. A la fin de l'année 2004, plus d'un tiers de son réseau de transport avait été inspecté.

4.5.2.2 Distribution France

Le Groupe exploite le principal réseau de distribution de gaz naturel en France, raccordant la quasi-totalité des communes françaises de 10 000 habitants ou plus au sein de la zone couverte par ce réseau, et l'un des premiers réseaux de distribution en Europe. Au 31 décembre 2004, 44,9 millions de personnes vivaient dans les communes reliées aux réseaux de distribution de Gaz de France, représentant 76% de la population française. A cette date, ses réseaux de distribution en France mesuraient 174 540 kilomètres et comptaient environ 10,9 millions de points de livraison dans 8 868 communes en France. Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2004, les réseaux de distribution du Groupe en France ont transporté plus de 335 TWh de gaz.

Le tableau ci-dessous indique le chiffre d'affaires et le résultat d'exploitation du segment Distribution France du Groupe pour chacun des trois exercices clos les 31 décembre 2002, 2003 et 2004:

	Exercice clos le 31 décembre		
	2002	2003	2004
	<i>(en millions d'euros)</i>		
Chiffre d'affaires	3 106	3 305	3 193
Résultat d'exploitation	539	598	181 ⁽¹⁾

(1) Compte tenu d'une provision de 448 millions d'euros (voir paragraphe 5.2.2 – "Comparaison des exercices clos le 31 décembre 2003 et le 31 décembre 2004").

Le segment Distribution France a pour objet l'acheminement du gaz vendu par les fournisseurs de gaz aux clients finaux raccordés à ses réseaux de distribution. Les réseaux de distribution de Gaz de France acheminent du gaz à partir des points d'interface avec les réseaux nationaux ou régionaux de transport de gaz à haute pression vers la base de consommateurs située dans plusieurs milliers de communes en France.

Les réseaux de distribution de Gaz de France se sont développés au cours de la période 2000-2004 au rythme d'environ 3,5% par an en moyenne. Au cours de cette période, Gaz de France a gagné près de 900 000 nouveaux clients et raccordé 1 763 communes supplémentaires. La quasi-totalité des communes françaises de 10 000 habitants ou plus au sein de la zone couverte par le réseau de distribution du Groupe est raccordée. La zone de couverture exclut les zones desservies par les réseaux des distributeurs non nationalisés au moment de la création de Gaz de France en 1946, notamment Strasbourg, Bordeaux et Grenoble, ainsi que les 32 communes supplémentaires inscrites par l'arrêté du 3 avril 2000 au plan de desserte au titre des distributeurs non nationalisés en application de la loi n° 98-546 du 2 juillet 1998 portant diverses dispositions d'ordre économique et financier.

Le tableau ci-dessous décrit le développement des réseaux de distribution français de Gaz de France au cours des cinq dernières années:

	Exercice clos le 31 décembre				
	2000	2001	2002	2003	2004
Longueur du réseau (kilomètres)	152 300	158 200	163 950	169 244	174 540
Communes nouvelles raccordées	430	510	453	272	98
Utilisateurs raccordés (en millions)	10,2	10,4	10,6	10,8	10,9
Quantité brute acheminée (TWh)	291	314	299	321	335

Le Groupe prévoit qu'au cours des trois prochaines années, le raccordement de nouvelles communes se fera à un rythme moins soutenu qu'au cours de ces dernières années. Le Groupe souhaite en revanche augmenter sensiblement les extensions de réseau et le nombre de points de livraison dans les communes déjà desservies pour atteindre l'objectif de conquête de 1 million de nouveaux clients utilisant le gaz naturel pour le chauffage entre juillet 2003 et juillet 2007.

Le Groupe a également pour objectif d'investir dans l'amélioration de la qualité de la desserte et de la sécurité des réseaux de distribution, notamment par le remplacement des dernières canalisations en fonte grise par des canalisations moins fragiles. Une surveillance systématique du réseau de distribution est organisée en fonction de critères liés à l'ancienneté, à la pression, à l'environnement et aux caractéristiques des conduites. Cette surveillance du réseau a en général lieu tous les 12 à 36 mois. Pour le cas particulier des fontes grises, cette surveillance sera effectuée trois fois par an. Les résultats de ces missions de surveillance permettent de mettre en œuvre les travaux qui s'avèrent nécessaires. Le remplacement d'environ 2 040 kilomètres de canalisations en fonte grise restants au 31 décembre 2004 (chiffre très faible par rapport à d'autres pays européens) devrait être totalement achevé en 2007. Ce programme de remplacement a été accéléré à la suite de l'explosion d'un immeuble d'habitation de Mulhouse qui a fait 17 morts le 26 décembre 2004, et qui pourrait, en partie ou en totalité résulter d'une "fente" sur la canalisation principale de gaz devant cet immeuble (une information judiciaire pour "homicides et blessures involontaires" a été ouverte au lendemain de l'explosion). Le remplacement des canalisations en fonte grise devrait représenter une dépense totale de près de 520 millions d'euros au cours des trois prochaines années, en tenant compte des travaux connexes à réaliser.

4.5.2.2.1 Concessions

Gaz de France n'est pas propriétaire des réseaux de distribution en France, et exploite ceux-ci dans le cadre de concessions signées avec les collectivités locales (voir paragraphe 4.16.3 – "La distribution en France").

Au 31 décembre 2004, Gaz de France bénéficiait d'un portefeuille de 6 437 contrats portant sur un total de 8 868 communes desservies en gaz. Ces contrats sont pour la quasi-totalité des contrats de concession de gaz naturel conclus pour une durée initiale de 25 à 30 ans. Les contrats de concession attribuent à Gaz de France la responsabilité d'assumer le risque financier sur la durée des contrats et d'exploiter le réseau à ses risques et périls. Le prix que le concessionnaire perçoit est destiné à rémunérer les obligations mises à sa charge.

Les 8 868 communes desservies par Gaz de France dans le cadre des 6 437 contrats se répartissent en deux groupes:

- 8 851 communes relèvent des droits exclusifs attribués à Gaz de France par la loi du 8 avril 1946. Pour ces communes, Gaz de France est légalement le seul opérateur à qui elles peuvent confier la délégation de service public de distribution du gaz (voir paragraphe 4.16.3 – "La distribution en France"). Il s'agit des communes qui avaient effectivement concédé à Gaz de France leur distribution publique de gaz jusqu'au plan de desserte arrêté le 3 avril 2000, ainsi que les communes qui figurent au titre de Gaz de France dans ce plan de desserte.
- 17 communes relèvent de contrats de concession attribués à Gaz de France en 2003 ou 2004 pour une durée de 25 ou 30 ans à l'issue d'une mise en concurrence. Au terme de ces contrats, les collectivités locales pourront choisir un concessionnaire à l'issue d'une nouvelle mise en concurrence (voir paragraphe 4.16.3 – "La distribution en France"). Ces communes représentaient, au 31 décembre 2004, moins de 0,01% des clients et du chiffre d'affaires du segment Distribution France.

Au 31 décembre 2004, la moyenne de la durée restante des contrats de concession du Groupe (pondérée par volumes transportés) était de 19 ans. Le tableau ci-dessous fait apparaître le pourcentage de contrats de concession par échéance de renouvellement et le pourcentage que représente le volume de gaz acheminé en 2004 au titre de ces contrats par rapport au volume total de gaz acheminé en 2004:

Période	Pourcentage de contrats de concession arrivant à échéance	Pourcentage du gaz distribué en 2004 au titre des contrats de concession arrivant à échéance par rapport au volume total de gaz acheminé en 2004
2004-2008	2%	5%
2009-2013	5%	5%
2014-2023	27%	28%
2024 et au-delà	66%	62%

Les communes qui ne relèvent pas des droits exclusifs attribués à Gaz de France ont la liberté de faire appel à l'opérateur de leur choix après appel à la concurrence conformément à la loi n° 98-546 du 2 juillet 1998 portant diverses dispositions d'ordre économique et financier. Elles utilisent effectivement cette possibilité depuis 2003. Dans ce contexte, Gaz de France a gagné en 2003 et 2004 des concessions en gaz naturel pour desservir, sur une durée de 23 ou 30 ans, 58 nouvelles communes, dont 17 étaient effectivement desservies au 31 décembre 2004. Au 31 décembre 2004, la totalité des nouvelles concessions de gaz naturel mises en concurrence a été attribuée à Gaz de France. Des mises en concurrence en propane ont été engagées par quelques communes et plusieurs contrats propane ont été attribués à d'autres opérateurs.

4.5.2.2 Organisation de la distribution

Historiquement, l'activité de distribution du Groupe concernait l'exploitation de ses réseaux de distribution ainsi que la vente de gaz à ses clients. Le Groupe exerçait une partie importante de ses activités de distribution par l'intermédiaire de la Direction EDF GDF Services ("**DEGS**"). La DEGS était une direction commune à Gaz de France et à EDF visant à créer des économies d'échelle au profit des deux entreprises. Elle assurait la construction, l'exploitation et l'entretien des réseaux de distribution de gaz naturel du Groupe, ainsi que des fonctions de vente et de facturation. Toutefois, EDF et Gaz de France négociaient leurs propres contrats de concession, prenaient des décisions concernant les investissements sur les réseaux et fixaient les tarifs des services de manière indépendante. De même, EDF et Gaz de France prenaient en charge le marketing et l'animation du réseau de ventes de manière indépendante.

Du fait de la libéralisation du secteur énergétique et des exigences des directives européennes imposant une séparation des activités de réseaux et des activités commerciales, le Groupe a transformé la structure organisationnelle de ses opérations de distribution:

- Le Groupe a créé, au 1^{er} juillet 2004, une nouvelle direction propre à Gaz de France en charge des réseaux de distribution, Gaz de France Réseau Distribution ("**GRD**"), qui a pour objet de:
 - o définir les politiques techniques relatives au réseau;
 - o définir et conduire les politiques d'investissement et de développement des actifs des réseaux de distribution concédés à la Société;
 - o négocier, cosigner et gérer les contrats de concession et leurs avenants;
 - o assurer le caractère non discriminatoire du processus d'acheminement du gaz naturel et de l'accès au réseau de distribution; et
 - o assurer la responsabilité des relations courantes avec l'ensemble des autorités de régulation de l'énergie (ministère chargé de l'énergie, CRE, autorités concédantes de la distribution publique) au titre de ces activités.

GRD est ainsi responsable de la maîtrise d'ouvrage des réseaux de distribution du Groupe en France; GRD, en tant que direction propre à Gaz de France, fonctionne indépendamment d'EDF. GRD assure en particulier l'allocation des quantités de gaz consommées par les clients entre les différents fournisseurs et facture aux utilisateurs l'acheminement du gaz sur le réseau de distribution en fonction du tarif proposé par la CRE et fixé par le ministre chargé de l'énergie. La gestion du réseau de distribution par GRD est indépendante des opérations de production et de fourniture de Gaz de France et un certain nombre de règles de gouvernement d'entreprise permettent de prévenir toute pratique discriminatoire en matière d'accès aux réseaux (voir paragraphe 6.1.6 – "Gestion du réseau de distribution").

- Il a été créé conjointement avec EDF, au 1^{er} juillet 2004, un opérateur commun des réseaux de distribution d'électricité et de gaz dénommé EDF Gaz de France Distribution ("**EGD**"). Pour ce qui concerne Gaz de France, EGD a pour missions:
 - o la réalisation des travaux de construction, de développement et de maintenance du réseau de distribution de gaz;

- o l'exploitation technique du réseau et des ouvrages de distribution;
- o la réalisation des activités de comptage pour les clients alimentés en gaz; et
- o les relations quotidiennes avec les collectivités locales et les autorités concédantes (relations courantes relatives à l'exploitation ordinaire des réseaux: programmation des travaux, information, etc.).

Les activités d'EGD sont exercées dans des conditions qui garantissent la séparation comptable et les intérêts stratégiques de chaque groupe.

Sur un plan comptable, EGD est organisé avec une double comptabilité: une pour les activités gaz et une autre pour les activités électricité. En pratique, les activités exercées par EGD sont classées en deux catégories:

- o les activités qui ne relèvent que d'une énergie, le gaz ou l'électricité (par exemple, les travaux d'entretien ou de développement du réseau). Les charges afférentes à ces activités sont affectées directement dans la comptabilité de Gaz de France ou d'EDF selon qu'elles relèvent respectivement de l'électricité ou du gaz;
- o les activités mixtes exercées simultanément pour les deux énergies, telles que les opérations de relevé de compteur auprès des consommateurs de gaz et d'électricité. Ces activités communes sont comptabilisées en partie par Gaz de France et en partie par EDF selon des clefs de répartition représentatives de l'activité; ces clefs de répartition prennent notamment en compte le nombre de points de livraison de gaz et d'électricité.

Gaz de France et EDF ont par ailleurs défini les principes et modalités de gouvernance d'EGD (organisation, pilotage et évolution). Cet accord prévoit que chaque entreprise a la liberté de faire évoluer les activités qui lui sont propres au sein d'EGD. En cas de décision d'une entreprise ayant un impact, notamment économique, sur l'autre entreprise au travers d'EGD, une étude d'impact est conduite, et le préjudice éventuel est compensé par le versement d'une indemnité financière et/ou par modification de l'accord conclu entre les deux entreprises. Les décisions relatives aux activités mixtes sont prises en commun par les deux entreprises.

Deux instances permettent de prendre les décisions communes aux deux entreprises concernant la gouvernance d'EGD. Les missions respectives de chaque instance sont établies en cohérence avec les délégations de pouvoirs conférées aux différents responsables:

- o un comité traite des aspects de pilotage qui sont propres aux missions confiées aux gestionnaires de réseau; il est composé de deux responsables des gestionnaires de réseau de distribution de chacun des deux groupes; ces responsables disposent chacun d'un droit de vote égal; le directeur d'EGD participe également à ce comité mais ne dispose pas d'un droit de vote; et
- o un directoire au niveau de chacun des deux groupes est chargé de veiller à la cohérence des politiques générales des deux groupes vis-à-vis d'EGD et prend les décisions qui ne sont pas du ressort des gestionnaires de réseau; il est composé de deux responsables de chacun des deux groupes qui disposent d'un droit de vote égal.

Ni Gaz de France ni EDF ne peuvent en conséquence se voir imposer de décision sans l'accord de l'autre partie. Par ailleurs, l'article 5 de la loi n° 46-628 du 8 avril 1946 dans sa rédaction issue de l'article 2 de la loi n° 2004-803 du 9 août 2004 dispose que "chacune des sociétés assume les conséquences de ses activités propres dans le cadre des services communs non dotés de la personnalité morale".

- EGD gère encore la fourniture de gaz naturel (vente et facturation) pour les clients non éligibles (clients particuliers). Les charges de cette activité sont intégralement répercutées par le segment Distribution France au segment Achat-Vente d'Energie. Il est prévu de transférer au segment Achat-Vente d'Energie tout ce qui concerne la fourniture de gaz (vente et facturation) pour les clients particuliers d'ici la libéralisation totale du marché du gaz en juillet 2007.

4.5.2.2.3 Accès aux réseaux de distribution

GRD donne un accès transparent et non discriminatoire à son réseau de distribution aux acheteurs de gaz éligibles, aux fournisseurs ou à leurs mandataires (voir paragraphe 4.16 – “Environnement législatif et réglementaire en France”). Comme dans le cas du réseau de transport, GRD publie les conditions générales d’utilisation des ouvrages et installations de distribution, et les communique à la CRE.

Les utilisateurs des réseaux de distribution de GRD doivent respecter les conditions générales de cet accès. Les expéditeurs qui sont, selon le cas, le client éligible, le fournisseur ou leur mandataire, signent un contrat d’acheminement avec GRD. Le contrat d’acheminement contient notamment:

- les conditions de rattachement des points de livraison au contrat d’acheminement;
- les conditions tarifaires (prix et compléments éventuels);
- les règles de détermination des quantités acheminées; et
- les modalités de facturation.

Le contrat de livraison organise dans la durée les relations entre les clients éligibles et GRD et définit les conditions de livraison. Il peut revêtir deux formes:

- soit la forme d’un contrat spécifique adapté aux besoins du client (appelé alors “contrat de livraison direct”);
- soit la forme de conditions standard de livraison fixées de façon uniforme pour tous les clients n’ayant pas de besoin particulier.

4.5.2.2.4 Tarifs d’acheminement sur le réseau de distribution

GRD publie les tarifs qu’il facture pour la distribution. Ces tarifs sont fixés par les pouvoirs publics suivant les mêmes principes généraux que ceux appliqués pour déterminer les tarifs d’utilisation des réseaux de transport (voir paragraphe 4.5.2.1.1 – “Réseau de transport / Tarifs d’acheminement”). Le taux de rémunération appliqué à la base d’actifs régulés est de 7,75% réel avant impôts sur les sociétés pour tous les actifs, quelle que soit leur date de mise en service.

La base d’actifs régulés comprend tous les actifs de l’activité de distribution et notamment les groupes d’actifs suivants: conduites et branchements, postes de détente, compteurs, autres installations techniques, construction, informatique. Pour déterminer les coûts fixes annuels, la CRE applique, selon les ouvrages, une durée d’amortissement de 4 à 45 ans. Les conduites et branchements, qui représentent 96% des actifs figurant dans la base d’actifs régulés, sont amortis sur une durée de 45 ans.

L’estimation du niveau moyen de la base d’actifs régulés sur laquelle les tarifs d’utilisation du réseau de distribution actuellement en vigueur ont été déterminés s’élève à 11 742 millions d’euros. A titre d’information, Gaz de France estime que le niveau de la base d’actifs régulés au 1^{er} janvier 2005 s’élevait à 11 937 millions d’euros, en tenant compte des investissements budgétés en 2005 et des actifs qui seront intégralement amortis en 2005.

GRD a mis en application dès le 1^{er} juillet 2004 la proposition tarifaire de la CRE en date du 19 décembre 2003 pour l’utilisation des réseaux de gaz naturel. Cette proposition avait été élaborée par la CRE pour s’appliquer au plus tard “à partir du 1^{er} juillet 2004” pour une durée “de l’ordre de 12 à 18 mois”. Les tarifs correspondants ont été fixés par le décret du 11 janvier 2005 et par l’arrêté du 14 janvier 2005 (sans indication de durée).

Les mêmes tarifs d’utilisation du réseau de distribution sont pratiqués sur l’ensemble des zones exploitées par GRD. Ils comportent quatre options tarifaires principales dépendant uniquement des caractéristiques de consommation du client final concerné:

- trois options de type binôme qui comprennent chacune un abonnement et un terme proportionnel aux quantités livrées; et

- une quatrième option de type trinôme qui comprend un abonnement, un terme proportionnel à la capacité journalière souscrite et un terme proportionnel aux quantités livrées.

Un tarif complémentaire, dit de "proximité", est destiné aux consommateurs importants situés à proximité immédiate du réseau de transport. Il comporte un abonnement, un terme proportionnel à la capacité journalière souscrite et un terme proportionnel à la distance du réseau de transport.

4.5.2.3 Transport-Distribution International

Depuis plusieurs années, Gaz de France étend sa présence dans les réseaux de transport et de distribution en Europe. Cette stratégie répond à deux objectifs:

- elle permet à Gaz de France de participer au développement des grandes infrastructures de transport assurant l'acheminement du gaz vers l'Europe occidentale; et
- elle s'inscrit dans une stratégie de développement du Groupe comme opérateur intégré à l'échelle européenne, mettant à profit son savoir-faire sur le territoire national pour saisir les opportunités de croissance du nouveau marché ouvert en Europe.

L'importance de cette démarche est illustrée par le graphique qui figure au début du présent document de base, qui montre les grands gazoducs d'importation en Europe ainsi que les réseaux en place dans chaque pays, notamment en Europe de l'Est.

Ainsi, les sociétés dans lesquelles Gaz de France détient des participations incluent des sociétés qui gèrent de grandes artères de transport en Allemagne, Autriche, Belgique et Slovaquie, et des filiales de distribution en Allemagne, Hongrie, Italie, Portugal et Slovaquie. Le Groupe détient par ailleurs des participations dans des sociétés en Amérique du Nord et du Sud, ainsi que dans un terminal méthanier en Inde.

Le tableau ci-dessous fournit certaines informations financières pour le segment Transport-Distribution International pour chacun des trois exercices clos les 31 décembre 2002, 2003 et 2004. Un certain nombre de participations du Groupe sont minoritaires, Gaz de France étant associé à des partenaires gaziers ou électriques ou à des partenaires locaux lui permettant d'avoir une meilleure assise locale. Les chiffres ci-dessous tiennent compte des règles de consolidation (intégration globale ou proportionnelle) pour les filiales dans lesquelles Gaz de France détient des parts minoritaires:

	Exercice clos le 31 décembre		
	2002	2003	2004
	(en millions d'euros)		
Chiffre d'affaires ⁽¹⁾	1 061	1 304	1 424
Résultat d'exploitation	62	239	265
Quote-part des résultats des sociétés mises en équivalence	7	5	2

⁽¹⁾ Les ventes de gaz n'étant pas encore séparées du segment Transport-Distribution International, les chiffres d'affaires et les résultats d'exploitation inclus dans ce segment comprennent les ventes de gaz (voir paragraphe 4.5.1.1.1 – "Vente d'énergie / L'offre de Gaz de France et la politique de marques / Clients des filiales du segment Transport-Distribution International").

4.5.2.3.1 *Slovaquie: SPP*

L'acquisition par le Groupe en 2002 d'une participation dans la société slovaque SPP répond aux deux critères stratégiques cités ci-dessus. SPP gère une partie importante du système de transit du gaz russe vers l'Europe occidentale, et constitue également une société intégrée de transport, de distribution et de vente de gaz en Slovaquie. SPP exploite le réseau de transport de Slovaquie qui occupe une position stratégique sur le gazoduc transeuropéen transportant la majeure partie du gaz russe vendu en Europe de l'Ouest. Avec 1,4 million de clients au 31 décembre 2004, SPP est également le fournisseur et l'opérateur du réseau de distribution de gaz en Slovaquie, Etat devenu membre de l'Union européenne le 1^{er} mai 2004. Au 31 décembre 2004, la quote-part du Groupe dans le chiffre d'affaires de SPP a représenté 2,4% du chiffre d'affaires du Groupe et la quote-part du Groupe dans l'actif net de SPP a représenté 1,1% des capitaux propres part du groupe.

Le Groupe détient, comme E.On-Ruhrgas, une participation indirecte de 24,5% dans SPP et l'Etat slovaque le solde du capital. La société russe Gazprom, principal fournisseur de SPP, détenait une option d'acquisition d'un tiers des participations du Groupe et de E.On-Ruhrgas, mais cette option a expiré en juillet 2004. Les parties sont actuellement en discussion avec Gazprom concernant la possibilité d'accorder à ce dernier une option exerçable en 2005 en vue d'une entrée indirecte de Gazprom dans le capital de SPP.

Un Office de régulation a été créé en Slovaquie en août 2001. La loi locale sur l'énergie, qui transpose la 2^{ème} directive européenne, est entrée en vigueur le 1^{er} janvier 2005. Ses principales dispositions sont les suivantes:

- éligibilité de tous les clients, sauf les particuliers, au 1^{er} janvier 2005, puis éligibilité totale au 1^{er} juillet 2007; la loi dispose toutefois que l'ouverture du marché ne doit pas conduire à des ventes de gaz par SPP inférieures au minimum d'enlèvement des clauses de *take-or-pay* de ses contrats d'importation;
- principe d'une régulation spécifique du transit, qui sauvegarde les intérêts de SPP puisque son tarif de transit est établi par comparaison avec les transits effectués par les sociétés gazières d'autres pays; et
- séparation juridique des activités de réseaux (SPP va mettre en œuvre cette séparation, qui sera effective début 2006).

◆ Ventes de gaz

SPP a vendu 6,5 milliards de mètres cubes de gaz naturel à 1,4 million de clients au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2004. A cette date, SPP détenait 100% du marché des clients éligibles en Slovaquie. SPP achète à Gazprom la quasi-totalité du gaz qu'il distribue.

◆ Transport

SPP détient et exploite le réseau de transport de gaz de Slovaquie d'une longueur totale de 8 408 kilomètres au 31 décembre 2004 (réseaux de transit inclus). Ce réseau comprend deux éléments principaux:

- la portion du réseau de SPP comprenant une partie du gazoduc de transit est-ouest mesure 2 267 kilomètres et s'étend de la frontière slovaquo-ukrainienne à la frontière slovaquo-tchèque. Ce gazoduc a une capacité totale de 93 milliards de mètres cubes par an. SPP réserve contractuellement 95% de la capacité de son réseau de transit à des clients tels que Gazprom (jusqu'en 2008), Wintershall (premier producteur allemand de pétrole et de gaz naturel), VNG (société allemande de négoce et de services dans le domaine du gaz) et Transgas (société gazière tchèque). La capacité réservée par Gazprom inclut une partie utilisée pour le transport du gaz naturel à destination de la France. En outre, le système de transit de SPP inclut quatre stations de compression le long de ce gazoduc, avec une puissance totale de 1 077 mégawatts;
- SPP exploite un réseau de transport de 6 141 kilomètres destiné au transport de gaz vers le marché slovaque.

SPP, Nafta et Gaz de France détiennent respectivement 35%, 35% et 30% (43,37% en incluant la participation détenue indirectement par le Groupe au travers de SPP) du capital de Pozagas, qui possède des installations de stockage situées près des réseaux de transport de SPP avec une capacité utile de 620 millions de mètres cubes. SPP dispose contractuellement de 300 millions de mètres cubes de capacité dans ces installations contre 160 millions de mètres cubes jusqu'en 2012 pour le Groupe. Nafta, détenue à 56% par SPP, est l'opérateur des installations de stockage de Pozagas. Nafta possède également des installations de stockage en République tchèque, de même qu'une autre filiale de SPP, SPP Bohemia.

◆ Distribution

SPP possède et exploite le réseau de distribution de gaz de Slovaquie. Au 31 décembre 2004, son réseau de distribution avait une longueur totale de 22 865 kilomètres et était raccordé à environ 1,4 million de clients. 73% des villes et villages de Slovaquie, représentant 80% de la population de ce pays, sont raccordés au réseau de distribution de SPP.

4.5.2.3.2 Filiales de transport

◆ Allemagne

MEGAL GmbH (“**MEGAL**”) (détenue à 43% par le Groupe, 50% par E.On et 5% par ÖMV (société énergétique autrichienne) et 2% par Stichting Megal, société elle-même détenue à parts égales par le Groupe et E.On) constitue un maillon essentiel en Allemagne pour le transit du gaz russe vers la France. En effet, son gazoduc constitue l’artère transportant la totalité du gaz russe transporté vers la France et une grande partie à destination de l’Allemagne. MEGAL possède un réseau de canalisations de 1 075 kilomètres de long reliant les frontières tchèque et autrichienne à la frontière française. En 2004, le Groupe utilisait 58,5% de la capacité du réseau de canalisation de MEGAL.

◆ Autriche

BOG (détenue à 44% par le Groupe à 51% par ÖMV et à 5% par E.On-Ruhrgas) dispose du droit de commercialiser jusqu’en 2014 les capacités d’une canalisation de 245 kilomètres détenue par ÖMV allant de la frontière slovaque à la frontière allemande avec une connexion à la canalisation de transport MEGAL. En 2004, le Groupe utilisait 72% de la capacité de cette canalisation.

◆ Belgique

SEGEO (détenue à 25% par le Groupe et à 75% par Fluxys) possédait au 31 décembre 2004 une canalisation de 160 kilomètres allant des Pays-Bas à la France, transportant principalement du gaz provenant de mer du Nord. Le Groupe a souscrit 80% des capacités de cet ouvrage.

4.5.2.3.3 Filiales de distribution

◆ Allemagne

GASAG est détenue à 31,6% par le Groupe, 31,6% par Vattenfall Europe (société d’électricité suédoise) et 36,85% par E.On-Ruhrgas. GASAG détient une participation de 75,1% dans la société Erdgas Mark Brandenburg (“**EMB**”). Au 31 décembre 2004, le groupe GASAG desservait plus de 770 000 clients, principalement particuliers, à Berlin et dans le Brandebourg, grâce à des réseaux de distribution longs de 7 000 kilomètres pour GASAG et 3 800 kilomètres pour EMB. Les ventes consolidées de gaz du groupe GASAG en 2004 se sont élevées à 26,1 TWh.

GASAG possède et exploite également des installations de stockage d’une capacité utile de 380 millions de mètres cubes. Vattenfall Europe et le Groupe ont signé un pacte d’actionnaires régissant leur contrôle conjoint de GASAG qui expire en 2018 et sera résiliable chaque année à partir du 31 décembre 2007.

◆ Hongrie

Egaz (détenue à 99,42% par le Groupe depuis 2004) et Degaz (détenue à 99,77% par le Groupe depuis 2004) disposaient ensemble d’une part de marché de 24% sur le marché hongrois au 31 décembre 2004 (en termes de volumes de gaz naturel vendus). A la même date, leurs réseaux de distribution totalisaient 22 530 kilomètres et desservaient plus de 752 000 clients.

◆ Italie

Le Groupe détient une participation de 33% dans les sociétés de distribution et de commercialisation Arcalgas Progetti et Arcalgas Energie et de 40% dans la société Italcogim. Le solde du capital de ces sociétés est détenu par leurs actionnaires historiques. Gaz de France dispose d’une option d’achat qui lui permettra de détenir 100% du capital des sociétés Arcalgas Progetti et Arcalgas Energie. Ces options d’achat sont exerçables à partir de mai 2006 et pour une durée de quatre mois. Les vendeurs disposent pour leur part d’une option de vente sur la totalité de leur participation dans ces deux sociétés exerçable pendant la même durée. Gaz de France dispose d’options d’achat lui permettant de détenir 100% du capital social d’Italcogim, exerçables à partir d’août 2003 et jusque début août 2008. Le vendeur dispose d’une option de vente portant sur sa participation, exerçable à partir d’août 2008 et pour une durée de six mois. Voir paragraphe 4.17.1 – “Risques relatifs à l’ouverture du marché européen du gaz naturel: la réglementation de certains pays européens pourrait freiner l’expansion du Groupe hors de France”. Ces options sont exerçables pour un montant total de 380 millions d’euros (104 millions d’euros pour les sociétés Arcalgas et 276 millions d’euros pour la société Italcogim).

Au 31 décembre 2004, Arcalgas Energie desservait près de 155 000 clients particuliers et 190 clients industriels grâce au réseau d'Arcalgas Progetti long de 3 427 kilomètres situé au nord de l'Italie. Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2004, Arcalgas Energie a vendu près de 5 TWh de gaz naturel.

Au 31 décembre 2004, Italcogim desservait près de 552 000 clients particuliers et 210 clients industriels grâce à un réseau de 7 934 kilomètres situé dans 256 zones de concession principalement au sud de l'Italie (Pouilles) et au centre (sud de Rome) et une implantation moins importante dans le nord (environs de Milan, nord-est). Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2004, Italcogim a vendu environ 8,4 TWh de gaz naturel.

◆ Portugal

Le Groupe détient une participation de 12,67% dans Portgas aux côtés de Elyo (12,67%) et de NQF Gas (25,4%) dans le cadre d'un pacte d'actionnaires. Le Portugal a obtenu une dérogation lui permettant de ne pas transposer la directive européenne sur le gaz avant 2007. De fait, le marché sur la zone de concession de Portgas n'est pas ouvert à la concurrence. Au 31 décembre 2004, Portgas desservait plus de 139 300 clients grâce à un réseau de 2 249 kilomètres.

4.5.2.3.4 *Filiale de commercialisation*

En Belgique, le Groupe a conclu un accord avec l'Association Liégeoise du Gaz ("**ALG**") et a acquis, le 18 juin 2004, 50% de sa filiale belge de commercialisation de gaz naturel ALG Négoce. Au 31 décembre 2004, ALG Négoce desservait plus de 2 900 clients industriels ou tertiaires et avait vendu 87 millions de mètres cubes de gaz. Ce partenariat amènera ALG Négoce à acquérir les clients ALG au fur et à mesure de leur éligibilité (éligibilité totale prévue en 2007 avec la commercialisation de gaz à 186 000 clients particuliers).

4.5.2.3.5 *Filiales hors d'Europe*

◆ Canada

Gaz Métropolitain (détenu indirectement à 13,6% par le Groupe) est le troisième distributeur de gaz naturel au Canada et l'unique distributeur de gaz dans l'Etat du Vermont aux Etats-Unis. Au 31 décembre 2004, Gaz Métropolitain desservait plus de 193 800 clients à partir de réseaux de distribution totalisant 10 504 kilomètres.

Intragaz (détenu indirectement à 40% par GDF Québec) détient le droit de gérer et d'exploiter des installations de stockage au Québec avec une capacité utile de 130 millions de mètres cubes au 31 décembre 2004. La capacité de stockage est entièrement utilisée contractuellement par Gaz Métropolitain.

◆ Mexique

Le Groupe détient, par l'intermédiaire de filiales détenues à 100% (Consortio Mexigas, Tamauligas et Natgasmex), trois licences de distribution de gaz naturel au Mexique. En vertu de ces licences, le Groupe a distribué du gaz naturel à près de 180 000 clients dans les banlieues de Mexico, à Puebla et dans la région de Matamoros (Norte Tamaulipas) au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2004. Il a vendu plus de 5 TWh à ses clients directs et acheminé plus de 13 TWh pour le compte de tiers.

Le Groupe est le propriétaire unique du gazoduc Bajio de 200 kilomètres de long dans le centre du Mexique. Transnatural, une société commune du Groupe avec Gas Natural, gazier historique espagnol, dans laquelle chaque partie détient 50% du capital, a contractuellement réservé pour 30 ans toute la capacité de ce gazoduc pour la revendre auprès d'industriels et de Gas Natural Mexico, un distributeur mexicain de gaz, filiale de Gas Natural.

Le Groupe détient 67,5% de Energia Mayakan (société propriétaire du gazoduc Mayakan), d'une longueur de 700 kilomètres, situé dans la péninsule du Yucatan. CFE, la société nationale d'électricité du Mexique, a contractuellement réservé 98% de la capacité de ce gazoduc jusqu'en 2026. Ce contrat à long terme a permis au Groupe d'obtenir de la Banque Interaméricaine de Développement un financement d'un montant de 240 millions de dollars nécessaire au programme de construction et de renforcement des ouvrages.

◆ Amérique du Sud

En Uruguay, Gaseba Uruguay (détenue à 51% par le Groupe) gère le réseau de distribution de gaz de Montevideo en vertu d'une licence de 30 ans et desservait 45 000 clients au 31 décembre 2004.

En Argentine, le Groupe possède actuellement 15% de Gas Nea, qui distribue du gaz naturel dans une seule des cinq provinces constituant sa concession au nord-est de l'Argentine. En août 2002, le Groupe a signé un contrat mettant en place des options d'achat et de vente au titre de cette participation, qui doivent lui permettre de sortir du capital de cette société en juin 2005, sous réserve de l'obtention des autorisations réglementaires. Il en demeurera l'opérateur technique jusqu'à cette date.

◆ Inde

Petronet LNG, société créée à l'initiative des autorités indiennes pour la réalisation de projets d'importation de GNL en Inde, a développé la première chaîne d'approvisionnement en GNL du marché indien, avec un terminal méthanier à Dahej (dans l'Etat du Gujarat) mis en service en janvier 2004.

Le Groupe est partenaire du projet de Dahej dans le cadre d'un contrat de service conclu avec Petronet LNG qui prévoit une assistance technique pour l'exploitation et la maintenance des équipements. Il détient 10% de Petronet LNG, dont 34,8% des actions sont admises à la cote sur le marché réglementé indien et qui est devenue la troisième société indienne par le nombre d'actionnaires.

4.6 CONCURRENCE

L'intégration du Groupe sur les différents métiers de la chaîne gazière ainsi que l'évolution de son environnement réglementaire l'exposent à différents types de concurrence. Gaz de France estime que les principaux facteurs de succès sur son secteur d'activité sont la qualité du service, l'accueil, les prix du gaz et la capacité des acteurs à disposer de contrats d'acheminement.

4.6.1 Fourniture d'énergie et de services

4.6.1.1 Vente d'énergie

La mise en œuvre des directives européennes de 1998 et 2003 sur l'ouverture du marché du gaz en Europe ainsi que la mise en place progressive d'une nouvelle organisation de ce marché au travers de l'apparition de *hubs* et de marchés *spot* gaziers au Royaume-Uni et, plus récemment, en Belgique et aux Pays-Bas, tendent progressivement à accroître la concurrence sur le marché du gaz naturel européen. Ce développement de la concurrence se traduit essentiellement par la possibilité pour un nombre croissant de consommateurs de s'adresser au fournisseur de leur choix ainsi que par la mise en œuvre de l'accès des tiers aux réseaux de transport, de distribution et aux infrastructures de GNL nécessaires pour mettre en pratique ce libre choix du fournisseur (voir paragraphe 4.16 – "Environnement législatif et réglementaire en France").

Sur le marché des grands clients ayant le droit de choisir leur fournisseur en France depuis août 2000, Gaz de France a ainsi conservé la grande majorité des contrats, la part prise par les opérateurs concurrents depuis l'ouverture des marchés étant limitée à 27,2 TWh en 2004. La part de marché de Gaz de France sur le marché des grands clients industriels et commerciaux sur la France entière est ainsi passée de un peu moins de 73% en 1999 à 65% à fin 2004. Les pertes de parts de marchés sur les volumes éligibles se sont effectuées essentiellement au profit de Total, Distrigaz, Norsk Hydro et BP.

Dans d'autres marchés européens ciblés par Gaz de France, celui-ci doit faire face à des opérateurs historiques qui détiennent des parts de marché très importantes, notamment Centrica, Gasunie, Distrigaz, E.On-Ruhrgas, Wingas, ENI et Gas Natural.

4.6.1.2 Exploration-Production

L'activité Exploration-Production est sujette à une concurrence importante entre opérateurs pétroliers et gaziers dans l'acquisition de biens et de permis en vue de l'exploration et de la production de pétrole et de gaz naturel, avec en particulier une concurrence très intense dans le domaine de l'acquisition de ressources non développées. Le Groupe a produit environ 5 milliards de mètres cubes de gaz naturel en 2004. Il se situe au quatorzième rang des sociétés productrices de gaz naturel en Europe (données 2003 – source:

Cedigaz). Les principaux acteurs du secteur sont ExxonMobil, le groupe Royal Dutch Shell, BP, Total et ENI. Toutefois, en termes de taille et de nature de l'activité, Gaz de France peut être comparé aux autres acteurs dont les activités sont centrées sur le gaz ayant développé une activité Exploration-Production, tels que RWE, E.On-Ruhrgas, Centrica et Gas Natural.

4.6.1.3 Services

Les principaux concurrents du Groupe pour les services énergétiques classiques en France sont Dalkia (groupe Veolia Environnement) et Elyo (groupe Suez), qui détiennent ensemble la majorité du marché. Dans les autres activités de services (gaz naturel véhicule, gestion des installations en environnement contrôlé, maintenance industrielle), le Groupe doit faire face à une concurrence importante au niveau national ou régional dans un contexte de marché généralement éclaté.

Sur le marché de la maintenance de chaudières individuelles, principalement domestique, CGST Save - Savelys occupe une position de leader en France et l'un des leaders en Europe.

En Italie, Cofathec Servizi, filiale du Groupe est, derrière Dalkia, deuxième sur le marché des services énergétiques classiques qui devrait voir l'arrivée de nouveaux entrants, notamment Enel.

Au Royaume-Uni, Cofathec Heatsave, filiale de Gaz de France, a pour principaux concurrents WS Atkins, Drake & Skull, Dalkia et Jonhson Control qui proposent tous des offres globales de services aux immeubles.

4.6.2 **Infrastructures**

Si les infrastructures de transport et de distribution permettent de mettre en œuvre la concurrence sur la fourniture de gaz à travers l'accès des tiers aux réseaux, la détention et l'exploitation de ces infrastructures restent par nature peu ouvertes à la concurrence.

En Europe, les opportunités de croissance se matérialisent essentiellement par des acquisitions d'opérateurs de réseaux existants ou le développement de nouvelles infrastructures telles que des terminaux méthaniers (Fos Cavaou) ou de nouveaux grands gazoducs (Gazoduc Méditerranée pour l'acheminement du gaz algérien vers l'Espagne), et il existe une concurrence forte entre candidats potentiels dans le cadre de ces acquisitions.

4.6.2.1 Transport

En France, les réseaux existants sont la propriété de Gaz de France Réseau Transport et du groupe Total. Ouverte à tout titulaire d'une autorisation délivrée après enquête publique en fonction de certains critères visés dans la loi applicable, la construction de canalisations ou d'autres infrastructures de transport requiert de très lourds investissements.

4.6.2.2 Distribution France

L'activité Distribution France reste très majoritairement exercée par Gaz de France et par les distributeurs non nationalisés visés dans la loi du 8 avril 1946. Sur le territoire national, 22 entreprises locales et Gaz de France se partagent le marché de la distribution du gaz en réseau. Ces entreprises locales de distribution représentent 5% de la distribution de gaz en France, le reste de la distribution étant assuré par Gaz de France. Le Groupe détient des parts dans trois des plus grandes entreprises locales de distribution: Gaz de Strasbourg avec 24,9% aux côtés de Total et de la ville de Strasbourg, Gaz de Bordeaux avec 16,0% aux côtés de Total, de Dalkia et de la ville de Bordeaux, et Gaz Electricité de Grenoble avec 4,3% aux côtés d'Elyo, d'EDF et de la ville de Grenoble.

Pour les communes qui ont effectivement concédé leur distribution publique de gaz au 11 avril 2000 ou figurant au titre de Gaz de France dans le plan de desserte arrêté le 3 avril 2000, Gaz de France bénéficie de droits exclusifs au titre de la loi du 8 avril 1946. Il est alors le seul opérateur à qui ces collectivités locales peuvent confier la délégation de service public de distribution du gaz (voir paragraphe 4.16.3 – "La distribution en France").

Les autres communes, lorsqu'elles souhaitent être approvisionnées en gaz, procèdent à des mises en concurrence auprès des distributeurs de gaz conformément à la loi du 2 juillet 1998 (voir paragraphe 4.16.3 – “La distribution en France”). Au 31 décembre 2004, la totalité des nouvelles concessions en gaz naturel a été remportée par Gaz de France. De plus, des mises en concurrence en propane ont été engagées par quelques communes. Dans ce domaine, Primagaz, Butagaz et Antargaz, notamment, se portent candidats. Gaz de France n'a pas participé à ces mises en concurrence, considérant la rentabilité de ces exploitations insuffisante. Au 31 décembre 2004, une vingtaine de mises en concurrence en propane ont été initiées, dont sept ont débouché sur la conclusion d'un contrat.

4.7 SYSTEMES D'INFORMATION

Gaz de France est propriétaire de la plupart de ses systèmes d'information. Il met également en œuvre un système SAP, “RAPSODIE”, pour le support des activités des différents métiers ainsi que pour certaines fonctions transverses. Un système de télécommunications permettant l'exploitation du réseau de transport du gaz complète le système d'information du métier du transport. Par ailleurs, Gaz de France et EDF coopèrent pour les systèmes d'information de leurs activités communes: opérateur commun des réseaux de distribution (EGD) notamment (voir paragraphe 4.5.2.2 – “Organisation de la distribution”). Ces dispositions ont fait l'objet d'une convention de partenariat entre les deux entreprises en date du 17 juillet 2004 portant sur leur direction commune – direction informatique et télécommunications (“DIT”). Cette convention définit notamment les droits de propriété et d'usage entre les deux entreprises sur tous les logiciels qui ont été développés jusque là. La convention précise par ailleurs que toute nouvelle réalisation commune doit faire l'objet d'une contractualisation préalable sur les modalités de financement et les droits de propriété.

Gaz de France a lancé en 2004 le projet “Maîtrise d'œuvre informatique cible” (MIC) visant à:

- rapatrier en son sein les prestations 100% Gaz de France réalisées jusque là par la DIT;
- pouvoir piloter directement l'ensemble de la maîtrise d'œuvre informatique des systèmes d'information purement gaziers; et
- assurer la maîtrise d'ouvrage et la maîtrise d'œuvre de son réseau de transmission de données.

En vue de la libéralisation des marchés français et européens du gaz, Gaz de France a entrepris des modifications significatives du contenu et de l'architecture de ses systèmes d'information. Il a ainsi mis à jour ses systèmes de facturation et amélioré sa capacité à commercialiser ses services pour la clientèle des professionnels à l'échéance de juillet 2004. Gaz de France a également lancé cette même année un programme similaire pour la clientèle des particuliers afin de se préparer à l'ouverture totale du marché gazier en juillet 2007. Le Groupe développe par ailleurs des systèmes d'information qui permettent la gestion indépendante de ses réseaux de transport et de distribution (notamment en termes de facturation et d'allocation de gaz acheminé dans les réseaux de transport et de distribution à plusieurs fournisseurs), en conformité avec la réglementation en vigueur. Il estime que le montant total des coûts liés aux systèmes d'information entre 2005 et 2007 sera de l'ordre de 263 millions d'euros par an. En particulier, Gaz de France prévoit de dépenser au cours de cette période environ 85 millions d'euros par an, en France et sur un périmètre incluant Gaz de France (hors filiales) et Gaz de France Réseau Transport, pour mettre à jour les infrastructures de ses systèmes d'information destinés à la commercialisation et aux réseaux de transport et de distribution en France (voir paragraphe 4.17 – “Facteurs de Risques”).

4.8 RECHERCHE ET DEVELOPPEMENT

Les programmes de recherche et développement de Gaz de France ont pour objectif de contribuer à la compétitivité du Groupe en proposant aux différents métiers des solutions innovantes en termes d'outils, de produits ou de services. Dans le contexte de marché ouvert dans lequel évoluent déjà certains de ces métiers, l'objectif est de leur conférer des avantages concurrentiels durables. Dans le domaine des activités régulées du Groupe, il s'agit d'optimiser la performance en prenant en compte les contraintes fixées par le régulateur.

Pour accompagner et anticiper les évolutions du Groupe ainsi que les attentes et besoins de ses clients, la direction de la recherche de Gaz de France a élargi son champ d'action, traditionnellement centré sur les techniques, aux activités commerciales et aux services.

L'effort de recherche et développement de Gaz de France s'est élevé à un peu de plus de 0,4% de son chiffre d'affaires en 2004. La direction de la recherche, regroupant 589 personnes au 31 décembre 2004, est implantée sur deux sites en région parisienne:

- le centre de recherche principal à Saint-Denis; et
- le centre d'Alfortville, spécialisé notamment en métrologie et en équipements de réseaux.

Les dépenses brutes de la direction de la recherche de Gaz de France ont été de l'ordre de 80 millions d'euros par an sur la période 2002-2004, niveau qui devrait être sensiblement équivalent en 2005.

Les axes de recherche

La direction de la recherche exerce la majeure partie de ses activités dans le cadre d'un contrat triennal interne au Groupe dont les axes couvrent la totalité de la chaîne du gaz et deux domaines transverses: l'économie et l'environnement. Le plan est axé autour de huit programmes majeurs:

Amont et stockage. Ce programme porte sur l'optimisation des coûts, l'amélioration de la performance d'exploitation et la gestion des risques dans les domaines de l'exploration-production, du GNL et des stockages souterrains. Par ailleurs, il couvre des techniques innovantes telles que l'*off shore* GNL, le *gas to liquid* et le gaz naturel comprimé.

Transport. Ce programme porte sur la performance économique et industrielle du réseau de transport, l'amélioration de la sécurité des ouvrages et la maîtrise des impacts sur l'environnement. Il a également pour objet l'adaptation aux nouvelles règles d'interopérabilité des réseaux européens et étudie des techniques innovantes de transport du gaz.

Distribution. Ce programme porte sur la performance économique et industrielle des réseaux, l'amélioration de la sécurité des ouvrages et le développement de techniques respectueuses de l'environnement. Il étudie également l'intégration des nouvelles technologies de l'information (géolocalisation, télécomptage, etc.) pour optimiser et fiabiliser l'exploitation des réseaux et contribue à l'adaptation des méthodes de Gaz de France à d'autres pays (filiales).

Industrie. Dans le cadre de ce programme, Gaz de France cherche à étendre la gamme de services et de produits innovants qu'il propose aux clients industriels et à les aider à optimiser leurs *process* industriels (performance énergétique, environnement). Par ailleurs, le programme travaille dans le domaine de l'optimisation de la production et de la distribution de fluides industriels (*utilities*), ainsi que dans celui du traitement des déchets industriels.

Résidentiel et tertiaire. Les activités de Gaz de France dans le domaine résidentiel et tertiaire ont pour but de conforter les avantages technologiques et compétitifs de ses offres traditionnelles gaz (chauffage, cuisson), tout en développant de nouvelles offres autour de la maîtrise de l'énergie et de la complémentarité du gaz naturel avec d'autres énergies (énergies renouvelables, électricité). Ce programme porte également sur la sécurité des installations et des équipements.

Nouveaux marchés. L'objectif de ce programme est de maintenir la forte notoriété de Gaz de France dans les nouveaux domaines d'utilisation du gaz naturel et les domaines émergents de la production ou de la consommation d'énergies: les véhicules fonctionnant au gaz naturel, la production décentralisée d'énergie, la production d'électricité et les offres associées, le biogaz, les piles à combustibles, les vecteurs énergétiques innovants (hydrogène notamment).

Etudes économiques. Ce programme a pour vocation d'accompagner les structures de Gaz de France dans l'identification des conséquences des conditions économiques nouvelles. On trouve parmi les thèmes étudiés l'économie de la régulation, les modèles de consommation, les mécanismes de formation des prix, la production d'électricité, les marchés d'énergie *spot*, mais aussi la modélisation et la simulation des processus, le développement des outils d'optimisation et d'aide à la décision dans le domaine de la gestion des flux et des actifs physiques ou immatériels (contrats, permis, etc.). Ce programme contribue à anticiper les futurs marchés de l'énergie et scénarios de l'offre et de la demande.

Environnement. Dans un cadre réglementaire en forte évolution, Gaz de France a fait du développement durable un axe majeur de son développement. Ainsi les travaux de ce programme portent sur les gaz à effet de serre, les énergies renouvelables, la séquestration du gaz carbonique et les opportunités associées.

Les partenariats internationaux

Gaz de France collabore depuis de nombreuses années dans le cadre d'un réseau mondial de partenaires de recherche, ce qui lui a permis d'acquérir un savoir-faire et d'échanger des informations avec les principaux acteurs du domaine de la recherche gazière, tout en partageant certains des coûts liés à ces travaux. En 2004, Gaz de France a été impliqué dans plus de 12 projets européens, dont une majorité dans le cadre des "Framework Program 5&6" de la Commission européenne. Gaz de France pilote, dans ce cadre, le projet "Eu-Deep", regroupant une trentaine d'acteurs européens autour de la production d'énergie décentralisée (consistant à mettre en œuvre, au plus près de l'utilisateur final, des systèmes ou ensembles de systèmes produisant de l'énergie, comme la cogénération) (30 millions d'euros et 40 partenaires concernés). En France, Gaz de France a participé, avec l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (ADEME), le Centre scientifique et technique du bâtiment (CSTB), Lafarge, Arcelor et EDF à la création de la Fondation "Bâtiment Energie" destinée à soutenir la recherche et le développement de technologies permettant de diviser par quatre les émissions de gaz à effet de serre des bâtiments à l'horizon 2050. Gaz de France participe ainsi à environ 250 projets en coopération avec des partenaires industriels et commerciaux, des universités et des laboratoires de recherche.

Le système de contrôle qualité

La direction de la recherche met en œuvre un système de contrôle qualité de ses propres activités pour maximiser la valeur des projets et améliorer les méthodes de travail. Elle est certifiée ISO 9001 V 2000 pour ses activités de production logicielle et de mesures industrielles, accréditée COFRAC pour celles de métrologie et d'essais sur canalisations et, enfin, certifiée ISO 14001 en matière d'environnement et de sécurité. Bien que la majorité du travail de la direction de la recherche soit effectuée pour le compte de Gaz de France, elle réalise également des prestations de recherche au profit de tiers.

Par ailleurs, la direction de la recherche est chargée, pour le compte du Groupe, de la protection et de la valorisation du patrimoine intellectuel de Gaz de France (brevets, licences, marques, etc.). Elle conduit également des activités informatiques, dont notamment la maîtrise d'œuvre d'une partie du système d'information et la gestion de la connaissance (veille, documentation). Enfin, elle constitue un point d'entrée privilégié pour les jeunes ingénieurs au sein de Gaz de France (40% des embauches de jeunes ingénieurs y étant réalisées).

4.9 FOURNISSEURS DE PRODUITS AUTRES QUE L'ENERGIE

Hors achats d'énergie, Gaz de France acquiert des biens et des prestations de travaux ou de services destinés principalement à la réalisation et à la maintenance des installations d'exploration et de production ainsi que des ouvrages de transport et de distribution: travaux de génie civil, tubes, compresseurs, compteurs et régulateurs de gaz, études et prestations techniques, fournitures générales industrielles. La Société acquiert aussi des fournitures et des prestations générales ainsi que des fournitures et services informatiques et de télécommunications pour le fonctionnement de ses entités. Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2004, le Groupe a acheté des produits autres que l'énergie pour un montant d'environ 2,8 milliards d'euros sur une base consolidée. Tous les produits dont le Groupe a besoin sont aisément disponibles sur le marché européen, voire mondial pour certains équipements. Gaz de France veille à répartir ses besoins d'achats entre plusieurs fournisseurs afin de sécuriser ses approvisionnements, notamment pour les produits du cœur de ses métiers. Ainsi, sept grands groupes industriels sont sollicités pour la moitié des commandes d'études et de réalisation des ouvrages de transport et de distribution menées en France.

En achetant des équipements et des services qui sont cruciaux pour ses secteurs d'activité, le Groupe recherche l'optimisation du coût global des équipements ou des ouvrages par rapport à l'efficacité et à la qualité des produits ou des services acquis. Les achats importants sont opérés par un personnel spécialisé connaissant les exigences techniques liées au produit ou au service et à leur utilisation. Pour les achats de faible valeur, Gaz de France vise les économies d'échelle par la rationalisation de besoins regroupés entre les entités et la simplification des procédures internes, notamment par la mise en place de transactions électroniques.

Tous les achats, autres que les achats d'énergie, que Gaz de France effectue pour un montant dépassant 400 000 euros pour les fournitures et services et 5 millions d'euros pour les travaux sont réalisés conformément aux dispositions, en matière de passation des marchés, de la Communauté européenne et aux codes de conduite y afférents (voir paragraphe 4.16.7.3 – "Passation des marchés").

4.10 ENVIRONNEMENT

4.10.1 Politique environnementale

Depuis 1993, l'action de Gaz de France en faveur de l'environnement est formalisée dans des plans environnement d'entreprise. En 2004, le dernier plan environnement a été relayé par un plan d'actions en faveur du développement durable.

En 2004, la politique environnementale du Groupe était structurée autour des trois orientations suivantes:

- répondre aux attentes environnementales (actions contre l'effet de serre, diminution des nuisances, préservation de la qualité de l'air et de la santé);
- intégrer l'environnement dans le système de gestion global de chaque direction (mise en place de systèmes de gestion environnementale évaluables par des organismes externes indépendants tels que la certification ISO ou les référentiels d'agences de notation sociale, définition d'objectifs de performance chiffrés, intégration dans la démarche Qualité sécurité environnement et risques ("**QSER**"), sensibilisation des salariés); et
- promouvoir une plus grande responsabilité en matière d'environnement (mieux connaître l'impact des activités et des produits du Groupe, cartographier les risques et opportunités de nature environnementale et leurs conséquences, développer des offres respectueuses de l'environnement, sensibiliser les fournisseurs, etc.) (voir paragraphe 4.17 – "Facteurs de Risques").

4.10.2 Réglementation applicable

Les activités de Gaz de France sont soumises à de nombreuses réglementations environnementales en France et à l'étranger (et notamment des réglementations européennes), en fonction de la localisation de ses activités. En France, la réglementation applicable aux activités de Gaz de France résulte pour la grande majorité de directives européennes.

Les installations dans lesquelles Gaz de France conduit ses activités sont notamment susceptibles de tomber sous le coup de la loi n° 2003-699 du 30 juillet 2003 relative à la prévention des risques technologiques et naturels et à la réparation des dommages. Cette loi crée notamment des plans de prévention des risques technologiques autour de tous les sites classés à risque permettant d'interdire les constructions neuves dans les zones exposées. Elle renforce par ailleurs l'obligation de remise en état d'une installation classée et encadre la sous-traitance dans les usines à risques.

4.10.2.1 Installations classées pour la protection de l'environnement

Certaines installations exploitées par Gaz de France, notamment les stations de compression, les stockages souterrains, les terminaux méthaniers et deux dépôts (propane à Saint-Flour et butane à Ajaccio) constituent des installations classées pour la protection de l'environnement ("**ICPE**").

Aux termes du Code de l'environnement, sont soumis à la réglementation des ICPE les usines, ateliers, dépôts, chantiers et, d'une manière générale, les installations qui peuvent présenter des dangers ou des inconvénients soit pour la commodité du voisinage, soit pour la santé, la sécurité et la salubrité publiques, soit pour l'agriculture, soit pour la protection de la nature et de l'environnement, soit pour la conservation des sites, des monuments et des éléments du patrimoine archéologique.

Les activités industrielles relevant de cette législation sont énumérées dans une liste arrêtée par décret en Conseil d'Etat – la nomenclature – et sont soumises, selon la gravité des dangers ou inconvénients présentés par leur exploitation, soit à un régime de déclaration (auquel cas les installations concernées doivent être exploitées conformément à des prescriptions de fonctionnement standardisées), soit à un régime d'autorisation (l'autorisation d'exploiter prend dans ce cas la forme d'un arrêté préfectoral délivré après consultation de divers organismes et enquête publique, qui contient les prescriptions de fonctionnement spécifiques à l'installation que devra respecter l'exploitant).

Les ICPE sont placées sous le contrôle du préfet et des directions régionales de l'industrie, de la recherche et de l'environnement (DRIRE), chargés de l'organisation de l'inspection des installations classées. La

mission des inspecteurs des installations classées consiste essentiellement à définir les prescriptions techniques imposées aux installations soumises à autorisation par l'arrêté préfectoral et à s'assurer du respect de la réglementation applicable par les ICPE au moyen d'examens de documents et d'inspections périodiques.

En cas d'observation des conditions imposées à l'exploitant d'une ICPE, et indépendamment d'éventuelles poursuites pénales, le préfet peut prononcer des sanctions administratives telles que la consignation d'une somme égale au montant des travaux de mise en conformité à réaliser, l'exécution forcée des mesures prescrites par arrêté, la suspension du fonctionnement, ou encore proposer la fermeture ou la suppression de l'installation par décret en Conseil d'Etat.

En outre, certaines ICPE sont soumises aux dispositions de l'arrêté du 10 mai 2000. Cet arrêté définit un certain nombre de prescriptions supplémentaires destinées à prévenir les risques majeurs. Les installations dites "SEVESO" doivent disposer d'outils spécifiques de gestion de la sécurité en raison de leur importance ou de la nature de leurs activités et du fait qu'elles présentent des risques d'accidents majeurs. C'est notamment le cas des terminaux méthaniers et stockages souterrains exploités par Gaz de France. Ces installations doivent prendre les mesures nécessaires à la prévention des accidents majeurs et à la limitation des conséquences desdits accidents, notamment par la mise en place d'un "plan d'opération interne" déterminant les modalités de l'intervention de l'exploitant au sein de l'établissement en cas d'accident ainsi que d'un "plan particulier d'intervention" élaboré par le préfet sur la base d'informations fournies par l'exploitant et destiné à prendre le relais du plan d'opération interne lorsque les conséquences de l'accident sont susceptibles de se manifester à l'extérieur de l'établissement. En outre, la mise en activité de ces installations est subordonnée à la constitution préalable de garanties financières, dont le montant est fixé dans l'arrêté préfectoral d'autorisation, qui sont notamment destinées à garantir la prise en charge par l'exploitant du coût des interventions éventuelles en cas d'accident et du coût de la remise en état du site après la fermeture de l'installation.

4.10.2.2 Anciens sites industriels

Gaz de France apporte une attention toute particulière aux anciennes usines à gaz qui étaient, avant le développement du gaz naturel, le siège de la production de gaz manufacturé. Ces anciennes activités, qui n'existent plus aujourd'hui, sont susceptibles d'être à l'origine de la présence, dans le sous-sol des sites qui les ont supportées, de matières qui peuvent, dans certaines conditions, présenter un risque environnemental en fonction de leur localisation, de leur nature, de leur mobilité naturelle ou provoquée, ou de leurs caractéristiques chimiques.

Aussi, Gaz de France, dès le début des années 90, s'est-il engagé dans une action volontaire de traitement ordonné et coordonné avec le ministère chargé de l'environnement de ses sites d'anciennes usines à gaz, en dehors de toute obligation réglementaire ou législative. Il a ainsi été procédé à l'inventaire exhaustif de ces sites et à la hiérarchisation de ceux-ci en fonction de la sensibilité à leur environnement, en même temps qu'était lancé un important programme de recherche tant pour assurer une meilleure connaissance des sous-produits gaziers eux-mêmes que pour faire émerger de nouvelles méthodes d'élimination. Ces actions ont permis de retenir les mesures effectives et proportionnées visant à prévenir un risque de dommage pour l'homme et pour l'environnement à un coût économiquement supportable et d'en prévoir les modalités et le calendrier d'application.

L'engagement de Gaz de France s'est traduit par la signature, le 25 avril 1996, d'un protocole d'accord relatif à la maîtrise et au suivi de la réhabilitation des anciens terrains d'usines à gaz avec le ministère de l'environnement pour une durée de dix ans. Le protocole s'est enrichi, en 2001, de l'élaboration, avec le ministère, d'objectifs de réhabilitation génériques, spécifiques aux terrains de Gaz de France, afin de fixer le cadre de la dépollution des sites changeant d'usage, ainsi que, en 2002, d'une procédure de surveillance de la qualité des eaux souterraines. A la fin de l'exercice 2004, les engagements du protocole ont été mis en œuvre pour 426 sites (91%), et le seront pour les 41 sites restants, avant le 26 avril 2006. En outre, la réhabilitation des sites d'anciennes usines à gaz a permis de conserver un usage ou de favoriser le retour à l'urbanisation de 314 hectares de terrain et la poursuite de cette démarche devrait, dans les années à venir, concerner 56 hectares supplémentaires.

En Allemagne, EEG poursuit son programme de réhabilitation des sites pollués par ses anciennes activités (usines à gaz et sites d'exploration et de production). Ce travail est effectué en liaison avec les autorités compétentes des *Länder* Saxe-Anhalt, Thuringe et Mecklembourg Poméranie Antérieure et avec le BvS (bureau fédéral allemand des privatisations) pour le *Land* de Brandebourg qui financent la plus grande part de ces dépenses.

Les obligations de démantèlement futur des installations d'exploration-production sont régies par les lois des différents pays où Gaz de France opère: aux Pays-Bas la loi minière; en Allemagne, les dispositions fixées par le WEG (Association allemande de l'industrie du pétrole et du gaz) et les dispositions négociées avec l'Etat et les *Länder*, au Royaume-Uni, le *UK Petroleum Act* de 1998 et les règles du *UK Government's Department of Trade and Industry*.

Au 31 décembre 2004, la totalité des sommes consacrées (depuis le début de ce processus) à la réhabilitation des sites d'anciennes usines à gaz s'élevait à 131 millions d'euros et la provision constituée à cet effet atteignait 233 millions d'euros.

4.10.2.3 Qualité de l'air, de l'atmosphère et des ressources

Le Groupe doit, en application du Code de l'environnement et de réglementations spécifiques (sur les déchets, le bruit, l'air, la protection des ressources en eau, etc.), mettre en œuvre une politique sur l'air visant à réduire les pollutions atmosphériques, préserver la qualité de l'air, protéger les ressources en eau et économiser ou rationaliser l'énergie. Plus spécifiquement, Gaz de France est soumis, en matière de rejets dans l'atmosphère, aux dispositions de différents arrêtés applicables notamment aux installations classées.

4.10.3 Bilan environnemental

4.10.3.1 Emissions et rejets

Les activités de Gaz de France aboutissent à l'émission de différents types de substances gazeuses dans l'atmosphère, telles que décrites ci-dessous.

Gaz à effet de serre (carbone et méthane). Le gaz carbonique (dioxyde de carbone, ou CO₂) provient des activités d'exploration-production, de transport et de production d'électricité ou de chaleur (cogénération, cycle combiné, réseaux de chaleur). Les émissions soumises aux quotas du Plan national d'allocation pour la France représentent environ 4 millions de tonnes. Hors de France, les émissions soumises à quota représentent 1 million de tonnes. Ces émissions font l'objet de suivis et de vérifications en France. Le dispositif sera étendu au périmètre Groupe en 2005.

Le méthane provient de l'activité de distribution et de transport. Le programme de renouvellement des réseaux permet de diminuer chaque année les émissions par mètre cube distribué et/ou acheminé (voir les indicateurs environnementaux). Ces émissions ont ainsi été divisées par deux depuis 1990.

Oxydes d'azote (NOx). Les NOx proviennent de la combustion du gaz naturel (stations de compression et installations de production d'électricité, notamment) et de divers combustibles utilisés dans le processus de liquéfaction. Gaz de France s'est fixé comme objectif de diminuer, d'ici 2006, ses émissions de NOx en France de 80% par rapport à leur niveau de 1999. En 2003, avec une réduction de 68%, le Groupe était en avance sur ses objectifs.

Le CO₂ et le dioxyde de soufre (SO₂) ne sont présents qu'à l'état de trace lors de la combustion du gaz naturel: respectivement 0,0001% et 0,00007% en volume.

4.10.3.2 Eau

Les activités de Gaz de France génèrent peu de rejets dans l'eau. Les principaux impacts sur les milieux aquatiques concernent:

- les eaux de *process* des plates-formes de production, qui sont toutes équipées de systèmes de traitement; et
- les rejets liquides issus du traitement *in situ* par voie biologique et/ou physicochimique des effluents de soutirage du gaz naturel des stockages en nappe aquifère. Dans le domaine du stockage du gaz naturel en nappe aquifère, le traitement de 80% des effluents est confié à des sociétés spécialisées. Le reste est traité sur site par voie physicochimique (effluents dilués) ou par incinération (effluents concentrés).

Les consommations d'eau du Groupe proviennent à plus de 99% des usages industriels. Celles-ci interviennent principalement lors du procédé de regazéification du GNL sur les sites des terminaux méthaniers: l'eau est prélevée du milieu naturel pour regazéifier le GNL avant d'être restituée à ce même milieu. Différentes mesures sont prises afin de limiter les consommations et développer le recyclage des eaux usées.

4.10.3.3 Déchets

Les principaux déchets de Gaz de France concernent:

- les DIB (déchets industriels banals) et les DID (déchets industriels dangereux) générés par les activités de transport et de réhabilitation des sites d'anciennes usines à gaz;
- les boues de forage liées aux travaux d'exploration;
- les déchets de chantier; et
- les effluents de soutirage et de traitement de gaz naturel issus de stockages.

Gaz de France développe la réduction à la source ainsi que le recyclage et la valorisation des déchets. Les saumures produites lors de la réalisation des cavités salines sont prioritairement recyclées dans l'industrie chimique. Les goudrons des sites d'anciennes usines à gaz sont incinérés dans des installations récupérant de l'énergie et les terres polluées retirées de ces sites sont réemployées hors site après désorption thermique. Les boues de forage sont envoyées dans un centre de stockage spécialisé. Tout nouveau chantier de pose de canalisation fait l'objet d'une étude d'impact approfondie sur la biodiversité, l'hydrologie, le sous-sol, ainsi que sur d'autres paramètres.

Les produits dangereux font l'objet d'un suivi des consommations. C'est ainsi que le Groupe a observé une baisse dans les déchets produits de l'ordre de 25% depuis 1996 sur le méthanol, et de 50% depuis 1999 sur les huiles.

4.11 POLITIQUE DE DEVELOPPEMENT DURABLE

L'engagement pour le développement durable du Groupe fait partie intégrante de ses orientations stratégiques et constitue un des éléments clefs de son projet industriel et social. Il traduit ses valeurs et les principes qui guident son action et détermine la dynamique de son projet d'entreprise, à la fois par sa volonté de croissance et la prise en compte de l'impact de ses activités, mais aussi par son implication dans la vie sociale et économique au service de la communauté.

La validation des politiques relevant de la responsabilité sociale et environnementale de Gaz de France est assurée par le comité du développement durable et de l'éthique, présidé par le directeur du développement durable. Ce comité se réunit au minimum quatre fois par an et soumet au comité exécutif les propositions d'orientations futures.

Gaz de France a largement mis en œuvre son programme de développement durable par la réalisation, dès 2000, d'une démarche d'Agenda 21, c'est-à-dire un programme d'actions pour favoriser le développement durable au 21^{ème} siècle pour ses activités exercées en France comme à l'étranger. L'Agenda 21 est conduit selon une logique participative et décentralisée, chaque entité du Groupe étant responsable de son plan de progrès et du succès de la démarche. Le Plan d'actions développement durable 2004-2006 ("**PADD**") a été présenté au conseil d'administration de Gaz de France en février 2004.

La mise en œuvre de la politique de développement durable de Gaz de France se veut pragmatique dans le cadre d'un processus d'amélioration continue qui associe les salariés et les acteurs extérieurs concernés.

La politique de développement durable du Groupe est structurée autour des quatre orientations décrites ci-dessous:

Répondre aux enjeux énergétiques par l'innovation et la dynamisation de l'offre de produits et services

Les principaux axes de cette politique sont les suivants:

- être un acteur majeur de la lutte contre l'effet de serre en développant notamment les actions et offres du Groupe en matière de valorisation des actions de réduction des émissions de gaz à effet

de serre (gisements CO₂), de recherche des crédits CO₂ (notamment en participant à des fonds d'investissement comme le Fonds Prototype Carbone), de maîtrise de l'énergie, de renforcement de la valeur environnementale des offres, d'élaboration de projets innovants de décarbonisation (tels que les puits CO₂) ou encore de séquestration (projets de captage et de séquestration géologique du CO₂);

- renforcer le processus d'innovation des nouvelles offres du Groupe notamment en matière d'efficacité énergétique, d'énergies renouvelables et de nouvelles utilisations du gaz naturel, comme le gaz naturel véhicule GNV; et
- participer aux études et projets permettant de construire l'avenir énergétique (potentialité du vecteur hydrogène, par exemple).

Exercer pleinement la responsabilité sociétale et environnementale du Groupe envers les différentes parties prenantes

Ce volet de la politique de développement s'articule autour des orientations suivantes:

- adapter la gouvernance d'entreprise, avec notamment l'intégration managériale QSER (consistant à s'assurer de la couverture des risques sécurité et environnement par le système de gestion) (voir paragraphe 4.10.1 – "Politique environnementale"). Ce dispositif de maîtrise des risques s'inscrit dans une démarche d'amélioration continue;
- limiter l'empreinte de l'activité de Gaz de France sur l'environnement (activités, bâtiments, véhicules, etc.) en poursuivant les certifications ISO 14001, mais également en limitant l'impact et les risques pour les populations (qualité et sécurité des installations intérieures, réduction des fontes grises, cartographie des réseaux urbains basse pression, installation de stockage souterrain); et
- faire évoluer les relations avec les fournisseurs du Groupe, au travers de ses procédures d'achat et de sous-traitance.

Construire un socle ressources humaines et social de Groupe pour relever les enjeux industriels

L'objectif est la construction d'un référentiel Groupe des pratiques dans le domaine des ressources humaines (voir paragraphe 4.12 – "Personnel"). Ce référentiel a vocation à s'appliquer au sein de toutes les filiales contrôlées par le Groupe. Le socle de ces évolutions reposera sur la consultation, le dialogue et l'écoute des parties prenantes (direction, salariés et leurs représentants).

Au-delà de l'amélioration des conditions de travail, notamment en matière d'hygiène et de sécurité, qui se traduira par la recherche de meilleurs résultats en termes de taux de fréquence et de taux de gravité, le Groupe prend de nouvelles initiatives pour le renforcement des conditions d'égalité sous toutes ses formes (autour de thèmes tels que la non-discrimination, le travail féminin, les *seniors*, le handicap), en cohérence avec les valeurs inhérentes au développement durable.

Prendre une part active au développement des territoires

La présence territoriale et l'intégration des actions de développement territorial au centre du Groupe sont des critères de différenciation décisifs, notamment pour les élus. Pour la mise en œuvre de cette politique, les démarches suivantes sont adoptées par Gaz de France:

- l'appui aux PADD dans le cadre de la démarche Agendas 21 des collectivités territoriales;
- la promotion des solidarités dans le cadre de la politique du Groupe;
- les actions de soutien du Groupe au développement économique local et l'effet induit de son activité sur ce développement, notamment la densification du réseau;
- le développement du dialogue avec les parties prenantes territoriales; et
- l'intervention de la fondation d'entreprise de Gaz de France sur des thèmes liés à l'animation des territoires: insertion des jeunes, transfert des bonnes pratiques de gestion environnementale des sites et espaces naturels, valorisation économique du tourisme de randonnée, etc.

4.12 PERSONNEL

L'organisation des ressources humaines au sein du Groupe distingue la Société, le groupe Cofathec qui s'est constitué progressivement depuis une dizaine d'années et qui rassemble un certain nombre de filiales françaises et étrangères dans le domaine des Services, et enfin les autres filiales quasi-exclusivement étrangères et d'acquisition récente. L'intégration de ces niveaux au sein des ressources humaines Groupe est variable selon l'ancienneté de chaque entité au sein du Groupe.

4.12.1 Politique sociale applicable au Groupe

La politique sociale du Groupe est indissociable de son projet industriel. Sa mise en œuvre doit mobiliser tous les collaborateurs du Groupe: chacun doit y être associé et tous doivent en bénéficier. Une des conditions majeures de réussite du projet industriel et social réside dans la capacité du Groupe à susciter, par ses pratiques en matière de politiques de ressources humaines et sociales, la motivation de ses collaborateurs, à conforter leurs compétences dans leur emploi, à les préparer aux évolutions de leurs métiers et à développer leur sentiment d'appartenance au Groupe. Cette dimension essentielle du projet doit être construite dans la durée, en concertation permanente avec les représentants des salariés sur l'ensemble du périmètre du Groupe.

D'ores et déjà, un certain nombre d'actions et de projets ont été lancés en 2004.

Le renforcement des compétences dans l'emploi

Un dispositif concernant la Société et les filiales dans lesquelles elle détient une participation supérieure à 50% du capital, visant à l'optimisation permanente des compétences en fonction des besoins présents et à venir, est en cours de mise en place. Ce dispositif s'appuie sur les trois processus "tête de Groupe" suivants:

- éclairer le *management* sur les évolutions des emplois et des compétences;
- gérer les compétences en cohérence avec les objectifs du Groupe; et
- garantir les "compétences clefs Groupe".

La préparation aux évolutions des métiers

Un schéma de professionnalisation de l'encadrement (intitulé "**Cap compétences**") est déployé depuis 2003 à destination des dirigeants et cadres du Groupe. Ce dispositif a pour objectifs de:

- faciliter et accompagner les évolutions du Groupe (telles que la transformation de Gaz de France en société anonyme, les réorganisations liées à l'ouverture des marchés en France, la création de la filiale Gaz de France Réseau Transport, etc.);
- intégrer les nouveaux arrivants cadres et les motiver;
- motiver et fidéliser les dirigeants actuels et futurs;
- créer une culture managériale de Groupe et une compréhension commune des mutations stratégiques, en cours et à venir.

Le programme Cap compétences s'organise autour de trois domaines: connaissance du Groupe et de son projet industriel, création d'une culture managériale commune de Groupe, développement de compétences métiers, filières, appuis et développement personnel.

Une politique de mobilité pour les populations d'encadrement entre les différentes entités du Groupe en France et à l'étranger est en cours de préparation; elle sera mise en œuvre à partir de la fin de l'année 2005.

La motivation des collaborateurs et le sentiment d'appartenance au Groupe

Une démarche a été engagée en 2003 avec les organisations syndicales françaises en associant le comité d'entreprise européen ("**CEE**"). Elle a abouti à la signature d'une "déclaration d'intentions communes" en juin 2004 par les cinq organisations syndicales représentatives françaises dans laquelle les signataires expriment leur volonté commune de mettre en œuvre une dynamique de progrès social.

L'ambition exprimée est de figurer parmi les meilleures pratiques dans les différents contextes que le Groupe rencontre, en prenant en compte l'ensemble des enjeux économiques, sociaux et environnementaux, pour assurer sa pérennité et son développement.

L'objectif partagé est la construction d'un référentiel Groupe des pratiques dans le domaine des ressources humaines, ayant vocation à s'appliquer dans toutes les entités contrôlées par le Groupe. Ce référentiel doit prendre en compte la diversité des cultures et des législations sociales nationales, respecter les histoires et les identités locales, intégrer la subsidiarité du *management* et des relations sociales de chaque entité.

4.12.2 Structure et évolution des effectifs du Groupe (France et étranger)

4.12.2.1 *Effectifs du Groupe*

Le Groupe employait 38 251 personnes au 31 décembre 2004, dont 78,2% en France. Le calcul de l'effectif est effectué sur une base consolidée, c'est-à-dire de l'effectif physique dans chacune des filiales du Groupe, pondéré par le pourcentage de consolidation financière de la filiale (voir paragraphe 4.12.2.2 – "Effectifs en France (Société et filiales en France)"). Parmi ces salariés, 24 703 travaillaient au 31 décembre 2004 dans la Société et dans les services communs à EDF, soit 64,6% de l'effectif total du Groupe, 8 116 dans le groupe Cofathec, soit 21% de l'effectif total du Groupe, les 14% restant travaillant dans les filiales étrangères.

Le tableau ci-dessous présente l'évolution au cours des trois dernières années des effectifs du Groupe répartis par segment:

Segments	Effectifs consolidés au 31 décembre		
	2002	2003	2004
Achat-Vente d'Énergie	3 247	3 533	2 977
Exploration-Production	771	1 260	1 232
Services	7 775	8 146	8 124
Transport Stockage France	4 501	4 400	4 413
Distribution France	14 900	14 392	15 345
Transport-Distribution International	4 089	3 937	3 786
Autres (dont fonctions communes)	2 570	2 433	2 374
Total	37 853	38 101	38 251

Il ressort de la structure des effectifs du Groupe une prédominance du pôle Infrastructures (61% de l'effectif du Groupe).

La hausse dans les effectifs du segment Distribution France ainsi que la baisse des effectifs du segment Achat-Vente d'Énergie observées entre 2003 et 2004 résulte principalement de la mise en place de GRD qui a conduit à un transfert d'effectifs du segment Achat-Vente d'Énergie vers le segment Distribution France et à un apport d'effectifs supplémentaires au segment Distribution France. A périmètre constant, la tendance observée est une baisse des effectifs du segment Distribution France depuis 1994 tandis que les quantités de gaz naturel acheminées sur la même période ont augmenté de manière continue.

4.12.2.2 *Effectifs en France (Société et filiales en France)*

Au 31 décembre 2004, le Groupe employait 29 924 personnes en France. Environ 83% de ces effectifs étaient employés par la Société, la part de la Société dans les effectifs totaux étant en diminution constante depuis une vingtaine d'années. En 2004, les effectifs de la Société en France ont augmenté d'environ 1,2%, compte tenu des réorganisations profondes liées à l'ouverture du marché.

A partir de début 2005, une partie de l'effectif de la Société a été transféré à sa filiale gestionnaire du réseau de transport, Gaz de France Réseau Transport. Ce mouvement a concerné 2 611 personnes, qui demeurent sous le régime du statut du personnel des industries électriques et gazières ("IEG").

Le tableau ci-dessous présente les effectifs du Groupe en France au 31 décembre 2004 par métiers:

Effectifs	Exploration- Production	Achat- Vente d'Énergie	Services	Transport France	Distribution France	Transport- Distribution International	Autres	Total
Société	108	2 602	-	4 314	15 345	37	2 297	24 703
Filiales	-	198	4 847	99	-	-	77	5 221
Total	108	2 800	4 847	4 413	15 345	37	2 374	29 924

La pyramide hiérarchique de la Société reflète la technicité des métiers avec 21% de cadres, 51% d'agents de maîtrise et 28% d'employés et ouvriers.

Les 15 345 salariés affectés au segment Distribution France appartiennent notamment à la direction commune entre EDF et Gaz de France (EGD) (voir paragraphe 4.5.2.2.2 – "Organisation de la distribution"). Cet effectif résulte de la consolidation d'environ 8 000 personnes travaillant exclusivement dans le domaine du gaz (chacun d'entre eux comptés pour 1), et de la part gaz de l'activité (généralement voisine de 0,25) d'environ 24 000 salariés communs aux deux entreprises conduisant des activités mixtes. A fin 2004, les effectifs d'EGD s'élevaient au total à 58 241 personnes.

4.12.2.3 Effectifs hors de France (filiales étrangères)

Hors de France, le Groupe comptait, au 31 décembre 2004, 8 327 salariés, chiffre en constante augmentation de 1999 à 2003, avec un doublement des effectifs à l'international depuis 1999 en raison des acquisitions de participations étrangères. Sur ces dernières années, on enregistre ainsi une augmentation de 1 445 salariés en 2002 (+22%) puis de 550 salariés en 2003 (+7%). L'année 2004 n'ayant pas été marquée par de telles opérations de croissance, le nombre de salariés du Groupe n'a pas augmenté et a même légèrement diminué de 246 salariés (-2,9%). Le calcul du nombre de salariés est effectué sur la base de l'effectif consolidé, c'est-à-dire de l'effectif physique dans chacune des filiales du Groupe, pondéré par le pourcentage de consolidation financière de la filiale.

Le tableau ci-dessous présente la répartition des effectifs hors de France par pays et par métiers au 31 décembre 2004:

Effectifs	Exploration- Production	Achat- Vente d'Énergie	Services	Transport France	Distribution France	Transport- Distribution International	Autres	Total
Allemagne	892	21	-	-	-	511	-	1 424
Benelux	-	-	116	-	-	39	-	116
Canada	-	-	-	-	-	17	-	17
Hongrie	-	-	-	-	-	1 242	-	1 242
Italie	-	-	2 432	-	-	-	-	2 432
Mexique	-	-	-	-	-	405	-	405
Norvège	13	-	-	-	-	-	-	13
Pays-Bas	184	-	-	-	-	-	-	184
Royaume-Uni	35	156	648	-	-	-	-	839
Slovaquie	-	-	-	-	-	1 375	-	1 375
Suisse	-	-	81	-	-	-	-	81
Uruguay	-	-	-	-	-	199	-	199
Total	1 124	177	3 277	0	0	3 749	0	8 327

Les salariés travaillant à l'étranger sont localisés essentiellement en Italie, en Slovaquie, en Allemagne et en Hongrie.

4.12.3 **Personnel du Groupe au sein de la Société (en France)**

4.12.3.1 Statut du personnel des IEG

Tous les salariés employés par la Société, soit 24 703 salariés au 31 décembre 2004 sur un total de 38 251 salariés du Groupe, bénéficient d'un statut particulier: le statut du personnel des IEG. Les salariés transférés au 1^{er} janvier 2005 à Gaz de France Réseau Transport (soit 2 611 salariés) continueront également à bénéficier de ce statut. Le statut des IEG a été mis en place par le décret du 22 juin 1946 pris en application de la loi du 8 avril 1946. Il complète le Code du travail.

Conformément aux dispositions de l'article L.134-1 du Code du travail, les stipulations statutaires peuvent être complétées et leurs modalités d'application peuvent être déterminées par des conventions ou accords d'entreprise, dans les limites fixées par le statut.

En outre, la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité a élargi la voie conventionnelle dans le secteur électrique et gazier en introduisant les accords collectifs de branche, auxquels doivent se conformer toutes les entreprises du secteur, y compris les sociétés étrangères pour l'exercice de leur activité en France. Le statut des IEG est un véritable statut de branche professionnelle au sein de laquelle Gaz de France défend ses intérêts propres.

Le statut des IEG présente certaines caractéristiques particulières, notamment:

- un régime particulier de retraite dont les modalités de financement ont été modifiées avec effet au 1^{er} janvier 2005 (voir paragraphe 4.12.3.5 – "Retraites");
- un régime complémentaire obligatoire de maladie;
- un système spécifique d'institutions représentatives du personnel dans lequel les fonctions de délégués syndicaux et de délégués du personnel sont imbriquées;
- des dispositions concernant la mobilité des salariés entre les entreprises de la branche des IEG;
- certains avantages familiaux, dont notamment des indemnités en cas de mariage ou de naissance d'un enfant, et diverses dispositions relatives à des domaines habituellement traités dans les conventions collectives de branche ou au niveau des entreprises (notamment des composantes de la rémunération).

4.12.3.2 Embauche

En trois années, de 1999 à 2001, Gaz de France a embauché 3 300 nouveaux salariés (bénéficiant du statut des IEG), soit un renouvellement de 14% des effectifs. Dans la même période, le nombre de départs (retraite, démissions, etc.) s'est élevé à 2 800. Ce taux de renouvellement des effectifs, lié à l'accord de janvier 1999 sur la réduction du temps de travail, a permis de rajeunir la pyramide des âges d'un an en moyenne (avec un âge moyen des salariés qui est désormais de 42 ans), d'augmenter le niveau de formation des salariés et de pourvoir des emplois émergents avec de nouvelles compétences recrutées à l'extérieur de l'entreprise.

Les embauches ont ensuite été de 627 salariés en 2002 puis de 463 salariés en 2003. En 2004, 694 personnes ont été embauchées, notamment au sein des activités transport et distribution (75%) pour anticiper des transferts de compétences liés à des flux de départs en retraite importants. A partir de 2005, le rythme d'embauche devrait revenir à celui constaté en 2003.

La pyramide des âges de la Société par grands métiers est la suivante:

	Pourcentage total des effectifs de la Société	18-30 ans	30-40 ans	40-50 ans	plus de 50 ans
Distribution	57%	14%	21%	44%	21%
Transport	17%	16%	30%	39%	15%
Réseau	5%	13%	26%	43%	18%
Commercial	9%	15%	34%	36%	15%
Négoce	2%	31%	35%	24%	10%
Exploration-Production	0,4%	25%	36%	29%	10%
Recherche	2%	33%	29%	28%	10%
Entités centrales	7%	11%	24%	44%	21%
Total	100%	15%	24%	42%	19%

4.12.3.3 Départs, licenciements et préretraite

Les possibilités de départs dérogatoires en retraite anticipée, liées à l'accord de janvier 1999 sur la réduction du temps de travail, ont été supprimées depuis février 2003. Depuis lors, le rythme des départs en retraite est particulièrement faible. En 2004, 540 personnes ont quitté définitivement l'entreprise: 452 départs en retraite, 50 démissions ou licenciements et 38 décès.

D'une manière générale, les avantages attachés au statut et à la politique sociale permettent à l'entreprise de fidéliser ses salariés. Lors d'une enquête réalisée en 2003, 86% des salariés interrogés se sont déclarés satisfaits ou très satisfaits de travailler à Gaz de France (source: *enquête Vve – "Vous et Votre Entreprise" – analyse des résultats Gaz de France*).

4.12.3.4 Régime complémentaire obligatoire de maladie

Deux décrets n° 2005-126 et n° 2005-127 du 15 février 2005 ont été adoptés, modifiant:

- les dispositions financières et comptables de l'article 23 du statut national du personnel des IEG relatif au régime complémentaire maladie; et
- les taux de cotisation des employeurs, des salariés et des retraités.

Ces mesures ont notamment pour objectif d'assurer le financement du régime complémentaire de maladie et la continuité des remboursements aux salariés, aux retraités et à leurs familles.

Pour une description de la couverture maladie, voir paragraphe 5.6.2 – "Annexes aux comptes consolidés pour l'exercice clos le 31 décembre 2004 / note 21".

4.12.3.5 Retraites

Un régime spécial de branche

Dans le cadre de la loi de nationalisation de l'électricité et du gaz n° 46-628 du 8 avril 1946, les pouvoirs publics ont mis en place un régime spécial de retraites, légal et obligatoire applicable à l'ensemble de la branche des IEG.

Les conditions de détermination des droits à la retraite de ce régime sont fixées par le statut national du personnel (décret du 22 juin 1946), les entreprises n'ayant pas, juridiquement, la possibilité d'en modifier les termes. Outre le service des pensions des agents des IEG, ce régime contribue également au financement d'autres régimes de retraites au travers de mécanismes de compensation et de surcompensation.

L'équilibre du régime avant la réforme de 2004

Jusqu'au 1^{er} janvier 2005, date de mise en œuvre du titre IV de la loi n° 2004-803 du 9 août 2004 réformant le fonctionnement et le financement de ce régime de retraites, le financement de ces prestations et charges était assuré par les seuls acteurs de la branche des IEG avec, d'une part, une cotisation salariale de 7,85% du salaire brut et, d'autre part, une contribution des entreprises ("contribution d'équilibre"), déterminée au prorata des masses salariales respectives au sein des IEG. Cette contribution permettait également d'assurer le paiement d'autres prestations sociales dont le financement était mutualisé au sein des IEG, comme les rentes versées au titre des accidents du travail ou maladies professionnelles. En 2004, cette contribution a représenté 472 millions d'euros pour Gaz de France, soit 63,79% de la masse salariale hors primes des personnels concernés. Ce taux s'était établi à 61,8% en 2003 et à 60,0% en 2002.

Les étapes de la réforme de 2004

Les piliers de ce système de retraites par répartition dont la base d'ayants-droit et surtout d'employeurs était restreinte (Gaz de France et EDF représentent à eux seuls près de 95% des IEG) consistaient, d'une part, dans la concentration entre Gaz de France et EDF de l'essentiel des marchés dont elles bénéficiaient historiquement et, d'autre part, dans le monopole de droit dont bénéficiaient, chacun dans leur activité, ces deux acteurs.

Le contexte a aujourd'hui largement évolué, notamment en raison de l'ouverture des marchés à la concurrence, ce qui a conduit les pouvoirs publics à réformer le financement du régime des retraites des IEG.

Les principales étapes de la réforme ont été les suivantes:

- Dès 2002, à la demande des pouvoirs publics, des négociations ont été engagées avec les organisations syndicales pour définir un cahier des charges permettant d'aboutir à la réforme

du financement des retraites. Ces négociations ont conduit à la signature par la branche des IEG (employeurs) et par trois organisations syndicales représentatives d'un "relevé de conclusions", définissant les principales étapes de la réforme.

- Sur cette base, les pouvoirs publics ont élaboré un projet de réforme et ont saisi les instances européennes. Le 16 décembre 2003, ces dernières ont donné leur accord formel à la réforme.
- La réforme a été traduite au plan législatif dans le cadre de 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, dont le titre IV réforme le régime d'assurance vieillesse des IEG.
- La réforme a été mise en œuvre le 1^{er} janvier 2005.

Les principales caractéristiques de la réforme de 2004

Sur la description de la réforme, voir également paragraphe 5.6.2 – "Annexes aux comptes consolidés pour l'exercice clos le 31 décembre 2004 / note 21" pour l'impact de la réforme sur les engagements de retraites de Gaz de France et paragraphe 5.5 – "Information financière IFRS 2004 préliminaire" pour l'impact de la réforme sur les états financiers de Gaz de France en normes IFRS.

Les caractéristiques essentielles de cette réforme sont:

- Le maintien du régime spécial des IEG.
- La création d'une caisse nationale des IEG, organisme de sécurité sociale de droit privé, chargé de reprendre les risques gérés précédemment par un service des pensions rattaché à Gaz de France et à EDF (vieillesse, invalidité, décès, accidents du travail et maladies professionnelles). Cette caisse, placée sous la tutelle conjointe des ministres chargés de la sécurité sociale, du budget et de l'énergie, est administrée par un conseil d'administration comprenant pour moitié des représentants des employeurs et pour moitié des représentants des salariés. Le conseil d'administration de cette caisse s'est réuni pour la première fois le 31 janvier 2005.
- Un adossement financier du régime des IEG aux régimes de droit commun de sécurité sociale de base (Caisse nationale d'assurance vieillesse ("**CNAV**")) et complémentaires (AGIRC et ARRCO). Cet adossement, qui est réalisé par le biais de conventions financières conclues avec ces régimes, consiste à faire financer par les régimes de droit commun les prestations dues aux retraités et leurs ayants-droit, en contrepartie du paiement par les salariés et par les entreprises des IEG de cotisations équivalentes à celles payées par les entreprises adhérant directement à ces régimes ainsi que d'une contribution exceptionnelle.
- Pour les prestations de retraites du régime des IEG non couvertes par les prestations assurées par les régimes de droit commun, la réforme distingue:
 - o Les prestations liées à des droits acquis au 31 décembre 2004 et afférentes à une activité de transport ou de distribution de gaz ou d'électricité. Elles seront financées par une contribution tarifaire sur les prestations de transport et de distribution d'électricité et de gaz naturel. Cette contribution tarifaire finance également la part affectée aux activités de transport et de distribution de la contribution exceptionnelle définie dans la convention avec la CNAV et, le cas échéant, à la clause de revoyure intégrée aux conventions avec les régimes de retraites complémentaires (cette clause est décrite dans la note 21 aux comptes consolidés).
 - o Les prestations liées à des droits acquis au 31 décembre 2004 et afférents à d'autres activités. Elles restent à la charge des entreprises. Restent de même à la charge de ces entreprises les parts propres aux autres activités de la contribution exceptionnelle due à la CNAV et, le cas échéant, à la clause de revoyure intégrée aux conventions avec les régimes de retraites complémentaires, ainsi que la contribution exceptionnelle due à l'AGIRC et à l'ARRCO. Elles feront donc l'objet d'une provision en normes IFRS.
 - o Les prestations liées à des droits acquis postérieurement au 1^{er} janvier 2005. Elles restent à la charge de chaque entreprise de la branche au prorata des masses salariales. Elles feront donc l'objet d'une provision en normes IFRS.

4.12.3.6 Main-d'œuvre extérieure à la Société

En 2003, le nombre mensuel moyen de travailleurs intérimaires était de 505, soit 2,1% de l'effectif mensuel moyen des salariés statutaires. La durée moyenne des contrats de travail intérimaire a été de 29 jours. Ce recours à la main-d'œuvre extérieure concerne l'ensemble des secteurs d'activité de la Société.

4.12.3.7 Informations relatives aux plans de réduction des effectifs et de sauvegarde de l'emploi, aux efforts de reclassement, aux réembauches et aux mesures d'accompagnement

Le statut du personnel des IEG applicable au Groupe ne prévoit pas de garantie d'emploi. Cependant, le Groupe a réussi jusqu'alors à préserver l'emploi grâce à des politiques:

- d'anticipation et d'accompagnement des indispensables évolutions d'organisation;
- d'incitation et de compensation de la mobilité tant géographique que fonctionnelle; et
- de développement des compétences (formation, parcours professionnalisants, etc.) en accompagnement de l'évolution des métiers.

Ces politiques ont permis non seulement d'éviter tout licenciement collectif mais également de fidéliser les talents et de développer le sentiment d'appartenance des salariés au Groupe.

Enfin, des négociations sont actuellement en cours avec les syndicats en vue de la mise en place d'un processus de concertation avec ces derniers en amont des réorganisations.

4.12.3.8 Organisation et durée du temps de travail, absentéisme

L'accord cadre du 25 janvier 1999, signé par les cinq organisations syndicales représentatives, a ramené le temps de travail au sein de Gaz de France à 35 heures hebdomadaires avec maintien du salaire et fonctionnement des services sur cinq jours au minimum.

Pour maintenir, voire augmenter, les amplitudes de fonctionnement des services avec des horaires individuels réduits, une grande majorité des équipes de travail a opté, dans le cadre d'accords négociés localement au niveau des entités managériales, pour l'aménagement du temps de travail, accompagné généralement d'adaptations d'organisation corrélatives. Ainsi, 86% du personnel de Gaz de France, soit 21 000 salariés, travaillent en équipe bénéficiant d'horaires aménagés de travail.

En outre, cet accord a ouvert des possibilités de réduction collective du temps de travail à 32 heures hebdomadaires ou de réduction individuelle à 32 heures ou moins, avec compensation partielle de la perte salariale. Dans le cadre de ces dispositions nouvelles, 21% du personnel (soit environ 5 200 salariés) travaillaient à temps partiel au 31 décembre 2004.

Le nombre d'heures d'absence (hors congés annuels) a été de 3 816 202 en 2001, de 3 987 816 en 2002 et de 3 897 596 en 2003, ce qui représente 9,4% de la durée effective du travail. Les causes d'absence les plus fréquentes ont trait aux maladies et aux accidents (49%), ainsi qu'aux congés maternité et aux congés familiaux (9%).

4.12.3.9 Rémunération

Le système de rémunération appliqué au sein de Gaz de France est défini au niveau de la branche des IEG. Les augmentations générales sont négociées à ce niveau.

Le principe des rémunérations individuelles repose sur un socle de rémunération lié au niveau de l'emploi et auquel correspond une plage (amplitude d'environ +50%) à l'intérieur de laquelle des augmentations de 4,5% sont attribuées annuellement à environ 1/5 des salariés choisis par la hiérarchie en fonction de l'évaluation de leur contribution. Ce taux de 1/5 est négocié par accord d'entreprise après qu'une négociation de branche a fixé un taux plancher. Au sein de Gaz de France, le niveau des emplois est déterminé par l'utilisation d'un procédé dérivé d'une méthode couramment utilisée par les entreprises (méthode Hay).

Le salaire net imposable mensuel moyen était en 2003 de 2 563 euros (sur une base de 12 mois). Sa ventilation par collège était de 4 341 euros pour les cadres, 2 330 euros pour les agents de maîtrise et 1 728 euros pour les ouvriers et employés. L'écart entre le salaire net imposable mensuel moyen des hommes et des femmes est de 16% en faveur des hommes. Un accord d'entreprise sur l'égalité hommes/femmes a été conclu pour trois ans en juillet 2004, prévoyant notamment un rattrapage salarial à niveau égal en cours.

4.12.3.10 Intéressement et participation

Un accord d'intéressement triennal couvrant la période 2002-2004 a permis de verser, en moyenne, à chaque salarié de la Société, 960 euros au titre des résultats 2002, puis 950 euros au titre de ceux de 2003. Le montant distribué au titre de l'intéressement 2003 s'est élevé à 23,2 millions d'euros, soit 3,3% de la masse salariale. L'intéressement est constitué de parts calculées respectivement au niveau du Groupe (l'excédent brut d'exploitation divisé par le chiffre d'affaires) et de regroupements d'entités au niveau local afin de prendre en compte les résultats spécifiques liés aux différents métiers. Les salariés communs à Gaz de France et à EDF bénéficient de l'intéressement au prorata de leur activité consacrée à chacune des deux entreprises conformément à une clef individuelle de répartition. Les salariés ont le choix entre toucher l'intéressement, l'investir dans le Plan d'épargne d'entreprise ("**PEE**") de la Société ou le verser dans un compte-épargne temps qui est abondé dans les mêmes conditions que celles prévues dans le PEE (voir ci-dessous). Des négociations en vue de la conclusion d'un nouvel accord vont être entamées à la fin du premier semestre 2005.

Le Groupe a également mis en place un PEE dans le cadre d'un accord à durée indéterminée signé avec les syndicats le 29 novembre 2004 et applicable à compter du 1^{er} février 2005. Les salariés peuvent faire des versements à titre individuel ou au titre de l'intéressement sur les fonds communs de placement du PEE. Les sommes versées par les salariés au titre de l'intéressement sont abondées à hauteur de 100% et les versements individuels sont abondés à hauteur de 60% à concurrence de 610 euros et à hauteur de 35% pour les 610 euros suivants dans la limite d'un plafond global annuel par salarié. Ces dispositions relatives à l'abondement sont applicables pour une durée de trois ans qui expirera le 31 décembre 2007.

A la date d'enregistrement du présent document de base, Gaz de France n'a mis en place aucun régime de participation, dans la mesure où il ne figure pas sur la liste des entreprises publiques auxquelles s'applique la participation des salariés aux résultats de l'entreprise.

4.12.3.11 Relations professionnelles et accords collectifs

La pratique de la négociation collective s'est développée au sein de Gaz de France depuis une dizaine d'années. Les négociations se sont développées soit au travers d'accords communs avec EDF, soit par des accords spécifiques à Gaz de France. C'est dans ce contexte qu'ont notamment été signés les accords suivants: l'accord du 25 janvier 1999 sur la réduction du temps de travail, l'accord du 14 novembre 2001 créant le CEE de Gaz de France et l'accord du 10 juin 2002 sur l'intéressement triennal 2002-2004 de Gaz de France.

En parallèle, les relations sociales se développent depuis 2001 dans le cadre de la branche des IEG. Outre les négociations annuelles sur l'évolution du salaire national de base ou sur les taux d'avancements au choix au 1^{er} janvier (augmentations individuelles), des négociations ont été entamées pour proposer aux pouvoirs publics des évolutions du statut du personnel des IEG ou pour aboutir à des accords de branche sur différentes questions qui sont considérées comme des enjeux majeurs, comme le financement des retraites, le système de classification et de rémunération, la protection sociale, la formation, la mobilité au sein des entreprises de la branche, les instances représentatives du personnel, la santé au travail et le travail de nuit.

Le nombre d'heures de grève s'est élevé à 199 086 en 2003, soit 0,5% des heures de travail de l'année et à 293 324 en 2004, soit 0,7% des heures de travail de l'année.

4.12.3.12 Représentation du personnel et représentation syndicale

Les instances représentatives du personnel actuelles des IEG et donc de Gaz de France datent de 1946. Les lois Auroux de 1982, à l'origine des dispositions actuelles du Code du travail sur les comités d'entreprise et les délégués du personnel, s'imposent à toutes les entreprises y compris aux EPIC qui ont toutefois la

possibilité d'adapter leurs instances représentatives du personnel sous certaines conditions de forme (nécessité d'un décret qui n'a à ce jour pas été pris) et de fond (les adaptations doivent assurer aux salariés les mêmes garanties que celles du Code du travail).

Cette possibilité d'adaptation a été étendue à Gaz de France devenu société anonyme par l'article 28 de la loi du 9 août 2004 qui l'a assortie d'un délai, le décret d'adaptation devant intervenir au plus tard dans les trois ans de la publication de ladite loi, soit avant le 11 août 2007.

Les principales différences qui distinguent Gaz de France du droit commun sont les suivantes:

- une procédure d'élection spécifique (élections triennales à un tour, absence de collège représentatif des cadres);
- des commissions paritaires du personnel qui jouent un rôle équivalent à celui des délégués du personnel et des comités mixtes à la production ("**CMP**") aux attributions similaires à celles d'un comité d'entreprise;
- la ventilation des compétences entre les commissions paritaires du personnel et les CMP sont en cours de révision.

Lors des élections triennales de représentativité en 2003 (communes avec EDF), la participation a été très importante avec près de 85% de taux de participation. Les organisations syndicales ont recueilli les pourcentages de voix suivants: CGT: 53%, CFDT: 19%, CGT-FO: 15,6%, CFE-CGC: 8,5%, CFTC: 3,1% et autres syndicats: 0,7%.

Les représentants des CMP élisent à leur tour, tous les trois ans, les représentants du conseil supérieur consultatif des CMP ("**CSC des CMP**") qui s'apparente à un comité central d'entreprise.

4.12.3.13 Conditions d'hygiène et de sécurité

Dans le cadre de son engagement en matière de conditions de travail, de santé et de sécurité, Gaz de France met en œuvre une politique active de prévention des accidents du travail (notamment risque routier et risque plain-pied) et de maîtrise des risques susceptibles d'avoir un effet sur la santé des personnels (notamment risques chimiques et risques psycho-sociaux). La Société a mis en place des comités d'hygiène et de sécurité au sein de chaque entité juridique ainsi qu'un comité disposant d'une compétence nationale ayant vocation à coordonner l'action de ces différents comités.

La participation de tous dans les actions entreprises, la synergie entre les acteurs de la prévention, la mise en place de démarches d'amélioration continue, la promotion de l'innovation, le partage de l'expérience, le développement de partenariats avec les entreprises prestataires et une attention soutenue à la professionnalisation des personnels constituent les principaux moteurs de progrès.

Les résultats en matière de sécurité dans la Société, où la grande majorité du personnel travaille dans les métiers historiques de l'entreprise tels que le transport, la distribution et les ventes, s'inscrivent dans une amélioration constante avec un taux de fréquence d'accidents avec arrêt de 3,7% (nombre d'accidents avec arrêts de travail divisé par le nombre de millions d'heures travaillées). A fin 2004, le taux de gravité était de 0,15.

4.12.3.14 Formation

Gaz de France met en œuvre une politique de formation active visant à développer les compétences et faciliter la mobilité professionnelle de ses salariés, tout en essayant de systématiser l'accompagnement des salariés aux changements importants de leur carrière: intégration des nouveaux embauchés, passage maîtrise-cadre et prise de fonction pour les dirigeants. En 2003, 60% des salariés statutaires ont suivi une formation (59% en 2001 et 56% en 2002), avec un temps moyen de 31 heures par salarié formé (39 heures en 2001 et 35 heures en 2002) et des dépenses de formation représentant 5,3% de la masse salariale (5,8% en 2001 et 5,4% en 2002).

Les orientations triennales de la formation au sein de Gaz de France pour la période 2005-2007 ont été élaborées en concertation avec les représentants du personnel. Elles mettent l'accent sur les priorités suivantes:

- s'inscrire dans une vision globale de gestion des ressources humaines;

- renforcer les compétences “cœur de métier”;
- développer les compétences transverses en systèmes d’information, finances et droit; et
- améliorer les performances des processus de formation.

4.12.3.15 Emploi et insertion des travailleurs handicapés

Un accord triennal pour l’emploi des personnes handicapées, concernant conjointement Gaz de France et EDF, a été signé avec les cinq organisations syndicales le 29 janvier 2002. Il prévoit notamment l’embauche de 380 personnes handicapées pour Gaz de France et EDF, l’accessibilité de tous les points d’accueil clientèle du Groupe et, globalement pour Gaz de France et EDF, l’achat annuel de 8,5 millions d’euros de prestations et fournitures et le financement de 100 000 heures de formation. Un nouvel accord a été signé le 24 février 2005 pour une durée d’un an par quatre organisations syndicales (à l’exception de la CGT). Il prolonge le précédent accord arrivé à terme, en attendant la négociation d’un nouvel accord triennal, dans le cadre de la loi n° 2005-102 du 11 février 2005 pour l’égalité des droits et des chances, la participation et la citoyenneté des personnes handicapées.

4.12.3.16 Œuvres sociales

Le versement global par Gaz de France aux organismes de gestion des activités sociales (prélèvement de 1% sur les recettes de distribution aux clients finals prévu par le statut de la branche des IEG) s’est élevé à 119,5 millions d’euros en 2004, contre 113,9 millions d’euros en 2003.

S’ajoutent à ce versement, conformément aux dispositions de l’article R.432-2 du Code du travail, certaines dépenses liées au transport, à la restauration et au logement qui se sont élevées à 23,8 millions d’euros en 2003.

4.12.3.17 Sous-traitants

La politique de Gaz de France en matière de réalisation de travaux ou prestations par des tiers a été débattue en 2002 en CSC des CMP. S’inscrivant dans le respect des préconisations de la Charte Ethique (charte mise en place en 2002 qui définit trois engagements: le respect et la promotion des droits sociaux, l’entretien de relations de confiance avec les partenaires du Groupe et un comportement d’entreprise responsable) et prenant acte du caractère évolutif du périmètre des activités “cœur de métier”, cette politique définit les modalités permettant à chaque établissement de répondre à des questions telles que les tâches qu’il est préférable de confier à des prestataires externes ainsi que les principes et les modalités de ces délégations.

4.12.4 Personnel du Groupe au sein de l’activité Services (Cofathec et ses filiales)

4.12.4.1 Politique sociale

Le périmètre de l’activité Services englobe, sous la société holding Cofathec, des sociétés très différentes, souvent constituées en sous-groupes, dans divers pays européens. Plusieurs conventions collectives cohabitent et les politiques de ressources humaines mises en œuvre ont eu à résoudre des problématiques différentes, compte tenu de la diversité du passé des sociétés regroupées dans le segment Services.

Un des objectifs de la politique sociale de ce métier est donc de favoriser une convergence sur un certain nombre d’axes principaux. Cette convergence a été conduite progressivement au rythme du redressement d’ensemble qui a débuté en 2002 et a été confirmé en 2004. Un autre objectif de cette politique réside dans le maintien des différentes entités dans l’univers social de leurs concurrents, qui correspond au souci de préserver leur compétitivité. Ainsi, la politique de convergence vise à éviter que ne se creusent des différences sociales de nature à nuire à la cohésion d’un ensemble d’entités “rapprochées”, en vue de travailler à créer des synergies au sein du métier et au-delà, au sein de la branche clientèle de Gaz de France. En même temps, cette politique doit maintenir la dimension sociale des entités qui sont les centres de profit.

Le segment Services s’efforce de rapprocher les entités socialement différentes qui le composent, sans pour autant les assimiler (pas de fusion sociale).

Sur cette base, les dénominateurs communs sociaux au sein du segment Services sont limités à quelques axes:

- la gestion des compétences communes au périmètre du métier (cadres dirigeants et supérieurs), avec la mise en place d'une politique de mobilité gérée par un comité de carrières;
- la politique d'incitations individuelles (sur objectif de performance) pour le *management* et la politique de mise en place d'accords d'intéressement collectifs incitatifs;
- l'élaboration progressive d'un socle minimum de garanties sociales (mutuelle, prévoyance, retraite par capitalisation, etc.);
- la gestion des effectifs (recherche de gains de productivité) et le pilotage des masses salariales (coordination des différentes négociations annuelles obligatoires conduites dans les entités);
- le prix attaché à la sécurité des salariés; et
- la coordination des instances représentatives du personnel au sein du comité de groupe Cofathec.

4.12.4.2 Bilan social des activités Services

Le groupe Cofathec comptait, au 31 décembre 2004, 8 116 salariés, contre 8 146 fin 2003 et 7 775 fin 2002. Parmi les salariés travaillant au sein des activités Services de Cofatech, 3 277 personnes travaillaient dans les filiales étrangères en Italie, au Royaume-Uni, en Suisse et au Benelux.

Les opérations de croissance externe ayant été conduites principalement entre 1992 et 1998, les effectifs ont tendance à se stabiliser, après avoir augmenté régulièrement au cours des années précédentes. Les embauches réalisées durant l'année 2004 ont permis de pallier les départs liés principalement à l'arrivée à terme des contrats à durée déterminée, aux démissions et aux départs en préretraite, avec un taux de renouvellement des effectifs de 10 à 16% selon les filiales. En Italie, une vingtaine de salariés ont quitté la filiale en 2004 en raison d'un plan social qui avait été initié en 2003. Le groupe Cofathec recourt à la main d'œuvre extérieure pour remplacer le personnel absent du fait de maladies ou de congés payés, pour satisfaire à un surcroît temporaire d'activité et dans le cadre de préembauches. Certains travaux du groupe Cofathec sont par ailleurs sous-traités en fonction de besoins ponctuels ou lorsque les travaux ne correspondent pas au métier de l'entité sous-traitante.

Les salariés travaillant dans l'activité Services de Gaz de France ne bénéficient pas du statut du personnel des IEG tel que décrit au paragraphe 4.12.3.1 – "Statut du personnel des IEG". En France, le groupe Cofathec employait près de 95% de personnes au titre de contrats à durée indéterminée. Le personnel du groupe Cofathec en France bénéficie du régime des 35 heures depuis 2001, avec un aménagement spécifique sous forme de forfait pour les cadres. Certaines filiales du groupe Cofathec bénéficient d'un accord d'intéressement prévoyant de sensibiliser les salariés aux résultats de l'entreprise sur un plan économique, mais prenant également en compte les performances des agences en matière de sécurité au travail. Ainsi, en 2004, Cofathec Services a versé 1 708 000 euros à ses salariés au titre de l'intéressement. Les salariés travaillant dans l'activité Services sont moins syndiqués que les salariés au sein de la Société, avec un taux d'abstention global aux élections de 66% pour Cofathec Services.

Le groupe Cofathec met en œuvre une politique de formation active visant à développer les compétences et faciliter la mobilité professionnelle de ses salariés. En 2004, les dépenses de formation ont représenté un montant de l'ordre de 4% de la masse salariale, en forte augmentation par rapport à l'année 2003, avec un nombre croissant de bénéficiaires. Le budget des œuvres sociales du groupe Cofathec Services était de 1,1% de la masse salariale en 2004, en augmentation par rapport à l'année précédente.

4.12.5 Personnel des filiales étrangères du Groupe, hors activité Services

4.12.5.1 Filiales étrangères intégrées dans la politique sociale du Groupe

Les filiales étrangères dont le capital est détenu en totalité (ou très majoritairement) par le Groupe sont intégrées dans la politique sociale mise en place par Gaz de France, telle que décrite ci-dessous. Hors segment Services, le nombre total des salariés travaillant dans l'ensemble de ces filiales s'élève à environ

3 150 personnes, soit environ 62% des filiales étrangères hors activité Services. Il s'agit notamment des filiales d'exploration-production en Allemagne, aux Pays-Bas, en Norvège et au Royaume-Uni (1 114 salariés), de distribution en Hongrie (1 242 salariés), de distribution et de transport au Mexique (405 salariés) et de négoce au Royaume-Uni (156 salariés).

Par ailleurs, il existe un certain nombre d'entités à l'étranger pour lesquelles la politique sociale n'est pas déterminée par le Groupe, ces entités étant détenues en partie seulement par Gaz de France, voire de façon minoritaire. Dans ces filiales, hors segment Services le nombre de salariés s'élève à 1 900. Les entités ayant récemment fait l'objet d'acquisitions majoritaires par le Groupe sont actuellement en phase d'intégration.

4.12.5.2 Politique sociale du Groupe au sein des filiales étrangères

Le Groupe a commencé à mettre en place une politique sociale au niveau de ses filiales étrangères. En particulier, une nouvelle instance de concertation, le CEE installé au cours de l'année 2002 sur la base de l'accord en date du 14 novembre 2001, constitue un lieu d'information et de consultation des représentants des salariés qui travaillent dans toutes les sociétés européennes contrôlées par le Groupe.

Pour construire la connaissance des pratiques managériales en matière de ressources humaines au sein du Groupe, un travail de recensement et d'analyse a été engagé par la direction des ressources humaines du Groupe, en coopération avec les représentants du personnel au sein du CEE. Sur la base de ce recensement, une réflexion sera conduite pour élaborer un "référentiel Groupe de pratiques RH" qui traduit à la fois la réalité au sein des différentes entités de Gaz de France et sa volonté d'amélioration continue dans un esprit de responsabilité sociale d'entreprise, et qui devrait être mis en place en 2005. Les cinq organisations syndicales françaises se sont engagées, à travers la "déclaration d'intentions communes" signée en 2004, à contribuer à cette construction qui pourrait déboucher sur un accord de groupe.

D'ores et déjà, dans le cadre de sa Charte Ethique, Gaz de France s'est engagé à faire bénéficier l'ensemble de ses salariés de conditions de travail qui préservent leur santé et leur sécurité. Ainsi, se met progressivement en place un dispositif permettant de mieux connaître les performances sécurité et santé des filiales et de les inciter à entreprendre des actions de progrès en s'appuyant sur les compétences disponibles dans les diverses entités et notamment au sein de la Société. Les données actuellement disponibles situent la majorité des filiales en ligne avec les résultats sécurité de leur secteurs d'activités.

4.13 PROPRIETE INTELLECTUELLE

Gaz de France est propriétaire de plus de 1 500 brevets et, du fait de ses activités de recherche et développement, en dépose de nouveaux continuellement. Il protège également tous les résultats concrets (notamment les prototypes) découlant de ses activités de recherche et développement. En outre, il dispose de contrats de copropriété portant sur certains savoir-faire et d'autres droits de propriété intellectuelle découlant de ses activités de recherche en partenariat. Il concède également à des tiers des licences sur des technologies développées en interne.

Le Groupe a adopté un nouveau logo qui est utilisé par l'ensemble des sociétés qui le composent afin de familiariser les clients avec le Groupe et ses valeurs. Aux côtés de ce logo, l'image de Gaz de France se décompose en plusieurs marques bannières porteuses de l'offre commerciale. Ces marques sont notamment Dolce Vita®, destinée aux particuliers, Provalys®, pour les professionnels, résidences collectives, PME-PMI et certains clients tertiaires privés et publics, Gaz de France energyY®, pour les grands clients industriels et commerciaux et Energies Communes®, qui s'adresse aux collectivités territoriales. Le détail de la protection de ces marques est fourni dans le tableau ci-dessous. Le Groupe détient également des droits de propriété intellectuelle sous forme de marques, de procédés technologiques et de logiciels.

Marque	Nature	Pays	Classe de protection
Dolce Vita	-	France	4, 11, 35, 37, 39
Dolce Vita	Caractères spéciaux	France	4, 9, 11, 16, 35, 37, 38, 39, 42
Dolce Vita	Caractères spéciaux	Uruguay	4, 9, 11, 35, 37, 38, 39, 42
Dolce Vita	Caractères spéciaux	Italie, Allemagne, Espagne, Slovaquie, Hongrie	4, 9, 11, 16, 35, 37, 38, 39, 42
Dolce Vita	Caractères spéciaux	Royaume-Uni	4, 11, 35, 37, 39, 42
Dolce Vita	Caractères spéciaux	Portugal	4, 9, 16, 35, 37, 38, 39, 42
Provalys	-	France, Benelux, Italie, Royaume-Uni, Allemagne, Espagne, Monaco, Suisse	4, 9, 11, 12, 16, 35, 36, 37, 38, 39, 41, 42
Provalys	Et élément figuratif	France	4, 9, 11, 12, 16, 35, 36, 37, 38, 39, 41, 42
Gaz de France energyY	Caractères spéciaux	France	16, 25, 35, 38, 41
Gaz de France energyY	Caractères spéciaux	Marque communautaire: 25 pays de l'Union européenne	16, 25, 35, 38, 41
Gaz de France energyY	Et élément figuratif	France	4, 11, 16, 25, 35, 38, 41
Gaz de France energyY	Et élément figuratif	Marque communautaire: 25 pays de l'Union européenne	4, 11
Energies Communes	-	France	4, 11, 12, 16, 35, 37, 38, 39, 41, 42
Energie Commune	-	France	4, 11, 35, 42
Energie Commune	Et élément figuratif	France	4, 11, 35

(Pour une description de l'offre liée à ces marques, voir paragraphe 4.5.1.1.1 – "Vente d'énergie / Clients".)

4.14 BIENS ET EQUIPEMENTS

Gaz de France possède ou loue un portefeuille immobilier comprenant 1 200 logements, 1,1 million de mètres carrés de bureaux et 1 500 parcelles de terrain d'une surface totale de 1 500 hectares. Le Groupe rationalise actuellement ce portefeuille en vendant des logements ainsi que les sites tertiaires vacants, en limitant l'acquisition ou la construction de nouveaux biens et en confiant l'entretien et la gérance de ses biens à des entreprises spécialisées. Il entend promouvoir l'utilisation rationnelle des biens immobiliers qu'il possède ou loue en refacturant à ses métiers la valeur de marché des immeubles qu'ils occupent.

Parmi ses actifs immobiliers, Gaz de France possède à ce jour 333 sites ayant supporté dans le passé une usine de production de gaz. Ces usines, dont la dernière a cessé ses opérations en 1971, génèrent du gaz par des procédés physico-chimiques polluants. Conformément à un protocole signé le 25 avril 1996 avec le ministre de l'environnement et en accord avec sa politique environnementale, Gaz de France met en œuvre un programme de réhabilitation de ces sites. Au 31 décembre 2004, le Groupe a provisionné un montant de 233 millions d'euros pour les coûts de réhabilitation futurs (voir aussi paragraphe 4.10.2.2 – "Anciens sites industriels").

4.15 LITIGES

Gaz de France est impliqué dans certaines procédures judiciaires et arbitrales dans le cadre de la marche ordinaire de son activité. A ce jour, ni Gaz de France, ni aucune de ses filiales ne sont ou n'ont été parties à une procédure judiciaire ou arbitrale susceptible d'avoir dans le futur, ou ayant eu dans un passé récent, une incidence significative sur la situation financière de Gaz de France, son activité, ses résultats ou son patrimoine. Gaz de France n'a pas connaissance qu'une telle procédure soit envisagée à son encontre par des tiers.

La totalité des demandes formées à l'encontre de Gaz de France et de ses filiales dans le cadre des procédures judiciaires ou arbitrales en cours est inférieure à 100 millions d'euros. A ce jour, il n'existe aucune demande judiciaire ou arbitrale supérieure à 30 millions d'euros.

Il existe un contentieux sur le terminal méthanier en construction, Fos Cavaou, décrit au paragraphe 4.5.2.1.2 – “Grandes infrastructures”. Le préfet des Bouches du Rhône a autorisé Gaz de France, par arrêté du 15 décembre 2003, à exploiter un terminal méthanier à Fos Cavaou dans le cadre des ICPE. Le permis de construire de l’installation a été délivré par un autre arrêté préfectoral pris le même jour. Ces deux arrêtés font l’objet de recours contentieux. Le permis de construire a ainsi donné lieu à 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). Aucun jugement n’est encore intervenu. L’arrêté d’exploitation, délivré au titre des ICPE, a fait l’objet de deux recours en annulation devant le Tribunal administratif de Marseille, l’un déposé par l’Association de Défense et de Protection du Littoral du Golfe de Fos-sur-Mer (“ADPLGF”), l’autre intervenu à l’initiative d’un particulier. Le recours introduit par l’ADPLGF a été assorti d’une requête en référé suspension qui a été rejetée par ordonnance rendue le 12 octobre 2004 par le juge des référés du Tribunal administratif de Marseille. L’association requérante s’est pourvue en cassation contre cette ordonnance devant le Conseil d’Etat.

Fin 2003, Gaz de France a été mis en examen des chefs d’“homicide et blessures involontaires”, dans le cadre de l’instruction pénale ouverte suite à l’explosion survenue le 4 décembre 1999 à Dijon et ayant causé la mort de 11 personnes. L’instruction pénale est toujours en cours.

4.16 ENVIRONNEMENT LEGISLATIF ET REGLEMENTAIRE EN FRANCE

La production, le transport et la distribution (ces activités incluant la fourniture de gaz naturel) ont été nationalisés par la loi n° 46-628 du 8 avril 1946 et l’exploitation du quasi-monopole en résultant avait été confiée par cette loi à Gaz de France. Ces divers monopoles ont évolué au fil du temps, notamment à la suite de l’adoption de plusieurs textes d’origine communautaire visant à créer un marché intérieur du gaz naturel au sein de l’Union européenne. L’ouverture des marchés poursuivie au niveau européen implique en particulier la possibilité pour les clients établis dans un Etat membre de s’adresser au producteur ou au fournisseur de leur choix dans le même Etat membre ou dans un autre Etat membre.

Commencée en 1990, l’ouverture progressive des marchés nationaux du gaz s’est faite notamment à travers deux directives: la directive 98/30 du 22 juin 1998 et la directive 2003/55 du 26 juin 2003.

La directive 98/30 prévoyait que seuls les clients dits “éligibles”, notamment ceux dont la consommation annuelle de gaz par site dépassait un certain seuil, pouvaient choisir leur fournisseur. Elle a été transposée en France par la loi n° 2003-8 du 3 janvier 2003.

La directive 2003/55 a abrogé la directive 98/30 et a renforcé l’ouverture des marchés gaziers. Cette ouverture complémentaire s’adresse à l’ensemble des clients autres que les clients particuliers (les clients achetant du gaz non destiné à leur usage domestique) à compter du 1^{er} juillet 2004, et s’appliquera à l’ensemble des clients à compter du 1^{er} juillet 2007. La directive 2003/55 a été transposée en France pour l’essentiel par la loi n° 2004-803 du 9 août 2004, certaines dispositions de la directive ayant été intégrées dans le droit français avant cette transposition.

Les directives successives et leurs lois de transposition (3 janvier 2003 et 9 août 2004) prévoient en outre des dispositions visant à garantir un accès non discriminatoire aux principales infrastructures (réseaux de transport et de distribution de gaz, installations de GNL et stockages de gaz), ainsi que, lorsque l’entreprise est intégrée, c’est-à-dire exerce plusieurs activités dans le domaine du gaz naturel, la mise en place d’une séparation comptable entre les différentes activités gazières à laquelle s’ajoute la séparation fonctionnelle des activités de gestion des réseaux (qui va même jusqu’à la séparation juridique pour le réseau de transport de gaz) par rapport aux activités de production et de fourniture.

4.16.1 La fourniture en France

4.16.1.1 Les clients éligibles et non éligibles

La loi n° 2003-8 du 3 janvier 2003 et le décret n° 2003-302 du 1^{er} avril 2003 modifié par le décret n° 2004-420 du 18 mai 2004 définissent comme éligibles tous les clients non particuliers, c’est-à-dire tous les clients achetant du gaz naturel non destiné à leur usage domestique, quel que soit leur seuil de consommation de gaz.

L'éligibilité des clients leur permettant de s'adresser aux fournisseurs de leur choix est appréciée en fonction du site de consommation de gaz. Un tel site est constitué par l'établissement identifié au répertoire national des entreprises et des établissements ou, à défaut, pour les sites qui ne sont ni industriels ni commerciaux, par le lieu de consommation du gaz. Les ménages restent exclus de l'éligibilité jusqu'au 1^{er} juillet 2007.

Un consommateur éligible dont la consommation annuelle est inférieure à 100 000 kilowattheures doit, pour exercer son droit à l'éligibilité, adresser à son fournisseur une déclaration écrite attestant qu'il satisfait aux conditions d'éligibilité définies par le décret du 1^{er} avril 2003 tel que modifié par le décret du 18 mai 2004.

Le droit français prévoit qu'un client éligible peut, le cas échéant par l'intermédiaire de son mandataire, s'approvisionner en gaz naturel auprès du fournisseur de son choix. Lorsqu'un client veut exercer son éligibilité, il peut résilier de plein droit le contrat de transport et de fourniture conclu à un tarif réglementé moyennant un préavis de 30 jours. Dans les faits, Gaz de France a, dès le 10 août 2000 (date à laquelle la directive 98/30 devait être transposée en droit français), mis en œuvre les dispositions de la directive relative à l'éligibilité permettant à ses clients éligibles d'exercer leur faculté de choix. Si, en revanche, le client éligible n'exerce pas son droit de s'adresser au fournisseur de son choix pour un site, il conserve pour ce site le contrat de fourniture de gaz naturel en vigueur à la date à laquelle il est devenu éligible, dont les clauses tarifaires se voient appliquer, le cas échéant, les mêmes évolutions que celles applicables aux tarifs de vente de gaz aux clients non éligibles.

La loi du 9 août 2004 impose la séparation comptable des activités de fourniture de gaz aux clients éligibles, d'une part, et aux clients non éligibles, d'autre part. Les modalités de la séparation comptable seront précisées par un décret.

4.16.1.2 L'autorisation de fourniture

La directive 2003/55, reprenant les dispositions de la directive 98/30 sur ce point, permet aux Etats membres de délivrer des autorisations pour la fourniture de gaz naturel, c'est-à-dire la vente de gaz naturel à des clients. La directive 2003/55 étend le champ de ces règles au biogaz et au gaz issu de la biomasse ou à d'autres types de gaz, dans la mesure où il est techniquement possible de les injecter et de les transporter en toute sécurité dans le réseau de gaz naturel.

L'attribution des autorisations est régie par les principes de non-discrimination et de transparence. Les critères et les procédures sont rendus publics et les refus doivent être motivés.

En France, la loi du 3 janvier 2003 et le décret 2004-250 du 19 mars 2004 prévoient que l'autorisation de fourniture est délivrée par le ministre chargé de l'énergie en fonction des capacités techniques, économiques et financières du demandeur et de la compatibilité du projet avec les obligations du service public. Le ministre dispose d'un délai de cinq mois à compter du dépôt du dossier complet de demande pour délivrer ou refuser l'autorisation, son silence valant décision de rejet. Les autorisations sont nominatives et incessibles par leur titulaire, mais peuvent, en cas de changement d'opérateur, être transférées par décision du ministre chargé de l'énergie. Le fournisseur titulaire d'une autorisation doit mettre à jour chaque année avant le 1^{er} mars certaines des informations fournies avec le dossier de demande d'autorisation, ainsi que les autres informations requises par la loi. Cette mise à jour pourra être faite tous les trois ans à compter du 1^{er} mars 2007.

Chaque autorisation précise les catégories de clients auxquels peut s'adresser le fournisseur, une nouvelle autorisation devant être demandée lorsque le fournisseur souhaite s'adresser à d'autres catégories de clients.

Au titre d'un arrêté du ministre de l'énergie en date du 14 septembre 2004, Gaz de France est autorisé à fournir du gaz naturel aux catégories de clients suivantes:

- les clients non domestiques assurant ou non une mission d'intérêt général;
- les distributeurs;
- les autres fournisseurs de gaz naturel;
- les clients domestiques.

La fourniture par Gaz de France de gaz aux clients non éligibles raccordés au réseau de distribution s'exerce dans le cadre de l'autorisation ministérielle susvisée, ainsi que dans le cadre des cahiers des charges des concessions de distribution qui, jusqu'au 1^{er} juillet 2007, demeurent applicables à la fourniture de gaz aux clients non éligibles. Les ministres chargés de l'économie et de l'énergie fixent les tarifs de vente du gaz aux clients non éligibles après avis de la CRE. Ce n'est qu'en l'absence de réglementation de la tarification que les dispositions du cahier des charges "modèle" (c'est-à-dire non obligatoire) relatives aux tarifs s'appliquent.

4.16.2 Le transport, le stockage et le transit de gaz naturel en France

L'activité de transport recouvre, selon la directive 2003/55, le transport du gaz naturel par l'intermédiaire de gazoducs à haute pression. Elle se situe en amont de l'activité de distribution et est destinée à transporter du gaz naturel par l'intermédiaire de réseaux nationaux ou régionaux (dans le cas de la France) de gazoducs aux fins de fourniture à des clients, mais sans comprendre la fourniture elle-même. Quant aux installations de stockage, toujours selon la directive, elles sont détenues et/ou exploitées par des entreprises exerçant une activité dans le secteur du gaz naturel, et, en pratique, servent à optimiser les approvisionnements en gaz compte tenu des fluctuations de la consommation.

Le mode de désignation des gestionnaires de réseaux de transport et d'installations de stockage n'est pas réglementé de façon détaillée par la directive. En effet, celle-ci prévoit simplement que cette désignation doit se faire pour une durée à déterminer par les Etats membres en fonction de considérations d'efficacité et d'équilibre économique. La directive précise cependant leurs missions. Il en résulte que les entreprises gestionnaires de réseaux de transport et d'installations de stockage doivent exploiter, entretenir et développer des installations sûres, fiables et efficaces et doivent garantir que le réseau de transport et le stockage de gaz naturel permettent un fonctionnement performant et sécurisé du réseau interconnecté.

L'accès non discriminatoire aux réseaux de transport de gaz est institué par la loi, sous le contrôle de la CRE. Afin d'assurer l'indépendance du gestionnaire de réseau, Gaz de France 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 désormais confiée à une entité juridique distincte, Gaz de France Réseau Transport, détenue par Gaz de France mais qui en est indépendante (pour de plus amples détails sur les exigences réglementaires, voir paragraphe 4.16.5 – "Gestion séparée puis filialisation des gestionnaires des réseaux de transport et de distribution ou des gestionnaires de réseaux combinés").

4.16.2.1 La construction et l'exploitation des canalisations de transport de gaz naturel

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 le ministre chargé de l'énergie après une enquête publique en fonction des capacités économiques, financières et techniques du demandeur, de la compatibilité de son projet avec les principes et les missions de service public, de la protection de l'environnement, ainsi que de la sécurité des canalisations de transport de gaz naturel et des réseaux ou installations qui leur sont raccordés. L'autorisation confère à son titulaire le droit d'occuper le domaine public et elle peut lui ouvrir droit à l'application de servitudes spécifiques pour les travaux de construction des canalisations. 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.

Les cahiers des charges doivent être conformes au cahier des charges type approuvé par le décret du 15 janvier 1952 modifié par le décret du 3 octobre 2003. Ce cahier des charges définit notamment l'utilisation générale des ouvrages de la concession en précisant un ordre de priorité pour les clients à desservir, les conditions dans lesquelles sont établis les réseaux de transport et les obligations de service public qui sont imposées au transporteur.

Ce régime d'autorisation, mis en place par la loi n° 2001-1276 du 28 décembre 2001, loi de finances rectificative pour 2001, a succédé à un régime de concessions octroyées par l'Etat, alors propriétaire des réseaux. En 2002, Gaz de France a racheté à l'Etat le réseau de transport qu'il exploite, dont il est désormais propriétaire. Gaz de France a reçu une autorisation de transport le 4 juin 2004, qui a été transférée à Gaz de France Réseau Transport le 1^{er} janvier 2005.

Aucune autorisation n'est nécessaire pour l'accès à 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 (voir paragraphe 4.10.2.1 – "Installations classées pour la protection de l'environnement").

4.16.2.2 Le stockage

La recherche, la création, les essais, l'aménagement et l'exploitation de cavités souterraines naturelles ou artificielles ou de formations naturelles présentant les caractéristiques requises pour constituer des réservoirs étanches en vue du stockage de gaz naturel ou d'hydrocarbures liquides, liquéfiés ou gazeux (ci-après les "stockages souterrains") relèvent, selon la loi du 3 janvier 2003, du régime des concessions de mines régi par le Code minier. Ce régime prévoit notamment que les travaux de recherche de stockages souterrains ne peuvent être entrepris que par le propriétaire de la surface ou, à défaut de l'accord de ce dernier, en vertu d'une autorisation du ministre chargé des mines ou par le bénéficiaire d'un permis exclusif de recherche.

Les stockages souterrains 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'Etat après enquête publique et mise en concurrence. En cas de renouvellement d'une concession antérieure de stockage, celle-ci peut être attribuée, sans appel à concurrence, au titulaire lorsque les formations géologiques faisant l'objet de la demande sont incluses dans les périmètres déjà autorisés.

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.

La loi du 9 août 2004 fixe les conditions de priorité pour l'accès aux stockages. Une hiérarchie est ainsi définie entre, par ordre décroissant, le bon fonctionnement et l'équilibrage des réseaux de transport, puis la fourniture des clients domestiques et des clients non domestiques assurant des missions d'intérêt général ou dont les contrats ne prévoient pas de fourniture interruptible et enfin, la réalisation des obligations de service public légalement prévues. La CRE est compétente pour le règlement des différends en matière d'accès aux stockages.

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 suffisante de gaz permettant la fourniture de ses clients sur la période du 1^{er} novembre au 31 mars. Cette détention de stock peut intervenir en complément d'autres instruments. En cas de non-respect de ces obligations, des sanctions administratives et pécuniaires sont instituées par la loi du 9 août 2004.

4.16.2.3 Le transit

La directive 91/296 du 31 mai 1991 avait mis en place un régime de transit du gaz naturel entre les grands réseaux de gaz naturel à haute pression et avait dressé la liste des entités qui en étaient responsables. Cette directive définissait le transit comme une activité de transport impliquant le franchissement d'au moins une frontière intracommunautaire, le réseau d'origine ou de destination devant être situé sur le territoire de la Communauté européenne. Elle prévoyait également que la réalisation d'opérations de transit nécessitait la conclusion de contrats de transit entre les responsables des réseaux avec, le cas échéant, les entités responsables des importations et exportations de gaz naturel dans les Etats membres concernés.

La directive 2003/55 abroge les dispositions de la directive 91/296 avec effet au 1^{er} juillet 2004; toutefois, les contrats conclus en application de cette directive et produisant des effets à cette date continuent d'être valables et peuvent encore être mis en oeuvre conformément aux dispositions de la directive 91/296 jusqu'à leur échéance. Après le 1^{er} juillet 2004, la directive 2003/55 prévoit que les gestionnaires de réseaux de transport doivent également, notamment en ce qui concerne le transport transfrontalier, avoir accès au réseau des autres gestionnaires de transport.

La loi du 9 août 2004 prévoit que, sous certaines conditions, les nouvelles grandes infrastructures gazières (notamment celles qui permettent l'interconnexion entre Etats membres) peuvent déroger aux dispositions prévues pour l'accès des tiers. La loi du 3 janvier 2003 permet par ailleurs, notamment pour les transits, la possibilité de dérogations en matière de tarifs et de conditions d'utilisation des réseaux.

4.16.3 La distribution en France

La directive 2003/55 définit la distribution comme le transport de gaz naturel par l'intermédiaire de réseaux locaux ou régionaux de gazoducs aux fins de fourniture à des clients professionnels ou domestiques, mais ne comprenant pas la fourniture. Il s'agit donc, en pratique, des activités de développement et d'exploitation du réseau de distribution et d'acheminement sur ce dernier, ainsi que de livraison de gaz naturel.

Par les articles 1 et 3 de la loi de nationalisation du 8 avril 1946, Gaz de France s'est vu confier le monopole de la distribution, qui couvre aujourd'hui, en pratique, la quasi-totalité des 8 868 communes qu'il dessert.

Ce monopole est toutefois assorti d'exceptions:

- La première exception découle de l'article 23 de la loi de 1946: sont maintenues hors du champ de la nationalisation les exploitations gazières locales – régies et sociétés d'économie mixtes – qui relèvent déjà du secteur public. Elles devaient être maintenues dans la situation où elles se trouvaient alors. Cependant, le législateur a autorisé ces distributeurs non nationalisés à étendre leur activité aux communes connexes dès lors que ces dernières ne disposent pas d'un réseau de distribution de gaz (article 88 de la loi du 6 février 1992 relative à l'administration territoriale de la République modifié).
- La deuxième exception ressort de l'article 50 de la loi du 2 juillet 1998 portant diverses dispositions d'ordre économique et financier devenu l'article L.2224-31 du Code général des collectivités territoriales ("**CGCT**"): cette loi a mis en place un plan national de desserte énumérant les communes – ou les groupements de communes – non desservies en gaz qui souhaitaient être alimentées et pour lesquelles Gaz de France – ou un distributeur non nationalisé – était tenu d'engager, dans les trois ans, les travaux de desserte. Les communes non inscrites au plan de desserte ou pour lesquelles les travaux n'avaient pas été engagés dans les trois ans pouvaient être desservies par le distributeur de leur choix, agréé par le ministre chargé de l'énergie dans des conditions objectives et non discriminatoires.

Afin de satisfaire aux exigences de la directive 2003/55 prolongée par la loi, Gaz de France a réorganisé, en liaison avec EDF, ses services de distribution: la gestion du réseau incombe dorénavant à deux nouvelles directions, GRD et EGD (pour de plus amples détails sur les attributions de chacune des entités, voir paragraphe 4.5.2.2.2 – "Organisation de la distribution").

4.16.3.1 Régime de concession

La distribution de gaz naturel constitue en France un service public communal (communes ou le cas échéant leurs établissements publics de coopération mentionnés à l'article L.2224-31 du CGCT). Chaque commune – ou groupement de communes – confie le plus souvent à Gaz de France, par voie de concession, l'exploitation de ce service public sur son territoire, dit périmètre de la concession. Les concessions liant ainsi les communes et Gaz de France 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. Certains éléments de ce modèle de cahier des charges sont présentés ci-après.

Exploitation du service de distribution

La commune garantit pour l'essentiel au distributeur l'exclusivité en ce qui concerne la distribution du gaz sur le périmètre de la concession, l'établissement des ouvrages nécessaires pour ce faire et l'usage de ces derniers.

Le concessionnaire est chargé de l'établissement des ouvrages et du fonctionnement du service qu'il exploite à ses frais ainsi qu'à ses risques et périls; en contrepartie, il est autorisé à percevoir auprès des usagers un prix destiné à rémunérer les obligations mises à sa charge. Le non-respect de ses obligations exposerait notamment le concessionnaire à des pénalités contractuellement prévues.

Redevances et répartition des frais de la concession

Le concessionnaire verse à la commune, d'une part, des redevances de concession dont le montant résulte des stipulations du cahier des charges et, d'autre part, des redevances d'occupation du domaine public, dont le régime est fixé aux articles L.2333-84 et suivants et R.2333-114 et suivants du CGCT.

La redevance de concession comporte elle-même deux éléments: l'un relatif au fonctionnement, pour financer les frais supportés par la commune en vue de lui permettre d'exercer ses compétences principalement dans le domaine du contrôle, l'autre relatif à l'investissement, étant observé que la commune est, comme le concessionnaire, susceptible d'établir elle-même des ouvrages de distribution qu'elle remet alors au concessionnaire.

Régime des biens de la concession

Sur le périmètre de la concession, les ouvrages de distribution appartiennent aux communes dès leur construction (et sont dès lors désignés comme des biens de retour qui, à la fin de la concession reviennent en pleine propriété à la commune), alors même qu'ils sont construits et financés par le distributeur, auquel l'exclusivité de leur usage est conférée. Les cahiers des charges de distribution contiennent des dispositions relatives à la fourniture de gaz (notamment pour ce qui concerne le prix de vente). Ils n'en contiennent aucune relative au tarif d'accès au réseau. Dès lors que les prix de vente du gaz sont réglementés et fixés par les ministres chargés de l'économie et de l'énergie (article 7 de la loi du 3 janvier 2003), ils s'imposent aux opérateurs et à leurs clients et les clauses des cahiers des charges correspondantes ne peuvent recevoir application. Les tarifs d'utilisation du réseau sont également fixés par les deux ministres sur proposition de la CRE.

Durée de la concession

La concession est par nature limitée dans sa durée: les communes et Gaz de France fixent au cas par cas une durée 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 de Gaz de France par l'autorité concédante.

4.16.3.2 Communes non desservies en gaz naturel

Toute commune ne disposant pas d'un réseau public de distribution de gaz naturel a désormais, en pratique, la faculté de confier son service public à toute entreprise régulièrement agréée par le ministre à cet effet, y compris Gaz de France.

4.16.4 L'accès des tiers aux réseaux en France

Afin de permettre à tout client éligible établi dans un Etat membre de s'adresser au fournisseur de son choix situé dans le même ou un autre Etat membre, un droit d'accès des tiers aux réseaux de transport et de distribution a été institué.

La loi française prévoit la possibilité de dérogations aux conditions commerciales générales et aux tarifs d'utilisation des réseaux de transport et de distribution et des installations de GNL (voir paragraphe 4.5.2.1.1 – "Réseau de transport / Tarifs d'acheminement") lorsqu'elles sont justifiées par des modalités particulières d'utilisation des ouvrages et des installations, notamment en cas de transit, ou par la nécessité d'investir dans de nouvelles infrastructures. Ces dérogations sont accordées conjointement par le ministre chargé de l'économie et le ministre chargé de l'énergie, après avis de la CRE.

4.16.4.1 Modalités d'accès aux réseaux de transport et de distribution et aux installations de GNL et de stockage

La loi du 3 janvier 2003 confère aux clients éligibles, aux fournisseurs et à leurs mandataires un droit d'accès réglementé aux ouvrages de transport et de distribution de gaz naturel ainsi qu'aux installations de GNL, y compris les installations fournissant des services auxiliaires.

Ce droit s'exerce, d'une part, pour assurer la fourniture de gaz naturel aux clients éligibles, et, d'autre part, pour permettre l'exécution des contrats de transit de gaz naturel entre les grands réseaux de transport de gaz à haute pression de l'Espace économique européen. La directive 2003/55 prévoit également que les Etats membres prennent toutes les mesures nécessaires pour permettre aux entreprises de gaz naturel et aux clients éligibles d'obtenir l'accès aux réseaux de gazoducs en amont, c'est-à-dire aux gazoducs ou réseaux de gazoducs exploités et/ou construits dans le cadre d'un projet de production de pétrole ou de gaz, ou utilisés pour le transport du gaz naturel d'un ou de plusieurs sites de production vers une usine, un terminal de traitement ou un terminal d'atterrissage final.

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'il exploitent.

Le refus d'un opérateur de conclure un contrat d'accès à son réseau de transport ou de distribution doit être motivé et notifié au demandeur ainsi qu'à la CRE. Il ne peut être valablement motivé que si:

- la capacité du réseau est insuffisante;
- l'accès au réseau concerné place l'opérateur dans l'impossibilité de remplir ses obligations de service public;
- une dérogation temporaire préalable est octroyée par la CRE; ou
- l'accès au réseau pourrait générer de graves difficultés économiques et financières pour l'opérateur dans le cadre de l'exécution des contrats *take-or-pay* auxquels il est partie, dans la mesure où l'évolution de ses débouchés ne pouvait raisonnablement être prévue au moment de la conclusion de ces contrats.

Pour assurer techniquement l'accès au réseau de transport, de distribution ou d'installations de GNL, le transporteur ou le distributeur met en oeuvre les programmes de mouvements de gaz naturel établis par les fournisseurs. Dans le cadre de cette mission, l'opérateur doit assurer à tout instant l'équilibre des flux de gaz naturel, la sécurité et l'efficacité de son réseau compte tenu des contraintes techniques auxquelles il est soumis. Il doit également veiller à la disponibilité et à la mise en oeuvre des services et des réserves nécessaires au fonctionnement du réseau et des interconnexions et procéder aux comptages nécessaires. Tout opérateur exploitant des ouvrages de transport, de distribution ou 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.

Les transporteurs et distributeurs de gaz naturel ainsi que les exploitants d'installations de GNL et titulaires de concessions de stockage de gaz naturel doivent élaborer et rendre publiques les prescriptions techniques fixant les exigences techniques de conception et de fonctionnement en matière de raccordement à leurs installations.

Concernant le stockage, la directive 2003/55 prévoit l'accès, réglementé ou négocié, aux installations de stockage lorsque la fourniture d'un accès efficace au réseau aux fins de l'approvisionnement de clients l'exige pour des raisons techniques ou économiques. La loi du 9 août 2004 a retenu le principe de l'accès négocié entre le fournisseur autorisé et les exploitants de stockages, ces derniers ayant une obligation de publication des conditions générales d'utilisation des stockages. La notion d'installation de stockage s'étend au gaz en conduite, mais exclut les services auxiliaires et les infrastructures de stockage temporaire de GNL qui sont nécessaires au processus de regazéification du gaz et à sa fourniture ultérieure au réseau de transport.

La loi du 9 août 2004 précise qu'un refus d'accès aux installations de stockage doit être motivé par:

- un manque de capacités ou des motifs techniques tenant à l'intégrité et à la sécurité des installations de stockage;
- un ordre de priorité fixé par le ministre de l'énergie pour assurer le respect des obligations de service public; ou
- la preuve que l'accès n'est pas nécessaire sur le plan technique ou économique pour l'approvisionnement efficace des clients dans les conditions prévues par le contrat.

L'approvisionnement des clients éligibles peut également se faire par conduite directe, la détermination des conditions d'octroi de toute autorisation nécessaire dans le cadre de la construction ou de l'exploitation de conduites directes revenant au législateur national. Ces critères doivent toutefois être objectifs, transparents et non discriminatoires. La directive 2003/55 et la loi du 3 janvier 2003 prévoient, à cet égard, que les Etats membres peuvent subordonner l'autorisation de construire une conduite directe à un refus d'accès au réseau ou à l'ouverture d'une procédure de règlement des litiges.

4.16.4.2. 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" pour prévenir les risques de pratiques discriminatoires en matière d'accès des tiers aux réseaux de transport et de distribution. En ce qui concerne le transport de gaz naturel, l'application de ce code fera l'objet d'un rapport annuel établi et rendu public par le gestionnaire du réseau de transport, qui l'adresse à la CRE. Celle-ci publie chaque année un rapport sur le respect du code de bonne conduite par l'entité concernée.

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.

Conformément à la loi du 3 janvier 2003, toute entreprise exerçant dans le secteur du gaz naturel une ou plusieurs des activités concernées doit tenir dans sa comptabilité interne des comptes séparés au titre respectivement du transport, de la distribution et du stockage du gaz naturel ainsi qu'au titre de l'exploitation des installations de GNL et de l'ensemble des autres activités en dehors du gaz naturel. En outre, selon la loi du 9 août 2004, toute entreprise exerçant une activité dans le secteur du gaz établit des comptes séparés pour ses activités de fourniture de gaz aux clients éligibles, d'une part, et non éligibles, d'autre part. Les opérateurs doivent faire approuver par la CRE les règles d'imputation, les périmètres comptables et les principes de dissociation comptable. Ces comptes ne sont pas publiés.

4.16.5 Gestion séparée puis filialisation des gestionnaires des réseaux de transport et de distribution ou des gestionnaires de réseaux combinés

En vertu des dispositions de la directive 2003/55, lorsque le gestionnaire d'un réseau de transport ou de distribution ou, le cas échéant, un gestionnaire de réseau combiné (de transport, de GNL, de stockage et de distribution) fait partie d'une entreprise intégrée verticalement, comme Gaz de France, il doit être rendu juridiquement indépendant de l'organisation et des processus de prise de décision des entités gérant d'autres activités. Pour autant, cette obligation de séparation juridique n'entraîne pas *ipso facto* l'obligation pour l'entreprise intégrée verticalement de transférer la propriété des actifs des réseaux concernés, mais seulement de séparer ou de filialiser la ou les activités concernées. La directive prévoit également différentes obligations à la charge des 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, qui s'exerce notamment par l'approbation du plan financier annuel du gestionnaire de l'infrastructure concerné. Ces dispositions ont été transposées en France par la loi du 9 août 2004 qui a imposé de filialiser l'activité de transport de gaz naturel jusqu'alors exercée au sein de Gaz de France. Cette filialisation a été réalisée et a pris effet le 1^{er} janvier 2005. Conformément à la directive 2003/55, en matière de distribution, les Etats membres peuvent surseoir jusqu'au 1^{er} juillet 2007 à la mise en œuvre de l'obligation de séparation juridique de la gestion du réseau de distribution des autres activités non liées à la distribution.

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

Afin d'arbitrer les différends susceptibles d'apparaître entre les opérateurs du marché ouvert à la concurrence, la directive 2003/55 dispose, en sus du contrôle général de la Commission européenne sur l'application du droit communautaire, qu'une ou plusieurs autorités compétentes et indépendantes désignées par chaque Etat membre sont chargées d'assurer la non-discrimination, une concurrence effective et le fonctionnement efficace du marché. A ces fins, elles surveillent notamment les règles relatives à la gestion et à l'attribution des capacités d'interconnexion, les dispositifs destinés à remédier à la congestion des réseaux, le temps nécessaire pour que les gestionnaires effectuent le raccordement et la réparation des réseaux.

En France, la régulation est mise en œuvre de deux manières. D'une part, une autorité administrative indépendante de régulation des secteurs du gaz et de l'électricité, la CRE, a été mise en place et, d'autre part, le ministre chargé de l'énergie dispose de certaines prérogatives en termes de contrôle et de sanctions. Les collectivités locales, en leur qualité d'autorités concédantes, peuvent également exercer des contrôles sur la bonne exécution des obligations résultant des cahiers des charges de la concession de distribution.

4.16.6.1. La Commission de régulation de l'énergie

La CRE est une autorité administrative indépendante créée en 2000 pour la régulation du secteur de l'électricité en France dont les activités ont été étendues, par la loi du 3 janvier 2003, à la régulation de l'activité gazière. Le statut de la CRE, comme celui de toute autorité administrative indépendante, garantit son autonomie et son impartialité et la dote de moyens nécessaires à son fonctionnement. La loi n° 2004-1425 du 30 décembre 2004 (loi de finances rectificative pour 2004) confère à la CRE la personnalité morale et l'autonomie financière.

Ses pouvoirs sont importants et visent principalement à assurer la régulation du réseau notamment par le contrôle de son accès et la régulation du marché du gaz naturel.

Attributions en matière tarifaire

La CRE propose aux ministres chargés de l'économie et de l'énergie des tarifs d'utilisation des réseaux de transport et de distribution et des installations de GNL et donne son avis sur les tarifs de vente du gaz naturel. Elle donne également son avis pour les dérogations, accordées par décret, aux tarifs d'utilisation des réseaux de transport et de distribution et d'installation de GNL ainsi qu'aux conditions commerciales générales d'utilisation des ouvrages (voir paragraphe 4.5.2.1.1 – "Réseau de transport / Accès au réseau de transport en France", paragraphe 4.5.2.1.1 – "Réseau de transport / Tarifs d'acheminement", paragraphe 4.5.2.1.2 – "Grandes infrastructures / Accès aux terminaux méthaniers et aux stockages de gaz en France", paragraphe 4.5.2.1.2 – "Grandes infrastructures / Tarifs des infrastructures", paragraphe 4.5.2.2.3 – "Accès aux réseaux de distribution" et paragraphe 4.5.2.2.4 – "Tarifs d'acheminement sur le réseau de distribution").

Attributions en matière de droit d'accès au réseau

La CRE est garante du droit d'accès aux réseaux de gaz naturel. Elle est ainsi préalablement consultée sur les projets réglementaires relatifs à l'accès aux ouvrages de transport et de distribution de gaz naturel et aux installations de GNL. Les opérateurs de réseau et les exploitants d'installations de GNL doivent communiquer à la CRE les conditions générales d'utilisation de leurs ouvrages et de leurs installations. En cas de refus d'accès à un ouvrage de transport ou de distribution de gaz naturel justifié par un manque de capacité ou une difficulté liée au raccordement de l'installation du demandeur d'accès au réseau, la CRE peut demander et, le cas échéant, mettre en demeure un opérateur de procéder aux améliorations techniques si elles se justifient économiquement ou si un client potentiel indique qu'il s'engage à les prendre en charge.

Différends liés à l'accès au réseau

La CRE peut être saisie en cas de différend lié à l'accès au réseau entre les opérateurs et les utilisateurs des ouvrages de transport et de distribution de gaz naturel ou entre les exploitants et les utilisateurs des installations de gaz naturel liquéfié ou en cas de différend lié au stockage. Elle dispose de pouvoirs d'information et d'enquête importants.

Attributions en matière de séparation comptable des activités régulées et non régulées

La CRE approuve, après avis du Conseil de la concurrence, les principes de séparation comptable proposés par les entreprises intégrées, afin de s'assurer qu'aucune discrimination, subvention croisée ou atteinte à la concurrence n'a lieu. Les comptes séparés établis selon ces principes lui sont transmis annuellement.

La CRE dispose en outre d'un droit d'accès à la comptabilité et aux informations économiques, financières et sociales des entreprises exerçant une activité dans le secteur du gaz, dans la mesure où ses missions sont concernées. La CRE a ainsi le pouvoir de contrôler les charges prises en compte par les opérateurs pour le calcul du tarif réglementé.

Au titre de la loi du 9 août 2004, la CRE donne un avis motivé préalable en cas de révocation de toute personne qui assure la direction générale d'un gestionnaire de réseau de transport ou de distribution. Elle établit en outre chaque année un rapport sur le respect par les gestionnaires de réseau de leur code de bonne conduite, elle évalue leur indépendance de gestion et propose le cas échéant des mesures complémentaires.

Pouvoir de sanction

La CRE peut prononcer une interdiction temporaire d'accès aux réseaux de transport et distribution ainsi qu'aux installations de GNL pour une durée n'excédant pas un an ou prononcer une sanction pécuniaire si un opérateur des réseaux de transport ou de distribution de gaz naturel, un exploitant d'installations de gaz naturel liquéfié ou les utilisateurs de ces réseaux et installations ne se conforment pas aux décisions de la CRE prises:

- suite à un manquement à une disposition législative ou réglementaire relative à l'accès aux réseaux et installations, et à leur utilisation;
- suite à un manquement aux règles d'imputation;
- suite à un manquement au périmètre comptable et aux principes déterminant les relations financières entre les activités comptablement séparées approuvées par la CRE;
- pour le règlement d'un différend lié à l'accès aux réseaux et installations, ainsi qu'à leur utilisation;
- suite à un manquement aux obligations de communication de documents et d'informations ou aux obligations de donner accès à sa comptabilité et aux informations économiques, financières et sociales nécessaires à la CRE et aux ministres chargés de l'économie et de l'énergie pour l'exercice de leurs missions de contrôle.

La sanction pécuniaire qui peut être encourue dans ces cas est d'un montant maximal de 3% du chiffre d'affaires hors taxes du dernier exercice clos, porté à 5% en cas de nouvelle violation de la même obligation.

4.16.6.2 Le ministre chargé de l'économie et le ministre chargé de l'énergie

Les ministres chargés de l'économie et de l'énergie disposent d'un pouvoir d'enquête pour recueillir toute information nécessaire à l'application de la loi du 3 janvier 2003. Les enquêtes sont réalisées par des fonctionnaires et agents habilités à cet effet. Le ministre chargé de l'énergie et la CRE peuvent, le cas échéant, nommer un expert.

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 de gaz naturel ou de l'autorisation de transport, à l'encontre des auteurs de manquements aux dispositions de la loi relatives à l'accès aux réseaux de gaz naturel, à la transparence du secteur du gaz naturel, aux obligations de service public, à la sécurité d'approvisionnement, au transport et à la distribution de gaz naturel ainsi qu'aux dispositions réglementaires prises pour leur application et aux prescriptions particulières fixées par les autorisations. Des sanctions pécuniaires ou le retrait des autorisations peuvent également être infligées aux titulaires de concessions de stockage souterrain de gaz naturel en cas de non-respect du cahier des charges de la concession et des dispositions de la loi du 3 janvier 2003 précédemment mentionnées, lorsqu'elles sont applicables au stockage.

4.16.6.3 L'Observatoire national du service public de l'électricité et du gaz

Cet organisme, créé auprès du Conseil économique et social, a pour objet d'examiner les conditions de mise en œuvre du service public de l'électricité et du gaz. Il émet des avis sur toute question de sa compétence et formule des propositions motivées qui sont rendues publiques. Il remet chaque année au Parlement et au gouvernement un rapport sur l'évolution des tarifs de vente du gaz et de l'électricité pour chaque type de client.

L'Observatoire national du service public de l'électricité et du gaz est composé de représentants de chaque type de clients, des autorités concédantes, des collectivités locales ayant constitué un distributeur non nationalisé visé par la loi du 8 avril 1946, des organisations syndicales représentatives, d'EDF et des autres opérateurs du secteur de l'électricité, de Gaz de France et des autres opérateurs du secteur gazier, des associations intervenant dans le domaine économique et social et d'élus locaux et nationaux.

4.16.7 Autres réglementations ou conventions ayant un impact sur l'activité en France

4.16.7.1 La gestion du 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. Elles varient selon les différentes catégories d'opérateurs dans les conditions fixées par le décret n° 2004-251 du 19 mars 2004. Les obligations de service public sont précisées par les autorisations de fourniture ou de transport de gaz naturel, les concessions de stockage souterrain de gaz naturel ou les cahiers des charges des concessions et règlements de régies de distribution.

4.16.7.2 Le Contrat de service public

Les missions de service public dans le secteur de l'énergie sont définies par la loi du 3 janvier 2003. Leur mise en œuvre passe, s'agissant de Gaz de France, par un Contrat de service public, en application de l'article 1^{er} de la loi du 9 août 2004.

Le contrat, tel qu'approuvé par le conseil d'administration de Gaz de France le 22 mars 2005 et qui devrait entrer en vigueur dès sa signature par les pouvoirs publics, rappelle les obligations de service public auxquelles la Société est soumise et met l'accent sur certaines d'entre elles, comme la sécurité d'approvisionnement et la continuité de fourniture ou la sécurité industrielle. Il contient en outre des dispositions relatives aux moyens qui doivent être mis en place par l'opérateur pour assurer l'accès au service public des clients (y compris des clients démunis) ainsi qu'à la politique de recherche et développement et à la protection de l'environnement. Par ailleurs, il fixe les principes d'évolution pluriannuelle des tarifs de distribution publique.

4.16.7.3 Passation des marchés

Les achats de la Société dépassant les seuils communautaires établis par la directive 93/38 du 14 juin 1993 portant coordination des procédures de passation des marchés dans les secteurs de l'eau, de l'énergie, des transports et des télécommunications, transposée en droit français par la loi n° 92-1282 du 11 décembre 1992 relative aux procédures de passation de certains contrats dans les secteurs de l'eau, de l'énergie, des transports et des télécommunications, telle que modifiée, sont soumis à des procédures de passation de marchés avec mise en concurrence. Ces seuils sont de 400 000 euros pour les marchés publics de fourniture et de services, et de 5 millions d'euros pour les marchés publics de travaux (valeurs hors TVA).

La procédure communautaire de passation de ces marchés publics impose notamment la publication d'un avis de marché, une mise en concurrence entre les candidats et l'attribution du marché en fonction de critères objectifs et non discriminatoires préalablement définis.

La directive 2004/17 du 31 mars 2004 portant coordination des procédures de passation des marchés dans les secteurs de l'eau, de l'énergie, des transports et des services postaux, devant être transposée au plus tard le 31 janvier 2006, viendra modifier ce régime. Ainsi, les seuils au-dessus desquels les procédures prévues par la directive s'appliqueront seront de 473 000 euros pour les marchés de fourniture et de services et de 5 923 000 euros pour les marchés de travaux (valeurs hors TVA, prévues par le règlement n° 1874/2004 modifiant la directive 2004/17).

4.16.7.4 Autorisation de fourniture d'électricité

Gaz de France exerce l'activité d'achat pour revente d'électricité aux clients éligibles conformément aux dispositions du décret n° 2004-388 du 30 avril 2004 relatif à l'exercice de l'activité d'achat d'électricité pour revente aux clients éligibles et aux obligations des fournisseurs relatives à l'information des consommateurs d'électricité. Il a reçu le 13 septembre 2004 le récépissé prévu au titre de l'article 2 de ce décret lui permettant d'exercer l'achat pour revente aux clients éligibles pour une durée de cinq ans à la suite de la déclaration adressée au ministre chargé de l'énergie le 15 juin 2004.

4.17 FACTEURS DE RISQUES

La Société exerce son activité dans un environnement qui connaît une évolution rapide et fait naître de nombreux risques, dont certains qu'elle ne peut pas contrôler. Ces risques incluent notamment les incertitudes liées à l'ouverture rapide du marché européen du gaz naturel et plus généralement de l'énergie. Les risques et incertitudes présentés ci-dessous ne sont pas les seuls auxquels la Société doit faire face. D'autres dont elle n'a pas actuellement connaissance ou qu'elle tient pour négligeables pourraient également avoir une incidence négative sur son activité et/ou ses résultats.

4.17.1 Risques relatifs à l'ouverture du marché européen du gaz naturel

La libéralisation du marché européen du gaz naturel a entraîné des changements majeurs dans la réglementation tant européenne que française applicable à Gaz de France, dans son secteur d'activité et dans ses activités même. Les performances financières à venir de Gaz de France dépendent en partie de sa capacité à s'adapter à ces changements. Une description des risques significatifs découlant des changements apportés à l'environnement réglementaire figure ci-dessous.

Gaz de France doit faire face à une concurrence importante dans la vente de gaz naturel en France et prévoit de perdre des parts de marché au profit de ses concurrents

Du fait de la libéralisation du marché français du gaz naturel, Gaz de France doit faire face à la concurrence d'autres vendeurs. Tous les clients de Gaz de France autres que les particuliers ont la faculté de choisir leur fournisseur de gaz et peuvent en conséquence s'adresser à un de ses concurrents. En juillet 2007, le marché du gaz naturel sera totalement ouvert à la concurrence (voir paragraphe 4.16.1.1 – "Les clients éligibles et non éligibles"). Pour la vente de gaz aux clients éligibles, Gaz de France est déjà et sera à l'avenir davantage en concurrence avec d'autres sociétés gazières ainsi qu'avec des fournisseurs d'autres formes d'énergie, tels que les fournisseurs d'électricité et les sociétés pétrolières. Certains des concurrents de Gaz de France disposent de ressources financières supérieures aux siennes. Les principales conséquences de la concurrence sur ses ventes en France sont les suivantes:

- Gaz de France risque de perdre des parts de marché. Il a déjà perdu des parts de marché sur les clients déjà éligibles et s'attend à en perdre d'autres au fur et à mesure du développement de la concurrence et de l'extension, à partir de juillet 2007, de la base des clients éligibles aux clients particuliers.
- Gaz de France est soumis à une concurrence sur les prix pour la vente de gaz aux clients ayant exercé leur droit de choisir leur fournisseur de gaz. Ainsi, les modalités de détermination du prix de vente de gaz à ces clients seront à l'avenir déterminées d'une façon librement négociée et donc différente de celles traditionnellement appliquées en France pour établir les tarifs administrés. En outre, les pressions concurrentielles pourraient limiter la capacité de Gaz de France à ajuster ses prix pour refléter les conditions de marché fluctuantes (notamment le cours du pétrole brut en dollars américains).
- Gaz de France doit poursuivre ses investissements dans la notoriété de ses marques et dans la communication pour mieux s'identifier auprès des clients et pour faire connaître à ces derniers ses offres commerciales, ce qui pourrait engendrer des coûts significatifs.
- Gaz de France doit continuer à adapter ses stratégies et ses processus de prise de décision à la lumière de la nouvelle structure du marché, ce qui pourrait perturber le bon fonctionnement de ses opérations ou l'exposer à de nouveaux risques liés notamment à l'extension de ses activités sur de nouveaux marchés.

La relation historique de Gaz de France avec EDF pourrait l'empêcher de tirer tous les bénéfices liés à son statut de fournisseur historique de gaz en France, notamment en cas d'entrée d'EDF sur le marché du gaz naturel

L'association étroite de Gaz de France avec EDF, historiquement le fournisseur d'électricité en France, développée depuis des décennies, pourrait empêcher Gaz de France de maintenir sa base de clients et les relations entretenues avec cette dernière en France. Un certain nombre de clients de Gaz de France, notamment sur le marché des particuliers, ne l'identifient pas clairement en tant qu'entité distincte d'EDF parce que ses ventes, sa facturation, son service client et ses activités de réseau ont traditionnellement été effectués dans un cadre commun avec EDF. EDF a annoncé son intention de se développer dans le gaz

naturel. EDF aura la faculté de fournir du gaz à ses clients, qui incluent la quasi-totalité des clients français de Gaz de France. Certains clients pourraient accepter cette offre en pensant qu'ils continuent à acheter du gaz auprès du fournisseur historique. Gaz de France doit donc poursuivre sa politique de communication destinée à renforcer son identification comme entité distincte d'EDF; à défaut, sa base de clientèle et le haut niveau de satisfaction vis-à-vis de ses services gaziers pourraient bénéficier à EDF plutôt qu'à lui. En conséquence, Gaz de France pourrait ne pas être en mesure de défendre sa part de marché en France aussi bien que d'autres fournisseurs historiques pourraient le faire dans leurs pays.

Les différentes réorganisations nécessitées par l'ouverture du marché pourraient avoir des conséquences opérationnelles et financières lourdes pour Gaz de France

L'ouverture du marché a notamment pour conséquence une réorganisation majeure des structures mixtes au travers desquelles Gaz de France et EDF gèrent leurs ventes, leurs facturations, leurs services clientèle et leurs réseaux de distribution. En conséquence de cette réorganisation, le système d'information de Gaz de France devra traiter de nouvelles tâches complexes (par exemple, pour permettre d'allouer le gaz acheminé dans les réseaux de transport et de distribution à plusieurs fournisseurs), pouvant potentiellement le perturber. De telles perturbations pourraient avoir des conséquences négatives sur la qualité du service rendu aux clients (et donc sur l'image du Groupe) et générer des coûts importants pour Gaz de France.

Au-delà des conséquences informatiques, la réorganisation implique de la part de Gaz de France la mise en place de nouvelles structures de gestion de clientèle et de distribution, qui pourraient engendrer des coûts significatifs. Enfin, la séparation de la gestion des réseaux de transport et de distribution en des structures indépendantes, faite en application de la loi, pourrait entraîner la perte de synergies avec d'autres activités du Groupe.

Gaz de France prévoit d'accroître ses activités de production et de fourniture d'électricité, un secteur nouveau pour lui dans lequel les fournisseurs historiques d'électricité sont dominants

La stratégie de Gaz de France consistant à offrir de l'électricité à ses clients, en particulier sur le marché des particuliers qui souhaitent majoritairement s'adresser à un fournisseur unique pour le gaz et l'électricité, son entrée sur le marché de l'électricité comporte notamment les risques suivants:

- la fourniture d'électricité est une nouvelle activité pour Gaz de France, qu'il pourrait ne pas parfaitement maîtriser;
- le marché de la fourniture d'électricité est dominé par des fournisseurs traditionnels, tels qu'EDF, qui bénéficient d'une longue expérience et d'une notoriété importante auprès des clients (y compris auprès des clients actuels de Gaz de France);
- l'approvisionnement en électricité à des coûts compétitifs requiert des investissements importants dans la construction d'infrastructures ou la conclusion de contrats d'approvisionnement avec les producteurs d'électricité. L'approvisionnement en électricité expose Gaz de France aux risques liés à la volatilité particulière des prix sur ce marché et à un risque de non-atteinte de ses objectifs en la matière.

Les lois et les règlements qui exigent que les activités de transport et de distribution de Gaz de France soient gérées de manière indépendante limitent le contrôle de Gaz de France sur ces activités

Conformément aux lois et règlements en vigueur, Gaz de France a mis en place une gestion indépendante de ses réseaux de transport et de distribution par rapport aux activités de production et de vente. Même s'il conserve certains pouvoirs relatifs à l'arrêté du budget et du plan pluriannuel d'investissements des réseaux, son activité pourrait être affectée par la perte de contrôle de certaines décisions opérationnelles pouvant avoir un impact sur les coûts de fonctionnement, qui constituent des éléments clefs de la rentabilité des activités de transport et de distribution en France. Parallèlement, Gaz de France continuera à supporter les risques liés à l'exploitation des activités de transport et distribution, aux responsabilités éventuelles vis-à-vis des tiers et aux éléments pouvant affecter la valeur des actifs de transport et de distribution.

La stratégie d'expansion par le biais d'acquisitions expose Gaz de France aux risques de dilution, d'amortissement exceptionnel des actifs acquis ou de la difficile intégration des sociétés cibles

Sa stratégie consistant à croître de manière significative, notamment au moyen d'acquisitions, Gaz de France pourrait être amené à procéder à l'émission de titres de capital à effet dilutif, à avoir recours à l'endettement ou à enregistrer des provisions pour dépréciation d'actifs incorporels. 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 et au départ de salariés clefs. Dans le cadre des entreprises communes auxquelles il participe, Gaz de France pourrait par ailleurs se retrouver en conflits d'intérêts ou de stratégie avec ses associés qui, dans certains cas, détiennent la majorité du capital de ces entreprises. Ces associés pourraient également ne pas être en mesure de remplir leurs obligations ou éprouver des difficultés financières.

Gaz de France pourrait ne pas réussir à trouver des cibles d'acquisition appropriées ou se trouver dans l'impossibilité de conclure des opérations de croissance externe, notamment pour des raisons juridiques

La mise en œuvre de la stratégie d'acquisition de Gaz de France pourrait être notamment limitée par l'absence de cibles appropriées, par la concurrence pour les projets d'acquisition ou par l'application du droit de la concurrence. En outre, la loi n° 2004-803 du 9 août 2004 dispose que l'Etat français demeure propriétaire d'au moins 70% du capital de Gaz de France. Cette limitation pourrait rendre difficile ou impossible l'utilisation par Gaz de France de ses actions en rémunération de ces acquisitions ou le financement des acquisitions par des augmentations de capital. Ainsi, il pourrait se voir contraint de renoncer aux projets d'acquisition ou de les financer par l'endettement, ce qui pourrait affecter sa structure financière et augmenter ses frais financiers.

La réglementation de certains pays européens pourrait freiner l'expansion du Groupe hors de France.

La capacité du Groupe à poursuivre et à mener à bien des acquisitions hors de France est sujette à des contraintes et incertitudes réglementaires et politiques dont il n'a pas la maîtrise. C'est par exemple le cas en Italie et en Espagne.

Italie. S'appuyant sur le décalage entre l'ouverture du marché italien de la vente de gaz et la libéralisation d'autres marchés européens, la loi italienne (décret-loi n° 164/2000 dit "Letta") ne permet pas aux entreprises issues d'un Etat membre de l'Union européenne de vendre du gaz à des clients italiens, directement ou par le biais de sociétés contrôlées, si ces clients italiens appartiennent à une catégorie qui n'est pas, dans l'Etat membre dont l'entreprise est issue, éligible (condition dite de réciprocité). Cette législation interdira à Gaz de France de vendre du gaz naturel en Italie pour autant que les clients concernés ne seraient pas éligibles en France.

La loi italienne a également pour effet, à compter du 31 décembre 2007 au plus tôt, d'interdire aux sociétés contrôlées directement ou indirectement par une société telle que Gaz de France la participation aux procédures d'appels d'offres pour l'octroi de concessions de distribution de gaz, dès lors que le Groupe possède en France des concessions octroyées autrement que par le biais d'une procédure d'appel d'offres.

En outre, le gouvernement italien s'est vu reconnaître par la loi en septembre 2004 (loi n° 239 dite "Marzano"), dans le cadre d'opérations de concentration soumises à l'autorité de concurrence italienne, le pouvoir d'imposer des engagements aux sociétés étrangères investissant en Italie ressortissantes d'Etats qui ne remplissent pas la condition de réciprocité, afin de sauvegarder les besoins nationaux de sécurité des approvisionnements énergétiques ou la concurrence sur les marchés de l'électricité et du gaz. Sous ces conditions, Gaz de France pourrait être affecté par cette législation.

En outre, la loi italienne (décret - loi n° 301/2001 dite "Montedison") plafonne à 2% les droits de vote en assemblée générale (mais pas le droit au dividende) attachés aux participations détenues par le Groupe dans des sociétés italiennes actives dans le domaine de l'énergie et pourrait rendre inopposables les options d'achat dans les sociétés Italcogim et Arcalgas; cette législation sera levée en cas d'admission des actions de la Société aux négociations sur un marché réglementé. La Commission européenne a engagé le 13 avril 2004 devant la Cour de justice des Communautés européennes un recours en manquement contre l'Italie tendant à constater que cette législation restreint la libre circulation des capitaux.

Espagne. La législation espagnole prévoit une suspension des droits de vote (mais pas des droits au dividende) attachés aux actions détenues par toute entité dans laquelle un Etat détient la majorité des actions ou contrôlée par quelque moyen que ce soit par l'Etat, lorsque cette participation directe ou indirecte confère à l'entité publique le contrôle ou une participation d'au moins 3% du capital ou des droits de vote dans une société exerçant au niveau national ses activités sur le marché espagnol de l'énergie (électricité, gaz, pétrole). Cette législation peut concerner Gaz de France et l'empêcher d'exercer ses droits de vote en cas d'acquisition du contrôle ou d'une participation dans une société opérant au niveau de l'ensemble du marché espagnol.

Ses réseaux de transport et de distribution étant ouverts aux tiers sur une base non discriminatoire, Gaz de France pourrait à terme ne plus être en mesure de fournir toute la demande en gaz de ses clients

L'accès aux réseaux de transport et de distribution doit être non discriminatoire afin que des tiers puissent fournir du gaz naturel à leurs clients. La loi et la réglementation en vigueur interdisent aux gestionnaires de réseaux de refuser leur accès par des tiers pour des raisons de concurrence. En conséquence, Gaz de France pourrait à terme ne pas disposer, sur ses réseaux, de la capacité de transport nécessaire pour acheminer le gaz destiné à ses propres clients.

4.17.2 Risques relatifs à l'activité du Groupe

L'activité de Gaz de France est soumise à une réglementation de plus en plus contraignante

Une grande partie de l'activité de Gaz de France est soumise à une réglementation de plus en plus contraignante. Les lois et règlements français et la réglementation européenne, ainsi que les décisions des instances de régulation (en particulier la CRE), affectent de manière significative le chiffre d'affaires et les bénéfices de Gaz de France ainsi que la manière dont il mène son activité:

- Les tarifs que Gaz de France applique pour la vente de gaz à des clients français non éligibles (ou n'ayant pas exercé leur éligibilité) sont fixés par les ministres chargés de l'économie et de l'énergie, après avis de la CRE, pour une période de temps définie. Gaz de France peut ne pas obtenir l'autorisation d'une hausse de ses tarifs alors même que cette hausse serait destinée à couvrir les hausses de ses charges d'exploitation.
- Dans le cadre du Contrat de service public 2005-2007, tel qu'approuvé par le conseil d'administration de Gaz de France le 22 mars 2005 et qui devrait entrer en vigueur dès sa signature par les pouvoirs publics, Gaz de France s'est engagé à faire bénéficier les clients du tarif de distribution publique de ses efforts de productivité répercutés par une diminution forfaitaire de 1,4% par an en moyenne, en terme réel, des charges hors coûts d'approvisionnement.
- Les tarifs que Gaz de France applique pour l'accès aux réseaux de transport et de distribution et aux terminaux méthaniers sont également fixés par les ministres chargés de l'économie et de l'énergie sur proposition de la CRE. Ces tarifs sont basés notamment sur des taux de rémunération calculés par rapport à une base d'actifs régulés. Les pouvoirs publics pourraient décider de réduire le taux de rémunération ou de modifier le calcul de la base d'actifs régulés, ce qui pourrait affecter la rentabilité de Gaz de France. Les pouvoirs publics pourraient également refuser de prendre en compte certaines charges d'exploitation de Gaz de France dans le calcul de ces tarifs.
- Les tarifs que Gaz de France applique pour l'accès à ses réseaux de transport et de distribution en France manquent de flexibilité, car ils sont déterminés par voie réglementaire et continueront de l'être sur le marché libéralisé du gaz naturel.
- La CRE ou les instances européennes pourraient imposer des contraintes spécifiques à Gaz de France si elles estiment que le rythme d'ouverture réelle du marché n'est pas satisfaisant, afin d'améliorer la position des concurrents sur le marché français à son détriment.
- Gaz de France a besoin d'autorisations pour l'exercice de plusieurs de ses activités principales. La non-obtention de ces autorisations ou leur non-renouvellement pourrait l'empêcher de poursuivre certaines de ses activités actuelles ou prévues. De plus, des contentieux sur les conditions d'octroi ou d'exercice de ces autorisations pourraient avoir pour conséquence leur suspension temporaire ou leur révocation.

- La réglementation applicable à Gaz de France est susceptible d'être modifiée. Ainsi, une modification de la loi sur le régime des concessions accordées à Gaz de France pourrait avoir un impact négatif.

Voir paragraphe 4.16 – "Environnement législatif et réglementaire en France" pour une description plus détaillée de la réglementation économique ayant une influence sur l'activité de Gaz de France.

Le Groupe a contracté des engagements à long terme pour l'achat de gaz dans le cadre de contrats take-or-pay qui l'obligent à payer des volumes minima de gaz même s'ils sont supérieurs à ses besoins

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2004, plus de 80% des achats de Gaz de France en gaz naturel ont été effectués par le biais de contrats *take-or-pay* à long terme. Selon ces contrats, Gaz de France s'engage à acheter des volumes minima de gaz qu'il doit payer, qu'il en prenne livraison ou non (sauf certaines exceptions telles que la faute du fournisseur ou la force majeure). Bien que ces contrats comportent souvent des mécanismes lui permettant de prendre livraison des volumes payés après la date à laquelle la livraison aurait dû être prise ou de réduire dans une certaine limite ses obligations de *take-or-pay* en tenant compte de volumes élevés au-delà des volumes minimaux au cours d'années antérieures, dans l'hypothèse où il ferait face à une baisse sur le long terme de la demande en gaz, Gaz de France pourrait être obligé d'acheter du gaz qu'il ne pourrait revendre qu'en appliquant une décote substantielle. De plus, en cas d'insuffisance des infrastructures ou de la capacité de transport nécessaire, il pourrait ne pas être en mesure de prendre livraison du gaz qu'il achète. Par ailleurs, le portefeuille de contrats à long terme du Groupe constitue une source essentielle d'approvisionnement en gaz naturel. A l'échéance de ces contrats, Gaz de France pourrait être obligé d'accepter des conditions de renouvellement moins favorables, et les fournisseurs pourraient décider de ne pas renouveler les contrats, ce qui affecterait la sécurisation de ses approvisionnements.

La stratégie du Groupe est fondée sur l'hypothèse que l'usage du gaz naturel en Europe augmentera; le retour sur les investissements réalisés en anticipation de cette croissance pourrait être affecté de manière significative si cette hypothèse s'avérait inexacte

La stratégie et les prévisions du Groupe sur le développement de ses infrastructures de transport du gaz, les investissements dans ses réseaux de distribution, le développement de ses activités d'exploration-production et d'autres domaines prennent pour hypothèse que la consommation de gaz naturel en France et en Europe continuera à augmenter de manière significative dans un avenir proche. En particulier, le Groupe s'est fondé sur une croissance significative, sur le marché français et européen, de l'utilisation de gaz naturel pour la production d'électricité. Les niveaux et la croissance de la consommation de gaz en France et en Europe dépendent de plusieurs facteurs, parmi lesquels:

- le niveau général de croissance économique;
- l'attractivité relative du gaz naturel par rapport aux autres énergies existantes ou aux nouvelles sources d'énergie développées;
- la forte position en France du nucléaire dans la production d'électricité;
- la construction de nouvelles infrastructures pour le transport et la distribution du gaz;
- les développements technologiques qui créent de nouvelles utilisations du gaz;
- les réglementations environnementales (par exemple, le protocole de Kyoto);
- la politique énergétique des gouvernements;
- la disponibilité de ressources sûres et rentables de gaz naturel; et
- l'image du gaz naturel dans le grand public (liée en particulier aux conséquences que pourraient avoir des accidents, y compris en aval du compteur).

Dans chacun des segments d'activité de Gaz de France, la demande dépend directement ou indirectement des tendances de la demande générale de gaz. Un ralentissement de la croissance ou une décroissance en volume de consommation du gaz en France et en Europe pourrait hypothéquer le succès de la stratégie de Gaz de France et réduire les retours sur investissements qu'il réalise.

Les aléas climatiques ont un impact significatif sur les résultats de l'activité

Des aléas climatiques (essentiellement en termes de températures) importants d'une année sur l'autre peuvent provoquer des variations de la demande énergétique, notamment en gaz naturel, avec des niveaux de demande plus élevés lors des années les plus froides. En conséquence, les résultats de Gaz de France sont généralement affectés par ces aléas climatiques. Ce risque n'est pas couvert par Gaz de France.

Les résultats d'exploitation du Groupe reflètent également le caractère saisonnier de la demande en gaz, qui est traditionnellement plus élevée au cours du premier trimestre de l'année, comprenant les mois les plus froids, et moins élevée au cours du troisième trimestre, comprenant les mois les plus chauds.

Le Groupe conduit des activités croissantes dans des pays en transition ou en voie de développement, ce qui l'expose à des risques relatifs aux conditions politiques et économiques de ces pays

Une part croissante des approvisionnements en gaz naturel du Groupe provient ou proviendra des pays en transition ou en voie de développement, notamment l'Algérie, la Russie, le Nigeria, la Libye et l'Égypte. Le Groupe participe également à des projets d'exploration-production et de construction d'usines de liquéfaction dans ces pays. Il a des activités importantes, au travers de ses filiales, dans le secteur du transport et de la distribution de gaz dans plusieurs pays d'Europe de l'Est. Les opérations du Groupe dans ces pays sont exposées à des risques de changements dans leur politique gouvernementale et plus généralement à des risques politiques et économiques, notamment le risque qu'une crise internationale ou qu'un embargo interrompe les approvisionnements en gaz et le risque de perturbations de l'activité en raison d'actions politiques ou insurrectionnelles. De plus, le Groupe pourrait ne pas parvenir à faire valoir ses droits de manière appropriée devant les juridictions de ces pays, notamment dans le cadre de litiges contre l'Etat ou des entités publiques.

Gaz de France pourrait être obligé de faire face à des engagements importants en matière de retraites

Les entreprises de la branche des IEG, dont Gaz de France et certaines autres sociétés du Groupe (notamment Gaz de France Réseau Transport), sont soumises à un régime spécifique de retraite dont le système de financement a été réformé au début de l'année 2005. Une partie de ce régime spécifique a ainsi été adossé aux régimes de droit commun. Cependant, il reste à la charge du Groupe des obligations spécifiques à la branche des IEG. Les engagements du Groupe à ce titre s'élèvent à 1 625 millions d'euros avant impact fiscal au 31 décembre 2004 (y compris 386 millions d'euros liés aux contributions exceptionnelles, forfaitaires et libératoires dues à ces régimes de droit commun) (voir paragraphe 5.6.2 – "Annexes aux comptes consolidés pour l'exercice clos le 31 décembre 2004 / note 21"). Par ailleurs, le Groupe a des engagements s'élevant à 946 millions d'euros au 31 décembre 2004 au titre d'autres avantages au personnel, notamment les rentes d'accidents du travail et maladies professionnelles, rentes d'incapacité temporaire et d'invalidité et médailles du travail. Ces montants sont des estimations fondées sur certaines hypothèses, notamment des hypothèses actuarielles et un taux d'actualisation susceptible d'être ajusté en fonction des conditions de marché, ainsi que sur les règles régissant respectivement les prestations versées par le régime de droit commun et les montants à la charge du Groupe. Ces hypothèses et ces règles pourraient faire l'objet, dans le futur, d'ajustements susceptibles de modifier les engagements actuels du Groupe au titre des retraites et autres avantages au personnel qui sont couverts par des provisions ou des couvertures d'assurance. A l'avenir, le Groupe devra supporter les engagements futurs lui incombant à raison du régime spécifique de retraite et autres avantages au personnel, dont la totalité fera l'objet d'une provision selon les normes comptables IFRS (voir paragraphe 5.5 – "Information financière IFRS 2004 préliminaire"). Enfin, les entreprises de la branche des IEG sont solidairement responsables du financement des droits spécifiques du régime (les droits spécifiques s'entendant comme les prestations de ce régime non couvertes par les régimes de droit commun). Concernant les droits spécifiques relatifs à des périodes validées au 31 décembre 2004, la Caisse nationale des industries électriques et gazières qui assure le fonctionnement du régime bénéficie en dernier recours d'une garantie de l'Etat.

Une partie importante des effectifs du Groupe appartient à des structures communes à Gaz de France et EDF; le Groupe dépend en conséquence en partie des mécanismes de gestion en place dans ces structures communes pour réaliser des gains de productivité

15 345 personnes employées par le Groupe appartiennent à des structures communes à Gaz de France et EDF (essentiellement à la direction EDF Gaz de France Distribution – EGD) et sont gérées avec les autres salariés communs qui sont pris en charge par EDF. Un certain nombre de décisions (d'ordre individuel ou collectif) prises par ces structures communes peuvent en conséquence avoir un impact sur Gaz de France,

en particulier sur ses coûts salariaux et sur la structure de ses coûts. Par ailleurs, les perspectives d'EDF, essentiellement centrées sur l'électricité, pourraient conduire à des divergences d'intérêts entre les membres de ces structures communes. De telles contraintes pourraient réduire les possibilités de gains de productivité de Gaz de France.

Les conflits sociaux pourraient avoir un impact significatif sur l'activité du Groupe

Le Groupe ne peut exclure une détérioration des relations sociales ou des perturbations sociales. Des grèves, débrayages, actions de revendication ou autres troubles sociaux pourraient venir perturber son activité. Le Groupe n'a contracté aucune assurance pour les pertes résultant d'interruptions d'activité provoquées par les mouvements sociaux. En conséquence, sa situation financière et ses résultats d'exploitation pourraient être affectés par des perturbations sociales.

L'activité du Groupe est soumise à une réglementation importante en matière d'environnement, de santé et d'hygiène

Les activités du Groupe présentent des risques industriels et environnementaux liés à la nature des produits manipulés, qui peuvent être inflammables, explosifs ou toxiques. Il est de ce fait soumis à de nombreuses réglementations relatives à l'environnement, la santé publique et la sécurité de ses activités. Il dépense des montants importants chaque année pour se conformer à ces réglementations. De plus, il possède 333 sites sur lesquels ses anciennes usines à gaz étaient implantées. Ces sites étant pollués, il a mis en œuvre un lourd programme de réhabilitation. Le Groupe dispose également d'ICPE, notamment les stations de compression, les stockages souterrains et les terminaux méthaniers, dont certaines (dites "SEVESO") doivent disposer d'outils spécifiques de gestion de la sécurité. Son activité pourrait également être affectée par les directives européennes et les lois françaises imposant des limites sur l'émission des gaz à effet de serre. Dans l'hypothèse où les réglementations en matière d'environnement, de santé et d'hygiène deviendraient plus strictes, les investissements et charges de mise en conformité pourraient augmenter de manière substantielle à l'avenir. Ainsi, à la suite de l'explosion d'un gazoduc survenue le 30 juillet 2004 sur le site industriel de Ghislenghien en Belgique et ayant entraîné la mort de 18 personnes, les pouvoirs publics français envisagent un renforcement de la maîtrise de l'urbanisation, en particulier afin de renforcer la sécurité des transports, ce qui pourrait contraindre Gaz de France à réaliser des travaux supplémentaires sur ses réseaux de transport. Le Groupe pourrait par ailleurs être contraint de fermer temporairement certains sites afin de réaliser des investissements et mises en conformité, ce qui pourrait engendrer des difficultés d'exploitation. De plus, il pourrait être exposé à des sanctions civiles (en particulier des dommages et intérêts significatifs) ou pénales ou à des ordonnances de fermeture en cas de non-respect de ces réglementations. Enfin, des règles de plus en plus contraignantes sont imposées aux industriels afin de prévenir les risques sur l'environnement, en particulier ceux liés à l'amiante et à la Legionella et, le cas échéant, de dédommager les victimes (voir paragraphes 4.10 – "Environnement", 4.17.3 – "Gestion des risques" et 5.6.2 – "Annexes aux comptes consolidés pour l'exercice clos le 31 décembre 2004").

Des accidents industriels pourraient interrompre l'activité du Groupe ou engendrer des pertes financières ou des responsabilités significatives

Il existe des risques liés à l'exploitation de vastes systèmes de transport, de distribution et de stockage de gaz et à l'exploitation d'installations d'exploration-production et de méthaniers, tels que des incidents d'exploitation, des interruptions imprévues provoquées par des événements extérieurs que le Groupe ne maîtrise pas (glissements de terrain, tremblements de terre, foudre, etc.) ou des performances d'installations ou d'infrastructures inférieures à ce qui en est attendu. Ces incidents sont susceptibles de provoquer des blessures, des pertes humaines ou encore des dommages significatifs aux biens ou à l'environnement ainsi que des interruptions d'activité. Les polices d'assurance du Groupe pourraient ne pas suffisamment couvrir toutes les responsabilités encourues, les pertes de chiffre d'affaires ou l'augmentation des dépenses. C'est notamment le cas pour l'activité de transport maritime de GNL.

La responsabilité du Groupe est notamment susceptible d'être engagée dans le cadre de l'explosion d'un immeuble d'habitation de Mulhouse qui a fait 17 morts, le 26 décembre 2004, et qui pourrait en partie ou en totalité résulter d'une "fente" sur la canalisation principale de gaz devant cet immeuble (voir paragraphe 4.5.2.2 – "Distribution France").

Le développement de l'activité Exploration-Production du Groupe l'expose à des risques différents de ceux auxquels il a traditionnellement été exposé

Les activités d'exploration-production, qui exigent des niveaux élevés d'investissements en capital, exposent le Groupe à des risques différents de ceux auxquels ses activités traditionnelles l'avaient habitué, notamment:

- le risque que les activités d'exploration ne mènent pas à la découverte de réserves;
- l'incertitude quant à l'évaluation des réserves, qui sont des estimations basées sur des hypothèses et sont en conséquence soumises à des incertitudes importantes qui pourraient avoir un impact sur les résultats du Groupe, notamment:
 - o la qualité des informations géologiques, techniques et économiques;
 - o les conditions contractuelles et fiscales dans les pays où les activités d'exploration-production sont poursuivies;
 - o la capacité de production des gisements; et
 - o une éventuelle réévaluation à la baisse des réserves qui serait accompagnée d'amortissements exceptionnels et une baisse de la production;
- le risque de retard dans les forages, notamment en raison de conditions météorologiques difficiles;
- la dépendance envers des partenaires tiers (notamment lorsque le Groupe n'est pas l'opérateur du site d'exploration ou de production);
- le risque réglementaire propre aux activités d'exploration-production (imposition d'obligations spécifiques en matière de forage et d'exploitation, protection de l'environnement, cas exceptionnels de nationalisation, d'expropriation ou d'annulation de droits contractuels et changement de réglementation afférente aux obligations de démantèlement ou de dépollution des sites);
- le risque inhérent à la poursuite des activités dans des pays où le secteur pétrolier est souvent affecté par la corruption; et
- le risque fiscal, notamment au titre des modifications concernant les redevances ou les droits de douane dus sur la production d'hydrocarbures.

Des variations du cours des produits pétroliers et des taux de change entre le dollar américain et l'euro peuvent avoir un impact significatif sur les résultats d'exploitation du Groupe

Les résultats de certaines activités du Groupe, notamment l'Exploration-Production et l'Achat-Vente d'Energie, sont influencés par les cours du pétrole et les taux de change, principalement entre l'euro et le dollar américain. L'activité Exploration-Production est structurellement sensible aux variations du prix du pétrole et du dollar américain, une part prédominante de ses ventes d'hydrocarbures liquides et de gaz naturel étant libellée en dollars américains ou indexée sur les prix des produits pétroliers. En outre, le Groupe achète la majorité du gaz qu'il vend par le biais de contrats *take-or-pay* qui indexent le prix du gaz du mois sur le cours (en dollars) des produits pétroliers de mois antérieurs. Le cours des produits pétroliers et les taux de change euro contre dollar dépendent de l'offre et la demande internationales, des tendances macroéconomiques, des politiques de taux d'intérêt, des événements politiques et d'autres facteurs dont le Groupe n'a pas la maîtrise. L'impact que de telles variations pourraient avoir sur le résultat d'exploitation ne peut pas être précisément chiffré.

Gaz de France cherche à atténuer les fluctuations de ses marges, principalement en répercutant l'essentiel des variations du prix du gaz et du pétrole qu'il achète dans les formules du prix de vente aux clients. Par le passé, les tarifs que Gaz de France a appliqué pour la vente du gaz à ses clients non éligibles ont été ajustés afin de lui permettre de répercuter sur eux les variations du cours des hydrocarbures et des fluctuations du taux de change dollar contre euro. Ces ajustements pourraient toutefois ne pas être suffisants, notamment en raison d'une décision des pouvoirs publics. Ainsi, lors du dernier mouvement de novembre 2004, les pouvoirs publics n'ont autorisé qu'une hausse partielle par rapport à l'augmentation

du coût des approvisionnements (voir paragraphe 4.5.1.1.1 – “Vente d’énergie / Prix de vente d’énergie / Tarifs administrés”). En outre, sur le marché des clients éligibles, Gaz de France pourrait ne pas être en mesure de répercuter les fluctuations de ses coûts d’approvisionnement sur ses clients pour des raisons concurrentielles.

Les activités de marché du Groupe l’exposent aux risques liés à la qualité de ses contreparties et aux mouvements des prix des matières premières et des produits dérivés

Le Groupe intervient de façon significative sur les marchés des produits énergétiques et des opérations de produits dérivés liées aux prix des produits énergétiques. Bien qu’il mette en place des limites strictes sur ses expositions, les opérations de marché l’exposent aux risques liés aux variations de la valeur de ses positions et, pour les opérations hors marchés réglementés, au risque de la défaillance de ses contreparties.

Gaz de France est contrôlé par l’Etat en sa qualité d’actionnaire majoritaire

En application de loi du 9 août 2004, l’Etat français est l’actionnaire principal de Gaz de France et doit demeurer propriétaire d’au moins 70% de son capital. En droit français, un actionnaire majoritaire contrôle la plupart des décisions devant être adoptées en assemblée générale, et décide notamment de l’adoption des résolutions relatives à la nomination des représentants des actionnaires au conseil d’administration, à la distribution de dividendes et aux modifications de statuts.

Les incertitudes résultant de l’adoption de nouvelles normes comptables pour l’exercice commençant le 1^{er} janvier 2005 pourraient avoir un impact significatif sur les comptes du Groupe

Jusqu’à l’exercice clos le 31 décembre 2004, le Groupe préparait ses comptes conformément aux normes comptables françaises. En juin 2002, le Conseil des ministres de l’Union européenne a adopté une nouvelle réglementation proposée par la Commission européenne imposant à toutes les sociétés cotées en Europe d’appliquer les International Financial Reporting Standards (“IFRS”) pour les exercices commençant à compter du 1^{er} janvier 2005. Par conséquent, l’application de ces nouvelles normes pourrait avoir un impact significatif dans de nombreux domaines. Dans la mesure où l’application des normes IFRS pourrait éventuellement générer des différences importantes par rapport aux comptes établis conformément aux normes comptables françaises, la perception par les analystes financiers des performances du Groupe pourrait s’en trouver affectée. Par ailleurs, le traitement en normes IFRS des concessions n’est pas encore déterminé par les instances compétentes. L’International Financial Reporting Interpretation Committee (“IFRIC”) a publié un projet d’interprétations relatif aux concessions qui, s’il était adopté en l’état, pourrait affecter de façon significative les comptes du Groupe (ce projet ne devrait toutefois pas conduire à une minoration des capitaux propres) (voir paragraphe 5.5 – “Information financière IFRS 2004 préliminaire”). Enfin, l’information comparative 2004 présentée dans les comptes 2005 pourrait être différente de l’information au titre de l’exercice 2004 telle que présentée dans le présent document de base.

4.17.3 Gestion des risques

Description de la délégation de la maîtrise des risques

A l’instar d’autres entreprises, la direction générale de Gaz de France, en accord avec le conseil d’administration (et son comité d’audit), a souhaité renforcer la maîtrise globale de ses risques pour notamment anticiper les évolutions rendues nécessaires par l’ouverture des marchés. Gaz de France a ainsi créé en mars 2004 une structure dédiée: la délégation de la maîtrise des risques. Cette structure a pour objectif de lui permettre de disposer d’une vision globale, centralisée et synthétique de ses risques.

La direction générale a confié trois missions principales à cette délégation:

- élaborer une cartographie des risques du Groupe;
- proposer une politique de gestion globale des risques; et
- diffuser la “culture risques” au sein du Groupe.

La délégation de la maîtrise des risques s’appuie sur un réseau de correspondants désignés par leur direction pour déployer et animer la démarche dans leur entité. Ce réseau est constitué en filière transverse au Groupe réunissant plus d’une vingtaine de responsables risques.

Utilisation de la cartographie des risques Groupe

La délégation de la maîtrise des risques élabore annuellement une cartographie des risques du Groupe. Cette cartographie permet une optimisation de la maîtrise des risques en donnant au *management* un moyen de comparer les risques du Groupe entre eux, quelle que soit leur nature, pour qu'il puisse décider ensuite des actions de traitement. Elle est aussi utilisée par la direction de l'audit pour définir et hiérarchiser les sujets d'audits, de façon à augmenter préférentiellement la maîtrise des risques résiduels les plus élevés du Groupe. Elle sert enfin dans le cadre de la communication financière.

Le processus de cartographie des risques Groupe

La démarche pour élaborer la cartographie des risques Groupe est principalement ascendante. Elle se fonde sur l'agrégation des risques cartographiés par les différents métiers et les fonctions d'appui. En 2004, le Groupe s'est doté d'une méthodologie commune spécifique pour identifier, évaluer et hiérarchiser les risques. Cette méthodologie est issue des réflexions d'un groupe de travail interne. Ses travaux se sont inspirés des meilleures pratiques existantes dans le Groupe et dans d'autres entreprises. Au titre de cette méthodologie, il définit ses risques comme les événements susceptibles de porter atteinte à ses objectifs stratégiques. Il a également élaboré un modèle de risques qui est l'outil de classement des risques commun à l'ensemble du Groupe. Ce modèle de risques, qui lui est spécifique, s'inspire dans sa structure des modèles proposés sur le marché. Les risques sont classés en trois catégories:

- les risques stratégiques: risques mettant en danger la capacité de l'entreprise à définir, orienter et mettre en œuvre sa stratégie;
- les risques opérationnels: risques susceptibles de modifier la capacité de l'entreprise à gérer au quotidien sa force commerciale, son outil industriel et ses autres actifs pour générer des profits récurrents d'exploitation;
- les risques liés à l'environnement de l'entreprise, c'est-à-dire générés par des causes externes. L'entreprise est exposée à des changements structurants de son environnement qui ont une influence significative sur ses résultats et son activité.

Cette méthodologie a ainsi permis l'élaboration de cartographies pour chaque métier et fonction d'appui. La délégation de la maîtrise des risques, appuyée par le réseau de responsables risques, a agrégé ces cartographies pour déterminer les risques Groupe. Ces derniers ont par la suite été évalués, notamment à l'aide de méthodes statistiques, et hiérarchisés pour identifier les risques majeurs du Groupe. Les résultats ont été complétés et validés par une série d'entretiens avec des dirigeants de Gaz de France. La cartographie des risques du Groupe a été présentée au comité exécutif de Gaz de France en mars 2005 et sera présentée au comité d'audit du conseil d'administration.

La gestion des risques

La démarche de gestion des risques est gouvernée par le principe de la subsidiarité: la délégation de la maîtrise des risques fixe le cadre de cohérence, accompagne le déploiement au sein du Groupe et s'assure de l'amélioration continue du processus; les fonctions de direction du Groupe restent chargées de leurs risques et les gèrent dans les limites fixées par le cadre de cohérence. Ainsi, chaque métier du Groupe traite et suit ses risques avec, selon les cas, la mise en place de structures *ad hoc* destinées à la gestion de risques particuliers.

D'autre part, certains risques sont transverses au Groupe et les responsabilités de gestion de ces risques se trouvent réparties parmi les métiers concernés. Dans un souci d'optimisation et de cohérence, des organes transverses en assurent le traitement et le suivi. Peuvent ainsi être cités:

- le département assurance: il a la charge de la couverture des risques assurables;
- la direction financière: elle gère l'exposition du Groupe aux risques de change et de taux;
- la mission permanente de sécurité: elle assure une gestion homogène des risques de sécurité industrielle et des personnes;
- la politique qualité: elle constitue également un des modes de traitement des risques.

Gestion des risques par Gaselys

Depuis 2002, Gaselys a renforcé et structuré ses fonctions de support pour améliorer, d'une part, la mesure et le contrôle des risques et, d'autre part, le contrôle interne.

Le dispositif de contrôle des risques s'appuie sur une forte implication de ses actionnaires, Gaz de France et Société Générale. Leurs équipes spécialisées en risques de marché et de crédit concourent aux travaux y afférents et participent au comité risques de Gaselys, de même que certains administrateurs de Gaselys.

En matière de risques de crédit, la politique est fixée par les actionnaires de Gaselys qui accordent notamment des lignes de crédit, contrepartie par contrepartie, ce qui permet d'encadrer ces risques.

Concernant les risques de marché, l'équipe de contrôleurs des risques en salle de Gaselys exerce un suivi sur une base quotidienne. L'estimation du risque de marché est réalisée à partir d'un modèle de risque décennal de type scénario catastrophe (*stress test*) et par un modèle de type *value at risk*, identique à celui de la Société Générale. L'ensemble des risques associés au risque de marché et au risque de contrepartie fait l'objet d'une revue périodique entérinée par le conseil d'administration de Gaselys et les divisions d'évaluation des risques de ses actionnaires.

Concernant le risque de taux d'intérêt sur le portefeuille de *trading* de Gaselys, des limites ont été mises en place en 2004 et des sensibilités sont calculées périodiquement.

En matière de risque de change, les actionnaires ont autorisé Gaselys à avoir des positions ouvertes en livres sterling et dollars américains jusqu'à 1 million. Au-delà, Gaselys couvre son résultat sur une base mensuelle et par tranche de 1 million de devises.

Le risque de liquidité est appréhendé par des simulations. Il a fait l'objet de la mise en place, en 2004, d'un prototype de gestion des besoins de trésorerie, d'un *reporting* régulier à la direction générale de Gaselys de la situation de trésorerie et de l'utilisation des lignes de trésorerie, ainsi que d'une procédure d'urgence en cas de besoin de liquidité.

Enfin, une série de mesures a été élaborée et projetée en matière de risques opérationnels (risques de défaillances d'actifs physiques, risques liés aux écarts de livraison de gaz, risques liés aux systèmes d'information).

En termes de contrôle interne, le respect par les collaborateurs des règles et procédures en vigueur pour toutes opérations traitées (notamment le principe de séparation des tâches, la délimitation des responsabilités, le rapprochement entre informations) fait l'objet d'une vérification régulière. Par ailleurs, un responsable du contrôle interne est chargé, entre autres, des préconisations des missions de contrôle, des missions de déontologie et de l'organisation de la lutte contre le blanchiment. Enfin, un comité nouveau produit a vocation à examiner et statuer sur la faisabilité opérationnelle d'une nouvelle activité, en se prononçant notamment sur l'organisation opérationnelle, les risques, les systèmes de suivi et de gestion et les dispositifs contractuels ou juridiques.

4.17.3.1 Politique d'achat d'assurances

Après avoir identifié et mesuré les risques à assurer pour le Groupe, Gaz de France a défini et mis en œuvre une politique de transfert systématique au marché de l'assurance de tous les risques dont la survenance pourrait avoir des répercussions significatives sur son résultat. Ainsi, l'ensemble des activités du Groupe est couvert par des contrats d'assurance souscrits sur le marché auprès d'un *pool* d'assureurs de réputation et de solidité financière internationalement reconnues. Le Groupe n'est pas intéressé, directement ou indirectement, dans une captive d'assurance qui supporterait une partie de ses risques.

Cette politique d'assurance est susceptible d'être modifiée à tout moment en fonction des conditions du marché, d'opportunités ponctuelles et de l'appréciation de la direction générale sur les risques et sur l'adéquation de leur couverture.

Les montants assurés dépendent des risques financiers décrits par les scénarios de sinistres pessimistes et des conditions de couverture proposées par le marché (combinaison des capacités disponibles et conditions tarifaires).

Pour l'ensemble de ces contrats, les franchises sont adaptées afin d'optimiser le coût global pour le Groupe en fonction de la probabilité de survenance des sinistres et de ce que peut supporter chaque entité sans mettre en danger la continuité de son activité. Le niveau des franchises est généralement déterminé de manière à absorber la sinistralité de fréquence ou de moyenne.

La gestion des assurances est centralisée, ce qui permet une maîtrise globale des risques assurables homogène et coordonnée au niveau du Groupe, de même qu'une globalisation de l'achat d'assurance. Sous réserve des exclusions communément pratiquées sur le marché de l'assurance et des sous-limites appliquées à certains événements dénommés, le Groupe estime bénéficier à ce jour des couvertures d'assurances adéquates, tant dans leur étendue qu'en montant garanti.

4.17.3.2 Principaux contrats

Responsabilité civile

Gaz de France et ses filiales bénéficient d'une assurance responsabilité civile exploitation (après livraison) et professionnelle qui couvre les conséquences pécuniaires découlant de la mise en jeu de leur responsabilité pour les dommages causés aux tiers. Cette assurance est composée de plusieurs lignes de garantie, les lignes supérieures bénéficiant à l'ensemble des filiales. Pour Gaz de France uniquement, cette assurance intervient après un niveau d'autoassurance plafonné annuellement à 6,6 millions d'euros.

D'autres assurances ont été souscrites par le Groupe, comme les assurances de responsabilité des mandataires sociaux et de responsabilité en cas de pollution accidentelle de l'environnement.

Dommmages aux biens et frais supplémentaires/pertes d'exploitation

Cette assurance couvre les risques d'incendie, d'explosion, débris de machine et d'événements naturels qui peuvent endommager les biens détenus en propriété ou confiés. Les canalisations des réseaux de transport et/ou de distribution, sauf exception dans certains pays, sont exclues de cette garantie.

Les plafonds de garantie sont généralement égaux à la valeur des biens assurés. Toutefois, sur les importantes concentrations de valeurs, ils sont fixés en fonction du montant de reconstruction à neuf des biens à la suite d'un sinistre catastrophe. Ces scénarios de sinistres majeurs sont définis par les experts internes avec l'aide de partenaires extérieurs au Groupe (tels que les assureurs et les cabinets d'expertises préalables). A titre d'illustration, la police dommages aux biens industriels de Gaz de France prévoit une garantie de 320 millions d'euros sur les terminaux méthaniers.

Cette assurance est complétée par une couverture des frais supplémentaires d'exploitation et dans les cas où les dommages pourraient conduire à des interruptions d'activités, une garantie est souscrite pour couvrir les pertes d'exploitation qui en découlent. Le montant de cette garantie est déterminé en tenant compte de la durée d'indisponibilité du site endommagé et des plans de secours existants (selon les cas entre 12 et 24 mois).

Autres assurances

Outre les assurances responsabilité civile et dommages aux biens et frais supplémentaires/pertes d'exploitation précitées, le Groupe est titulaire des polices suivantes:

- une assurance multirisques bureaux (dont le montant maximal d'indemnisation en cas de sinistre est fixé à 100 millions d'euros) et une assurance pour les logements couvrant les dommages accidentels et les responsabilités de propriétaire, locataire ou occupant;
- une assurance du parc automobile couvrant la responsabilité civile et les dommages;
- une assurance couvrant le transport de GNL par méthaniers avec une limite de 30 millions d'euros par navire et événement;
- une assurance construction pour les chantiers importants (construction du terminal méthanier de Fos Cavaou ou de la centrale DK6 à Dunkerque); et
- des assurances maritimes couvrant les responsabilités en tant qu'armateur (garantie illimitée sauf en risque de guerre (200 millions de dollars américains) et en pollution (1 milliard de dollars américains)) ou affrèteur (garantie de 500 millions de dollars américains) et les dommages aux navires, à concurrence de 110% de leur valeur.

CHAPITRE 5. PATRIMOINE — SITUATION FINANCIERE — RESULTATS

5.1 CHIFFRES CLEFS

Les tableaux ci-dessous présentent des extraits des bilans, des comptes de résultat et des tableaux des flux de trésorerie consolidés du Groupe pour les exercices clos les 31 décembre 2002, 2003 et 2004:

Comptes de résultat consolidés résumés

	Exercice clos le 31 décembre		
	2002	2003	2004
	<i>(en millions d'euros)</i>		
Chiffre d'affaires	14 546	16 647	18 129
Consommations externes	(9 427)	(10 535)	(11 916)
Charges de personnel	(1 984)	(2 055)	(2 220)
Impôts, taxes et versements assimilés	(184)	(209)	(245)
Excédent brut d'exploitation	3 292	4 134	4 093
Dotations aux amortissements et aux provisions, nettes	(1 628)	(2 158)	(2 448)
Autres charges d'exploitation	(113)	(97)	(47)
Résultat d'exploitation	1 551	1 879	1 598
Résultat financier	(22)	(139)	(34)
Produits et charges exceptionnels	(45)	(5)	17
Impôt sur les résultats	(605)	(752)	(509)
Impact (net d'impôt) du rachat des réseaux transport	2 774	-	-
Quote-part dans les résultats des sociétés mises en équivalence	42	73	92
Amortissement des écarts d'acquisition	(40)	(76)	(59)
Part des minoritaires	43	70	59
Résultat net part du Groupe	3 612	910	1 046
Résultat net part du Groupe (hors impact du rachat des réseaux de transport)	838	910	1 046

Bilans consolidés résumés

	Au 31 décembre		
	2002	2003	2004
	<i>(en millions d'euros)</i>		
Actif			
Immobilisations incorporelles	364	334	372
Ecarts d'acquisition	1 046	1 060	997
Immobilisations corporelles			
Hors concession	10 328	11 540	11 507
En concession	7 272	7 793	8 071
Immobilisations financières	1 205	1 422	1 532
Placements du secteur financier	253	227	257
Immobilisations en cours	1 094	1 390	1 985
Total actif immobilisé	21 562	23 766	24 721
Stocks et en-cours	1 141	1 082	1 022
Clients et comptes rattachés	3 711	4 216	5 155
Autres créances d'exploitation	1 334	1 602	1 302
Valeurs mobilières de placement	143	158	285
Disponibilités	450	572	582
Actifs circulants du secteur financier ⁽¹⁾	195	161	440
Total actif circulant	6 974	7 791	8 786
TOTAL DE L'ACTIF	28 536	31 557	33 507

	Au 31 décembre		
	2002	2003	2004
	<i>(en millions d'euros)</i>		
Passif			
Capitaux propres (part du Groupe)	9 259	9 587	10 377
Intérêts minoritaires	246	269	216
Autres fonds propres ⁽¹⁾	3 694	4 038	4 295
Provisions pour risques et charges	5 442	6 665	7 698
Dettes financières	4 467	5 409	4 793
Fournisseurs et comptes rattachés	1 851	1 769	1 889
Dettes fiscales et sociales	1 518	1 358	1 472
Autres dettes ⁽²⁾	1 617	2 060	1 931
Dettes du secteur financier ⁽³⁾	442	402	836
TOTAL DU PASSIF	28 536	31 557	33 507

⁽¹⁾ Les autres fonds propres comprennent les titres participatifs (485 millions d'euros à fin 2004, 2003 et 2002) et la contrepartie des biens mis dans la concession – droits en nature des concédants (3 810 millions d'euros à fin 2004, 3 553 millions d'euros à fin 2003 et 3 209 millions d'euros à fin 2002).

⁽²⁾ Les autres dettes représentent principalement la différence entre le montant des paiements reçus de la part des clients facturés sur une base mensuelle et la valeur des livraisons de gaz naturel effectuées auprès de ces clients.

⁽³⁾ Les actifs et passifs du secteur financier se trouvent dans les sociétés du Groupe exerçant une activité financière soumise au contrôle de la Commission bancaire. Il s'agit principalement de la filiale de *trading* Gaselys et de la Banque Solfea (ex-banque Petrofigaz, qui propose des prêts aux particuliers et aux copropriétés pour les installations au gaz naturel en s'appuyant notamment sur le Groupe et ses partenaires).

Flux de trésorerie consolidés résumés

	Exercice clos le 31 décembre		
	2002	2003	2004
	<i>(en millions d'euros)</i>		
Capacité d'autofinancement	2 409	3 184	3 418
Variation du besoin en fonds de roulement	472	(474)	(346)
Flux nets liés aux opérations d'exploitation	2 881	2 710	3 072
Flux nets de trésorerie liés aux opérations d'investissement	(3 499)	(2 765)	(1 895)
Flux nets de trésorerie liés aux opérations de financement	510	207	(1 001)
Variation de change	2	12	6
Variations de trésorerie	(106)	164	182

5.2 COMMENTAIRES SUR LES RESULTATS ET LA SITUATION FINANCIERE

5.2.1 Présentation générale

Introduction

Sur la période 2002-2004, le Groupe a poursuivi son développement sur l'ensemble de ses métiers, en France comme à l'étranger. Ses résultats sont marqués par:

- Une croissance de la consommation de gaz naturel en France, avec un nombre important de nouveaux raccordements de communes et de clients et des conditions climatiques relativement froides par rapport à 2002, se traduisant par une augmentation des ventes de gaz naturel et des volumes transportés sur les réseaux de transport et de distribution.
- Des tarifs de vente de gaz naturel en France fluctuant en fonction de l'évolution des coûts d'approvisionnement du Groupe jusqu'en novembre 2004, après quoi la hausse des tarifs décidée par les pouvoirs publics ne fut pas suffisante pour couvrir intégralement l'augmentation significative du prix de marché des produits énergétiques, principalement du pétrole.
- Une expansion significative de l'activité hors de France: une augmentation des ventes de gaz naturel à l'étranger et une croissance importante des activités Exploration-Production et Transport-Distribution

International, ces dernières bénéficiant d'opérations de croissance externe importantes (acquisition des activités allemandes de Preussag Energie (segment Exploration-Production) fin mai 2003 et d'une participation de 24,5% dans la société slovaque SPP (segment Transport-Distribution International) en juillet 2002).

- L'impact de l'ouverture progressive du marché français du gaz naturel, notamment l'impact des pertes de parts de marché auprès des clients en France ayant la faculté de choisir leur fournisseur de gaz naturel (toutefois plus que compensées par la croissance du marché et des ventes à l'étranger). L'ouverture des marchés à la concurrence a également conduit à la mise en place des outils de marketing et de nouveaux systèmes informatiques, ainsi que d'une nouvelle organisation pour gérer les réseaux de transport et de distribution.
- L'instauration en juillet 2004 d'une nouvelle structure tarifaire pour l'utilisation des infrastructures en France, dont l'impact sur les résultats consolidés du Groupe est limité en raison du faible niveau d'utilisation des infrastructures par des clients externes, mais dont les conséquences sur la ventilation des résultats entre les segments du Groupe est plus significatif.
- Plusieurs facteurs non récurrents (autre l'impact des changements de périmètre cités ci-dessus), notamment:
 - o une augmentation importante des provisions et amortissements dans le segment Distribution France en 2004, liée à l'accélération du programme de remplacement des fontes grises et à la réestimation du coût du renforcement des exigences de démantèlement des infrastructures en fin de vie;
 - o une baisse sensible des versements aux fonds d'assurance pour la couverture des engagements de retraite et des avantages au personnel, en anticipation des conséquences de la réforme du système de financement des retraites résultant de la loi du 9 août 2004.

Dans ce contexte, le chiffre d'affaires du Groupe est passé de 14 546 millions d'euros en 2002 à 16 647 millions d'euros en 2003 et à 18 129 millions d'euros en 2004, soit des augmentations respectives de 14,4% et de 8,9%. Le résultat d'exploitation est passé de 1 551 millions d'euros en 2002 à 1 879 millions d'euros en 2003, avant de diminuer à 1 598 millions d'euros en 2004 sous l'effet notamment des provisions et amortissements décrits ci-dessus et de la variation des tarifs décidée par les pouvoirs publics. Le résultat net, part du Groupe, s'est élevé à 838 millions d'euros en 2002 (hors impact exceptionnel du rachat du réseau de transport auprès de l'Etat-concédant en juillet 2002), à 910 millions d'euros en 2003 et à 1 046 millions d'euros en 2004.

Le Groupe maintient une structure financière saine, grâce notamment à des flux de trésorerie opérationnels importants (3 072 millions d'euros en 2004). Son endettement net, y compris titres participatifs, au 31 décembre 2004 s'est élevé à 4 411 millions d'euros, soit 42% des capitaux propres, contre 5 164 millions d'euros et 52% des capitaux propres fin 2003. La solidité financière du Groupe représente un atout important qui devrait lui permettre de poursuivre une politique d'investissement maîtrisée et rentable en ligne avec son objectif d'augmentation régulière de son résultat.

Tarifs administrés et tarifs régulés

Le chiffre d'affaires et le résultat d'exploitation du Groupe dépendent pour partie des décisions des pouvoirs publics français fixant les tarifs de ventes de gaz naturel aux clients n'ayant pas la faculté de choisir leur fournisseur de gaz naturel ou n'ayant pas exercé leur faculté de choix, dénommés "tarifs administrés", et les tarifs d'utilisation des réseaux de transport et de distribution et de terminaux méthaniers, dénommés "tarifs régulés" (voir paragraphes 4.5.1.1.1 – "Vente d'énergie / Prix de vente d'énergie", 4.5.2.1.1 – "Réseau de transport / Tarifs d'acheminement" et 4.5.2.1.2 – "Grandes infrastructures / Tarifs des infrastructures").

Tarifs administrés

Il existe deux types de tarifs administrés:

- les tarifs de distribution publique, pour les clients consommant moins de 5 GWh par an et raccordés sur le 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.

Tarifs de distribution publique. Les principes de détermination des tarifs de distribution publique sont généralement fixés dans des contrats entre l'Etat et Gaz de France. Le Contrat de service public 2005-2007, tel qu'approuvé par le conseil d'administration de Gaz de France le 22 mars 2005 et qui devrait entrer en vigueur dès sa signature par les pouvoirs publics, détermine les principes de fixation des tarifs actuellement en vigueur. Il modifie le système par rapport aux principes applicables au cours des exercices 2002, 2003 et 2004 (voir paragraphe 4.5.1.1.1 – "Vente d'énergie / Prix de vente d'énergie"). En 2002 et 2003, les tarifs étaient déterminés sur la base du contrat Etat-Groupe 2001-2003. En 2004, aucun contrat ne régissait les relations entre Gaz de France et l'Etat.

La structure globale des tarifs de distribution publique établie par le contrat Etat-Groupe 2001-2003 était basée sur les lignes directrices suivantes:

- les tarifs devaient permettre à Gaz de France de générer des produits suffisants pour couvrir l'ensemble de ses coûts (dont les coûts d'achat de gaz, ce qui a permis à Gaz de France de répercuter sur ses clients les fluctuations des prix du gaz en vigueur sur les grands marchés de l'énergie) et de dégager un niveau de rentabilité et un *cash flow* adaptés aux investissements qu'il devait réaliser pour satisfaire ses obligations de service public;
- les tarifs devaient exclure toute subvention en faveur des clients éligibles;
- Gaz de France s'était engagé à rétrocéder forfaitairement des gains de productivité (mesurés par la décroissance du coût d'exploitation du kWh pondéré vendu et transporté) à hauteur de 1,4% chaque année (sans prendre en compte le niveau réel des gains de productivité réalisés par Gaz de France).

Les tarifs de distribution publique ont été révisés semestriellement, en mai et novembre de chaque année. Le tableau ci-dessous présente le niveau moyen des modifications des tarifs de distribution publique décidées chaque semestre en 2002, 2003 et 2004:

Mois	Niveau moyen de modification tarifaire (en %)
2002	
1 ^{er} mai	(4,5)%
1 ^{er} novembre	3,0%
2003	
1 ^{er} mai	4,0%
1 ^{er} novembre	(8,8)%
2004	
1 ^{er} mai	0,0%
15 novembre	5,3%

Dans le contrat Etat-Groupe 2001-2003, les mouvements concernant les tarifs de distribution publique avaient lieu les 1^{er} mai et 1^{er} novembre de chaque année. Les coûts d'approvisionnement du gaz étaient répercutés dans les tarifs à partir d'une formule basée sur la moyenne d'un panier de produits pétroliers sur les marchés internationaux et du cours du dollar des six mois précédant le mouvement. Les contrats d'approvisionnement étant également basés sur des moyennes de produits pétroliers, le décalage moyen entre les contrats d'approvisionnement et les tarifs de distribution publique était limité, ce qui a permis de supprimer les effets de réduction de marge liés aux variations des cours pétroliers.

Cependant, en 2000 et 2001, les mouvements tarifaires réalisés n'ont pas répercuté en totalité les hausses liées à l'augmentation des coûts d'approvisionnement et un "rattrapage en masse" a été effectué en 2002 et 2003 pour couvrir les coûts d'approvisionnement.

Des bilans périodiques étaient effectués pour vérifier que la formule basée sur le panier de produits pétroliers reflétait les coûts d'approvisionnement à long terme réels comptabilisés.

Aucun contrat ne régissait les relations entre l'Etat et Gaz de France lorsque les pouvoirs publics ont décidé les modifications des tarifs de distribution publique en mai et novembre 2004. La hausse tarifaire décidée en novembre 2004 n'a pas été suffisante pour couvrir intégralement l'augmentation des coûts d'approvisionnement de Gaz de France. Si les principes du contrat Etat-Groupe 2001-2003 avaient été appliqués en novembre 2004, Gaz de France estime que l'impact positif sur son résultat d'exploitation en 2004 aurait été d'environ 130 millions d'euros.

Le Contrat de service public 2005-2007, tel qu'approuvé par le conseil d'administration de Gaz de France le 22 mars 2005 et qui devrait entrer en vigueur dès sa signature par les pouvoirs publics, modifie le système de détermination des tarifs de distribution publique. Les révisions tarifaires interviendront désormais trimestriellement aux 1^{er} mars, 1^{er} juin, 1^{er} septembre et 1^{er} décembre de chaque année, en prenant en compte les fluctuations des prix des produits pétroliers sur la période de six mois se terminant un mois avant la date de chaque révision.

Tarifs à souscription. Le tarif à souscription payé par un client donné dépend de la quantité consommée, du débit maximal journalier et de la distance entre le réseau de transport 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. Les tarifs sont révisibles trimestriellement, les révisions prenant en compte l'évolution du cours dollar américain/euro et le prix d'un panier de produits pétroliers, avec un ajustement annuel en fonction de l'inflation. Les coûts d'approvisionnement du gaz sont répercutés dans les tarifs à souscription à partir d'une formule, basée sur la moyenne du panier et sur le cours du dollar des trois mois précédant le mouvement, avec un mois de décalage. Le tableau ci-dessous présente les modifications moyennes des tarifs à souscription décidées chaque trimestre en 2002, 2003 et 2004:

Mois	Niveau moyen de modification tarifaire (en %)
2002	
1 ^{er} janvier	(8,9)%
1 ^{er} avril	(10,6)%
1 ^{er} juillet	13,9%
1 ^{er} octobre	(1,4)%
2003	
1 ^{er} janvier	10,5%
1 ^{er} avril	6,1%
1 ^{er} juillet	(11,1)%
1 ^{er} octobre	(2,0)%
2004	
1 ^{er} janvier	(1,4)%
1 ^{er} avril	(3,9)%
1 ^{er} juillet	13,9%
1 ^{er} octobre	6,1%

Tarifs régulés

Le processus d'élaboration des tarifs régulés applicables aux utilisateurs d'infrastructures suit le régime fixé par la loi du 3 janvier 2003. Les tarifs sont déterminés avec l'objectif d'obtenir un revenu correspondant:

- aux charges d'exploitation nécessaires à la gestion, au bon fonctionnement et à la maintenance des réseaux liés à l'exploitation des infrastructures de transport nettes de recettes accessoires éventuelles;
- aux charges d'amortissement économique des actifs immobilisés utilisés pour l'exploitation des infrastructures (également désignés sous le nom de "base d'actifs régulés"); et
- au produit d'un taux de rémunération appliqué à la base d'actifs régulés. Ce taux est déterminé séparément pour les réseaux de transport et de distribution, et pour les terminaux méthaniers, et des taux spécifiques sont applicables à certains nouveaux investissements.

Voir paragraphes 4.5.2.1.1 – "Réseau de transport / Tarifs d'acheminement" et 4.5.2.1.2 – "Grandes infrastructures / Tarifs des infrastructures" pour une description de la méthodologie de détermination et d'ajustement de la base d'actifs régulés et du taux de rémunération applicable aux différentes infrastructures et aux nouveaux investissements.

Les tarifs d'utilisation des installations de stockage sont déterminés sur une base dite "négociée". Gaz de France applique des principes similaires à ceux décrits ci-dessus pour déterminer les tarifs de stockage.

Les tarifs publiés par Gaz de France sont déterminés sur la base des estimations des charges d'exploitation et d'amortissement réalisées pendant le processus d'élaboration de la structure tarifaire. Les différences éventuelles entre les estimations et les charges effectivement encourues par Gaz de France ne sont pas répercutées dans les tarifs.

Les tarifs appliqués au réseau de transport en 2003 et au premier semestre 2004 ont été établis par Gaz de France selon une méthodologie approuvée par la CRE. Les premiers tarifs approuvés par les pouvoirs publics selon le régime prévu dans la loi du 3 janvier 2003 ont été appliqués par Gaz de France à partir du 1^{er} juillet 2004. Ils résultent d'une méthodologie différente de la précédente et sont ainsi légèrement inférieurs à ceux qui étaient appliqués en 2003.

Le seul utilisateur des terminaux méthaniers et du réseau de distribution en 2003 a été Gaz de France et aucun tarif n'a été publié pour l'utilisation de ces infrastructures par des tiers en 2003. Ainsi, pour les besoins des informations sectorielles figurant dans les comptes consolidés de l'exercice 2003, Gaz de France a utilisé des tarifs estimés en appliquant les projets de formules approuvés par la CRE au titre de l'exercice 2004. Les tarifs réellement appliqués en 2004 ont été inférieurs aux estimations ainsi retenues.

En 2002, aucun système tarifaire n'était en place pour l'accès des tiers aux infrastructures du Groupe, à l'exception de tarifs provisoires pour le réseau de transport, publiés par Gaz de France et appliqués à un nombre très limité de clients. Pour l'établissement de l'information sectorielle au titre de l'exercice 2002 figurant dans l'annexe aux comptes consolidés, Gaz de France a appliqué la méthodologie tarifaire retenue pour 2003 (sauf pour le stockage, pour lequel les tarifs ont été déterminés sur une base forfaitaire).

La grande majorité des prestations des segments Transport Stockage France et Distribution France étant des prestations intragroupes, l'impact de la modification de la structure tarifaire sur les comptes consolidés est limité. Ainsi, les baisses tarifaires constatées dans ces deux segments (surtout dans le segment Distribution France) en 2004 se sont traduites par une baisse des charges d'exploitation du segment Achat-Vente d'Énergie.

Indicateurs macroéconomiques et climatiques

En dehors de ses performances commerciales, les résultats du Groupe sont affectés principalement par trois facteurs externes: le prix du pétrole, le taux de change entre l'euro et le dollar américain et les conditions climatiques. L'impact de ces facteurs est détaillé ci-dessous dans le paragraphe 5.4 – "Informations qualitatives et quantitatives concernant les risques de marché".

Prix du pétrole

Les fluctuations du prix du marché du pétrole ont deux conséquences principales sur les résultats de Gaz de France:

- Dans le segment Exploration-Production, une hausse du prix du pétrole se traduit par une augmentation du chiffre d'affaires et du résultat d'exploitation, l'impact sur le résultat d'exploitation étant proportionnellement plus important car les charges d'exploitation du segment ne varient pas avec le prix du pétrole.
- Dans le segment Achat-Vente d'Énergie, une hausse du prix du pétrole a un effet inverse, en augmentant les charges d'exploitation. Cette augmentation est en principe récupérée par le biais des hausses tarifaires, mais éventuellement avec un décalage dans le temps, pour autant que le mouvement tarifaire théorique résultant de l'application des formules soit totalement répercuté dans les tarifs (voir "Tarifs administrés et régulés" ci-dessus).

Le prix du pétrole a fortement augmenté en 2004. Le cours moyen du baril de Brent (cotations à Rotterdam publiées par Platts) s'est élevé à 38,2 dollars américains en 2004, contre 28,8 dollars en 2003. Le cours moyen du baril de Brent en 2003 était lui-même en augmentation par rapport au niveau de 25,0 dollars par baril en 2002. Au 31 décembre 2004, le cours moyen du Brent était de 38,5 dollars par baril.

Taux de change dollar américain/euro

Le taux de change entre le dollar américain et l'euro affecte les résultats du Groupe principalement en raison de son effet sur le cours du baril de Brent, qui est coté en dollars. Ainsi, l'impact de la hausse du prix du pétrole sur le Groupe a été atténué par la dépréciation du dollar face à l'euro en 2003 et 2004. La parité euro/dollar a été de 1,24 en moyenne sur l'année 2004, contre 1,13 en 2003, et 0,95 en 2002, soit une dépréciation du dollar face à l'euro de 9,7% en 2004 et de 18,9% en 2003. Au 31 décembre 2004, le taux de change euro/dollar s'est établi à 1,36.

Le taux de change entre le dollar et l'euro a également des effets ponctuels sur les résultats du Groupe. Certains des contrats relatifs à ses investissements ou acquisitions sont libellés en dollars. Une partie de ses emprunts est également libellée en dollars (voir paragraphe 5.2.4.2 – "Financement").

Conditions climatiques

Les conditions climatiques ont une incidence importante sur la consommation de gaz naturel, surtout la consommation des particuliers qui est principalement utilisée pour le chauffage. Les conditions climatiques en France ont donc un effet significatif sur les résultats du Groupe. Cet effet est particulièrement important pendant la période hivernale. L'impact n'est pas linéaire mais dépend, entre autres facteurs, de la température moyenne d'une période donnée et du niveau et des horaires d'ensoleillement.

Les conditions climatiques ont été légèrement plus favorables pour le Groupe en 2004 qu'en 2003, le premier semestre 2004 ayant été plus froid que le premier semestre 2003, alors que ce dernier était déjà plus froid qu'une année moyenne (et que l'année 2002, qui a connu un premier semestre relativement chaud). En raison de ces conditions climatiques, la consommation de gaz naturel en France a augmenté de 3,1 TWh entre 2003 et 2004 (écart favorable de 7,8 TWh en 2004 par rapport à une année moyenne), et de 22,4 TWh entre 2002 et 2003.

Saisonnalité

Les résultats du Groupe sont également affectés par la nature saisonnière de la consommation de gaz naturel, qui est plus importante en hiver qu'en été en raison de l'utilisation de gaz naturel pour le chauffage et pour la production d'électricité (elle-même utilisée pour le chauffage de façon importante). Ainsi, les conditions climatiques et les modifications tarifaires intervenant au premier trimestre et, dans une moindre mesure, au quatrième trimestre, ont un impact plus important sur les résultats du Groupe que les changements et modifications similaires intervenant aux deuxième et troisième trimestres.

Changements de périmètre

L'évolution du chiffre d'affaires et du résultat d'exploitation de Gaz de France sur la période 2002-2004 a été affectée par des changements de périmètre. L'impact le plus important sur les résultats de l'exercice 2004 réside dans la consolidation sur une année pleine de PEG, acquise (pour ses activités allemandes) fin mai 2003 sous la dénomination sociale Preussag Energie. Le compte de résultat consolidé en 2003 ne reflète que sept mois des résultats de PEG. Outre l'effet de l'acquisition de PEG, les résultats de l'exercice 2003 ont été affectés par la consolidation en année pleine, par intégration proportionnelle à hauteur de 24,5%, de la société slovaque SPP, dont la participation avait été acquise par Gaz de France en juillet 2002.

Le tableau ci-dessous présente les effets des changements de périmètre sur le chiffre d'affaires et le résultat d'exploitation du Groupe en 2003 (par rapport à 2002) et en 2004 (par rapport à 2003):

	Exercice clos le 31 décembre	
	2003	2004
	<i>(en millions d'euros)</i>	
Chiffre d'affaires		
PEG	163	113
SPP	244	-
Autres	47	11
Total	454	124
Résultat d'exploitation		
PEG	32	33
SPP	76	-
Autres	(14)	(6)
Total	94	27

Activité Trading

Les activités de *trading* sont menées principalement par la filiale Gaselys (voir paragraphe 4.5.1.1.4 – "Gaselys" pour une description de ses activités). Dans les comptes consolidés du Groupe, seule la marge brute comptable dégagée par ces activités est inscrite en chiffre d'affaires, dans le segment Achat-Vente d'Energie, lorsqu'il n'y a pas de livraison physique du gaz. En 2002, 2003 et 2004, le montant de la marge

brute de ces activités s'est élevé respectivement à 20 millions d'euros, 28 millions d'euros et 35 millions d'euros (après prise en compte de l'intégration proportionnelle de Gaselys à hauteur de 51%) (voir paragraphe 5.4 – "Informations qualitatives et quantitatives concernant les risques de marché" pour une description des risques du marché liés aux activités de *trading*).

Méthodes comptables applicables aux biens en concession

Gaz de France applique les dispositions du guide comptable des entreprises concessionnaires de 1975.

L'ensemble des biens en concession est inscrit à l'actif du bilan de Gaz de France. La ligne "droits en nature du concédant" inscrite au passif en "autres fonds propres" traduit l'obligation de remise des biens au concédant au terme du contrat. Cependant, en l'état actuel de la législation en vigueur, la quasi-totalité des contrats de concession dont bénéficie Gaz de France est renouvelée à l'échéance (voir paragraphe 4.16.3 – "La distribution en France"). La ligne "droits en nature du concédant" comprend notamment le fonds de caducité et les provisions pour le renouvellement des biens en concession utilisées. Ce poste constitue en substance une dette en nature et correspond, au terme d'un contrat de concession donné, à la valeur nette comptable des biens devant être remis (y compris les biens mis à la disposition de Gaz de France par les concédants, et donc non financés par Gaz de France).

Les biens financés par Gaz de France font l'objet d'un amortissement de caducité étalé sur la durée résiduelle du contrat de concession. Une provision pour renouvellement est constituée pour les biens renouvelables avant l'échéance du contrat de concession. Pour les biens de premier établissement, la provision de renouvellement couvre la différence entre la valeur de remplacement et la valeur historique. Pour les biens remplaçants, la provision de renouvellement couvre la totalité du coût de renouvellement. Lors du renouvellement, le bien remplaçant est inscrit à l'actif et la provision utilisée est transférée à la ligne "droits en nature du concédant". Les biens mis à la disposition de Gaz de France par les concédants sont amortis selon la durée de vie de chaque ouvrage, mais cet amortissement n'affecte pas le compte de résultat (il donne lieu à une réduction correspondante sur la ligne "droits en nature du concédant").

Engagements de retraite

Les engagements de retraite de Gaz de France résultent de l'application du régime spécial de retraites relatif à l'ensemble de la branche des IEG (voir paragraphe 4.12.3.5 – "Retraites").

Jusqu'au 1^{er} janvier 2005, le financement de ces prestations et charges était assuré par les seuls acteurs de la branche des IEG avec, d'une part, une cotisation salariale de 7,85% du salaire brut et, d'autre part, une contribution des entreprises ("contribution d'équilibre", par application d'un taux de charge dénommé taux moyen général), déterminée au prorata des masses salariales respectives au sein des IEG. Cette contribution permettait également d'assurer le paiement d'autres charges du statut social dont le financement était mutualisé au sein des IEG, comme les rentes, les accidents du travail ou les maladies professionnelles. En 2004, cette contribution a représenté 472 millions d'euros pour Gaz de France, soit 63,8% de la masse salariale hors primes des personnels concernés. Ce taux s'était établi à 61,8% en 2003 et à 60,0% en 2002.

Le système de financement des retraites des entreprises de la branche des IEG a fait l'objet d'une réforme mise en place à compter du 1^{er} janvier 2005 en application de la loi du 9 août 2004. Sur le plan financier, ses principaux impacts sont les suivants:

- Une partie de la réforme consiste à faire financer par les régimes de droit commun (CNAV, AGIRC et ARRCO) les prestations équivalentes à celles servies par ces régimes aux retraités, en contrepartie du paiement par les salariés et par les entreprises des IEG de cotisations équivalentes à celles payées par les entreprises adhérant directement à ces régimes ainsi que d'une contribution exceptionnelle.
- Pour les prestations de retraites du régime des IEG non couvertes par les prestations assurées par les régimes de droit commun, la réforme distingue:
 - o Les prestations liées à des droits acquis au 31 décembre 2004 et afférentes à une activité de transport ou de distribution de gaz ou d'électricité. Elles seront financées par une contribution tarifaire sur chacune des prestations de transport et de distribution d'électricité et de gaz naturel. Cette contribution tarifaire financera également la partie correspondante de la contribution exceptionnelle visée ci-dessus.
 - o Les prestations liées à des droits acquis au 31 décembre 2004 de la réforme et afférents à d'autres activités. Elles restent à la charge des entreprises.

- o Les prestations liées à des droits acquis postérieurement au 1^{er} janvier 2005 et non couvertes par les prestations assurées par les régimes de droit commun. Elles restent à la charge de chaque entreprise de la branche, au prorata des masses salariales.

Les engagements hors bilan du Groupe liés aux retraites sont détaillés dans la note 21 aux comptes consolidés du Groupe. Après application de la réforme, ils s'élèvent à 1 625 millions d'euros avant impact fiscal au 31 décembre 2004 (dont 386 millions liés aux contributions exceptionnelles et 30 millions représentant le montant maximal d'ajustement qui pourrait être appliqué au titre d'une clause de revoyure). En l'absence de réforme, le montant des engagements au 31 décembre 2004 aurait été de 14 824 millions d'euros.

Gaz de France a traditionnellement couvert une partie de ses engagements de retraite et de certains autres engagements au titre des avantages au personnel en souscrivant des polices d'assurance. En raison de la réduction de ses engagements résultant de l'application de la réforme du système de financement des retraites, Gaz de France réduira de façon significative le niveau d'externalisation de ces engagements. En anticipation de la réforme et compte tenu du montant des couvertures déjà en place, il a d'ores et déjà réduit les versements aux fonds d'assurances (210 millions d'euros en 2004 par rapport à 375 millions d'euros en 2003).

A partir de 2005, la réforme du système de financement des retraites conjuguée à l'adoption des normes comptables IFRS aura trois conséquences principales sur les comptes consolidés du Groupe:

- le chiffre d'affaires sera réduit du montant de la contribution tarifaire décrite ci-dessus;
- le montant des charges d'exploitation sera réduit d'un montant d'un ordre de grandeur équivalent;
- les engagements du Groupe feront l'objet d'une provision en normes comptables IFRS sur laquelle viendront s'imputer les versements effectués sur les fonds d'assurances.

Ces incidences sont détaillées dans le paragraphe 5.5 – "Information financière IFRS 2004 préliminaire".

Dénouement des partenariats avec Total

Début janvier 2005, Gaz de France et Total ont dénoué leurs partenariats au sein des sociétés Gaz du Sud-Ouest ("**GSO**") et CFM. Dans le cadre de cette opération, Gaz de France a transféré à Total sa participation de 30% dans GSO (ainsi que certaines activités de CFM), et Total a transféré à Gaz de France sa participation de 45% dans CFM. Avant cette opération, GSO était consolidé par mise en équivalence dans les comptes consolidés du Groupe. La quote-part du résultat de GSO figurant dans les comptes consolidés de Gaz de France s'est élevée à 4 millions d'euros en 2004. La participation de Total dans CFM était quant à elle enregistrée en intérêt minoritaire dans les comptes consolidés du Groupe. La part du résultat consolidé du Groupe attribuée à cet intérêt minoritaire s'est élevée à 32 millions d'euros en 2004.

5.2.2 Comparaison des exercices clos le 31 décembre 2003 et le 31 décembre 2004

Note préliminaire sur le reclassement des activités transport de CFM

En 2004, le Groupe a reclassé une partie des activités de CFM du segment Achat-Vente d'Energie dans le segment Transport Stockage France. Afin de permettre la comparaison des résultats entre les exercices 2003 et 2004, les chiffres de l'exercice 2003 ont été retraités pour refléter le reclassement 2004. Ce reclassement s'est traduit par une augmentation de 267 millions d'euros du chiffre d'affaires et de 111 millions d'euros du résultat d'exploitation du segment Transport Stockage France en 2003, et par une baisse équivalente pour le résultat d'exploitation du segment Achat-Vente d'Energie ainsi que par une augmentation de 267 millions d'euros des éliminations interpôles.

Chiffre d'affaires du Groupe

Le chiffre d'affaires du Groupe s'établit à 18 129 millions d'euros en 2004, en croissance de 8,9% par rapport aux 16 647 millions d'euros réalisés en 2003 (8,2% à périmètre constant). La croissance trouve sa source dans le pôle Fourniture d'énergie et de services et s'explique principalement par:

- une hausse de 11,4% des volumes de gaz naturel vendus par le Groupe sur le segment Achat-Vente d'Energie, réalisée principalement auprès des clients résidentiels français et des clients étrangers, qui a permis de compenser une baisse du prix moyen par TWh vendu; et

- une progression du chiffre d'affaires du segment Exploration-Production qui reflète, outre l'impact de la consolidation de PEG en année pleine sur 2004, une augmentation de la production et une hausse des prix liée au niveau élevé du prix du pétrole.

En revanche, le chiffre d'affaires du pôle Infrastructures est resté stable en 2004 par rapport à 2003, une augmentation significative du chiffre d'affaires du segment Transport-Distribution International ayant été compensée par une baisse dans le segment Distribution France, et le chiffre d'affaires du segment Transport Stockage France étant resté stable. Dans les segments Transport Stockage France et Distribution France, la hausse des volumes transportés a été compensée par l'effet de la modification de la structure tarifaire décrite ci-dessus, qui a principalement profité au segment Achat-Vente d'Énergie, dont les coûts d'acheminement ont été réduits en 2004.

En 2004, près de 29% du chiffre d'affaires du Groupe ont été réalisés hors de France, contre 23% en 2003. Cette croissance reflète notamment les effets du cours du baril de Brent sur le segment Exploration-Production (dont une partie importante de la production est vendue à des tiers hors de France), le développement des activités au Royaume-Uni (à travers notamment GDF ESS), ainsi que l'effet en année pleine de la consolidation de PEG.

Excédent brut d'exploitation du Groupe

L'excédent brut d'exploitation du Groupe est passé de 4 134 millions d'euros en 2003 à 4 093 millions d'euros en 2004, soit une diminution de 1,0%. L'excédent brut d'exploitation a représenté 24,8% du chiffre d'affaires en 2003 et 22,6% du chiffre d'affaires en 2004.

La légère baisse de l'excédent brut d'exploitation du Groupe en 2004 par rapport à 2003 reflète l'impact de trois facteurs non récurrents:

- l'absence en 2004 du chiffre d'affaires enregistré en 2003 au titre du rattrapage en masse de l'insuffisance de la hausse tarifaire de 2000 et 2001;
- l'impact favorable sur l'excédent brut d'exploitation de l'exercice 2003 d'un ajustement de 104 millions d'euros des charges à payer; et
- une diminution de 165 millions d'euros des versements aux fonds d'assurance de retraite en 2004 par rapport à 2003.

La diminution de l'excédent brut d'exploitation par rapport au chiffre d'affaires résulte, outre l'effet des éléments non récurrents décrits ci-dessus, de l'insuffisance de la hausse tarifaire décidée en novembre 2004 pour couvrir les coûts d'approvisionnement du Groupe, ainsi que des charges encourues par le Groupe en raison du changement de contexte réglementaire. Ces dernières incluent notamment les coûts informatiques, de marketing et de mise en place des nouvelles structures (principalement la direction GRD et l'opérateur commun EGD; voir paragraphe 4.5.2.2.2 – "Organisation de la distribution").

Le tableau ci-dessous présente l'évolution de la répartition des charges d'exploitation (hors amortissements) entre les exercices 2003 et 2004:

	Exercice clos le 31 décembre			
	2003		2004	
	(en millions d'euros)	(% du chiffre d'affaires)	(en millions d'euros)	(% du chiffre d'affaires)
Consommations externes	10 535	63,3%	11 916	65,7%
<i>dont achats d'énergie</i>	7 718	46,4%	9 116	50,3%
Charges de personnel	2 055	12,3%	2 220	12,2%
Taxes et autres charges d'exploitation	306	1,8%	292	1,6%
Total	12 896	77,5%	14 428	79,6%

La croissance de la part relative des achats d'énergie dans le chiffre d'affaires traduit notamment la non-répercussion de la hausse des coûts d'approvisionnement dans les prix de vente, ainsi que les effets en 2003 du rattrapage en masse et de l'ajustement des charges à payer, tels que cités ci-dessus.

Les consommations externes hors achats d'énergie sont quasiment stables entre 2003 (2 817 millions d'euros) et 2004 (2 800 millions d'euros). Cette stabilité reflète une baisse des charges due à la réduction des versements aux fonds d'assurance pour les retraites et une hausse d'autres charges de consommation externe, notamment le coût d'acheminement des volumes croissants de gaz naturel à l'étranger ainsi que la prise en compte de PEG en année pleine. S'y ajoutent les coûts liés à l'ouverture du marché du gaz naturel évoqués ci-dessus.

Les charges de personnel sont pour leur part en hausse de 8,0% malgré une légère baisse des effectifs moyens (38 016 en 2004 contre 38 293 en 2003). Environ les trois-quarts de la hausse ont été enregistrés par Gaz de France (120 millions d'euros d'augmentation entre 2003 et 2004), le solde de 45 millions d'euros ayant été enregistré par les filiales (résultant notamment de la consolidation en année pleine de PEG et de la croissance des activités des autres filiales). Environ 40 millions des 120 millions d'euros de hausse chez Gaz de France résultent de l'enregistrement en charges de personnel des charges patronales liées aux congés payés, qui n'étaient, jusqu'en 2004, pas incluses dans le calcul de la contribution de Gaz de France au financement du régime de retraite (taux moyen général). Environ 10 millions d'euros de hausse résultent de la décision prise à la fin de l'année 2003 d'accorder aux salariés une prime exceptionnelle, décision qui a donné lieu à une dotation aux provisions pour charges dans les comptes de l'exercice 2003, reprise de provision et passée en charges de personnel dans les comptes de l'exercice 2004. Le solde reflète des augmentations de salaire, dont environ la moitié est le résultat d'une hausse du salaire national de base et l'autre moitié est due à l'effet glissement vieillesse et technicité (voir paragraphe 4.12.3.9 – "Rémunération").

Résultat d'exploitation du Groupe

Le résultat d'exploitation consolidé du Groupe ressort à 1 598 millions d'euros en 2004, en diminution de 15,0% par rapport au résultat d'exploitation de 1 879 millions d'euros réalisé en 2003.

Outre l'impact de la diminution de l'excédent brut d'exploitation, cette baisse prend en compte une augmentation significative des provisions et amortissements. En 2004, le Groupe a enregistré 448 millions d'euros de provisions et amortissements dans le segment Distribution France, décrits ci-dessous. En 2003, des provisions ont été enregistrées pour environ 178 millions d'euros en raison de la constitution pour la première fois d'une provision au titre des pensions et rentes en cours de service à la date de clôture (invalidité, accidents du travail, maladies professionnelles et congés exceptionnels de fin de carrière), dont une part non récurrente d'environ 150 millions d'euros. En excluant ces deux provisions, les dotations aux amortissements et aux provisions sont restées stables en 2004 par rapport à 2003.

Les autres charges d'exploitation sont passées de 97 millions d'euros en 2003 à 47 millions d'euros en 2004.

5.2.2.1 Chiffre d'affaires et résultats par pôle

5.2.2.1.1 Fourniture d'énergie et de services

Le chiffre d'affaires du pôle Fourniture d'énergie et de services s'établit à 16 498 millions d'euros en 2004, en hausse de 8,8% par rapport à 2003 où il s'établissait à 15 161 millions d'euros. L'excédent brut d'exploitation est passé de 839 millions d'euros en 2003 (6,3% du chiffre d'affaires) à 1 023 millions d'euros en 2004 (6,2% du chiffre d'affaires), en augmentation de 21,9%. Le résultat d'exploitation s'élève à 465 millions d'euros en 2004 (2,8% du chiffre d'affaires) contre 354 millions d'euros en 2003 (2,4% du chiffre d'affaires), en amélioration de 31,4%. Le tableau ci-dessous présente la ventilation du chiffre d'affaires, de l'excédent brut d'exploitation et du résultat d'exploitation du pôle Fourniture d'énergie et de services par segment entre 2003 et 2004:

(en millions d'euros)	Chiffres d'affaires			Excédent brut d'exploitation			Résultat d'exploitation		
	2003	2004	Variation	2003	2004	Variation	2003	2004	Variation
Achat-Vente d'Énergie	13 338	14 397	7,9%	388 ⁽¹⁾	300	(22,7)%	205 ⁽¹⁾	184	(10,2)%
Exploration-Production	703	969	37,8%	397	634	59,7%	145	232	60,0%
Services	1 340	1 442	7,6%	54	89	64,8%	4	49	Na
Eliminations intrapôles	(220)	(310)	-	-	-	-	-	-	-
Total du pôle Fourniture d'énergie et de services	15 161	16 498	8,8%	839⁽¹⁾	1 023	21,9%	354⁽¹⁾	465	31,4%

(1) *Pro forma* 2003: retraité de l'impact d'une partie des activités CFM transférées en 2004 au segment Transport Stockage France affectant en 2003 l'excédent brut d'exploitation et le résultat d'exploitation pour un montant de 111 millions d'euros.

◆ Achat-Vente d'Énergie

Chiffre d'affaires

Le chiffre d'affaires du segment Achat-Vente d'Énergie s'élève à 14 397 millions d'euros en 2004, en hausse de 7,9% par rapport à 2003. Cette croissance résulte principalement d'une augmentation des volumes de gaz naturel vendus, qui a compensé une baisse du prix moyen du gaz vendu par ce segment.

Les ventes en volumes de gaz naturel du segment Achat-Vente d'Énergie se sont élevées à 645 TWh en 2004, soit une progression de 11,4% par rapport à 2003 avec des conditions climatiques légèrement plus froides, un peu plus favorables en 2004 qu'en 2003 (effet de 3,1 TWh par rapport à 2003 et de 7,8 TWh par rapport à une année moyenne). Les ventes du segment Achat-Vente d'Énergie ont représenté plus de 88% des volumes vendus par le Groupe en 2004; le solde se situant dans les segments Exploration-Production et Transport-Distribution International (voir paragraphes 4.5.1.2 – "Exploration-Production" et 4.5.2.3 – "Transport-Distribution International").

La forte croissance des volumes (près de 236 600 nouveaux clients acquis, dont 225 100 clients résidentiels) a permis de compenser l'effet d'une baisse d'environ 4,7% du prix moyen par kWh de gaz naturel vendu par le segment Achat-Vente d'Énergie. Cette baisse, enregistrée malgré une hausse importante du cours de pétrole en 2004, reflète l'effet du décalage dans le temps entre l'augmentation du prix des produits énergétiques et les hausses des tarifs administrés, le niveau faible de l'augmentation des tarifs administrés de novembre 2004, ainsi que l'impact de l'absence en 2004 du chiffre d'affaires résultant du rattrapage en masse effectué en 2003 (voir "Tarifs administrés et régulés" ci-dessus).

Le tableau ci-dessous présente la ventilation des ventes de gaz naturel par le segment Achat-Vente d'Énergie par catégorie de client (hors activité de *trading*) pour les exercices 2003 et 2004:

	Exercice clos le 31 décembre					
	2003		2004		Variation (%)	
	(TWh)	(en millions d'euros)	(TWh)	(en millions d'euros)	(TWh)	(en millions d'euros)
Ventes de gaz naturel aux clients						
En France						
- Résidentiels	173	5 588	186	5 669	7,5%	1,4%
- Tertiaires	80	2 002	79	1 950	(1,3)%	(2,6)%
- Industriels	174	2 942	180	2 957	3,4%	0,5%
- Autres clients	54	711	56	683	3,7%	(3,9)%
Total France	480	11 243	500	11 260	4,2%	0,2%
A l'étranger (industriels et assimilés)	61	783	87	1 201	42,6%	53,4%
Ventes sur le marché à court terme	38	478	58	754	52,6%	57,7%
Total segment Achat-Vente d'Énergie	579	12 504	645	13 215	11,4%	5,7%

Ventes de gaz naturel en France

Clients résidentiels. En France, les ventes de gaz naturel aux clients résidentiels sont passées de 173 TWh en 2003 à 186 TWh en 2004, soit une augmentation de 7,5%. Cette hausse résulte notamment de l'augmentation du nombre de nouveaux clients utilisant le gaz naturel pour le chauffage en France en 2004. Les conditions climatiques ont également contribué à la croissance de la consommation de gaz naturel des clients résidentiels. Le faible niveau de la croissance des ventes en valeur est dû à la baisse des tarifs de distribution publique ainsi qu'à l'absence, en 2004, du rattrapage en masse, qui avait affecté principalement les tarifs des clients résidentiels.

Clients tertiaires et clients industriels. En France, les ventes de gaz naturel aux clients tertiaires sont en légère baisse, ce qui reflète en partie le reclassement des clients tertiaires au profit de la catégorie des clients résidentiels. Les clients tertiaires et les clients industriels à consommation modeste sont devenus éligibles le 1^{er} juillet 2004. Gaz de France a conservé la quasi-totalité de ces clients: 62 sites ont changé de fournisseur, représentant 0,6 TWh en 2004.

En revanche, une croissance importante de la demande des clients industriels éligibles avant le 1^{er} juillet 2004 (les plus gros consommateurs) a plus que compensé la perte des clients de cette catégorie en faveur des concurrents en 2004. Les pertes ont été quasiment stabilisées puisque Gaz de France estime que les volumes perdus au profit des concurrents sur le marché des clients industriels sont de 27,2 TWh en 2004, contre 25,8 TWh en 2003. La croissance des ventes provient principalement de la croissance de l'économie et de la compétitivité du gaz naturel par rapport aux autres produits énergétiques. Cette croissance provient des clients de tous les secteurs d'activité, principalement les clients du secteur de l'agroalimentaire, le secteur des grandes chaufferies, la production de chaleur et les raffineries. Gaz de France a également récupéré certains clients qui avaient précédemment changé de fournisseur (effet de 6,3 TWh en 2004).

La baisse des ventes en valeur reflète la baisse des tarifs à souscription, dont l'effet a été moins marqué que pour les tarifs de distribution publique en raison du rythme trimestriel des révisions des tarifs à souscription. Les tarifs à souscription ont un impact sur les prix du gaz livré non seulement aux clients éligibles depuis le 1^{er} juillet 2004, mais aussi aux grands clients éligibles avant le 1^{er} juillet 2004, la majorité des clients dans cette catégorie n'ayant pas encore exercé leur éligibilité.

Autres clients. Les autres clients français sont principalement les distributeurs non nationalisés en 1946, ainsi que les clients de CFM. La baisse des ventes aux autres clients en valeur s'explique principalement par la baisse des tarifs appliqués par CFM. Les ventes de gaz livré aux distributeurs non nationalisés sont soumises aux tarifs à souscription.

Ventes de gaz naturel à l'étranger

A l'étranger, les ventes du segment Achat-Vente d'Energie ont progressé de 44,1% en 2004 pour s'établir à 87,3 TWh (60,6 TWh en 2003). Les ventes aux clients industriels dans les grands pays de l'Europe (notamment par GDF ESS au Royaume-Uni) représentaient la grande majorité des ventes de gaz naturel du segment Achat-Vente d'Energie à l'étranger. Le tableau ci-dessous présente la ventilation des volumes de gaz naturel vendus par le segment Achat-Vente d'Energie à l'étranger en 2003 et 2004 (hors opérations de court terme):

Pays	Volume vendu au cours de l'exercice clos le 31 décembre		Variation (%)
	2003	2004	
	(TWh)		
Royaume-Uni	28,2	33,7	19,5%
Belgique	9,1	15,9	74,7%
Pays-Bas	4,7	13,1	na
Italie	6,6	10,3	56,1%
Allemagne	0,6	2,8	na
Espagne	-	1,9	na
Autres	11,4	9,6	(15,8)%
Total	60,6	87,3	44,1%

La croissance importante des ventes de ce segment en Europe reflète la stratégie de Gaz de France qui consiste à profiter de l'ouverture du marché européen à partir de sa forte position en France et de son savoir-faire, ainsi qu'à tirer partie des synergies avec le segment Exploration-Production:

- Au Royaume-Uni, le Groupe poursuit son développement commercial à un rythme soutenu et confirme sa position d'acteur important sur ce marché, le premier ouvert à la concurrence en Europe.
- En Belgique, le Groupe poursuit son développement notamment auprès des clients de taille moyenne reliés au réseau de distribution (alimentant ainsi plus de 300 sites) et est parvenu à renouveler la quasi-totalité de ses contrats. L'année 2004 a également été marquée par l'alimentation de ALG Négoce.
- Aux Pays-Bas, le Groupe a poursuivi son développement en alimentant environ 60 sites.
- En Italie, les ventes ont connu une progression importante en 2004, ce qui reflète l'alimentation par le Groupe pour la première fois de distributeurs sur ce marché.

- En Allemagne, le Groupe a continué son développement dans le nord du pays et a démarré ses ventes dans le sud à hauteur des capacités obtenues dans le cadre d'un programme de *gas release* de E.On-Ruhrigas. La croissance de ses ventes en Allemagne inclut le gaz vendu par PEG au segment Achat-Vente d'Énergie et commercialisé par ce dernier.
- En Espagne, un approvisionnement par voie maritime (capacités de regazéification et de transport à Barcelone) a permis au Groupe de débiter ses ventes le 1^{er} janvier 2004. En 2004, Gaz de France Comercializadora a alimenté trois clients et quatre sites, dont deux grands comptes européens, participant ainsi à la stratégie d'accompagnement de ces comptes.
- Dans les autres pays, le Groupe est partie à des contrats historiques d'exportations à long terme, qui ont généré des ventes en baisse en 2004.

Ventes d'électricité

En 2004, le Groupe a vendu 10,2 TWh (sur une base consolidée) d'électricité, dont 1,8 TWh en France (essentiellement quote-part du Groupe dans Gaselys) et 8,4 TWh au Royaume-Uni via sa filiale GDF ESS. Cette activité, en phase de démarrage, poursuit son développement (voir paragraphe 4.5.1.1.3 – "L'électricité").

Excédent brut d'exploitation et résultat d'exploitation

L'excédent brut d'exploitation du segment Achat-Vente d'Énergie est passé de 388 millions d'euros en 2003 à 300 millions d'euros en 2004, soit une diminution de 22,7%. Cette baisse provient de trois facteurs principaux:

- l'insuffisance de la hausse tarifaire décidée en novembre 2004 pour couvrir les coûts d'approvisionnement sur une période de l'année où la consommation est importante;
- l'absence en 2004 du chiffre d'affaires lié au rattrapage en masse;
- l'absence en 2004 de l'ajustement des charges à payer, pour environ 104 millions d'euros.

Ces impacts ont été partiellement compensés par l'effet positif des hausses de volumes vendus ainsi que par la baisse des charges d'acheminement consécutive à la mise en place des nouveaux tarifs régulés dans le pôle Infrastructure du Groupe.

Le résultat d'exploitation de l'activité Achat-Vente d'Énergie s'établit à 184 millions d'euros en 2004 contre 205 millions d'euros en 2003, soit une diminution de 10,2%.

◆ **Exploration-Production**

Chiffre d'affaires

Le chiffre d'affaires du pôle Exploration-Production s'est élevé à 969 millions d'euros en 2004, en hausse de 37,8% par rapport à 2003, cette hausse étant attribuable principalement aux facteurs suivants:

- la consolidation, en année pleine en 2004, des activités de PEG (272 millions d'euros, soit 113 millions d'euros d'augmentation par rapport au chiffre d'affaires de PEG consolidé sur sept mois en 2003);
- une augmentation de la production du Groupe d'environ 19,5% (dont 6,5% hors PEG), à 49,2 Mbep en 2004; et
- la hausse du prix du pétrole sur l'année, conduisant à une augmentation d'environ 130 millions d'euros (après prise en compte de la dépréciation du dollar américain sur l'année).

La production de gaz naturel atteignait 32,8 Mbep en 2004 (environ 59% vendus aux clients extérieurs au Groupe), représentant environ 10,0% des ventes de gaz naturel du Groupe en Europe (y compris la France), et un taux de croissance d'environ 13,1% par rapport à la production de gaz naturel en 2003 (la production de PEG n'étant prise en compte qu'à compter du 27 mai 2003).

Excédent brut d'exploitation et résultat d'exploitation

L'excédent brut d'exploitation du segment Exploration-Production a augmenté de 59,7% en 2004, passant de 397 millions d'euros en 2003 à 634 millions d'euros en 2004. Le résultat d'exploitation s'établit à 232 millions d'euros, contre 145 millions d'euros en 2003, soit une progression de 60,0% par rapport à 2003. Cette augmentation est liée à la forte progression du chiffre d'affaires (effet Brent et croissance de production) compensée partiellement par une hausse proportionnellement moindre des coûts d'exploitation et des amortissements liée à l'augmentation de la production (les amortissements sont calculés selon la méthode à l'unité de production).

◆ Services

Chiffre d'affaires

Le chiffre d'affaires du segment Services s'est élevé à 1 442 millions d'euros en 2004, en hausse de 7,6% par rapport à 2003 (il atteignait alors 1 340 millions d'euros). En France, le chiffre d'affaires du segment s'est élevé à 864 millions d'euros en 2004, contre 785 millions d'euros en 2003, soit une augmentation de 10,1%. Le chiffre d'affaires du segment Services en Italie était de 470 millions d'euros en 2004, en hausse de 5,6% par rapport aux 445 millions d'euros enregistrés en 2003.

Excédent brut d'exploitation et résultat d'exploitation

L'excédent brut d'exploitation du segment Services est passé de 54 millions d'euros en 2003 à 89 millions d'euros en 2004, en hausse de 64,8%, dans un contexte de croissance de l'activité. Ce résultat représente un fort redressement du segment, dont le résultat avait souffert lors des exercices précédents sous l'effet notamment des pertes enregistrées en Italie.

Le résultat d'exploitation du segment Services s'est élevé à 49 millions d'euros en 2004 contre 4 millions d'euros en 2003, en ligne avec le montant de l'augmentation de l'excédent brut d'exploitation.

Le plan de redressement des activités en Italie, initié en 2002 et consistant principalement en des ajustements d'effectifs et des coûts de structure (enregistrés en 2002 et 2003) et une accélération des facturations et des encaissements (avec des clients d'une meilleure qualité et une baisse des impayés), a permis de dégager un résultat d'exploitation positif de 10 millions d'euros en 2004 contre une perte d'exploitation de 26 millions d'euros en 2003.

L'amélioration de la rentabilité se poursuit en France avec une contribution au résultat d'exploitation qui atteint 39 millions d'euros en 2004, soit une progression de 44% par rapport à 2003. Cette performance est due principalement à la progression de la contribution de Finergaz (dont l'activité porte sur la gestion des installations de cogénération) résultant d'un meilleur taux d'utilisation des installations (en terme de capacité).

5.2.2.1.2 *Infrastructures*

Le chiffre d'affaires du pôle Infrastructures s'est élevé à 6 794 millions d'euros en 2004, stable par rapport à 2003 (6 792 millions d'euros), intégrant une hausse du chiffre d'affaires à l'international, une stabilité du chiffre d'affaires du segment Transport Stockage France et une diminution du chiffre d'affaires du segment Distribution France liée principalement à la mise en place de la nouvelle structure des tarifs d'acheminement.

L'excédent brut d'exploitation du pôle Infrastructures s'établit à 3 067 millions d'euros en 2004, en retrait de 6,5% par rapport à l'excédent brut d'exploitation de 3 280 millions d'euros en 2003. L'excédent brut d'exploitation du pôle représentait 48,3% du chiffre d'affaires en 2003 et 45,1% du chiffre d'affaires en 2004. La baisse s'explique par l'impact des tarifs d'utilisation des infrastructures ainsi que par une baisse de l'excédent brut d'exploitation d'une filiale du segment Transport-Distribution International.

Le résultat d'exploitation du pôle Infrastructures est de 1 148 millions d'euros en 2004 (1 557 millions d'euros en 2003), soit une baisse de 26,3%, et représente 71,8% du résultat d'exploitation du Groupe. Il intègre en 2004 les provisions relatives au réseau de distribution pour 448 millions d'euros. En 2003, la partie des provisions non récurrentes pour le personnel attribuée au pôle Infrastructure s'est élevée à environ 124 millions d'euros.

Les dotations aux amortissements et provisions du pôle (hors les provisions analysées ci-dessus) sont restées stables entre 2003 et 2004. Le pôle Infrastructures porte l'essentiel des immobilisations nettes du Groupe: les immobilisations corporelles et incorporelles nettes s'élèvent en effet à 17 591 millions d'euros au 31 décembre 2004, soit 80,1% des immobilisations totales du Groupe.

Le tableau ci-dessous présente la ventilation du chiffre d'affaires, de l'excédent brut d'exploitation et du résultat d'exploitation du pôle Infrastructures par segment en 2003 et 2004:

<i>(en millions d'euros)</i>	Chiffre d'affaires			Excédent brut d'exploitation			Résultat d'exploitation		
	2003	2004	Variation	2003	2004	Variation	2003	2004	Variation
Transport Stockage France	2 204 ⁽¹⁾	2 200	(0,2)%	1 339 ⁽¹⁾	1 280	(4,4)%	720 ⁽¹⁾	702	(2,5)%
Distribution France	3 305	3 193	(3,4)%	1 557	1 419	(8,9)%	598	181	(69,7)%
Transport-Distribution International	1 304	1 424	9,2%	384	368	(4,2)%	239	265	10,9%
Eliminations intrapôles	(21)	(23)	-	-	-	-	-	-	-
Total du pôle Infrastructures	6 792⁽¹⁾	6 794	0,0%	3 280⁽¹⁾	3 067	(6,5)%	1 557⁽¹⁾	1 148	(26,3)%

(1) *Pro forma* 2003: retraité de l'impact d'une partie des activités CFM transférées en 2004 au segment Transport Stockage France (en 2003 le chiffre d'affaires de cette partie transférée a représenté 267 millions d'euros et l'excédent brut d'exploitation et le résultat d'exploitation 111 millions d'euros). Voir "Changements significatifs de périmètre et reclassement" ci-dessus.

L'essentiel de l'activité du pôle Infrastructures consiste aujourd'hui en des prestations au pôle Fourniture d'énergie et services. Il intègre 4 957 millions d'euros de prestations intragroupes faisant l'objet d'une élimination en consolidation. En effet, les entités du segment Achat-Vente d'Énergie réservent auprès des segments Transport-Stockage France et Distribution France les capacités nécessaires à l'acheminement du gaz commercialisé en France.

◆ Transport Stockage France

Chiffre d'affaires

Le chiffre d'affaires de l'activité Transport Stockage France reste stable à 2 200 millions d'euros en 2004 contre 2 204 millions d'euros en 2003, sous l'effet notamment d'une croissance des volumes compensée par une baisse des tarifs liée à la mise en place du nouveau système tarifaire au 1^{er} juillet 2004. Les volumes transportés et transités sur le réseau français de transport ont augmenté de 5% par rapport à 2003, pour atteindre 695 TWh en 2004 et le nombre de contrats de raccordement au réseau de transport conclu avec les clients industriels s'est élevé à 255 à fin 2004 contre 112 à fin 2003. Le chiffre d'affaires du pôle a également été affecté par une réduction d'utilisation des terminaux méthaniers à la suite de l'indisponibilité partielle de l'usine de liquéfaction de Skikda en Algérie. En revanche, ce segment a profité d'une hausse des recettes provenant des travaux pour le compte de tiers (déplacements d'ouvrages, raccordements), consécutifs notamment à la signature des nouveaux contrats de raccordement mentionnés ci-dessus.

Excédent brut d'exploitation et résultat d'exploitation

L'excédent brut d'exploitation du segment Transport Stockage France a diminué de 4,4% en 2004, passant de 1 339 millions d'euros en 2003 à 1 280 millions d'euros en 2004. La baisse reflète principalement une hausse des charges d'exploitation du réseau, notamment le gaz carburant (gaz utilisé notamment dans les compresseurs, dans le cadre du transport de gaz). Cet impact a été partiellement compensé par une réduction de 38 millions d'euros des versements aux fonds d'assurances pour l'externalisation des engagements de retraite et autres avantages au personnel.

Le résultat d'exploitation du segment Transport Stockage France s'établit à 702 millions d'euros en 2004, contre 720 millions d'euros en 2003, soit une baisse de 2,5%. L'impact de la baisse de l'excédent brut d'exploitation a été en partie compensé par une réduction des dotations aux provisions pour le personnel.

◆ Distribution France

Chiffre d'affaires

Le chiffre d'affaires de l'activité Distribution France a diminué de 3,4% par rapport à 2003, pour atteindre 3 193 millions d'euros. Lors de la mise en place des tarifs d'acheminement 2004, il a été pris en compte une baisse des charges due notamment à la réduction des versements aux fonds d'assurance pour les retraites. Ceci s'est traduit par une baisse du chiffre d'affaires, en partie compensée par la hausse des volumes acheminés (335 TWh en 2004 contre 321 TWh en 2003, soit une progression de 5,7%). De plus, le chiffre d'affaires de 2003 était fondé sur une estimation du revenu régulé, les principes tarifaires n'ayant été stabilisés avec la CRE qu'à partir de l'exercice 2004.

Excédent brut d'exploitation et résultat d'exploitation

L'excédent brut d'exploitation du segment Distribution France est passé de 1 557 millions d'euros en 2003 (47,1% du chiffre d'affaires) à 1 419 millions d'euros en 2004 (44,4% du chiffre d'affaires), soit une baisse de 8,9%. Cette baisse s'explique par l'augmentation ponctuelle des charges d'exploitation liée à l'affectation au segment Distribution France de charges centrales réparties entre les différents segments d'activité via des clefs de répartition, ces clefs de répartition prenant en compte en 2004 les provisions complémentaires détaillées dans le paragraphe suivant. De plus, l'excédent brut d'exploitation 2003 intégrait un chiffre d'affaires fondé sur une estimation du revenu régulé, les principes tarifaires n'ayant été stabilisés avec la CRE qu'à partir de l'exercice 2004.

Le résultat d'exploitation du segment Distribution France s'est élevé à 181 millions d'euros en 2004, en baisse de 69,7% par rapport à 2003. Outre la diminution de l'excédent brut d'exploitation, cette forte baisse résulte principalement de la prise en compte à hauteur de 448 millions d'euros d'amortissements et de provisions relatives aux réseaux de distribution. Un complément de 264 millions d'euros a été constaté pour faire face à l'accélération du processus de renouvellement des conduites en fonte grise. De plus, une dotation de 184 millions d'euros a été enregistrée à la suite de la modification de l'estimation de la provision pour démantèlement des canalisations de distribution, compte tenu des évolutions réglementaires intervenues en 2000. Cette dotation intègre donc un rattrapage à compter de 2000, date à laquelle les conditions ont été réunies pour procéder à la ré-estimation. Ce rattrapage ressort à 132 millions d'euros.

◆ Transport-Distribution International

Chiffre d'affaires

Le chiffre d'affaires du segment Transport-Distribution International s'élève à 1 424 millions d'euros, en hausse de 9,2% par rapport à 2003. Le tableau ci-dessous présente la ventilation du chiffre d'affaires du segment entre les principales catégories de filiales pour les exercices 2003 et 2004:

	Chiffre d'affaires pour l'exercice clos le 31 décembre ⁽¹⁾		Variation
	2003 (en millions d'euros)	2004	(%)
SPP (Slovaquie)	427	428	0,2%
Sociétés de transit, transport et distribution en Europe	724	813	12,3%
Autres	153	183	19,6%
Total	1 304	1 424	9,2%

⁽¹⁾ La plupart des filiales dans ce segment sont consolidées par intégration proportionnelle. Le chiffre d'affaires indiqué dans ce tableau représente la contribution de ces filiales au chiffre d'affaires du pôle Infrastructures.

L'augmentation du chiffre d'affaires provient principalement des sociétés de transit, transport et distribution en Europe, en particulier en raison d'une hausse tarifaire pour la vente de gaz des filiales hongroises, dont le chiffre d'affaires est passé de 369 millions d'euros en 2003 à 461 millions d'euros en

2004. Le chiffre d'affaires provenant de la filiale allemande GASAG est resté stable à 291 millions d'euros en 2004, contre 295 millions d'euros en 2003. Le segment a également bénéficié en 2004 d'une augmentation du chiffre d'affaires au Mexique, qui apparaît sous la rubrique "Autres" dans le tableau ci-dessus.

Excédent brut d'exploitation et résultat d'exploitation

L'excédent brut d'exploitation du segment Transport-Distribution International a diminué de 4,2% en 2004, passant de 384 millions d'euros en 2003 à 368 millions d'euros en 2004. Il représentait 29,4% du chiffre d'affaires en 2003 et 25,8% du chiffre d'affaires en 2004.

Le tableau ci-dessous présente la ventilation de l'excédent brut d'exploitation du segment entre les principales catégories de filiales pour les exercices 2003 et 2004:

	Excédent brut d'exploitation pour l'exercice clos le 31 décembre⁽¹⁾		Variation
	2003	2004	
	(en millions d'euros)		(%)
SPP (Slovaquie)	169	192	13,6%
Sociétés de transit, transport et distribution en Europe	173	128	(26,0)%
Autres	42	48	14,3%
Total	384	368	(4,2)%

⁽¹⁾ La plupart des filiales dans ce segment sont consolidées par intégration proportionnelle. L'excédent brut d'exploitation indiqué dans ce tableau représente la contribution de ces filiales à l'excédent brut d'exploitation du pôle Infrastructures.

La baisse de l'excédent brut d'exploitation des sociétés de transit, transport et distribution en Europe résulte principalement d'une baisse de l'excédent brut d'exploitation des filiales hongroises (de 71 millions d'euros en 2003 à 27 millions d'euros en 2004) due à la fois à une écriture de régularisation exceptionnelle favorable en 2003 (mise en conformité avec les normes Groupe sur les modalités de comptabilisation des achats de compteurs) pour 22 millions d'euros et, dans une moindre mesure, à l'insuffisance de la hausse tarifaire en Hongrie pour couvrir l'évolution des coûts d'approvisionnement, et à une hausse des impôts locaux. Cette baisse a été partiellement compensée par une hausse de l'excédent brut d'exploitation de SPP résultant de la baisse des coûts d'achat du gaz et d'une diminution des charges d'exploitation, ainsi que d'une évolution favorable de la couronne slovaque vis-à-vis de l'euro. L'excédent brut d'exploitation de GASAG était de 59 millions d'euros en 2003 et de 57 millions d'euros en 2004.

Le résultat d'exploitation du segment Transport-Distribution International s'est élevé à 265 millions d'euros en 2004, en hausse de 10,9% par rapport à 2003. Il représente 18,6% du chiffre d'affaires en 2004, contre 18,3% en 2003.

Le tableau ci-dessous présente la ventilation du résultat d'exploitation du segment entre les principales catégories de filiales pour les exercices 2003 et 2004:

	Résultat d'exploitation pour l'exercice clos le 31 décembre⁽¹⁾		Variation
	2003	2004	
	(en millions d'euros)		(%)
SPP (Slovaquie)	119	136	14,3%
Sociétés de transit, transport et distribution en Europe	99	80	(19,2)%
Autres	21	49	133,3%
Total	239	265	10,9%

⁽¹⁾ La plupart des filiales dans ce segment sont consolidées par intégration proportionnelle. Le résultat d'exploitation indiqué dans ce tableau représente la contribution de ces filiales au résultat d'exploitation du pôle Infrastructures.

La différence entre l'évolution du résultat d'exploitation (en hausse) et l'excédent brut d'exploitation (en baisse) s'explique principalement par la poursuite par les filiales de distribution mexicaines d'un plan de redressement, permettant à Gaz de France de reprendre à hauteur de 21 millions d'euros des provisions

pour dépréciation constatées au 31 décembre 2002. Le résultat d'exploitation des filiales hongroises était de 40 millions d'euros en 2003 et de 17 millions d'euros en 2004. Il reflète pour l'essentiel l'insuffisance de la hausse tarifaire citée ci-dessus, l'effet favorable de la régularisation exceptionnelle des achats de compteurs de 2003 ayant par ailleurs été globalement compensé par des dotations aux amortissements de ces compteurs. Le résultat d'exploitation de GASAG était stable à 36 millions d'euros en 2003 et en 2004.

5.2.2.2 Autres soldes intermédiaires de gestion

Résultat financier

Le résultat financier du Groupe représente une charge nette de 34 millions d'euros en 2004 contre une charge nette de 139 millions d'euros en 2003, soit une amélioration de 105 millions d'euros, liée à l'effet positif du dénouement d'opérations de couverture de change (voir paragraphe 5.4.2 – "Couverture du risque de change").

Impôts sur les résultats

La charge d'impôt du Groupe ressort à 509 millions d'euros (32,2% du résultat avant impôt) contre 752 millions d'euros en 2003 (43,3% du résultat avant impôt). Le taux effectif d'impôt est inférieur au taux d'impôt normal en France (35,4%) en raison notamment de la reprise de provisions non déductibles à l'origine et de la constatation en 2004 d'impôts différés actifs des filiales dont la récupération apparaît probable.

Dotations aux amortissements des écarts d'acquisition

Les dotations aux amortissements des écarts d'acquisition s'élèvent à 59 millions d'euros en 2004 contre 76 millions d'euros en 2003. Un amortissement exceptionnel de 20 millions d'euros avait été constaté en 2003 sur certains actifs d'exploration-production au Royaume-Uni.

Intérêts minoritaires

La part des minoritaires dans le résultat net du Groupe est passée de 70 millions d'euros en 2003 à 59 millions d'euros en 2004. Cette baisse reflète une baisse des résultats de CFM (dont la part du minoritaire Total dans le résultat s'élève à 31 millions d'euros en 2004), compensée partiellement par une bonne performance de GazTransport et Technigaz, une société qui détient les licences sur des membranes utilisées dans les méthaniers (dont la part des minoritaires Total (30%) et Saipem (7,8%) dans le résultat s'élève à 13 millions d'euros en 2004).

Résultat net part du Groupe

Le résultat net part du Groupe s'établit à 1 046 millions d'euros, en progression de 14,9% par rapport au résultat net 2003 de 910 millions d'euros.

5.2.3 Comparaison des exercices clos le 31 décembre 2002 et le 31 décembre 2003

Note préliminaire sur CFM

Dans les comptes consolidés pour l'exercice 2003, les activités de stockage de CFM ne faisaient pas l'objet d'une comptabilisation séparée, et leurs résultats se trouvaient dans le segment Achat-Vente d'Énergie. La discussion qui suit reprend les chiffres publiés pour 2003, afin de permettre une comparaison avec les résultats 2002 (aucune présentation *pro forma* n'est disponible pour l'exercice 2002). Ainsi, certains chiffres dans la discussion qui suit ne correspondent pas aux chiffres qui figurent dans la discussion comparant les résultats des exercices 2003 et 2004.

Chiffre d'affaires du Groupe

Le chiffre d'affaires du Groupe s'établit à 16 647 millions d'euros en 2003, en croissance de 14,4% par rapport aux 14 546 millions d'euros réalisés en 2002. Les changements de périmètre ont eu un impact important sur le chiffre d'affaires, notamment l'acquisition des activités allemandes de PEG fin mai 2003 (163 millions d'euros de chiffre d'affaires sur sept mois) et la consolidation proportionnelle en année pleine de SPP (augmentation du chiffre d'affaires de 244 millions d'euros par rapport au chiffre d'affaires sur six mois en 2002). A périmètre constant, la croissance du chiffre d'affaires du Groupe était de 11,5%.

La croissance à périmètre constant se situe principalement dans le pôle Fourniture d'énergie et de services et dans une moindre mesure dans le pôle Infrastructures. Le pourcentage du chiffre d'affaires réalisé hors de France est passé de 19% en 2002 à 23% en 2003.

Excédent brut d'exploitation du Groupe

L'excédent brut d'exploitation du Groupe s'est élevé à 4 134 millions d'euros en 2003, en augmentation de 25,5% par rapport à 3 292 millions d'euros en 2002. L'excédent brut d'exploitation du Groupe représentait 22,6% du chiffre d'affaires en 2002 et 24,8% du chiffre d'affaires en 2003. La contribution de PEG à l'excédent brut d'exploitation en 2003 était de 89 millions d'euros, et la contribution de SPP en année pleine en 2003 était en croissance de 107 millions d'euros par rapport à la contribution sur six mois en 2002.

Le tableau ci-dessous présente l'évolution de la répartition des charges d'exploitation (hors amortissements) entre les exercices 2002 et 2003:

	Exercice clos le 31 décembre			
	2002		2003	
	(en millions d'euros)	(% du chiffre d'affaires)	(en millions d'euros)	(% du chiffre d'affaires)
Consommations externes	9 427	64,8%	10 535	63,3%
<i>dont achats d'énergie</i>	6 635	45,6%	7 718	46,4%
Charges de personnel	1 984	13,6%	2 055	12,3%
Taxes et autres charges d'exploitation	287	2,0%	306	1,8%
Total	11 698	77,4%	12 896	75,2%

Les charges d'achats d'énergie ont représenté un pourcentage plus faible du chiffre d'affaires en 2003 par rapport à 2002. La baisse de ce pourcentage reflète en partie la réduction des charges en 2003 pour 104 millions d'euros, liée à l'ajustement des charges à payer (voir ci-dessus).

Les autres charges de consommation se sont élevées à 2 817 millions d'euros en 2003 et 2 792 millions d'euros en 2002.

Résultat d'exploitation du Groupe

Le résultat d'exploitation du Groupe est passé de 1 551 millions d'euros en 2002 à 1 879 millions d'euros en 2003, soit une augmentation de 21,1%. La contribution de PEG au résultat d'exploitation en 2002 était de 32 millions d'euros et la contribution de SPP en année pleine en 2003 était en croissance de 76 millions d'euros par rapport à la contribution sur six mois en 2002.

Les dotations (nettes des reprises) aux amortissements et aux provisions sont passées de 1 628 millions d'euros en 2002 à 2 158 millions d'euros en 2003. Cette augmentation résulte principalement de la création, pour la première fois, d'une provision au titre des pensions, rentes (invalidités, accidents du travail, maladies professionnelles) et des congés exceptionnels de fin de carrière, pour un montant total de 178 millions d'euros (dont environ 150 millions d'euros de provisions non récurrentes). Les dotations aux amortissements en 2003 incluent également l'amortissement sur une année pleine des actifs du réseau de transport français, racheté par le Groupe en juillet 2002 (voir ci-dessous), qui se traduit par une charge de 291 millions d'euros en 2003, contre 151 millions d'euros en 2002.

5.2.3.1 Chiffre d'affaires et résultats par pôle

5.2.3.1.1 Fourniture d'énergie et de services

Le chiffre d'affaires du pôle Fourniture d'énergie et de services s'établit à 15 161 millions d'euros en 2003, en hausse de 13,3% par rapport à 2002 (12% à périmètre constant). L'excédent brut d'exploitation est passé de 500 millions d'euros en 2002 (3,7% du chiffre d'affaires) à 950 millions d'euros en 2003 (6,3% du chiffre d'affaires), en augmentation de 90,0%. Le résultat d'exploitation s'élève à 465 millions d'euros en 2003 (3,1% du chiffre d'affaires) contre 238 millions d'euros en 2002, soit 1,8% du chiffre d'affaires.

Le tableau ci-dessous présente la ventilation du chiffre d'affaires, de l'excédent brut d'exploitation et du résultat d'exploitation du pôle Fourniture d'énergie et de services entre 2002 et 2003:

(en millions d'euros)	Chiffres d'affaires			Excédent brut d'exploitation			Résultat d'exploitation		
	2002	2003	Variation	2002	2003	Variation	2002	2003	Variation
Achat-Vente d'Énergie	11 826	13 338	12,8%	250	499	99,6%	207	316	52,7%
Exploration-Production ⁽¹⁾	413	703	70,2%	235	397	68,9%	46	145	215,2%
Services	1 244	1 340	7,7%	15	54	260%	(15)	4	na
Eliminations intrapôles	(102)	(220)	na	-	-	-	-	-	-
Total du pôle Fourniture d'énergie et de services	13 381	15 161	13,3%	500	950	90,0%	238	465	95,4%

⁽¹⁾ Les chiffres 2003 reflètent sept mois d'activité de PEG (impact: +163 millions d'euros de chiffre d'affaires et +32 millions d'euros de résultat d'exploitation).

◆ Achat-Vente d'Énergie

Chiffre d'affaires

Le chiffre d'affaires du segment Achat-Vente d'Énergie s'élève à 13 338 millions d'euros, en hausse de 12,8% par rapport à 2002.

Les ventes de gaz naturel du segment Achat-Vente d'Énergie se sont élevées à 579 TWh, en progression de 9,7% par rapport à 2002. Cette croissance est due en grande partie à un fort impact des conditions climatiques, d'environ 22,4 TWh par rapport à 2002 (année relativement chaude), et de 4,7 TWh par rapport à une année moyenne. Elle est également due à une augmentation du nombre de clients (près de 223 600 nouveaux clients acquis, dont 212 600 clients résidentiels).

Le prix moyen de gaz vendu par le segment Achat-Vente d'Énergie était en hausse de 1,4%, en raison des hausses de tarifs à souscription sur les deux premiers trimestres de l'année. L'impact de ces hausses était plus important que celui des baisses sur les deux derniers trimestres, en raison d'une conjoncture économique défavorable qui a réduit la consommation des clients industriels au cours de l'année, ainsi que de la perte progressive des clients éligibles ayant choisi de s'approvisionner auprès d'autres fournisseurs. Les tarifs de distribution publique ont été altérés par le niveau du rattrapage en masse en 2003, moins élevé que celui de 2002.

Le tableau ci-dessous présente la ventilation des ventes de gaz naturel par le segment Achat-Vente d'Énergie par catégorie de client (hors activité de *trading*) pour les exercices 2002 et 2003:

	Exercices clos les 31 décembre					
	(TWh)	2002 (en millions d'euros)	(TWh)	2003 (en millions d'euros)	(TWh)	Variation (%) (en millions d'euros)
Ventes de gaz naturel aux clients						
En France						
- Résidentiels	157	5 113	173	5 588	10,2%	9,2%
- Tertiaires	73	1 844	80	2 002	9,6%	8,6%
- Industriels	183	2 823	174	2 942	(4,9)%	4,2%
- Autres clients	55	697	54	711	(1,8)%	2,0%
<i>Total France</i>	468	10 477	480	11 243	2,6%	7,3%
A l'étranger (industriels et assimilés)	43	560	61	783	41,9%	39,8%
Ventes sur le marché à court terme	17	204	38	478	123,5%	134,3%
Total segment Achat-Vente d'Énergie	528	11 241	579	12 504	9,7%	11,2%

Ventes de gaz naturel en France

Clients résidentiels. En France, les ventes de gaz naturel aux clients résidentiels sont passées de 157 TWh en 2002 à 173 TWh en 2003, soit une augmentation de 10,2%. Outre l'effet climat, cette hausse résulte de l'augmentation du nombre de clients utilisant le gaz naturel pour le chauffage en France en 2003. L'augmentation des ventes en valeur a été moins importante que l'augmentation en volume en raison de la baisse des tarifs de distribution publique décidée en novembre 2003 et de l'impact du niveau moins élevé du rattrapage en masse.

Clients tertiaires et clients industriels. Les ventes de gaz naturel aux clients tertiaires ont augmenté principalement en raison de l'effet climat sur la consommation des clients tertiaires (+9 TWh). L'augmentation des ventes en valeur a été moins importante que l'augmentation en volume. Cette différence résulte, d'une part, du fait que la baisse des tarifs à souscription au deuxième semestre a eu un impact sur une période au cours de laquelle la consommation est importante et, d'autre part, du fait que le niveau de consommation a crû de manière constante tout au long de l'année.

La baisse des volumes vendus aux clients industriels provient principalement de la décision des clients ayant exercé leur faculté de choix de changer de fournisseur. Les volumes perdus au cours de l'année 2003 se sont élevés à 8,7 TWh. La baisse de la consommation s'explique dans une moindre mesure par une conjoncture économique peu favorable. Les pertes des volumes ont été réalisées au fil de l'année, les volumes ayant été plus importants au premier semestre, lorsque les tarifs à souscription étaient en hausse.

Autres clients. Les ventes de gaz aux autres clients en France en valeur ont subi une légère augmentation malgré une légère baisse en volume, l'évolution du prix moyen des ventes à CFM ayant suivi celui des tarifs à souscription.

Ventes de gaz naturel à l'étranger

A l'étranger, les ventes du segment Achat-Vente d'Énergie ont progressé de 40,3% en 2003 pour s'établir à 60,6 TWh (43,2 TWh en 2002). Le tableau ci-dessous présente la ventilation des volumes de gaz naturel vendus par le segment Achat-Vente d'Énergie à l'étranger en 2002 et 2003 (hors opérations de court terme):

Pays	Volume vendu pendant l'exercice clos le 31 décembre		Variation (%)
	2002 (TWh)	2003 (TWh)	
Royaume-Uni	27,7	28,2	1,8%
Belgique	2,8	9,1	225,0%
Pays-Bas	-	4,7	ns
Italie	2,3	6,6	187,0%
Allemagne	0,6	0,6	-
Espagne	-	-	ns
Autres	9,8	11,4	16,3%
Total	43,2	60,6	40,3%

Excédent brut d'exploitation et résultat d'exploitation

L'excédent brut d'exploitation du segment Achat-Vente d'Énergie est passé de 250 millions d'euros en 2002 à 499 millions d'euros en 2003, soit une hausse de 99,6%. La croissance est due principalement à l'impact du prix moyen de vente et des conditions climatiques sur le chiffre d'affaires, réduits toutefois par une augmentation des coûts d'acheminement et de stockage de gaz (voir ci-dessous). En outre, l'excédent brut d'exploitation en 2003 reflète deux facteurs non récurrents, dont l'impact net est nul: l'ajustement des charges à payer (+104 millions d'euros) et l'impact moins important en 2003 qu'en 2002 du rattrapage de la hausse insuffisante des tarifs en 2000 et 2001.

Le résultat d'exploitation de l'activité Achat-Vente d'Énergie s'établit à 316 millions d'euros en 2003 contre 207 millions d'euros en 2002, soit une hausse de 52,7%.

◆ Exploration-Production

Chiffre d'affaires

Le chiffre d'affaires du segment Exploration-Production s'est élevé à 703 millions d'euros en 2003, en hausse de 70,2% par rapport à 2002. Cette hausse était attribuable pour une grande partie à l'acquisition des activités allemandes de PEG qui a permis d'accroître d'environ 27% le chiffre d'affaires (163 millions d'euros). L'augmentation du chiffre d'affaires s'explique également par une augmentation de la production de 21% (hors PEG) et par la hausse du cours du Brent, atténuée par la dépréciation du dollar américain par rapport à l'euro.

La production de gaz naturel a atteint 29 Mbeq en 2003, soit un taux de croissance de 50,3% par rapport à la production de gaz naturel en 2002, dont 31,1% hors PEG.

Excédent brut d'exploitation et résultat d'exploitation

L'excédent brut d'exploitation du segment Exploration-Production a augmenté de 68,9% en 2003, passant de 235 à 397 millions d'euros en 2003. Le résultat d'exploitation de cette activité s'établit à 145 millions d'euros, dont 32 millions d'euros attribuables à la consolidation de PEG sur sept mois. Hors cet impact, le résultat d'exploitation a plus que doublé par rapport à celui de 2002. Cette forte croissance des résultats résulte principalement de l'augmentation du chiffre d'affaires, ainsi que de la dotation en 2002 d'une provision de 20 millions d'euros pour dépréciation exceptionnelle de champs au Royaume Uni.

◆ Services

Chiffre d'affaires

Le chiffre d'affaires du segment Services s'est élevé à 1 340 millions d'euros en 2003, en hausse de 7,7% par rapport à 2002 où il atteignait 1 244 millions d'euros, avec une légère progression en Italie (445 millions d'euros contre 438 millions d'euros dans un contexte de rationalisation) et une forte progression en France (785 millions d'euros contre 708 millions d'euros). L'augmentation du chiffre d'affaires en France est pour une grande partie liée à Finergaz (+36 millions d'euros) du fait de l'élargissement de son périmètre de consolidation et de la mise en service de nouvelles installations de cogénération.

Excédent brut d'exploitation et résultat d'exploitation

L'excédent brut d'exploitation du segment Services est passé de 15 millions d'euros en 2002 à 54 millions d'euros en 2003. Le résultat d'exploitation du segment Services s'est élevé à 4 millions d'euros en 2003 contre -15 millions d'euros en 2002. L'amélioration est due à la poursuite de plan de redressement financier de Cofathec en Italie initié en 2002 (abandon de certains contrats peu rémunérateurs, optimisation des achats, dynamisation du développement commercial, poursuite des réductions d'effectifs).

5.2.3.1.2 Infrastructures

Le chiffre d'affaires du pôle Infrastructures s'est élevé à 6 525 millions d'euros en 2003, en hausse de 8,3% par rapport à 2002 où il s'élevait à 6 024 millions d'euros. L'excédent brut d'exploitation est passé de 2 768 millions d'euros en 2002 (45,9% du chiffre d'affaires) à 3 169 millions d'euros en 2003 (48,6% du chiffre d'affaires), en augmentation de 14,5%. Le résultat d'exploitation du pôle Infrastructures est de 1 446 millions d'euros en 2003 (1 321 millions d'euros en 2002), et représente 77% du résultat d'exploitation du Groupe.

Le tableau ci-dessous présente la ventilation du chiffre d'affaires, de l'excédent brut d'exploitation et du résultat d'exploitation du pôle Infrastructures par segment en 2002 et 2003:

<i>(en millions d'euros)</i>	Chiffre d'affaires			Excédent brut d'exploitation			Résultat d'exploitation		
	2002	2003	Variation	2002	2003	Variation	2002	2003	Variation
Transport Stockage France	1 883	1 937	2,9%	1 166	1 228	5,3%	720	609	(15,4)%
Distribution France	3 106	3 305	6,4%	1 368	1 557	13,8%	539	598	10,9%
Transport-Distribution International	1 061	1 304	22,9%	234	384	64,1%	62	239	285,0%
Eliminations intrapôles	(26)	(21)	-	-	-	-	-	-	-
Total du pôle Infrastructures	6 024	6 525	8,3%	2 768	3 169	14,5%	1 321	1 446	9,4%

En 2002, les prestations de transport et de distribution ont été facturées au segment Achat-Vente d'Énergie sur une base combinée (les facturations des services de transport aux clients externes n'étaient pas significatives). Pour la préparation des informations sectorielles dans l'annexe aux comptes consolidés 2004 (reprises dans le tableau ci-dessus), le chiffre d'affaires 2002 a été réparti entre ces deux segments sur la base d'une estimation, prenant en compte les charges d'exploitation de chaque segment, une estimation de la base d'actifs régulés et les taux de rémunération figurant dans les formules tarifaires appliquées en 2003 (pour le transport) ou en 2004 (pour la distribution).

◆ Transport Stockage France

Chiffre d'affaires

Le chiffre d'affaires de l'activité Transport Stockage France s'élève à 1 937 millions d'euros en 2003 contre 1 883 millions d'euros en 2002, soit une hausse de 2,9%. L'activité d'acheminement pour le compte de tiers dans le réseau de transport a poursuivi son développement avec 110 contrats de raccordements signés en 2003 contre 40 contrats en 2002, l'impact de ces contrats sur le chiffre d'affaires du réseau de transport ayant toutefois été limité.

Excédent brut d'exploitation et résultat d'exploitation

L'excédent brut d'exploitation du segment Transport Stockage France a augmenté de 5,3% en 2003, passant de 1 166 à 1 228 millions d'euros en 2003. Le résultat d'exploitation du segment Transport Stockage France s'établit à 609 millions d'euros en 2003, soit une baisse de 15,4% par rapport à 2002. Cette baisse s'explique principalement par l'amortissement en année pleine des actifs du réseau de transport rachetés en juillet 2002, et par la dotation des provisions au titre des pensions, rentes (invalidité, accidents du travail, maladie professionnelle), et congés exceptionnels de fin de carrière.

◆ Distribution France

Chiffre d'affaires

Le chiffre d'affaires de l'activité Distribution France a augmenté de 6,4% par rapport à 2002, pour atteindre 3 305 millions d'euros.

Excédent brut d'exploitation et résultat d'exploitation

L'excédent brut d'exploitation du segment Distribution France a augmenté de 13,8% en 2003, passant de 1 368 à 1 557 millions d'euros en 2003. Le résultat d'exploitation de l'activité Distribution France s'est élevé à 598 millions d'euros en 2003, en hausse de 10,9% par rapport à 2002. Le fait que cette hausse soit inférieure à la hausse de l'excédent brut d'exploitation résulte principalement de l'impact en 2003 de la provision relative aux pensions, rentes et congés exceptionnels de fin de carrière.

◆ Transport-Distribution International

Chiffre d'affaires

Le chiffre d'affaires du segment Transport-Distribution International s'élève à 1 304 millions d'euros, en hausse de 22,9% par rapport à 2002. Cette hausse est due à la consolidation (par intégration proportionnelle à hauteur de 24,5%) en année pleine de SPP en 2003, comparé à la consolidation sur six mois en 2002. A périmètre constant, le chiffre d'affaires est stable.

Le tableau ci-dessous présente la ventilation du chiffre d'affaires du segment entre les principales catégories de filiales pour les exercices 2002 et 2003:

	Chiffre d'affaires pour l'exercice clos le 31 décembre ⁽¹⁾		Variation (%)
	2002 (en millions d'euros)	2003	
SPP (Slovaquie) ⁽²⁾	183	427	na
Sociétés de transit, transport et distribution en Europe	728	724	(0,5)%
Autres	150	153	2,0%
Total	1 061	1 304	22,9%

⁽¹⁾ La plupart des filiales dans ce segment sont consolidées par intégration proportionnelle. Le chiffre d'affaires indiqué dans ce tableau représente la contribution de ces filiales au chiffre d'affaires du pôle Infrastructures.

⁽²⁾ SPP (Slovaquie) a été acquise le 1^{er} juillet 2002.

Excédent brut d'exploitation et résultat d'exploitation

L'excédent brut d'exploitation du segment Transport-Distribution International a augmenté de 64,1% en 2003, passant de 234 à 384 millions d'euros en 2003. Le résultat d'exploitation du pôle Transport-Distribution International s'est élevé à 239 millions d'euros en 2003, en hausse de 285% par rapport à 2002 en raison de la consolidation en année pleine de SPP. Il représente plus de 18% du chiffre d'affaires en 2003.

Le tableau ci-dessous présente la ventilation du résultat d'exploitation entre les principales catégories de filiales pour les exercices 2002 et 2003:

	Résultat d'exploitation pour l'exercice clos le 31 décembre ⁽¹⁾		Variation (%)
	2002 (en millions d'euros)	2003 (en millions d'euros)	
SPP (Slovaquie) ⁽²⁾	43	119	na
Sociétés de transit, transport et distribution en Europe	95	99	4,2%
Autres	(76)	21	na
Total	62	239	na

⁽¹⁾ La plupart des filiales dans ce segment sont consolidées par intégration proportionnelle. Le résultat d'exploitation indiqué dans ce tableau représente la contribution de ces filiales au résultat d'exploitation du pôle Infrastructures.

⁽²⁾ SPP (Slovaquie) a été acquise le 1^{er} juillet 2002.

Le résultat d'exploitation des "autres" sociétés du segment en 2002 a été affecté par des provisions pour dépréciation relatives aux filiales de distribution mexicaines (résultat d'exploitation de -114 millions d'euros, dont 93 millions au titre de dépréciations exceptionnelles).

5.2.3.2 Autres soldes intermédiaires de gestion

Résultat financier

La charge financière nette du Groupe s'élève à 139 millions d'euros en 2003 contre 22 millions d'euros en 2002, soit une augmentation de 117 millions d'euros, liée principalement à l'augmentation des frais financiers induits par la hausse de l'endettement.

Impôts sur les résultats

La charge d'impôt du Groupe ressort à 752 millions d'euros, soit 43,3% du résultat avant impôt contre 605 millions en 2002 (40,8% du résultat avant impôt). Cette augmentation du taux effectif d'impôt résulte notamment d'un effet de désactualisation des impôts différés et de provisions non déduites. De plus, certaines créances d'impôt différé à long terme n'ont pas été portées à l'actif par prudence.

Dotations aux amortissements des écarts d'acquisition

Les dotations aux amortissements des écarts d'acquisition s'élèvent à 76 millions d'euros en 2003 contre 40 millions d'euros en 2002. Elles incluent notamment l'amortissement de l'écart d'acquisition de SPP en année pleine (34 millions d'euros en 2003 contre 17 millions d'euros en 2002 – six mois), celui de PEG (3 millions d'euros sur sept mois), ainsi qu'un amortissement exceptionnel des actifs d'exploration-production au Royaume-Uni pour 20 millions d'euros.

Impact du rachat de réseau de transport

En juillet 2002, Gaz de France a racheté les actifs du réseau de transport auprès de l'Etat. Avant cette opération, Gaz de France exploitait le réseau de transport en tant que concessionnaire, l'Etat étant le concédant. Il en a résulté le paiement à Gaz de France de 4 933 millions d'euros d'indemnité due au titre

de la résiliation anticipée des concessions et le paiement par Gaz de France de 5 042 millions d'euros représentant le prix d'achat du réseau de transport (ce dernier paiement ayant été enregistré comme un investissement, amorti sur les durées de vie respectives des actifs). Le paiement de l'indemnité, diminué de la valeur nette comptable des réseaux de transport et augmenté de l'impact net des reprises des droits du concédant et de la provision pour renouvellement, a donné lieu à un profit exceptionnel (net d'impôts) de 2 774 millions d'euros pour le Groupe en 2002, dont 2 717 millions pour Gaz de France et 57 millions d'euros pour GSO (quote-part Gaz de France) qui a également été concernée par ces opérations.

Impact du rachat du réseau de transport pour Gaz de France sur l'impôt différé passif

Le rachat en juillet 2002 du réseau de transport à l'Etat a généré chez Gaz de France une plus-value imposable d'un montant de près de 3 369 millions d'euros, étalée sur 14 ans à compter de 2003. Compte tenu de cette imposition échelonnée, la reprise annuelle, sans actualisation, s'élève à 240,6 millions d'euros, entraînant une charge d'impôt (à 35,43%) annuelle, sans actualisation, de plus de 85 millions d'euros.

En consolidation, l'impôt différé passif relatif à l'imposition de cette plus-value fait l'objet d'une actualisation:

- l'impôt différé passif au 31 décembre 2002 (valeur actualisée au taux de 5% des flux d'impôt sur 14 ans) s'est élevé à 844 millions d'euros;
- l'impôt différé passif au 31 décembre 2003 (valeur actualisée au taux de 5% des flux d'impôt sur 13 ans) s'est élevé à près de 801 millions d'euros;

soit une variation au titre de l'exercice 2003 de plus de 43 millions d'euros, ayant donné lieu à une reprise de provision.

Résultat net part du Groupe

Le résultat net part du Groupe s'établit à 910 millions d'euros, en progression de 8,6% par rapport au résultat net 2002 qui s'élevait à 838 millions d'euros hors impact exceptionnel positif lié au rachat des réseaux de transport. En 2002, le résultat net total du Groupe s'était en effet élevé à 3 612 millions d'euros, dont 2 774 millions d'euros de profit exceptionnel lié au rachat des réseaux de transport en France.

5.2.4 Liquidité et ressource en capital

5.2.4.1 Trésorerie

Capacité d'autofinancement

La capacité d'autofinancement du Groupe s'élève à 3 418 millions d'euros en 2004, soit une augmentation de 234 millions d'euros par rapport à 2003, en raison notamment d'une forte augmentation des dividendes reçus de la part d'EFOG, société consolidée par mise en équivalence dans le segment Exploration-Production.

Le besoin en fonds de roulement est en hausse de 346 millions d'euros, notamment en raison de la hausse des créances clients consécutive à la croissance de l'activité. Le besoin en fonds de roulement du Groupe en fin d'année est influencé de manière significative par les conditions climatiques en France au mois de décembre (qui affectent notamment les créances clients en fin d'année). Le mois de décembre a été relativement chaud en 2003 et relativement froid en 2004.

Investissements

Les investissements totaux (hors variations des besoins en fonds de roulement) se sont élevés à 1 763 millions d'euros en 2004, contre 2 870 millions d'euros en 2003.

Les investissements de croissance externe ont atteint 154 millions d'euros en 2004. Ils intègrent principalement le rachat des parts des minoritaires des filiales de distribution en Hongrie (Egaz et Degaz), l'acquisition de la société de distribution italienne SIRT/S.IM.GAS par Arcalgas et l'acquisition de champs à développer dans la licence de Gjøa (mer du Nord norvégienne). Parmi les différents projets examinés au cours de l'année 2004, certains pourraient se concrétiser en 2005, en particulier l'acquisition de la société de distribution roumaine Distrigaz Sud (voir paragraphe 7.1 – "Evolution Récente du Groupe").

Le tableau ci-dessous présente une analyse par segment des investissements d'équipement:

	Exercice clos le 31 décembre		
	2002	2003	2004
	<i>(en millions d'euros)</i>		
Transport Stockage France ⁽¹⁾	339	261	296
Distribution France ⁽¹⁾	706	661	687
Autres investissements d'équipement France ⁽²⁾	255	48	66
Total Gaz de France	1 300	970	1 049
Exploration-Production	281	288	374
Achat-Vente d'Énergie	16	66	12
Services	20	24	38
Transport-Distribution International	105	95	74
Autres	10	238	62
Total filiales	432	711	560
Total	1 732	1 681	1 609

(1) Investissements corporels spécifiques détaillés dans le tableau suivant.

(2) En 2002, ils incluent 109 millions d'euros liés au rachat du réseau de transport et 79 millions d'euros liés aux injections de gaz coussin.

Les investissements d'équipement se sont élevés à 1 609 millions d'euros en 2004, contre 1 681 millions d'euros en 2003. Ils intègrent 983 millions d'euros d'investissements dans le secteur des infrastructures en France, notamment en transport (296 millions d'euros) et en distribution (687 millions d'euros). Les investissements des filiales concernent principalement le segment Exploration-Production pour 374 millions d'euros (développement de projets) et pour 62 millions d'euros le domaine de la production d'électricité, notamment la fin de la construction de la centrale à cycles combinés DK6 située à Dunkerque et comptabilisée dans la rubrique "Autres".

Le tableau ci-dessous fournit une analyse détaillée des investissements d'équipement effectués par Gaz de France au titre des segments Transport Stockage France et Distribution France spécifiques à ces activités, en précisant notamment, pour ce qui concerne la distribution, ce qui relève des investissements d'extension d'une part, et des investissements de renouvellement d'autre part.

	Exercice clos le 31 décembre		
	2002	2003	2004
	<i>(en millions d'euros)</i>		
Transport Stockage France	339	261	296
Réseau de transport	262	175	186
Stockage	71	81	81
Terminaux méthaniers	6	5	29
Distribution France	706	661	687
Raccordements ZDG	303	289	367
Raccordements CNG	186	141	76
Renouvellement	217	231	244

Les montants au titre du réseau de transport recouvrent une multitude de projets d'importance variable. Les principaux projets, d'un montant de dépenses au titre de l'année 2004 supérieur à 3 millions d'euros et représentant au total 111 millions d'euros, présentent la segmentation suivante:

- construction de nouveaux ouvrages et renforcement d'ouvrages existants: 81 millions d'euros;
- remplacement d'ouvrages existants: 30 millions d'euros.

Les raccordements ZDG (Zones desservies en gaz) correspondent à des travaux de développement des réseaux sur les zones déjà desservies en gaz (création de réseaux et branchements) et de réalisation de nouveaux branchements sur les réseaux existants.

Les raccordements CNG (Concessions nouvelles gaz) correspondent à des travaux (réalisés au cours des trois premières années d'une nouvelle distribution publique – au delà, cette distribution publique passe en ZDG) de création de réseaux et de branchements nouveaux sur les communes nouvellement raccordées (98 nouvelles communes raccordées en 2004 contre 272 en 2003).

Le renouvellement consiste en des travaux de remplacement d'ouvrages existants, y compris au titre du plan de résorption des fontes grises, qui représentent environ 130 millions d'euros par an sur chacun des trois exercices.

Ainsi, les investissements réalisés en distribution analysés entre investissements d'extension (ZDG + CNG) et investissements de renouvellement représentent:

	Extension	Renouvellement
2004	64%	36%
2003	65%	35%
2002	69%	31%

Flux de trésorerie liés aux opérations de financement

Le Groupe a utilisé 1 001 millions d'euros de trésorerie dans le cadre des opérations de financement, principalement au titre du remboursement de son endettement net des nouveaux emprunts (voir ci-dessous).

Les dividendes versés en 2004 au titre des résultats 2003 s'élèvent à 457 millions d'euros, dont 418 millions d'euros par Gaz de France, et 39 millions d'euros correspondant aux dividendes distribués aux actionnaires minoritaires des filiales consolidées selon la méthode de l'intégration globale.

5.2.4.2 Financement

L'endettement financier du Groupe s'est élevé à 4 793 millions d'euros au 31 décembre 2004, contre 5 409 millions d'euros au 31 décembre 2003. Le coût moyen de la dette financière du Groupe était de 4,8% en 2004.

L'endettement net (titres participatifs + dettes financières - valeurs mobilières de placement - disponibilités) du Groupe au 31 décembre 2004 s'élève à 4 411 millions d'euros, soit 42% des capitaux propres (y compris intérêts minoritaires) contre 5 164 millions d'euros et 52% des capitaux propres au 31 décembre 2003.

Le tableau ci-dessous présente l'échéancier des dettes du Groupe au 31 décembre 2004:

	Montant au 31 décembre 2004	Date d'exigibilité		
		A un an au plus	De un à cinq ans	A plus de cinq ans
	<i>(en millions d'euros)</i>			
Dettes financières				
Location-financement	834	57	255	522
Obligations	2 087		87	2 000
Autres emprunts	1 161	647	360	154
Soldes créditeurs de banque et concours bancaires	506	506	-	-
Divers	205	166	32	7
<i>Total dettes financières</i>	<i>4 793</i>	<i>1 376</i>	<i>734</i>	<i>2 683</i>
Dettes fournisseurs	1 889	1 889	-	-
Autres dettes ⁽¹⁾	3 403	3 365	15	23
Dettes du secteur financier	836	745	91	-
Total	10 921	7 375	840	2 706

⁽¹⁾ Dettes fiscales et sociales et autres dettes.

Le tableau ci-dessous présente une ventilation de la dette à long terme (obligations et autres emprunts) au 31 décembre 2004 par devise (après effet de couverture de *swaps* en vigueur au 31 décembre 2004):

	Au 31 décembre 2004	
	(en millions d'euros)	(%)
Devise		
Euro	2 610	80,35%
Dollar américain	600	18,48%
Livre sterling	30	0,94%
Autres	8	0,24%
Total	3 248	100,00%

La répartition de la dette obligataire et des autres emprunts par devises (avant couverture) au 31 décembre 2004 est la suivante:

	(en millions d'euros)
Euro	2 940
Dollar américain	209
Livre sterling	30
Autres	69
Total	3 248

La répartition de la dette obligataire et des autres emprunts par type de taux (avant couverture) au 31 décembre 2004 est la suivante:

	(en millions d'euros)
Fixe	2 489
Variable	759
Total	3 248

Le tableau ci-dessous présente une ventilation de l'endettement net par catégorie de taux d'intérêt (après effet de couverture de *swaps* en vigueur au 31 décembre 2004):

	Au 31 décembre 2004	
	(en millions d'euros)	(%)
Taux		
Taux fixe	2 916	66,11%
Taux variable	1 495	33,89%
Total endettement net	4 411	100,00%

Le montant des dettes de location-financement, des emprunts obligataires et autres emprunts, libellés à taux fixe ou convertis à taux fixe par des *swaps* de taux, s'élève à 2 916 millions d'euros au 31 décembre 2004. Les financements à taux fixe à moins de trois mois à l'origine, les titres participatifs, les valeurs mobilières de placement, la trésorerie ainsi que les dettes financières diverses figurant dans le tableau ci-avant ne sont pas inclus dans ce montant.

Gaz de France avait réalisé, en février 2003, une émission obligataire de 2 milliards d'euros dans le cadre du programme EMTN mis en place en octobre 2002. Cette émission se décomposait en deux tranches long terme à taux fixe, l'une à 10 ans de 1 250 millions d'euros et l'autre à 15 ans de 750 millions d'euros. Cette émission, complétée en décembre 2003 et en mars 2004 par des émissions privées de 87 millions d'euros, a permis de mieux structurer la dette du Groupe, en allongeant notamment sa maturité.

Ainsi, la part de l'endettement net à court terme a été fortement réduite pour ne représenter que 12% de l'endettement net total à fin décembre 2004 contre 19% au 31 décembre 2003; la part de l'endettement net à taux fixe a été renforcée et s'élève à 66% à fin décembre 2004 contre 58% au 31 décembre 2003. Enfin, la dette d'emprunt après couverture est à 80% en euros à fin décembre 2004 contre 70% au 31 décembre 2003.

Gaz de France dispose depuis août 2002 d'une ligne de crédit *revolving* de 2 milliards d'euros à échéance 2007 complétant ses capacités de recours au papier commercial. Au 31 décembre 2004, cette ligne n'était pas utilisée.

Par ailleurs, afin de dégager des marges de manœuvre supplémentaires, deux actions ont été menées:

- augmentation du montant du programme d'EMTN de 3 à 4 milliards d'euros (décembre 2004);
- postérieurement à la clôture, Gaz de France a signé le 18 février 2005 un crédit syndiqué multi-devises de 3 milliards d'euros d'une maturité de sept ans. Ce nouveau crédit, qui remplace le crédit syndiqué de 2 milliards d'euros signé en août 2002, a pour objet de financer les besoins généraux du Groupe et de servir de support aux programmes de financement court terme.

Enfin, pour protéger la valeur des titres détenus dans Technip, une couverture "collar" (vente simultanée de *puts* et de *calls* pour créer un tunnel encadrant le prix de l'action) a été mise en place en décembre 2004, quasiment au plus haut de la valeur historique du titre, sur une durée de 24 mois en quatre échéances semestrielles égales. Ce mécanisme de couverture, qui porte sur une valeur nominale de 220 millions d'euros, laisse toute latitude à Gaz de France pour choisir, pour chacune des échéances, une sortie en numéraire ou en titres.

5.2.4.3 Engagements du Groupe

Engagements de retraite et autres avantages au personnel

Engagements de retraite

Les engagements du Groupe au titre des retraites s'élèvent à 1 625 millions d'euros avant impact fiscal au 31 décembre 2004. En l'absence de réforme du système de financement des retraites, le montant des engagements au 31 décembre 2004 aurait été de 14 824 millions d'euros (voir paragraphe 5.5 – "Information financière IFRS 2004 préliminaire"). Au 31 décembre 2003, les engagements de retraite s'étaient élevés à 12 911 millions d'euros.

Avantages au personnel

Les autres engagements relatifs aux avantages au personnel incluent notamment les indemnités et congés exceptionnels de fin de carrière, les avantages en nature énergie (droit du personnel des entreprises de la branche IEG d'acheter du gaz naturel et de l'électricité aux tarifs préférentiels), et les pensions d'invalidité et rentes accidents du travail et maladie professionnelle. L'ensemble des autres engagements relatifs aux avantages au personnel est détaillé dans la note 21b aux comptes consolidés. Leur montant global était de 894 millions d'euros au 31 décembre 2003 et de 946 millions d'euros au 31 décembre 2004.

Couverture des engagements

Les engagements de retraite et autres avantages au personnel sont partiellement couverts par des provisions et des couvertures d'assurance. Au 31 décembre 2004, le montant global des engagements était de 2 571 millions d'euros (1 625 millions au titre des retraites et 946 millions d'euros au titre des autres avantages au personnel). Ces engagements ont été couverts à hauteur de 386 millions d'euros par des provisions et à hauteur de 1 928 millions d'euros par des contrats d'assurance. En normes IFRS, l'ensemble des engagements de retraite sera provisionné (voir paragraphe 5.5 – "Information financière IFRS 2004 préliminaire").

Engagements d'investissement (donnés par le Groupe)

Le tableau ci-dessous présente les engagements d'investissement et autres engagements du Groupe aux 31 décembre 2002, 2003 et 2004:

	Au 31 décembre		
	2002	2003	2004
	<i>(en millions d'euros)</i>		
Engagement d'investissement	1 049	1 004	1 210
Engagement de location et assimilés	167	97	106
Engagements relatifs aux filiales non consolidées	201	165	165
Autres	42	3	35
Total	1 459	1 269	1 516

Les engagements d'investissement au titre de l'année 2004 représentaient, pour la société Gaz de France, environ 507 millions d'euros, dont 344 millions d'euros concernant le terminal méthanier de Fos Cavaou (qui devrait être mis en service en 2007). Les autres engagements d'investissement portaient essentiellement sur trois méthaniers pour un montant total d'environ 580 millions d'euros (dont la livraison est, à la date d'enregistrement du présent document de base, prévue en 2006).

En 2003, les engagements d'investissement correspondaient à des engagements de Gaz de France à hauteur de 156 millions d'euros. La centrale DK6 de Dunkerque représentait par ailleurs 50 millions d'euros, deux méthaniers un montant total de plus de 280 millions d'euros et les investissements d'exploration-production plus de 275 millions d'euros.

Engagements d'achat de matières premières

Engagements relatifs au gaz naturel

Afin de faire face à la demande de gaz naturel de ses clients à moyen et long terme, le Groupe a sécurisé ses approvisionnements par des contrats dont la durée peut atteindre 25 ans. Ces contrats comportent des engagements réciproques portant sur des quantités déterminées de gaz:

- un engagement du Groupe d'enlever des quantités minimales; et
- un engagement des fournisseurs de mettre à disposition des quantités à des prix compétitifs.

Cette compétitivité est assurée par des formules de prix indexées et par des mécanismes de révision de prix. Le Groupe réalise la majeure partie de ses achats dans le cadre de ces contrats. Au 31 décembre 2004, les engagements du Groupe étaient de 45 milliards de mètres cubes pour 2005, 188 milliards de mètres cubes pour la période allant de 2006 à 2009 et 413 milliards de mètres cubes pour 2010 et au-delà.

De plus, le Groupe a souscrit des achats et ventes à terme de gaz naturel dans le cadre de son activité Achat-Vente d'Énergie (achats et ventes de gaz sur les marchés de court terme et offres avec ingénierie de prix aux clients industriels) et dans le cadre de son activité de *trading*. Au 31 décembre 2004, les engagements du Groupe s'élevaient à 3 milliards de mètres cubes d'achats à terme à moins d'un an et 6 milliards de mètres cubes de ventes à terme à moins d'un an.

Par ailleurs, les filiales du segment Exploration-Production se sont engagées à mettre à disposition de leurs clients des quantités minimales de gaz naturel. L'engagement correspondant s'élève à 7 milliards de mètres cubes au 31 décembre 2004, dont 2 milliards de mètres cubes à moins d'un an.

Engagements relatifs à l'électricité

Dans le cadre de son activité de *trading*, le Groupe a souscrit des achats et ventes à terme d'électricité. Au 31 décembre 2004, les engagements étaient les suivants:

	Electricité (en TWh)
Achats à terme	11
Ventes à terme	12

Evolution des engagements

Le tableau ci-dessous présente l'évolution des engagements relatifs au gaz naturel et à l'électricité entre 2003 et 2004:

	2004	2003
Gaz naturel (en milliards de m3)		
Contrats d'achats :		
- N+1	45	45
- N+2 à N+5	188	194
- N+6 et au-delà	413	466
Achats à terme à moins d'un an	3	5
Ventes à terme à moins d'un an	6	6
Gas release (en TWh)	45	0
Secteur Exporation-Production:		
Engagements de mise à disposition	7	5
Dont à moins d'un an	2	1
Electricité (en TWh)		
Achats à terme	11	4
Ventes à terme	12	4

5.3 ROCE ET ROE

Pour l'exercice 2004, le retour sur capitaux employés ("**ROCE**") atteint 8,4% contre 7,5% en 2003 et 6,9% en 2002. Le retour sur capitaux propres ("**ROE**") progresse également pour s'établir à 10,1% contre 9,5% en 2003 et 9,1% en 2002.

Le ROCE est défini comme suit:

Résultat net consolidé (hors impact du rachat du réseau de transport) + frais financiers nets - économie d'impôt sur les frais financiers nets (calculée sur la base du taux moyen d'imposition du Groupe)

rapporté aux

Capitaux propres totaux à la clôture de l'exercice + dettes financières - trésorerie nette.

Le ROCE donne une mesure de la rentabilité de l'outil industriel.

Le ROE est défini comme suit:

Résultat net consolidé (part du Groupe) (hors impact du rachat du réseau de transport), rapporté aux capitaux propres (part du Groupe) à la clôture de l'exercice.

Le ROE donne une mesure comptable de la rentabilité des capitaux propres de l'entreprise.

5.4 INFORMATIONS QUALITATIVES ET QUANTITATIVES CONCERNANT LES RISQUES DE MARCHE

5.4.1 Présentation générale

La délégation de la maîtrise des risques a pour objectif de proposer une politique de risques globale pour Gaz de France tout en déployant la démarche risques à l'échelle du Groupe. Elle assure le pilotage d'une filière au sein du Groupe afin de s'assurer de l'identification, de la quantification et de la bonne gestion des risques (financiers, industriels, humains, etc.).

La gestion des risques financiers – risques de taux, de change, de liquidité et de contrepartie – est placée sous la responsabilité de la direction financière. Le positionnement de cette activité en tête de Groupe permet une mise en œuvre efficace de la politique de risques grâce à une agrégation des risques, une maîtrise des positions et un lieu unique d'intervention sur les marchés.

La gestion consolidée du risque de contrepartie et la cohérence des décisions de gestion sont assurées notamment par des comités transverses: le comité taux et change et le comité crédit.

5.4.2 Couverture du risque de change

Afin de gérer son exposition aux variations des cours des devises, le Groupe utilise des contrats d'achat ou de vente à terme de devises pour couvrir ses achats de gaz, ses investissements corporels et ses activités de financement. Le tableau ci-dessous présente les engagements du Groupe au titre de contrats d'achat ou de vente de devises au 31 décembre 2004:

	Engagements part fixe au 31 décembre 2004			
	Valorisation au 31 décembre 2004	A un an au plus	D'un à deux ans	A plus de trois ans
(en millions d'euros)				
Position vendeur				
Livres sterling	466	282	157	27
Dollars américains	748	693	54	1
Position acheteur				
Livres sterling	23	10	13	-
Dollars américains	659	483	167	9

Le différentiel de change sur ces engagements était de +31 millions d'euros au 31 décembre 2003.

L'exposition au risque de change par devise est la suivante au 31 décembre 2004:

Devise	Dollars américains	Livres sterling
(en millions d'euros)		
Emprunts obligataires et autres emprunts	209	30
Autres dettes (créances)	61	(58)
Position bilantielle nette	270	(28)
Achats à terme de devises	(659)	(23)
Ventes à terme de devises	748	466
Position nette après opérations de gestion (transactions futures couvertes)	359	415

Le Groupe utilise des instruments financiers dérivés de taux et de change dans un objectif exclusif de couverture des risques financiers sous-jacents qui découlent de son activité industrielle et commerciale.

Dénouement partiel de la position en dollars américains

Gaz de France a constitué en 2002 une position emprunteuse de 973 millions de dollars américains gérée alternativement, en fonction notamment des conditions de marché et de la position de trésorerie centralisée, par de la dette pure ou de la dette synthétique (recours à des instruments financiers à terme).

D'un point de vue économique et financier, il s'agit de couvertures de risques patrimoniaux et transactionnels liés à des filiales qui relèvent d'une économie en devise. Ces positions ne sont pas comptablement qualifiables de couverture et peuvent générer une volatilité du résultat annuel du Groupe.

Au dernier trimestre 2004, la décision a été prise de réduire cette position pour trois raisons: diminution du sous-jacent couvert, souci de maîtriser le risque de volatilité du résultat et niveau du cours de l'euro par rapport au dollar américain. La position a été réduite à 523 millions de dollars américains en fin d'année. Ce dénouement partiel s'est fait au prix moyen de 1,3310 et s'est traduit par un gain de change.

5.4.3 Couverture du risque de taux

Le tableau ci-dessous présente les *swaps* souscrits par le Groupe au 31 décembre 2004:

Échéance finale des <i>swaps</i>	Notionnel au 31 décembre 2004				Total
	A un an au plus	De un à cinq ans	De six à dix ans	Plus de dix ans	
(en millions d'euros)					
<i>Swaps</i> payeur taux fixe/receveur taux variable	272	146	143	204	765
<i>Swaps</i> payeur taux variable/receveur taux fixe	289	41	-	182	512
<i>Swaps</i> taux variable vers taux variable	-	38	-	-	38

Gaz de France a souscrit des *swaps* de taux à court terme pour convertir principalement des billets de trésorerie à taux fixe en taux variable. Le montant couvert est de 100 millions d'euros au 31 décembre 2004 (551 millions d'euros au 31 décembre 2003).

A la suite des cessions à un fonds commun de créances en 2001 et 2003 de prêts au personnel pour accession à la propriété, Gaz de France a conservé un risque marginal de taux portant sur un notionnel égal à la différence entre le principal restant effectivement dû et le principal restant dû théorique modélisé lors de la cession. L'exposition résiduelle du Groupe ressort à 7 millions d'euros au 31 décembre 2004. Le nominal des *swaps* de taux correspondant est de 182 millions d'euros.

Par ailleurs, le Groupe a souscrit des *swaps* de taux pour convertir des emprunts à moyen et long terme à taux variable en taux fixe. Les emprunts couverts s'élèvent à 170 millions d'euros au 31 décembre 2004 (220 millions d'euros au 31 décembre 2003).

Les filiales du secteur financier couvrent le risque de taux sur leurs actifs (émis à taux fixe) par des *swaps* de taux qui leur permettent de se refinancer à taux fixe (notionnel de 217 millions d'euros au 31 décembre 2004 et de 215 millions d'euros au 31 décembre 2003).

Enfin, les placements privés en yen font l'objet d'un *cross currency swap* euro/yen contre Euribor 3m.

5.4.4 Couverture du risque de prix des matières premières

Le Groupe utilise des instruments dérivés pour gérer son exposition aux fluctuations des prix des matières premières. *Swaps* et options, généralement adossés à des opérations physiques portant sur le gaz naturel, sont utilisés à des fins de couverture. Les *swaps* consistent à fixer, au moment de leur mise en œuvre un cours à l'achat ou à la vente d'une quantité de gaz définie pour une date future. Ils visent notamment à sécuriser et garantir la marge liée à une action commerciale, quelle que soit l'évolution du prix du gaz à terme. Les options sont mises en œuvre pour garantir des prix plafonds de gaz (*calls*) et éventuellement des prix planchers (*puts*).

Le tableau ci-dessous présente les engagements du Groupe au titre de produits dérivés souscrits au 31 décembre 2004 dans le cadre de la gestion de son exposition aux fluctuations des prix des matières premières:

	Valorisation au 31 décembre 2004 (en millions d'euros)	Engagements part fixe au 31 décembre 2004		
		A un an au plus	D'un à deux ans (en GWh)	A plus de trois ans
Options (position vendeur)				
Gaz	87	5 119	-	-
Pétrole	9	227	-	-
Electricité	2	6	45	-
Options (position acheteur)				
Gaz	87	5 702	95	273
Pétrole	11	688	-	-
Electricité	3	18	45	45
<i>Swaps</i>				
Gaz	266	15 078	3 415	19
Pétrole	3 387	137 228	38 044	3 533

Le différentiel sur les produits dérivés était de +52 millions d'euros au 31 décembre 2003. Les engagements consolidés incluent 51% des engagements de Gaselys envers les tiers ainsi que 49% des engagements de Gaz de France envers Gaselys.

Afin de faire face à la demande de gaz naturel de ses clients à moyen et long terme, le Groupe a sécurisé ses approvisionnements d'une part par des contrats dont la durée peut atteindre 25 ans et, d'autre part, par une diversification de ses sources d'approvisionnement et par le développement de l'activité Exploration - Production dans des zones géographiques susceptibles de contribuer à l'approvisionnement de l'Europe en gaz naturel.

Les contrats d'approvisionnement à long terme comportent des engagements réciproques portant sur des quantités déterminées de gaz:

- un engagement du Groupe d'enlever des quantités minimales;
- un engagement des fournisseurs de mettre à disposition ces quantités à des prix compétitifs.

Cette compétitivité est assurée par des formules d'indexation et des clauses de révision de prix. En complément des approvisionnements de long terme, dans le cadre de son activité de négoce, le Groupe procède à des achats sur les marchés court terme. Le Groupe utilise alors des instruments dérivés, essentiellement des *swaps*, pour gérer son exposition aux fluctuations des prix des matières premières.

Le Groupe utilise par ailleurs ce type d'instruments dans le cadre de la couverture d'offres avec ingénierie de prix effectuées pour répondre aux besoins de clients industriels ou dans le cadre de son activité de *trading*.

Impacts des variations du prix des produits pétroliers

Les résultats d'exploitation de certains des segments du Groupe, notamment l'Exploration-Production et l'Achat-Vente d'Énergie, sont influencés par les indices pétroliers sur lesquels sont généralement indexés les prix du gaz. En dépit du fait que certains mécanismes tarifaires et des compensations s'effectuent entre les différents segments, il peut subsister une exposition résiduelle.

Risques de marché de la filiale de trading Gaselys

Les activités de la filiale de *trading* Gaselys sont étroitement encadrées. Le respect des plafonds, strictement limités, de *value at risk* et de *stress-tests* fait l'objet d'un contrôle quotidien et d'un *reporting* régulier.

5.4.5 Couverture du risque de contrepartie

Le Groupe mène une politique de gestion des risques de contrepartie fondée d'une part, sur une diversification systématique de ses contreparties, et d'autre part, sur l'évaluation de leur situation financière.

Ainsi, tous les instruments financiers utilisés pour gérer les risques de taux d'intérêt et de change sont contractés avec des contreparties disposant d'une notation "Long terme" attribuée par Standard & Poors ("**S&P**") ou Moody's au moins supérieure à, respectivement, A - / A3.

Les contreparties énergie de la filiale de *trading* Gaselys sont quant à elles évaluées et notées après une analyse financière s'appuyant notamment, lorsqu'elle est disponible, sur la notation S&P ou Moody's de la contrepartie. Gaz de France cherche en outre à sécuriser ces transactions en ayant recours à des instruments juridiques tels que des accords standardisés de "*netting*" (prévoyant la compensation des expositions positives et négatives vis-à-vis d'une même contrepartie), d'"appels de marge" (mécanismes permettant de lisser les à-coups des prix de marché) ou de "garanties" au sens large (lettre de confort, garantie de la maison mère, garantie bancaire, etc.).

Un comité crédit mensuel, présidé par le directeur financier, habilite les principales contreparties énergie et élabore un cadre de gouvernance pour la gestion et le suivi du risque client de la direction négoce.

5.4.6 Couverture du risque de liquidité

Le Groupe assure sa liquidité quotidienne grâce à un programme de billets de trésorerie et des programmes de papier commercial. En fin d'année 2004, ces programmes étaient utilisés à hauteur de 100 millions d'euros (billets de trésorerie).

Le conseil d'administration du 28 avril 2004 a autorisé l'augmentation des plafonds de mobilisation des programmes de billets de trésorerie à 1,25 milliard d'euros et des programmes de papier commercial à 1 milliard de dollars américains.

Depuis janvier 2005, Gaz de France a accès aux marchés de l'US Commercial Paper et de l'Euro Commercial Paper à travers un programme dit "global", dans la limite de l'encours cumulé maximal de 1 milliard de dollars américains, qui permet une utilisation des fonds non seulement pour les besoins de trésorerie courants mais aussi en relais en cas d'opérations de croissance externe.

Par ailleurs, le Groupe disposait, au 31 décembre 2004, d'un crédit syndiqué confirmé de 2 milliards d'euros, entièrement non tiré.

Le 18 février 2005, Gaz de France a signé un nouveau crédit en remplacement de celui de 2002, d'un montant de 3 milliards d'euros à échéance février 2012, entièrement non tiré à la date d'enregistrement du présent document de base.

5.4.7 Risque climatique

Des aléas climatiques importants et principalement l'aléa de température peuvent provoquer d'une année sur l'autre des variations de la demande en gaz naturel (voir paragraphe 4.17.2 – "Risques relatifs à l'activité de Gaz de France").

Gaz de France a choisi de ne pas couvrir ce risque. A long terme (plus de 10 ans), ce risque est nul en espérance et par conséquent neutre pour Gaz de France. A moyen terme, Gaz de France accepte une volatilité de son résultat relative aux aléas climatiques.

Par ailleurs, il s'engage à couvrir, conformément à la réglementation française, le risque de livraison face à un hiver froid à 2%. Cette couverture s'effectue par le biais de la flexibilité des contrats d'approvisionnement, du parc de stockage et des possibilités que permet le portefeuille de clients dont les livraisons peuvent être suspendues.

5.5 INFORMATION FINANCIERE IFRS 2004 PRELIMINAIRE

5.5.1 Contexte de la publication

En application du règlement européen 1606/2002 du 19 juillet 2002 sur les normes internationales, les comptes consolidés du Groupe Gaz de France au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2005 seront établis selon les normes comptables internationales IAS/IFRS applicables au 31 décembre 2005 telles qu'approuvées par l'Union européenne. Les premiers comptes publiés selon les normes IAS/IFRS seront ceux de l'exercice 2005 présentés avec en comparatif ceux de l'exercice 2004 établis selon le même référentiel à l'exception des normes IAS 32 et IAS 39 appliquées à compter du 1^{er} janvier 2005.

En vue de la publication de ces états financiers comparatifs pour l'exercice 2005 et conformément à la recommandation de l'AMF relative à la communication financière pendant la période de transition, Gaz de France a préparé des informations financières 2004 sur la transition aux normes IAS/IFRS présentant à titre d'information préliminaire l'impact chiffré attendu du passage aux IFRS sur:

- les capitaux propres à la date de transition, soit le 1^{er} janvier 2004, date à laquelle les impacts définitifs de la transition seront enregistrés lors de la publication des comptes consolidés 2005 (*l'impact de l'application des normes IAS 32 et IAS 39 sera enregistré dans les capitaux propres au 1^{er} janvier 2005*);
- la situation financière au 31 décembre 2004 et la performance de l'exercice 2004.

Ces informations financières 2004 sur l'impact chiffré attendu du passage aux IFRS ont été préparées en appliquant aux données 2004 les normes et interprétations IFRS que Gaz de France estime devoir appliquer pour la préparation de ses comptes consolidés comparatifs au 31 décembre 2005. La base de préparation de ces informations financières 2004 résulte en conséquence:

- des normes et interprétations IFRS applicables au 31 décembre 2005 dans l'état où elles sont connues à ce jour; et
- de la résolution anticipée à ce jour par Gaz de France des questions techniques et des projets en cours discutés par les instances normalisatrices et interprétatives de l'IASB telle qu'elle serait applicable lors de la publication des comptes consolidés de l'exercice 2005.

Toutefois, dans l'attente des conclusions des travaux actuellement en cours à l'IFRIC sur le traitement spécifique des concessions, Gaz de France a décidé à titre temporaire, comme décrit en Annexe B, de ne pas appliquer aux actifs et passifs ainsi qu'aux charges et produits relatifs aux concessions (note 2-B) les normes et interprétations IFRS applicables au 31 décembre 2005 connues à ce jour.

Pour la présentation des informations financières 2004 sur la transition aux normes IAS/IFRS, le traitement comptable appliqué aux concessions dans les comptes établis selon les principes comptables français a donc, par exception, été maintenu sans préjuger du traitement des concessions qui sera applicable dans les comptes consolidés comparatifs de l'exercice 2005.

Selon l'évolution des travaux de l'IFRIC et suivant l'analyse du cadre juridique du régime des concessions de Gaz de France, l'application des normes et interprétations IFRS aux concessions pourrait affecter de façon significative, dans les comptes 2005, la situation financière et la performance de l'exercice 2004 tels qu'elles sont présentées aujourd'hui dans le cadre de l'information financière préliminaire IFRS 2004. En tout état de cause, elle ne devrait pas conduire à une minoration des capitaux propres.

Enfin, relativement à la réforme du régime complémentaire maladie décrit dans l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2004, l'engagement de couverture maladie des inactifs au 1^{er} janvier 2004 et au 31 décembre 2004 n'a pas pu être évalué sur la base des prestations servies, en l'absence de séparation comptable entre le régime des actifs et des inactifs. Aussi, conformément à la norme IAS 19, aucune provision n'est donc comptabilisée à ce titre. Du fait de la réforme du financement du régime intervenue en février 2005, Gaz de France a un engagement de contributions définies vis-à-vis des agents en activité et n'a plus aucun engagement vis-à-vis des retraités, ne participant plus au financement de la section des retraités.

Gaz de France a lancé en 2002 son programme de transition vers les normes internationales pour adopter le référentiel IFRS à compter de l'exercice ouvert le 1^{er} janvier 2005.

5.5.2 Conduite du projet

Ce programme a été mené par la direction financière du Groupe afin d'assurer l'homogénéité des politiques comptables en s'appuyant sur un réseau de correspondants au sein des métiers et sur des experts extérieurs.

Le Groupe appliquait l'ensemble des méthodes préférentielles du règlement français CRC 99-02, à l'exception de la comptabilisation au bilan des retraites et autres avantages postérieurs à l'emploi.

Après avoir analysé les divergences existant entre le référentiel français et les normes IFRS et choisi les options proposées par la norme IFRS 1 de 1^{ère} application, le Groupe a défini la structure de l'information financière et mis à jour les principes comptables en conformité avec les normes IFRS. L'adaptation des processus opérationnels et le développement de nouvelles procédures ont été mis en œuvre parallèlement.

Des actions de formation aux normes IFRS ont été conduites auprès des acteurs opérationnels de la filière comptable et contrôle de gestion de la maison-mère et de l'ensemble de ses filiales.

Le Groupe a adapté au premier semestre 2004 le système d'information de *reporting* et de consolidation, afin de collecter l'ensemble des données nécessaires à la préparation des états financiers au format IFRS avec l'établissement d'un comparatif au titre de l'exercice 2004.

5.5.3 Base d'établissement des données comparatives IFRS 2004 – Présentation des normes et interprétations appliquées pour la préparation des informations financières 2004 sur la transition aux normes IAS/IFRS

Les impacts de la conversion des comptes du Groupe établis selon le référentiel CRC 99-02 aux normes IFRS ont été établis à partir du corps de normes et interprétations adopté en Europe par le règlement 1606/2002 du 19 juillet 2002 complété par les différents règlements publiés jusqu'au 31 décembre 2004 et portant adoption des modifications apportées aux 13 normes IAS faisant partie du projet "Amélioration des normes", des normes IFRS 1, 2, 3, 4 et 5, IAS 32 et 39 et de l'interprétation IFRIC 1.

Le Groupe applique la norme IFRS 5 pour l'établissement des données comparatives IFRS 2004.

Le Groupe applique l'amendement d'IAS 19 publié en décembre 2004 sur la comptabilisation en capitaux propres des écarts actuariels, bien que celui-ci ne soit applicable qu'à compter de 2006. Il estime en effet que celui-ci fera partie du référentiel adopté par l'Union européenne d'ici fin 2005.

Le Groupe appliquera les normes IAS 32 et 39 relatives aux instruments financiers à compter du 1^{er} janvier 2005, ce qui induira des ajustements supplémentaires comptabilisés en contrepartie des capitaux propres au 1^{er} janvier 2005 au titre de cette première application. Les données comparatives IFRS 2004 ne sont donc pas retraitées de l'impact de ces deux normes.

Le Groupe appliquera la norme IFRS 2 sur les paiements fondés sur des actions à compter du 1^{er} janvier 2005.

5.5.4 Communication financière

Le Groupe suit les recommandations l'AMF et du Committee of European Securities Regulators (CESR) relatives à la présentation des impacts induits par le changement de référentiel.

La présentation des données comparatives IFRS 2004 prend la forme d'états de rapprochement établis conformément à IFRS 1, sur le compte de résultat, le bilan et le tableau de variation des capitaux propres ainsi que d'une présentation des principes comptables IFRS et de notes annexes explicitant les impacts les plus significatifs.

Ces éléments ont été examinés au préalable par le comité d'audit et des comptes le 18 mars 2005 et par le conseil d'administration en date du 22 mars 2005.

Les éléments de rapprochement comptable ne comportent aucune correction d'erreur.

5.5.5 Principes généraux retenus pour la préparation de l'information financière IFRS 2004

Sauf pour les exceptions décrites ci-après, le Groupe a appliqué la règle générale prévue par IFRS 1 – Première adoption des normes IFRS qui requiert que les normes IFRS en vigueur à la date de clôture des premiers comptes consolidés IFRS, soient appliquées de manière rétrospective, c'est-à-dire comme si elles avaient toujours été appliquées.

Cette application rétrospective des IFRS dans le bilan d'ouverture à la date de transition, soit le 1^{er} janvier 2004, a requis:

- la comptabilisation de tous les actifs et passifs tels que définis par les normes;
- la non-comptabilisation des actifs et passifs ne répondant pas aux critères définis par les IFRS;
- le reclassement des actifs et passifs conformément aux IFRS;
- leur évaluation selon les principes retenus par le Groupe en conformité avec les IFRS.

5.5.5.1 Description des options comptables liées à la première adoption des IFRS et retenues pour la préparation du bilan d'ouverture au 1^{er} janvier 2004

Conformément aux dispositions prévues par IFRS 1, le Groupe a choisi de retenir, pour l'établissement du bilan d'ouverture, les exemptions au principe général d'application rétrospective des IFRS suivantes:

Regroupements d'entreprises

Le Groupe a choisi de ne pas retraiter de manière rétrospective les regroupements d'entreprises intervenus avant la date de transition aux IFRS.

Engagements de retraite et avantages assimilés

Conformément à cette option, le cumul des écarts actuariels existant à la date de transition et non constatés en application de la règle du corridor est intégralement comptabilisé au passif du bilan en contrepartie des capitaux propres.

Écarts de change liés à une activité à l'étranger

Le Groupe a opté pour la remise à zéro, au 1^{er} janvier 2004, des écarts de conversion cumulés relatifs à la conversion des états financiers des activités à l'étranger. Les écarts de conversion constatés antérieurement à cette date, selon les normes comptables françaises et après prise en compte des retraitements IFRS, ont été reclassés en réserves consolidées dans le bilan de transition. Ce reclassement est sans impact sur le montant total des capitaux propres. En cas de cession ultérieure de ces filiales, le résultat de cession n'incorporera pas la reprise des écarts de conversion antérieurs au 1^{er} janvier 2004 mais comprendra en revanche les écarts de conversion constatés postérieurement à cette date.

5.5.5.2 Format des états financiers

Bilan

Conformément à IAS 1, le Groupe distingue au bilan les éléments courants des éléments non courants, lesquels sont déterminés en fonction du cycle d'exploitation du Groupe.

Les actifs courants regroupent ainsi:

- les actifs destinés à être cédés ou consommés au cours du cycle d'exploitation du Groupe;
- la trésorerie et les équivalents de trésorerie.

Les autres actifs constituent des actifs non courants.

Les passifs courants comprennent:

- les dettes afférentes au cycle normal d'exploitation du Groupe;
- ainsi que celles arrivant à échéance au cours des 12 prochains mois (y compris les découverts bancaires).

Les autres dettes constituent des passifs non courants.

En IFRS, la notion d'Autres fonds propres n'existant pas, les titres participatifs sont reclassés en dettes non courantes.

Les actifs et passifs liés aux concessions pour lesquels le traitement suivant les principes comptables français a été maintenu à ce stade sont identifiés comme tels au bilan: les droits des concédants et la provision pour renouvellement des biens en concession sont notamment regroupés sous une rubrique "Passif lié aux concessions".

Compte de résultat

Conformément à l'option laissée par la norme IAS 1, le Groupe a décidé de présenter un compte de résultat par nature.

Les notions de résultat d'exploitation et de résultat exceptionnel ne sont pas reprises par les normes IFRS.

Le compte de résultat IFRS ne fait plus apparaître l'agrégat Valeur Ajoutée.

En revanche, le Groupe a choisi de présenter les agrégats suivants:

Excédent Brut Opérationnel (EBO)

Il regroupe l'ensemble des charges hors amortissements et provisions et produits directement liés aux activités du Groupe, que ces éléments soient des éléments récurrents du cycle d'exploitation ou qu'ils résultent d'événements ou de décisions ponctuelles ou inhabituelles, y compris d'événements extraordinaires, sur lesquels le Groupe n'a aucune maîtrise.

Résultat Opérationnel (RO)

Il correspond à l'excédent brut opérationnel après déduction des amortissements et provisions.

Résultat net consolidé du Groupe (RESNET)

Il correspond au RO sous déduction des charges et des produits financiers et après prise en compte des impôts (courants et différés) et de la quote-part de résultat des sociétés mises en équivalence (déduction faite des éventuelles pertes de valeur y afférentes).

Tableau des flux

Le tableau des flux de trésorerie IFRS du Groupe est établi selon la méthode indirecte, à partir du résultat opérationnel: l'excédent de trésorerie opérationnel est déterminé à partir du résultat opérationnel, ajusté des charges ou produits calculés et n'entraînant pas de flux de trésorerie.

En référentiel IFRS, les flux liés au paiement de l'impôt sont isolés.

De plus, des flux relatifs au paiement des charges financières afférentes à l'endettement et ceux relatifs aux encaissements de produits financiers sont, en IFRS, présentés respectivement en activités de financement et d'investissement.

Le passage aux normes IFRS n'induit pas d'autres ajustements majeurs.

5.5.6 Synthèse des impacts des normes IFRS sur les capitaux propres du Groupe au 1^{er} janvier 2004 et sur le résultat 2004 (situation post-réforme des retraites)

(en millions d'euros)		Norme	Capitaux propres	Intérêts minoritaires	Capitaux propres	Résultat 2004 ⁽¹⁾	Mouvement réserves 2004 ⁽¹⁾	Réserves de conversion 2004 ⁽¹⁾	Capitaux propres ⁽¹⁾
			Part du Groupe	31 décembre 2003	31 décembre 2004				
En normes françaises			9 587	269	9 856	1 105	(430)	62	10 593
Retraitements nets d'impôts différés									
Ecart d'acquisition		I.1	IAS 21 et 38	14	14	69		40	123
Immobilisations:									
Modification durées amortissement et approche par composant		II.1 et II.2	IAS 16	658	658	169			827
Tests de dépréciation		II.3	IAS 36	(57)	(57)	(53)			(110)
Sous-total Immobilisations				601	601	116			717
Provisions pour avantages au personnel		III.3 et IV.2	IAS 19	(7 648)	(7 648)	(113)	7 477		(284)
Autres provisions		III.1 et III.2 et III.4	IAS 37	79	79	(14)			65
Désactualisation des impôts différés		IV.3	IAS 12	(481)	(481)	119			(362)
Variation de pourcentage d'intérêt		V.	SIC 33	28	28	5			33
Divers		VI.		(14)	(29)	(18)	22	2	(23)
Total retraitements				(7 421)	(7 436)	164	7 499	42	269
En normes IFRS				2 166	2 420	1 269	7 069	104	10 862

⁽¹⁾ Y compris part des minoritaires.

◆ Synthèse des impacts sur les principaux agrégats financiers

Les capitaux propres d'ouverture au 1^{er} janvier 2004, établis en application du référentiel IFRS, s'élèvent à 2 420 millions d'euros, en très forte baisse par rapport aux 9 856 millions d'euros publiés selon les normes comptables françaises.

La réforme du financement du régime de retraite est libératoire au 31 décembre 2004, à hauteur de l'adossement aux régimes de droit commun, au financement des droits passés spécifiques des activités régulées par la contribution tarifaire d'acheminement ("CTA"). La réforme étant postérieure au 1^{er} janvier 2004, la réconciliation des capitaux propres à cette date fait apparaître un écart représentatif de la totalité des engagements avant réforme, sous déduction des fonds externalisés, des provisions existantes, et d'un impôt différé actif.

Le compte de résultat comparatif IFRS 2004 comprend la charge de personnel au titre des retraites telle qu'évaluée "avant réforme" (794 millions d'euros avant impôt et dont notamment une charge de désactualisation de 666 millions d'euros présentée en résultat financier). Le résultat aux normes françaises contenait les prestations payées et les externalisations pour 623 millions d'euros avant impôt (voir la partie C note 10 et la partie D, tableau 2 — rapprochement du compte de résultat). Les effets de la réforme du financement du régime ont été imputés directement sur les capitaux propres au 31 décembre 2004 (voir tableau ci-dessus, colonne "mouvement réserves 2004" et ligne "provisions pour avantages au personnel"). Le détail des effets de la réforme est présenté au niveau de la partie D, tableau 6 — passage des capitaux propres au 1^{er} janvier 2004 en normes françaises jusqu'à la situation des capitaux propres IFRS au 31 décembre 2004, post réforme.

Au 1^{er} janvier 2005, les capitaux propres feront l'objet d'ajustements complémentaires en raison de l'application à compter de cette date, des normes IAS 32 et 39 relatives aux instruments financiers (voir paragraphe 5.5.7 – "Description des changements de principes comptables et des ajustements IFRS liés à l'application d'IAS 32 et 39 à compter du 1^{er} janvier 2005").

Le résultat 2004 IFRS du Groupe (+1 269 millions d'euros) s'établit en hausse de 164 millions d'euros par rapport au résultat en référentiel français (+1 105 millions d'euros) par suite de l'effet conjugué de l'application des normes IAS 16 (modification des durées d'amortissements des immobilisations: +169 millions d'euros nets d'impôts différés), IAS 19 (provisions pour avantages au personnel: -113 millions d'euros nets d'impôts différés), IAS 12 (effet de l'annulation de la charge de désactualisation des impôts différés: +119 millions d'euros).

Le chiffre d'affaires passe de 18 129 millions d'euros en normes françaises à 17 741 millions d'euros en normes IFRS. La diminution enregistrée s'explique d'une part, par la contraction des ventes et rachats de gaz à une filiale pour 312 millions d'euros et d'autre part, par le changement de méthode de consolidation d'une autre filiale pour 72 millions d'euros.

L'endettement financier net (hors dettes du secteur financier) passe de 4 411 millions d'euros en normes françaises à 4 487 millions d'euros en normes IFRS. L'augmentation constatée résulte du reclassement pour 38 millions d'euros des valeurs mobilières de placement non monétaires en part non courante, de la consolidation pour 26 millions d'euros d'un fonds commun de créances et du changement de méthode de consolidation d'une filiale pour 7 millions d'euros.

◆ **Description des changements de principes comptables et des ajustements IFRS**

I. Ecarts d'acquisition

I.1 Conversion des comptes des entreprises étrangères (IAS 21)

En application de la norme IAS 21 sur la conversion des comptes des entreprises étrangères, les écarts d'acquisition, maintenus dans les comptes du Groupe en devise de la "mère" (euros) sont retraités dans le bilan d'ouverture, avec effet rétrospectif, pour être considérés comme des actifs de la "fille" libellés en devise locale.

L'évaluation des écarts d'acquisition en devise au cours de change à la date de transition génère un écart de conversion de 14 millions d'euros. Cet écart est directement comptabilisé en réserves dans le bilan d'ouverture en raison de l'option retenue par le Groupe relatif au traitement des écarts de conversion antérieurs.

En revanche, les différences de change constatées postérieurement à la date de transition sont comptabilisées en écarts de conversion au 31 décembre 2004 (40 millions d'euros).

I.2 Annulation des amortissements sur écarts d'acquisition

Les écarts d'acquisition ne sont plus amortis mais font l'objet d'un test de valeur annuel systématique ou plus fréquemment en cas d'indices de perte de valeur identifiés.

Sur l'exercice 2004, le retraitement en IFRS des amortissements des écarts d'acquisition comptabilisés en principes français conduit à une amélioration du résultat de 69 millions d'euros.

II. Immobilisation corporelles hors concession

II.1 Mise en place de l'approche par composants (IAS 16)

En IFRS, les éléments constitutifs d'un actif exploités de façon distincte sont comptabilisés comme des actifs séparés si, dès l'origine, un ou plusieurs éléments ont des durées d'utilité propres ou des rythmes différents de consommation des avantages en résultant. Chaque élément comptabilisé fait l'objet d'un plan d'amortissement propre.

Cette identification concerne également les dépenses de gros entretien récurrent et les grandes révisions qui sont comptabilisées comme un composant amorti sur la durée courant entre deux grosses réparations.

Concernant la maison-mère qui dispose d'une structure déjà détaillée de l'inventaire, la mise en œuvre de la méthode des composants a principalement concerné les installations techniques des stockages souterrains, des terminaux méthaniers et les installations de compression.

Pour ce qui concerne les filiales, les principaux secteurs d'activité concernés par cette méthode ont été:

- le métier Services au titre des installations de cogénération;
- le métier Négoce concernant les méthaniers et pour lequel le Groupe a suivi les travaux du Syndicat des Armateurs de France.

Une telle approche se traduit dans le bilan d'ouverture par la comptabilisation de 12 millions d'euros d'amortissements complémentaires et par la reconnaissance d'un composant gros entretien de 3 millions d'euros – soit un impact global sur les capitaux propres de - 9 millions d'euros, et un impact net d'impôt différé de -7 millions d'euros (voir §IV.1).

Le résultat 2004 IFRS diminue de 6 millions d'euros par rapport au résultat établi selon les principes français, en raison de l'augmentation de la dotation aux amortissements de l'exercice.

II.2 Modification des durées d'amortissements (IAS 16)

Gaz de France retenait pour l'établissement de ses comptes consolidés des durées d'utilisation de ses immobilisations déterminées par référence à des durées d'usage fondées sur des contraintes fiscales.

Dans le cadre de la transition au référentiel international, les durées d'amortissement des ouvrages techniques ont été revues pour les aligner sur les durées estimées d'utilisation. Toutefois, concernant les ouvrages en concession de distribution de Gaz de France maison-mère, le traitement comptable appliqué en référentiel français a, par exception, été maintenu sans préjuger du traitement des concessions qui sera applicable dans les comptes consolidés comparatifs de l'exercice 2005.

Lorsque les durées d'amortissement comptables du Groupe en référentiel français étaient différentes des durées estimées d'utilisation, le retraitement des amortissements dans le bilan d'ouverture IFRS a été appliqué de façon rétrospective.

La révision par les différentes entités du Groupe des durées d'utilité de leurs actifs a conduit certaines d'entre elles à augmenter les durées d'amortissement de leurs actifs. En ce qui concerne les filiales acquises avant le 1^{er} janvier 2004, les amortissements ont été retraités à partir de la date d'acquisition de la filiale sur la base du coût présumé des actifs reconnus à cette même date.

La modification des durées d'amortissements se traduit par une majoration des capitaux propres d'ouverture de 1 031 millions d'euros, soit un impact net d'impôt différé de 665 millions d'euros (voir § IV.1).

Le retraitement de la dotation aux amortissements 2004 IFRS par rapport à celle passée selon les principes du Groupe conduit à une amélioration du résultat de l'exercice de 257 millions d'euros, soit 169 millions d'euros net d'impôt différé.

II.3 Dépréciation des immobilisations corporelles (IAS 36)

Les tests de dépréciation ont pour objectif de s'assurer de la recouvrabilité de la valeur comptable des actifs détenus. Ils sont menés en IFRS sur les actifs ou groupes d'actifs lorsque des indices internes ou externes de perte de valeur ont été identifiés. La valeur recouvrable est estimée à partir de la somme des flux de trésorerie futurs actualisés ou le cas échéant, la juste valeur nette des coûts de sortie si elle est supérieure, une perte de valeur étant constatée lorsque la valeur comptable de l'actif est supérieure à sa valeur recouvrable.

Le Groupe a réexaminé la définition des Unités Génératrices de Trésorerie ("UGT") et confirmé le découpage existant. De façon générale, les UGT coïncident avec les structures juridiques, à l'exception:

- du segment Exploration-Production où l'UGT est le champ d'hydrocarbures, voire le regroupement de plusieurs champs, lorsqu'ils présentent une proximité géographique ou des caractéristiques économiques similaires et que chaque champ du regroupement ne génère pas de flux de trésorerie qui soient indépendants de ceux des autres champs de ce regroupement;
- de la maison-mère où les UGT sont définies en cohérence avec la segmentation sectorielle.

Les principes appliqués jusqu'alors par le Groupe pour la réalisation des tests de dépréciation étaient proches de ceux de la norme IAS 36. Certaines différences de méthode ont été, cependant, identifiées dans le secteur Exploration-Production dans la mesure où le Groupe utilisait un modèle fondé sur une analyse des flux de trésorerie non actualisés.

Du fait de cette différence de principes, une perte de valeur des actifs du métier Exploration-Production a été comptabilisée dans le bilan d'ouverture pour 124 millions d'euros, soit un impact net d'impôt différé de 57 millions d'euros (voir §IV.1).

En 2004, ces provisions ont été ajustées de 23 millions d'euros (dont 68 millions d'euros de dotations et 45 millions d'euros de reprises), pour un impact net d'impôt différé de 53 millions d'euros.

III. Provisions

III.1 Annulation des provisions ne répondant plus à la définition de la norme IAS 37

En IFRS, les provisions pour grosses réparations ne répondent pas à la définition d'un passif alors que dans certaines conditions, elles peuvent être reconnues au passif sur la base d'un programme pluriannuel en principes français (dépenses qui ont pour seul but de vérifier le bon état de fonctionnement des installations et d'y apporter un entretien). En IFRS, les dépenses de réparation passent directement en charges de la période ou sont à inclure au montant de l'actif immobilisé en tant que composant distinct amorti sur la durée courant entre deux grosses réparations. La reprise en capitaux propres de ces provisions dans le bilan d'ouverture IFRS s'établit à 40 millions d'euros.

L'impact de l'extourne en capitaux propres des autres provisions ne répondant pas non plus aux critères de comptabilisation des provisions définis par IAS 37 est de 26 millions d'euros.

Au total, la reprise sur les capitaux propres, nette d'impôt différé, s'élève à 43 millions d'euros.

Le retraitement des dotations aux provisions non conformes à IAS 37 a un impact sur le résultat de -16 millions d'euros dont -14 millions d'euros au titre de la provision pour grosses réparations.

III.2 Actualisation des provisions long terme (IAS 37)

En IFRS, les provisions long terme sont actualisées, si l'impact de cette actualisation est significatif.

En règlement français, le Groupe inscrivait déjà certaines provisions long terme pour leur valeur actuelle lorsque l'effet de l'actualisation était significatif; c'était le cas des provisions pour démantèlement et remise en état de ses sites en cours d'exploitation.

L'application du principe d'actualisation des provisions long terme se traduit par une majoration des capitaux propres au 1^{er} janvier 2004 de 55 millions d'euros dont 45 millions d'euros au titre de la provision pour reconstitution des sites d'anciennes usines à gaz.

L'effet net d'impôt différé sur les capitaux propres s'élève à 36 millions d'euros (voir §IV.2).

De même en 2004, les dotations aux provisions s'effectuent sur une base actualisée. L'effet conjugué de la désactualisation de la provision d'ouverture et de l'actualisation des dotations de l'exercice se traduit par une majoration du résultat de 24 millions d'euros, soit 16 millions d'euros après impôt différé.

III.3 Comptabilisation des provisions pour avantages au personnel (IAS 19)

IAS 19 impose de provisionner les avantages accordés au personnel et qui lui sont versés à une date future, si ces avantages sont gérés dans le cadre de régimes à prestations définies alors que ces engagements peuvent ne faire l'objet que d'une information en annexe selon les principes français (information portant sur leur évaluation et sur les hypothèses actuarielles retenues).

- **Impacts sur les capitaux propres au 1^{er} janvier 2004:** 11 847 millions d'euros
 - o Maison-mère

Au 1^{er} janvier 2004, l'intégralité des engagements pour retraites et autres avantages assimilés déclarés (y compris les écarts actuariels qui auraient été identifiés si le Groupe avait appliqué IAS 19 depuis l'origine), conformément à l'option prévue par les textes français, en engagements hors bilan, ont été provisionnés dans le bilan d'ouverture IFRS. Ces engagements ne comprennent pas l'engagement lié à la couverture maladie qui n'a pu faire l'objet d'un calcul (voir Partie C – Note 10 – 2.1). Enfin, le montant constaté au passif est net du montant des fonds externalisés constitués en couverture de ces engagements et dédiés au remboursement des prestations futures.

Une provision complémentaire correspondant à la valorisation de la quote-part de Gaz de France dans les frais de gestion de la Caisse Nationale des Industries Electriques et Gazières ("**CNIEG**") (122 millions d'euros) ainsi qu'un ajustement de 45 millions d'euros lié principalement aux départs dérogatoires et à l'Avantage en Nature Energie sont enregistrés au 1^{er} janvier 2004 en IFRS.

L'impact global sur les capitaux propres au titre des avantages dont bénéficient les salariés de la maison-mère est de -11 833 millions d'euros.

Par rapport à la note 21 aux comptes consolidés publiés, cet impact s'analyse de la manière suivante:

Note 21	(en millions d'euros)
Engagements totaux au 31 décembre 2003	13 805
Moins engagement de couverture maladie	(115)
Moins provisions constituées	(339)
Moins fonds externalisés	(1 685)
Corrections IFRS:	
Frais de gestion CNIEG	122
Autres	45
Impact capitaux propres IFRS au 1^{er} janvier 2004	11 833

- o Filiales

L'analyse préalable à la mise en place des normes IFRS avait permis d'identifier parmi les filiales les plus significatives des écarts de méthodes. Les provisions ont été ajustées dans le bilan d'ouverture en contrepartie d'une minoration des capitaux propres de 14 millions d'euros.

Au total, l'impact net sur les capitaux propres est une minoration de 7 648 millions d'euros.

- **Impact sur le résultat 2004:** 172 millions d'euros, soit 113 millions d'euros après impôt différé.

Il correspond à la charge de l'exercice 2004 au titre de l'ensemble des avantages postérieurs et long terme accordés au personnel du Groupe: coût des services rendus de la période, charge d'intérêt sur obligation, déduction faite, le cas échéant, du rendement attendu des actifs de couverture.

Par ailleurs, le coût des prestations versées et des externalisations de l'exercice comptabilisées en charges en 2004 selon les principes du Groupe a été retraité en IFRS.

- **Impact sur les réserves au 31 décembre 2004:** 11 601 millions d'euros dont 11 690 millions d'euros au titre des retraites

L'effet de la refondation du régime des retraites s'établit à 13 199 millions d'euros (obligation pré-réforme: 14 983 millions d'euros - obligation post-réforme: 1 784 millions d'euros); l'essentiel du solde correspond aux écarts actuariels sur l'obligation de retraite et sur les actifs de couverture y afférents qui sont passés en capitaux propres, conformément aux principes retenus par le Groupe (1 509 millions d'euros).

Au total, l'impact net sur les capitaux propres est une majoration de 7 477 millions d'euros, compte tenu d'un impôt différé de 4 157 millions d'euros (voir IV.2).

III.4 Écarts d'acquisition négatifs/Reprises

En IFRS, les écarts d'acquisition négatifs sont comptabilisés immédiatement en résultat alors qu'ils sont présentés au passif et rapportés en résultat en fonction des objectifs fixés lors de l'acquisition.

Au 1^{er} janvier 2004, les écarts d'acquisition négatifs présentés au passif pour un montant de 15 millions d'euros ont été reclassés en capitaux propres dans le bilan d'ouverture.

L'étalement, comptabilisé en 2004 en principes français, des écarts d'acquisition négatifs de 2003 et la comptabilisation des nouveaux écarts constatés sur des acquisitions 2004 ont été retraités. L'impact est une amélioration nette du résultat IFRS de 27 millions d'euros.

IV. Impôts différés

IV.1 Impôts différés sur immobilisations

Au 1^{er} janvier 2004, les retraitements sur les immobilisations (voir II), induisent la constatation de 366 millions d'euros d'impôt différé passif (impact de la modification des durées d'amortissements) et de 72 millions d'euros d'impôt différé actif (impact des autres retraitements), en contrepartie d'une minoration globale des capitaux propres de 296 millions d'euros.

Par rapport aux normes françaises, les retraitements de l'exercice 2004 sur les immobilisations génèrent un passif d'impôt différé complémentaire de 121 millions d'euros essentiellement lié aux retraitements des durées d'amortissement (88 millions d'euros) et un actif d'impôt différé de 7 millions d'euros.

IV.2 Impôts différés sur provisions

Les retraitements sur les provisions (voir III) engendrent un impôt différé actif net de 4 157 millions d'euros, provenant essentiellement des provisions sur avantages au personnel (4 199 millions d'euros d'impôt différé actif au titre des provisions pour avantages au personnel et 42 millions d'euros d'impôt différé passif au titre des autres provisions). Cet impôt différé actif sera en grande partie repris par les capitaux propres dans le cadre de la réforme du refinancement du régime des retraites.

Dans le résultat 2004, par rapport aux normes françaises, le produit net d'impôt différé actif complémentaire sur les provisions s'établit à 53 millions d'euros dont 59 millions d'euros de produit d'impôt différé actif au titre des avantages au personnel.

L'ajustement des impôts différés sur les avantages au personnel, suite à la refondation du régime des retraites ainsi que les écarts actuariels engendrent une minoration des capitaux propres de la période de 4 124 millions d'euros.

IV.3 Désactualisation des impôts différés

Les impôts différés ne sont pas actualisés en normes IFRS contrairement au principe retenu par le Groupe en normes françaises. L'effet de la désactualisation dans le bilan d'ouverture conduit à minorer les capitaux propres de -481 millions d'euros, la principale source de désactualisation concernant l'impôt différé reconnu en 2002 sur la plus-value réalisée lors du rachat des réseaux de transport.

Au 31 décembre 2004, le retraitement en IFRS de l'effet de l'actualisation constatée en normes françaises améliore le résultat de 119 millions d'euros.

V. Variation du pourcentage d'intérêt et de périmètre

En normes IFRS, la prise en compte des instruments de capitaux propres ou d'accords contractuels particuliers pour le calcul des pourcentages d'intérêts des sociétés mises en équivalence conduit à augmenter le poste "Titres mis en équivalence" et les capitaux propres d'ouverture de 28 millions d'euros.

Concernant le résultat 2004 IFRS, l'augmentation du pourcentage de consolidation par mise en équivalence de deux entités se traduit par une augmentation du résultat de 5 millions d'euros.

VI. Divers

La notion de contrôle étant plus stricte en IFRS, cette dernière se traduit par l'extension du périmètre de consolidation à un Fonds commun de créances.

Gaz de France dispose de parts dans un Fonds commun de créances (FCC APIGAZ) dans le cadre d'une opération de cession de créances réalisée en 1995 et portant sur des prêts immobiliers consentis au personnel. A travers les parts du FCC ainsi conservées, l'entreprise reprend les risques et avantages associés. La consolidation du FCC en IFRS se traduit par l'inscription des créances pour leur valeur résiduelle en contrepartie des parts émises par le FCC et encore en circulation. L'effet de cette consolidation sur les capitaux propres d'ouverture est de -12 millions d'euros et l'impact sur le résultat 2004 de -1 million d'euros.

5.5.7 Description des changements de principes comptables et des ajustements IFRS liés à l'application d'IAS 32 et 39 à compter du 1^{er} janvier 2005

Le Groupe appliquera les normes relatives aux instruments financiers à compter du 1^{er} janvier 2005, l'impact de la première application étant comptabilisé sur les capitaux propres à l'ouverture en 2005.

Titres de placements

En référentiel français, les titres de placement et les titres détenus durablement sont inscrits au bilan pour leur coût historique.

En IFRS, ces titres seront évalués à leur juste valeur, l'écart par rapport à leur valeur historique étant maintenu en situation nette jusqu'à leur cession.

En cas de couverture de juste valeur, le résultat latent afférent à la partie couverte impacte les capitaux propres (non recyclables).

Instruments dérivés

Les instruments dérivés sont comptabilisés en juste valeur au bilan.

Les instruments dérivés non éligibles à la comptabilité de couverture sont inscrits au bilan pour leur juste valeur au 1^{er} janvier 2005, par contrepartie des capitaux propres (non recyclables). En référentiel français, la moins-value latente afférente à ces instruments est déjà provisionnée.

Comptabilité de couverture

Les instruments de couverture sont inscrits au bilan pour leur juste valeur, corrélativement les éléments couverts associés sont inscrits pour leur valeur réévaluée à cette même date, en contrepartie des capitaux propres (réserves accumulées recyclables).

5.5.8 Etats financiers IFRS 2004 préliminaires

BILAN CONSOLIDE RETRAITE AU 31 DECEMBRE 2004

ACTIF	<i>(en millions d'euros)</i>	
	Note	31 décembre 2004 Net
ACTIFS NON COURANTS		
Ecarts d'acquisition et autres immobilisations incorporelles	1	1 403
Immobilisations corporelles hors concession	2	12 556
Immobilisations corporelles en concession	2	8 071
Immobilisations en cours	2	1 977
Participations mises en équivalence		385
Actifs d'impôts différés	9	19
Actifs financiers non courants		1 144
Placements du secteur financier		259
TOTAL ACTIFS NON COURANTS	I	25 814
ACTIFS COURANTS		
Stocks et en-cours		907
Créances	3	
Créances clients et comptes rattachés		5 136
Autres débiteurs		1 314
Actifs du secteur financier		440
Disponibilités et équivalents de disponibilités	4	819
Actifs destinés à être cédés		402
TOTAL ACTIFS COURANTS	II	9 018
TOTAL GENERAL	I à II	34 832

PASSIF	<i>(en millions d'euros)</i>	
	Note	31 décembre 2004
CAPITAUX PROPRES – part du Groupe		
Capital		903
Réserves et résultats consolidés		9 643
Réserves d'écart de juste valeur		
Ecart de conversion et autres		104
TOTAL CAPITAUX PROPRES – part du Groupe	I	10 650
INTERETS MINORITAIRES	II	212
TOTAL CAPITAUX PROPRES	III = I + II	10 862
PASSIFS NON COURANTS		
Passif lié aux concessions	2	7 263
Provision pour avantages au personnel	10	1 067
Provisions (part long terme)	5	1 717
Passifs d'impôts différés	5	2 307
Titres participatifs	6	485
Dettes financières (part long terme)	6	3 849
Dettes du secteur financier (part long terme)		275
TOTAL PASSIFS NON COURANTS	IV	16 963
PASSIFS COURANTS		
Provisions (part court terme)	5	276
Dettes au personnel (court terme)		377
Dettes financières (part court terme)	6	971
Dettes fournisseurs et comptes rattachés		1 848
Dettes d'impôt		1 063
Autres dettes		1 883
Dettes du secteur financier (part court terme)		550
Passifs liés aux actifs destinés à être cédés		39
TOTAL PASSIFS COURANTS	V	7 007
TOTAL PASSIF	III à IV	34 832

COMPTE DE RESULTAT CONSOLIDE RETRAITE DE L'EXERCICE 2004

	Note	<i>(en millions d'euros)</i> 2004
Ventes de biens		15 497
Ventes de services		2 209
Produits des activités du secteur financier		35
Produits des activités ordinaires		17 741
Production stockée et immobilisée		344
Consommations externes		(11 367)
Charges de personnel		(1 998)
Autres produits opérationnels		357
Autres charges opérationnelles		(579)
Excédent Brut Opérationnel		4 498
Amortissements et provisions	7	(1 980)
Résultat opérationnel		2 518
Produits de trésorerie et d'équivalents de trésorerie		3
Coût de l'endettement financier brut		(154)
Coût de l'endettement financier net	8	(151)
Autres produits financiers		402
Autres charges financières		(1 133)
Quote-part dans les résultats des sociétés mises en équivalence		125
Résultat avant impôt		1 761
Impôts sur les résultats	9	(492)
Résultat net consolidé du Groupe		1 269
Intérêts minoritaires		40
RESULTAT NET CONSOLIDE – PART DU GROUPE		1 229
Résultat net par action		2,72

TABLEAU DES FLUX FINANCIERS CONSOLIDÉS RETRAITÉS DE L'EXERCICE 2004

 (en millions d'euros)
2004

I – Flux nets des activités opérationnelles		
Résultat opérationnel		2 518
Ajustements:		
Amortissements, Dépréciation des actifs long terme		1 642
Provisions		426
Autres ajustements		(410)
Cash flow opérationnel avant impôt et variation du Besoin en fonds de roulement opérationnel		4 176
Variation du besoin en fonds de roulement opérationnel		(272)
Stocks		59
Créances clients et comptes rattachés actifs et passifs		(908)
Dettes fournisseurs		146
Autres créances et dettes		431
Impôts payés		(705)
Excédent de trésorerie opérationnel	I	3 199
II – Investissements nets et assimilés		
1. Investissements		
Investissements techniques		(1 628)
Investissements de croissance externe		(153)
Investissements divers		(352)
Sous-Total	1	(2 133)
2. Ressources		
Subventions et contributions de tiers		5
Produits nets des cessions d'actifs		74
Réduction des immobilisations financières		178
Intérêts reçus		(12)
Dividendes reçus		31
Sous-Total	2	276
Investissements nets et assimilés	(1 + 2) II	(1 857)
III – Disponible après financement des investissements	(I + II) III	1 342
IV – Financement		
1. Augmentation de capital		-
2. Dividendes versés		(322)
3. Souscriptions d'emprunts		2 723
4. Remboursements d'emprunts		(3 377)
5. Intérêts payés		(153)
Financement	IV	(1 129)
V – Variation de change	V	6
VI – Variation de la trésorerie	(III + IV + V) VI	219

TABLEAU DE VARIATION DES CAPITAUX PROPRES RETRAITES DE L'EXERCICE 2004

	Capitaux propres – part du Groupe					<i>(en millions d'euros)</i>	
	Capital	Réserves	Résultat	Ecart de conversion	Total – part du Groupe	Intérêts Minori- taires	TOTAL Capitaux propres
Capitaux propres au 1 ^{er} janvier 2004	903	353	910	-	2 166	254	2 420
Variation des capitaux propres							
Affectation du résultat 2003		592	(910)		(318) ⁽²⁾	(5)	(323)
Résultat 2004			1 229		1 229	40	1 269
Ecart de conversion				104	104	(1)	103
Autres écarts affectant les capitaux propres et non constatés par le résultat		7 469			7 469	(76)	7 393
Ecart actuariel ⁽¹⁾		(236)			(236)		(236)
Autres		7 705			7 705	(76)	7 629
Capitaux propres au 31 décembre 2004	903	8 414	1 229	104	10 650	212	10 862

(1) Ecart actuariel post réforme.

(2) Ce montant correspond à la distribution de dividendes en 2004.

Les états de rapprochement des capitaux propres CRC – IFRS au 1^{er} janvier 2004 et au 31 décembre 2004 sont disponibles en Annexe D.

5.5.9 Annexes – Présentation des principes comptables et méthodes d'évaluation retenus pour la préparation de l'information financière IFRS 2004

A — PERIMETRE ET METHODES DE CONSOLIDATION

Les comptes consolidés regroupent les états financiers de Gaz de France, ceux des filiales et sous-filiales ainsi que les entités ad hoc contrôlées par le Groupe.

Sociétés	Pays	Méthode 2004	Pourcentage d'intérêt
			2004
GAZ DE FRANCE	France	Société mère	Société mère
Pôle Fourniture d'énergie et de services			
Exploration-Production			
Groupe GDF Britain	Royaume-Uni	I.G.	100,00
EFOG	Royaume-Uni	M.E.E.	22,50
GDF Production Nederland	Pays-Bas	I.G.	100,00
GDF Holding Noordzee	Pays-Bas	I.G.	100,00
N.G.T.	Pays-Bas	I.P.	38,57
GDF Exploration Algeria	Pays-Bas	I.G.	100,00
GDF Exploration Egypt	Pays-Bas	I.G.	100,00
GDF Exploration Germany	Pays-Bas	I.G.	100,00
GDF Exploration Poland	Pays-Bas	I.G.	100,00
GDF Exploration UK	Pays-Bas	I.G.	100,00
GDF Participation Nederland	Pays-Bas	I.G.	100,00
Groupe E.E.G.	Allemagne	I.G.	100,00
Gaz de France Produktion Exploration Deutschland	Allemagne	I.G.	100,00
Gaz de France Norge	Norvège	I.G.	100,00
Production North Sea Netherlands	Etats-Unis	I.G.	100,00
Achat-Vente d'énergie			
Messigaz	France	I.G.	100,00
GDF International Trading	France	I.G.	100,00
G.D.F. Armateur	France	I.G.	100,00
GDF Armateur 2	France	I.G.	100,00
GDF Méthane Investissements 2	France	I.G.	100,00
GDF Méthane Investissements 3	France	I.G.	100,00
GazTransport et Technigaz	France	M.E.E.	40,00
Compagnie Française du Méthane (CFM) et CFMH – Négoco	France	I.G.	55,00
Méthane Transport	France	I.P.	50,00
NYK Armateur	France	I.P.	40,00
Gaselys	France	I.P.	51,00
Gaselys UK	Royaume-Uni	I.P.	51,00
Groupe GDF Energy Supply & Solutions	Royaume-Uni	I.G.	100,00
Med Lng & Gas	Royaume-Uni	I.P.	50,00
Gaz de France Deutschland	Allemagne	I.G.	100,00
Étac	Pays-Bas	M.E.E.	80,00
Services			
Groupe Cofathec	France	I.G.	100,00
Groupe Finergaz	France	I.G.	100,00
GNVert	France	I.G.	100,00
Groupe CGST Save - Savelys	France	M.E.E.	100,00
Groupe Thion	France	M.E.E.	34,00
Pôle Infrastructures			
Transport-Stockage France			
Compagnie Française du Méthane (CFM) et CFMH – Transport	France	I.G.	55,00
Gaz du Sud-Ouest (GSO)	France	M.E.E.	30,00
Distribution France			
Gaz de Strasbourg	France	M.E.E.	24,90
Transport et Distribution International			
Sofregaz	France	M.E.E.	34,00
MEGAL GmbH	Allemagne	I.P.	43,00
MEGAL Finco	Iles Caïman	I.P.	43,00
Groupe Gasag	Allemagne	I.P.	31,57
Segeo	Belgique	M.E.E.	25,00
Portgas	Portugal	M.E.E.	12,67
Degaz	Hongrie	I.G.	99,77

Sociétés	Pays	Méthode 2004	Pourcentage
			d'intérêt
			2004
Egaz	Hongrie	I.G.	99,42
Pozagas	Slovaquie	I.P.	43,37
Groupe Slovensky Plynarensky Priemysel (SPP)	Slovaquie	I.P.	24,50
Groupe GDF Québec	Canada	I.G.	100,00
Groupe Noverco	Canada	M.E.E.	17,56
Energia Mayakan	Mexique	I.G.	67,50
Servicios Mayakan	Mexique	I.G.	67,50
Compania Gasoductos del Bajio	Mexique	I.G.	100,00
Gasoductos del Bajio	Mexique	I.G.	100,00
MI Comercializadora	Mexique	I.G.	100,00
MI Consultadores	Mexique	I.G.	100,00
MI Servicios	Mexique	I.G.	100,00
Servicios Industriales de Energia	Mexique	I.P.	50,00
Transnatural	Mexique	I.P.	50,00
Consorcio Mexigas	Mexique	I.G.	100,00
Natgasmex	Mexique	I.G.	100,00
Tamauligas	Mexique	I.G.	100,00
Gaseba	Argentine	I.G.	100,00
Gaseba Uruguay	Uruguay	I.G.	51,00
Autres			
Cogac	France	I.G.	100,00
GDF International	France	I.G.	100,00
S.F.I.G.	France	I.G.	100,00
Société Immobilière Assomption La Fontaine	France	I.G.	100,00
DK6	France	I.G.	100,00
GDF Production Investissements	France	I.G.	100,00
GDF Production Investissements Pays-Bas	France	I.G.	100,00
GDF Berliner Investissements	France	I.G.	100,00
Mexique Investissements	France	I.G.	100,00
Gas del Sur	France	I.G.	100,00
GDF Styrie Investissements	France	I.G.	100,00
Laurentides Investissements	France	I.G.	100,00
GDF Investissements 2	France	I.G.	100,00
GDF Investissements 24	France	I.G.	100,00
GDF Investissements 29	France	I.G.	100,00
GNL Transport Investissements	France	I.G.	100,00
GNL Marine Investissements	France	I.G.	100,00
Banque Solfea (ex Pétrofigaz)	France	I.P.	54,72
GDF Investment Netherlands	Royaume-Uni	I.G.	100,00
Investment Gas Holland	Royaume-Uni	I.G.	100,00
MI del Bajio Marketing	Pays-Bas	I.G.	100,00
Merida Pipeline	Pays-Bas	I.G.	67,50
Mayakan Pipeline	Pays-Bas	I.G.	67,50
Slovak Gas Holding	Pays-Bas	I.P.	49,00
Merida Holding	Barbade	I.G.	67,50
Entités ad hoc			
Fonds commun de créances APIGAZ		I.G.	100,00

Les participations dans les sociétés de distribution de gaz italiennes Arcalgas et Italcogim ne sont pas consolidées en raison de restrictions au contrôle résultant des réglementations en vigueur actuellement dans ce pays.

Les principaux éléments des états financiers de ces sociétés au 1^{er} janvier 2004 sont les suivants (avant proportionalisation):

<i>(en millions d'euros)</i>			
Actif		Passif	
Actif immobilisé	454	Capitaux propres	240
Actif circulant	202	Provisions	36
		Dettes financières à long terme	73
		Dettes d'exploitation	307
	656		656

B - PRINCIPES COMPTABLES ET METHODES D'ÉVALUATION

1 - GENERALITES

1 - 1 Référentiel

A compter du 1^{er} janvier 2005, les comptes consolidés de Gaz de France sont établis conformément aux normes comptables d'information financière internationales (IFRS) émises par l'International Accounting Standard Board et aux interprétations des normes IAS/IFRS publiées par l'International Financial Reporting Interpretation Committee (IFRIC) adoptées par l'Union européenne.

Les comptes sociaux des filiales sont retraités afin d'harmoniser les méthodes d'évaluation au sein du Groupe, conformément aux principes IFRS retenus.

1 - 2 Principes généraux d'établissement des états financiers

Les comptes consolidés sont préparés sur la base du coût historique, à l'exception de certains instruments financiers qui sont inscrits, à compter du 1^{er} janvier 2005, sur la base de leur juste valeur, à savoir:

- les actifs financiers détenus à des fins de négoce (*trading*);
- les actifs financiers disponibles à la vente;
- les instruments financiers dérivés; ainsi que
- les actifs et passifs qui font l'objet de couverture de juste valeur.

Structure du bilan

Les actifs courants regroupent:

- les actifs destinés à être cédés ou consommés au cours du cycle d'exploitation du Groupe;
- la trésorerie et les équivalents de trésorerie.

Les autres actifs constituent des actifs non courants.

Les passifs courants comprennent:

- les dettes afférentes au cycle normal d'exploitation du Groupe; ainsi que
- celles arrivant à échéance au cours des 12 prochains mois.

Les autres dettes constituent des passifs non courants.

Les découverts bancaires sont compris parmi les passifs courants.

Structure du compte de résultat

Le compte de résultat est présenté par nature.

Date de clôture

L'exercice, d'une durée de 12 mois, couvre la période du 1^{er} janvier au 31 décembre. Pour les sociétés ne clôturant pas leurs comptes annuels au 31 décembre, il n'est pas établi de situation intermédiaire en raison du faible impact du décalage, leur date de clôture n'étant pas antérieure de plus de trois mois au 31 décembre. Toutefois, tout événement (écart de change, restructuration, etc.) survenant durant cette période intercalaire qui aurait un impact significatif sur le résultat du Groupe est pris en compte.

Devise de présentation

La devise d'établissement des comptes est l'euro. Les états financiers sont présentés en millions d'euros.

1 - 3 Utilisation d'estimations

La préparation des états financiers consolidés conduit la direction de Gaz de France à effectuer des estimations et à formuler des hypothèses qui affectent les montants inscrits dans les états financiers ou notes annexes, notamment pour les provisions pour démantèlement et remise en état des sites, les provisions pour risques, la reconnaissance des impôts différés actifs, la détermination des écarts d'acquisition et les provisions pour avantages liés au personnel.

Compte tenu des variables propres aux principaux secteurs d'activité du Groupe, cours des matières premières, cours des devises, les estimations de résultats et de flux futurs de trésorerie sont susceptibles de varier rapidement.

Les états financiers reflètent les meilleures estimations, sur la base des informations disponibles à la date d'arrêté des comptes.

1 - 4 Filiales du secteur financier

Pour l'établissement des comptes consolidés IFRS, les comptes sont reclassés comme suit:

- les crédits à la clientèle relèvent des postes actifs courants ou actifs non courants du secteur financier;
- le refinancement des crédits à la clientèle est inscrit en dettes du secteur financier.

Les produits de l'activité crédit à la clientèle sont inscrits dans la rubrique "produits des activités du secteur financier" et font partie des produits des activités ordinaires.

Concernant les activités de négoce, seule la marge brute comptable dégagée par ces activités est inscrite dans la rubrique "produits des activités du secteur financier".

1 - 5 Conversion des transactions exprimées en devises

Les transactions en devises sont converties en euros en appliquant le cours de change en vigueur à la date de la transaction. Les actifs et passifs monétaires libellés en devises sont convertis au cours de change en vigueur à la date de clôture. Les différences de change qui résultent de ces opérations sont comptabilisées au compte de résultat en produit ou en perte de change.

Les actifs et passifs non monétaires libellés en devises étrangères sont comptabilisés au cours historique en vigueur à la date de la transaction. En revanche, la valeur recouvrable des actifs corporels dépréciés est déterminée à partir du cours de change à la date de clôture.

1 - 6 Conversion des états financiers libellés en devises des filiales hors zone euro

Les états financiers des sociétés du Groupe dont la monnaie fonctionnelle est différente de celle de la société mère sont convertis selon la méthode du cours de clôture:

- les actifs et passifs, y compris l'écart d'acquisition et les ajustements relatifs à la détermination de la juste valeur en consolidation, sont convertis en euros au cours de change en vigueur à la date de fin de période (clôture des comptes);
- les produits et charges sont convertis en euros au cours de change moyen de la période tant que celui-ci n'est pas remis en cause par des évolutions significatives des cours.

Les écarts de conversion qui en découlent sont comptabilisés directement dans les capitaux propres.

Pour les filiales autonomes dont la monnaie de fonctionnement est différente de la monnaie locale, la conversion est effectuée en deux étapes: de la monnaie locale à la monnaie de fonctionnement, selon la méthode du cours historique, puis de la monnaie de fonctionnement à l'euro, selon la méthode du cours de clôture.

Principaux cours de conversion

Les principaux taux de change appliqués hors zone euro en 2004 figurent en Annexe C Note 13.

2 - PRINCIPES DE CONSOLIDATION

2 - 1 Périmètre et méthodes de consolidation

Les filiales, sous-filiales et les entités *ad hoc* contrôlées par le Groupe sont consolidées.

Principes de consolidation

Les sociétés contrôlées par le Groupe, c'est-à-dire sur lesquelles le Groupe dispose du pouvoir de diriger les politiques financière et opérationnelle afin d'en obtenir les avantages, sont consolidées selon la méthode de l'intégration globale.

Cela concerne également les entités *ad hoc* contrôlées, quelle que soit leur forme juridique, y compris en l'absence de lien en capital.

Les sociétés sur lesquelles le Groupe exerce un contrôle conjoint avec un nombre limité d'associés en vertu d'un accord contractuel sont consolidées selon la méthode de l'intégration proportionnelle: les actifs, passifs, revenus et charges sont consolidés ligne à ligne et inclus avec les éléments similaires dans chaque rubrique d'actifs et de passifs des états financiers au prorata de la participation.

Les entités associées sont les entités sur lesquelles le Groupe exerce une influence notable. L'influence notable est le pouvoir de participer aux décisions de politiques financière et opérationnelle sans pour autant exercer le contrôle ou un contrôle conjoint sur ces politiques. De telles participations dans des entités associées sont comptabilisées selon la méthode de mise en équivalence. L'écart d'acquisition lié à ces entités est inclus dans la valeur comptable de la participation.

Opérations intragroupe

Les comptes réciproques entre sociétés intégrées sont éliminés. Cette élimination est faite au prorata du pourcentage d'intégration pour les sociétés intégrées proportionnellement.

2 - 2 Regroupements d'entreprises

Les regroupements d'entreprises sont comptabilisés selon la méthode de l'acquisition.

Lors d'une entrée dans le périmètre de consolidation, les actifs, passifs et passifs éventuels identifiables de l'entité acquise qui satisfont aux critères de comptabilisation en IFRS, sont comptabilisés à la juste valeur déterminée à la date d'acquisition, à l'exception des actifs non courants classés comme actifs détenus en vue de la vente qui sont comptabilisés à la juste valeur moins les coûts de sortie.

Seuls les passifs identifiables satisfaisant aux critères de reconnaissance d'un passif chez l'acquise sont comptabilisés lors du regroupement. Ainsi, un passif de restructuration n'est pas comptabilisé en tant que passif de l'acquise si celle-ci n'a pas une obligation actuelle, à la date d'acquisition, d'effectuer cette restructuration.

L'écart d'acquisition correspond à la différence entre le coût d'acquisition des titres et la part d'intérêt de Gaz de France dans la juste valeur de l'actif net acquis, retraité aux normes du Groupe. Il est toujours exprimé dans la devise de l'entité acquise. Il est comptabilisé par la suite à son coût diminué des dépréciations et n'est pas amorti mais fait l'objet de tests de dépréciation chaque année ou plus fréquemment s'il existe des indices de pertes identifiées.

Les ajustements de valeurs des actifs et passifs relatifs à des acquisitions comptabilisées sur une base provisoire (en raison de l'absence de résultat d'expertises ou d'analyses complémentaires) sont comptabilisés comme un ajustement rétrospectif de l'écart d'acquisition s'ils interviennent dans la période de douze mois à compter de la date d'acquisition. Au-delà de ce délai, les effets sont constatés directement en résultat sauf à ce qu'ils correspondent à des corrections d'erreurs.

Les éléments de résultat, produits et charges de filiales acquises (ou cédées) en cours d'exercice sont enregistrés dans le compte de résultat consolidé à compter de la date d'acquisition (ou jusqu'à la date de cession).

Enfin, les intérêts minoritaires sont comptabilisés sur la base de la juste valeur des actifs nets acquis.

2 - 3 Impôts différés

Les impôts différés résultent des différences temporelles entre la valeur comptable des actifs et passifs et leur valeur fiscale.

Le calcul de l'impôt différé est effectué par entité fiscale et selon la méthode du "report variable", tous les décalages temporels étant retenus.

Les impôts différés actifs sont générés notamment par les retraitements de provisions et les déficits fiscaux dont l'utilisation est probable.

Les impôts différés passifs sont dus, pour partie, aux décalages d'amortissements, à l'étalement de l'imposition des plus-values, aux effets des regroupements d'entreprises, aux différences temporelles sur les participations mises en équivalence et, à compter de 2005 de l'impact de la réévaluation des actifs financiers disponibles à la vente.

Les impôts différés sont classés en actifs et passifs non courants.

3 - BILAN

3 - 1 IMMOBILISATIONS INCORPORELLES

Frais de recherche et développement

Les dépenses liées aux activités de recherche sont enregistrées en charges de l'exercice au cours duquel elles sont encourues.

Les frais de développement sont comptabilisés en charge de période sauf s'ils satisfont aux critères de reconnaissance d'IAS 38. Il s'agit des dépenses engagées sur des projets de développement ayant pour but d'améliorer de manière substantielle des procédés nouveaux jugés techniquement viables, ou dont l'utilité est démontrée dans le cas d'une utilisation en interne et dont il est probable qu'ils généreront des avantages économiques.

Les dépenses ainsi immobilisées regroupent les coûts de main d'œuvre directe ainsi que le coût des matériaux et prestations nécessaires à leur réalisation.

Par la suite, les montants ainsi activés sont comptabilisés au coût moins l'amortissement cumulé et les pertes de valeur. Pour les projets en cours, indisponibles pour une utilisation, un test de dépréciation est mis en œuvre de manière systématique chaque année ou plus fréquemment si des indices de pertes existent.

Autres immobilisations incorporelles

Les autres actifs incorporels regroupent notamment les droits acquis d'exploitation de brevets, de licences, de marques, de droits d'entrée sur les réseaux de distribution (hors France), les contrats clientèle acquis ainsi que les logiciels informatiques acquis ou créés.

Les actifs incorporels acquis auprès de tiers sont comptabilisés pour leur coût d'achat majoré des frais accessoires liés à leur acquisition et à leur mise en état d'utilisation.

Les logiciels créés sont inscrits à l'actif pour leur coût de production.

Les dépenses ultérieures relatives aux systèmes d'information sont capitalisées si elles augmentent les avantages économiques futurs de l'actif spécifique auquel elles se rapportent et que ce coût peut être attribué à l'actif de manière fiable. Toutes les autres dépenses dont celles liées aux développements d'actifs incorporels créés en interne dans le cadre de l'activité (marque, fichier clients, etc.) ne sont pas capitalisées mais comptabilisées en charges au cours de l'exercice de leur survenance.

Les immobilisations incorporelles à durée de vie indéfinie ne sont pas amorties mais font l'objet d'un test de dépréciation systématique a minima annuel.

Les immobilisations incorporelles à durée de vie définie sont amorties sur leur durée d'utilité et dépréciées en cas d'indice de perte de valeur.

3 - 2 IMMOBILISATIONS CORPORELLES

Evaluation initiale

Les immobilisations corporelles du Groupe sont comptabilisées à leur coût d'achat ou de production. Il inclut tous les frais directement attribuables à l'immobilisation mais aussi tous les coûts de démantèlement qui seront nécessaires à la fin de la période d'utilisation de l'actif.

Les coûts d'emprunt directement attribuables à l'acquisition, la construction ou la production de certains actifs jusqu'à leur date de mise en service sont comptabilisés en charges financières dans l'exercice au cours duquel ils sont encourus.

Mode de suivi ultérieur des immobilisations corporelles

Les immobilisations sont évaluées par la suite selon le modèle du coût, c'est-à-dire au coût moins les amortissements et toute dépréciation.

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.

Cette approche concerne essentiellement les installations techniques complexes (installations de compression, cogénération, etc.).

Les dépenses de gros entretien récurrent ou de grande révision programmée sont immobilisées en tant que composants et amorties sur la durée existante entre deux révisions majeures.

Méthode et durées d'amortissement

L'amortissement est calculé selon le mode linéaire.

Les durées d'utilité sont déterminées en fonction de l'utilisation attendue des actifs, ou des durées retenues par les instances de régulation pour la fixation des tarifs. Les principales durées d'utilité s'inscrivent dans les fourchettes suivantes:

- installations techniques:
 - o installations de distribution (conduites, branchements, postes et comptages): de 30 à 45 ans;
 - o autres installations de distribution: de 10 à 20 ans;
 - o installations de transport (réseau, raccordement, compression): de 30 à 50 ans;
 - o installations de stockage: de 30 à 50 ans;
 - o terminaux méthaniers: de 20 à 40 ans;
- constructions: de 20 à 40 ans;
- autres immobilisations: de 3 à 15 ans.

Dépenses ultérieures sur immobilisations

Les dépenses ultérieures sont comptabilisées à l'actif si elles satisfont aux critères de reconnaissance d'IAS 16. Ces critères sont appréciés avant l'engagement de la dépense. Elles peuvent avoir pour conséquence une augmentation de la capacité productive, de la durée probable d'utilisation ou encore de la valeur des éléments d'actifs. De même, les dépenses liées à la sécurité et à l'environnement sont immobilisées lorsqu'elles sont nécessaires pour que d'autres actifs continuent de générer des avantages économiques.

Les dépenses effectuées pour la maintenance des immobilisations sont comptabilisées en charges de l'exercice au cours duquel elles sont encourues.

Actif de démantèlement des sites

Des actifs sont comptabilisés en contrepartie des provisions constituées au titre des obligations de démantèlement de certains sites.

Dès la mise en service de l'actif sur lequel pèse l'obligation, Gaz de France constate l'intégralité des coûts futurs, actualisés en fonction de l'échéance de démantèlement.

Cet actif est amorti linéairement sur la durée résiduelle courant jusqu'au démantèlement.

Subventions d'investissement

Les subventions d'investissement reçues par le Groupe sont comptabilisées en produits différés et amorties au même rythme que les immobilisations corporelles auxquelles elles se rapportent.

Biens hors concession

Ce sont les immobilisations qui appartiennent en propre au Groupe ou qui sont financées par contrat de location-financement. Elles font l'objet d'un amortissement industriel sur la durée probable d'utilisation.

Biens en concession

Comme précisé en introduction, en raison des travaux en cours à l'IFRIC sur la comptabilisation des concessions, le Groupe n'a pas appliqué les normes IFRS à la comptabilisation des concessions et a maintenu les traitements comptables retenus jusqu'alors selon le référentiel comptable français. Ces principes sont les suivants:

Les biens en concession concernent les immobilisations:

- financées par l'entreprise: il s'agit des biens de premier établissement ou remplaçants mis en concession par Gaz de France;
- et celles remises gratuitement par les tiers et les concédants.

En conformité avec les articles 393-1 et 442-22 du règlement 99-03 du CRC, tous les biens de Gaz de France exploités sous le régime de la concession sont inscrits sous une rubrique spéciale de l'actif.

Biens de premier établissement financés par l'entreprise

Les immobilisations en concession de premier établissement financées par l'entreprise donnent lieu à un amortissement financier dit de caducité, étalé sur la durée des contrats. Le renouvellement anticipé d'une concession entraîne la constitution immédiate de l'amortissement de caducité qui aurait été constaté jusqu'au terme normal du contrat. Cette dotation fait l'objet d'un transfert dans un compte spécifique d'immobilisations en concession. Ces immobilisations sont amorties sur la durée restant à courir du contrat d'origine. Les dotations aux amortissements de caducité et les transferts de charges figurent en "Amortissements et provisions" dans le résultat opérationnel.

Biens remis gratuitement

La valeur des ouvrages en concession remis gratuitement est inscrite en immobilisations avec une contrepartie en passif non courant au compte "Contrevalet des biens mis dans la concession — Droits en nature des concédants". Un amortissement de dépréciation calculé linéairement sur la durée de vie de chaque ouvrage constate la perte de valeur du bien et la diminution corrélative du droit du concédant. Cet amortissement n'affecte pas le compte de résultat.

Biens en concession renouvelables

Les biens en concession renouvelables sont les biens dont le renouvellement est probable avant l'échéance du contrat de concession qui les régit.

Les immobilisations en concession renouvelables financées par l'entreprise donnent lieu à un amortissement industriel complété par une provision pour renouvellement dans les conditions décrites au § 3 – 10.

Les immobilisations en concession renouvelables remises gratuitement au début ou en cours du contrat ne font pas l'objet d'un amortissement industriel (cf. Biens remis gratuitement ci-dessus) mais uniquement d'une provision pour renouvellement qui couvre le coût total de remplacement des biens (cf. § 3 - 10).

Les dotations aux amortissements industriels et les dotations aux provisions pour renouvellement figurent en "Amortissements et provisions" dans le résultat opérationnel.

Biens en concession non renouvelables

Les biens en concession non renouvelables sont les biens dont le renouvellement n'est pas probable avant l'échéance du contrat de concession qui les régit.

Les immobilisations en concession non renouvelables donnent lieu à la constatation d'un amortissement de dépréciation calculé linéairement sur la durée de vie de chaque ouvrage, permettant de constater la perte de valeur du bien et la diminution corrélative du poste "Contrevaleur des biens mis dans la concession — Droits en nature des concédants". Cet amortissement n'affecte pas le compte de résultat.

Contrats de location

Location-financement

Les contrats de location à long terme sont traités comme des contrats de location-financement dès lors qu'ils transfèrent au preneur la majeure partie des risques et des avantages inhérents à la propriété des actifs loués, que la propriété des biens soit ou non transférée en fin de contrat. Il s'agit des contrats de crédit-bail ainsi que de certains contrats d'affrètement de méthaniers pour le transport du GNL ou de réservation de capacité.

Les biens financés en contrat de location-financement sont inscrits, dès le commencement du contrat, en immobilisations corporelles, au plus bas de la juste valeur des biens loués et de la valeur actualisée des paiements minimaux à venir au titre de la location. Ces actifs sont amortis sur la plus courte durée de la durée d'utilité des biens ou du contrat.

Les redevances payées par le preneur au titre de la location sont ventilées entre amortissement de la dette et charge financière de manière à obtenir un taux d'intérêt périodique constant sur le montant des capitaux restant dû.

Location simple

Les contrats de location pour lesquels une partie significative des risques et avantages inhérents à la propriété sont conservés par le bailleur sont classés en location simple. Les paiements effectués au regard des contrats de cette nature sont comptabilisés en charges de la période au compte de résultat.

Actifs des sociétés d'exploration-production

Le Groupe applique la méthode des "*successful efforts*" pour comptabiliser les coûts d'exploration et de développement.

Coûts d'exploration: forages d'exploration et d'estimation

Les coûts des forages d'exploration et d'estimation sont immobilisés en investissements cours jusqu'à ce que les champs soient reconnus économiquement viables.

Les investissements infructueux dans l'exploration et le développement sont inscrits en charges dans l'année au cours de laquelle ils se sont avérés infructueux.

Les investissements qui permettent de créer des réserves commercialement productives sont inscrits en actifs corporels et amortis sur la durée de production des réserves.

Autres coûts d'exploration

Les autres dépenses relatives à l'activité d'exploration, activités géologique et géophysique, sont enregistrées en charges dans l'exercice au cours duquel elles sont exposées.

Les droits miniers correspondant à des gisements non prouvés sont immobilisés et sont dépréciés si aucune découverte de réserves commercialisables n'est réalisée.

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.

3 - 3 ALTERATION DE VALEUR DES ACTIFS IMMOBILISES INCORPORELS ET CORPORELS

Perte de valeur

Le test de perte de valeur sur les écarts d'acquisition et les immobilisations incorporelles dont la durée d'utilité est indéfinie est effectué annuellement de manière systématique et plus fréquemment si des indices de pertes existent.

Ce test n'est effectué pour les immobilisations corporelles et incorporelles à durée de vie 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.

Une dépréciation de l'actif ou de l'écart d'acquisition est constatée pour ramener leur valeur comptable à leur valeur recouvrable lorsque cette dernière est inférieure.

Pour les actifs qui ne génèrent pas de flux de trésorerie indépendants d'autres actifs, une dépréciation est constatée lorsque la valeur comptable de l'Unité génératrice de trésorerie ("**UGT**") à laquelle sont rattachés les actifs excède la valeur recouvrable de l'UGT. Cette dépréciation est allouée aux actifs de l'UGT au prorata de leur valeur comptable.

La valeur recouvrable est déterminée par référence à la valeur d'utilité de l'actif ou du groupe d'actifs, calculée à partir de la somme des flux de trésorerie futurs actualisés ou par référence à la juste valeur nette des coûts de sortie, si elle est plus élevée.

Les dépréciations relatives aux écarts d'acquisition sont irréversibles.

Les autres dépréciations constatées sont ajustées en cas de réappréciation de valeur de l'actif.

3 - 4 TITRES MIS EN EQUIVALENCE

Dans cette rubrique sont présentées les participations dans des entités associées, lesquelles sont comptabilisées selon la méthode de mise en équivalence. Selon cette méthode, la participation est initialement comptabilisée au coût. Ainsi, la valeur comptable est augmentée ou diminuée pour comptabiliser la quote-part de l'investisseur dans les résultats de l'entreprise détenue après la date d'acquisition. Les distributions reçues de l'entreprise détenue réduisent la valeur comptable de la participation.

Enfin, l'écart d'acquisition lié à ces entités est inclus dans la valeur comptable de la participation.

3 - 5 STOCKS

Gaz en réservoirs souterrains

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.

Gaz coussin

Valorisé au coût moyen d'achat toutes origines confondues majoré des coûts de regazéification, de transport et d'injection, le gaz "coussin" est enregistré en immobilisations. Il lui est appliqué un amortissement de dépréciation linéaire sur une durée identique à celle appliquée aux installations de surface des réservoirs souterrains.

Gaz utile

Le gaz "utile" est porté en stocks. Il est valorisé au coût moyen d'achat en entrée de réseau de transport français, y compris le coût de regazéification, toutes origines confondues.

Une provision pour 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.

Les sorties de stocks du Groupe sont évaluées selon la méthode du Coût moyen unitaire pondéré ("CMUP").

Autres stocks

Les autres stocks sont évalués au coût d'acquisition ou de production. Les coûts de production comprennent les coûts directs de matières premières et de main d'œuvre et une allocation de frais communs représentative des frais indirects de production, à l'exclusion des frais généraux administratifs.

Les sorties de stocks sont comptabilisées selon la méthode du CMUP.

Lorsque la valeur nette réalisable d'une catégorie de stock est inférieure à sa valeur établie selon la méthode du CMUP, une dépréciation est constituée pour la différence.

Les dépréciations relatives aux stocks de pièces détachées qui ne constituent pas des composants majeurs et aux stocks de consommables sont calculées en fonction de la valeur nette de réalisation, laquelle est déterminée à partir d'une analyse spécifique de la rotation et de l'obsolescence des articles en stock qui prend en considération l'écoulement des pièces dans le cadre des activités de maintenance.

3 - 6 CREANCES CLIENTS ET COMPTES RATTACHES

Créances clients

Les créances clients regroupent toutes les créances liées à la vente d'énergie, aux prestations annexes et les créances rattachées au cycle d'exploitation. Les créances sont inscrites pour leur montant nominal, hormis celles pour lesquelles les effets de l'actualisation sont significatifs. En fonction du risque de non-recouvrement basé sur des analyses individuelles et statistiques, une provision pour dépréciation est constituée.

Gaz livré non facturé

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 "m".

La quote-part des charges de relève liées à ces recettes potentielles mais qui seront exposées au cours de la période suivante ainsi que le risque potentiel de non recouvrement sont pris en compte sous forme de provision, afin de respecter le principe comptable de rattachement des charges aux produits de l'exercice.

Le gaz livré non relevé et non facturé dit "gaz en compteurs" est déterminé sur la base de 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.

Autres débiteurs

Les autres créances, en dehors des éventuelles créances d'impôt et des avances faites auprès des fournisseurs sont valorisées selon la méthode du coût amorti lorsque les effets de l'actualisation sont significatifs. Dans le cas contraire, elles sont maintenues en valeur nominale.

3 - 7 DISPONIBILITES ET EQUIVALENTS DE DISPONIBILITES

Les disponibilités et les équivalents de disponibilité comprennent les avoirs en caisse et les dépôts à vue ainsi que les placements dans des titres très liquides, immédiatement convertibles en espèces pour un montant connu, et dont la valeur a très peu de chances de varier: valeurs mobilières de placement par nature très liquides (SICAV et FCP monétaires) ainsi que celles qui comportent des maturités venant à échéance dans un délai maximal de trois mois à compter de leur acquisition.

Ces titres sont comptabilisés, à compter du 1^{er} janvier 2005, à leur juste valeur; les effets de la réévaluation sont constatés en résultat financier.

3 - 8 ACTIFS NON COURANTS DESTINES A ETRE CEDES

Les actifs non courants destinés à être cédés correspondent à un ensemble d'actifs dont le Groupe a l'intention de se défaire dans un délai de 12 mois, par une vente, un échange contre d'autres actifs ou tout autre moyen, mais en une transaction unique.

Seuls les actifs non courants disponibles pour une cession immédiate et hautement probable sont classés dans la rubrique "Actifs non courants destinés à être cédés". Cette catégorie d'actifs est soumise à un traitement comptable spécifique en application de la norme IFRS 5.

Le Groupe évalue les actifs non courants destinés à être cédés, classés comme détenus en vue de la vente, au montant le plus bas entre leur valeur comptable et leur juste valeur diminuée des coûts de la vente. L'amortissement de ces actifs cesse à compter de la date de leur classement dans cette catégorie.

3 - 9 CAPITAUX PROPRES

Capital

Le décret du 19 novembre 2004, qui a modifié le statut juridique de Gaz de France en société anonyme, a fixé le capital social à 903 millions d'euros divisé en 451,5 millions d'actions de 2 euros.

Réserve d'écart de juste valeur

A compter de la mise en œuvre des normes IAS 32 et 39 sur 2005, cette réserve enregistre la réévaluation à la juste valeur des actifs financiers (non courants) disponibles à la vente et de certains instruments financiers de couverture.

3 - 10 PASSIF LIE AUX CONCESSIONS

Dans l'attente des conclusions des travaux actuellement en cours à l'IFRIC sur le traitement spécifique des concessions, le Groupe a décidé à titre temporaire, et sans préjuger du traitement des concessions qui sera applicable dans les comptes consolidés comparatifs de l'exercice 2005, de maintenir le traitement comptable appliqué aux concessions dans les comptes établis selon les principes comptables français.

Contre valeur des biens mis dans la concession — droits en nature des concédants

En application des dispositions du Plan comptable général relatives aux opérations faites dans le cadre d'une concession de service public et des articles 521-1 et 523-1 du règlement 99-03 du CRC, la valeur des droits des concédants exigibles en nature, au titre des biens en concession inscrits à l'actif, est portée au passif du bilan.

Elle comprend:

- la contrepartie des biens non financés par l'entreprise;
- la contrepartie des biens renouvelés par utilisation de la provision pour renouvellement;
- le fonds de caducité;
- l'amortissement de dépréciation des biens non financés par l'entreprise et des biens non renouvelables, qui vient en déduction.

Provision pour renouvellement

La provision pour renouvellement concerne les biens renouvelables, c'est-à-dire les biens dont le renouvellement est probable avant l'échéance du contrat de concession qui les régit.

Les immobilisations en concession renouvelables financées par l'entreprise donnent lieu à un amortissement industriel. En outre, elles font l'objet d'une provision pour renouvellement calculée pour chaque ouvrage sur la différence entre le coût de remplacement des biens, déterminé sur la base d'indices spécifiques de ces biens, et leur coût d'origine, c'est-à-dire l'assiette de l'amortissement industriel.

Les immobilisations en concession renouvelables remises gratuitement au début ou en cours du contrat font uniquement l'objet d'une provision pour renouvellement qui couvre donc le coût total de remplacement des biens.

Cette provision est constituée de manière progressive depuis la date de mise en service pour les biens renouvelables dès l'origine ou depuis le début du contrat de concession pour les biens devenus renouvelables suite à renégociation du contrat et ce, jusqu'à leur renouvellement effectif. Elle est incluse dans les passifs non courants.

Lors du renouvellement d'un bien, le bien remplaçant est inscrit à l'actif et corrélativement, la provision pour renouvellement constituée est virée au crédit du poste "Droits en nature du concédant – Provision utilisée".

3 - 11 AVANTAGES LIES AU PERSONNEL

3 - 11.1 Principes d'évaluation des obligations du Groupe

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 du Groupe 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, de rotation du personnel inhérentes à chaque entité.

Le taux d'actualisation des paiements futurs est déterminé par référence aux taux de marché des obligations d'entreprises de première catégorie, pour une échéance cohérente avec la maturité des engagements évalués. Dans les pays où une telle référence n'existe pas, le taux retenu est obtenu par référence à celui des obligations d'Etat. Ces taux sont homogénéisés sur la zone euro.

Détermination des écarts actuariels

Les gains ou pertes actuariels sur tous les régimes à prestations définies, résultant de changements d'hypothèses actuarielles ou d'ajustements liés à l'expérience (différences entre les hypothèses actuarielles antérieures et les événements effectivement constatés) sont comptabilisés au passif en contrepartie des

capitaux propres. Le Groupe estime que cette méthode qui résulte d'un amendement d'IAS 19 publié en décembre 2004 applicable à compter de 2006 et pour lequel une application anticipée est possible fera partie du référentiel adopté par l'Union européenne d'ici fin 2005. A ce jour, l'amendement a reçu un avis favorable de l'EFRAG.

Fonds externalisés

Les fonds externalisés sont appelés à couvrir des engagements de retraites et autres prestations assimilées. Ils sont évalués au bilan en valeur de marché ou, le cas échéant, sur la base de l'évaluation communiquée par le gestionnaire.

Les actifs de couverture sont déduits de la dette actuarielle pour la présentation au bilan.

Lorsqu'à la clôture de l'exercice, le montant net de la dette actuarielle, après déduction de la juste valeur des actifs du régime et prise en compte des éléments éventuellement différés, présente un montant débiteur, un actif est reconnu au bilan dans la limite du cumul de ces éléments différés et de la valeur actualisée des sommes susceptibles d'être récupérées par l'entreprise sous la forme d'une réduction de cotisations futures.

Comptabilisation des coûts de désactualisation des provisions et des produits de rendement attendus actifs de couverture

Les charges de désactualisation des provisions pour avantages au personnel et les produits de rendements attendus des actifs de couverture sont comptabilisés en "Autres charges financières".

3 - 11. 2 Avantages du personnel de la maison-mère

Avantages postérieurs à l'emploi

En dehors des retraites, les avantages postérieurs à l'emploi dont bénéficient les actifs et les inactifs sont les indemnités de fin de carrière, les congés exceptionnels de fin de carrière, l'avantage en nature énergie, le complément de solidarité, l'indemnité de secours immédiat et l'indemnité compensatrice de frais d'études.

Avantages à long terme

Les engagements au titre des avantages à long terme portent sur les pensions d'invalidité, les rentes d'incapacité temporaire, les rentes d'accident du travail et de maladie professionnelle (y compris celles liées à l'amiante) et les médailles du travail. L'estimation de ces avantages fait l'objet d'hypothèses actuarielles.

3 - 11. 3 Avantages du personnel des filiales

Retraites

Les régimes de retraite des filiales sont constitués de plans à cotisations définies et de plans à prestations définies:

Plans à cotisations définies

La gestion de ces plans est assurée par un organisme extérieur auquel la filiale s'engage à verser des cotisations régulières.

Ces cotisations, augmentées du revenu de leur placement seront reversées à terme aux salariés retraités sous forme de rentes. Le montant des prestations à servir dépend du montant des cotisations versées aux organismes collecteurs.

L'obligation et l'engagement de la filiale sont limités au versement des cotisations appelées au cours de la période. Ces contributions constituent des charges d'exploitation de la période.

Plans à prestations définies

La filiale s'engage à garantir à terme aux retraités un montant ou un niveau de prestations définies contractuellement (prestations de retraite, prestations assimilées comme les indemnités de départ, complément de retraite, etc.).

C'est cette obligation envers les actifs futurs retraités et les retraités qui constitue l'engagement de la filiale et doit être provisionnée.

Autres avantages

Selon les réglementations et usages en vigueur dans les pays d'appartenance des sociétés du Groupe, des avantages spécifiques (gratification pour ancienneté, avantages en nature, jubilés, etc.) peuvent être accordés au personnel. Les engagements de passif social relatifs ces différents régimes sont évalués sur la base d'hypothèses actuarielles.

3 - 12 AUTRES PROVISIONS POUR RISQUES ET CHARGES

Une provision est constituée lorsque le Groupe 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.

Le montant comptabilisé en provision représente la meilleure estimation de la dépense nécessaire à l'extinction de l'obligation actuelle à la date de clôture.

Les provisions pour démantèlement et reconstitution des sites

Elles sont destinées à couvrir la valeur actuelle des coûts de remise en état des sites qui supportent ou ont supporté des ouvrages.

Leur montant reflète la meilleure estimation des coûts futurs déterminés, en fonction des exigences réglementaires actuelles ou en cours d'adoption, de l'état des connaissances techniques ainsi que de l'expérience acquise.

Elles sont constituées initialement en contrepartie d'un actif corporel qui est amorti sur la durée résiduelle d'exploitation prévisible du site concerné jusqu'à la date effective d'engagement des coûts.

Les provisions sont actualisées sur la durée d'exploitation prévisionnelle.

Le taux d'actualisation reflète les conditions d'un taux sans risque attaché à des obligations de même maturité, majoré de l'effet des risques spécifiques attachés au passif concerné.

Dans tous les cas, l'effet des révisions d'estimations (calendrier de démantèlement, estimation des coûts à engager) conduit à modifier la valeur de l'actif, l'impact dans le montant de l'amortissement étant pris de manière prospective. Enfin, un test de perte de valeur est mis en œuvre en cas d'augmentation de la valeur de l'actif. Les dotations et reprises de provision relèvent du résultat opérationnel; la charge de désactualisation figure en "Autres charges financières".

Provisions pour garantie totale

Les provisions pour garantie totale couvrent les coûts engagés dans le cadre de garanties accordées par les sociétés de prestations du secteur des services à leurs clients assurant le remplacement (pièces et main-d'œuvre) des matériels et équipements propriété des clients, quelle que soit la cause de la défaillance de ces matériels ou équipements (usure due à l'usage ou au temps, usure accidentelle).

L'évaluation de ces provisions est réalisée contrat par contrat et matériel par matériel. Elle repose sur l'évaluation du coût de remplacement des matériels et grosses réparations prévisibles, pondérée par un coefficient de probabilité de survenance du remplacement, fonction de la vétusté du matériel et de la durée résiduelle du contrat.

Ces valeurs sont actualisées chaque année en fonction des indices du bâtiment.

Autres provisions pour risques et charges

Des provisions pour risques et charges sont constituées en vue de couvrir les obligations légales, juridiques ou implicites résultant d'événements passés pour lesquelles le Groupe prévoit qu'une sortie de ressources sera nécessaire.

Tous les risques sont régulièrement examinés.

Lorsqu'elles sont utilisées, les provisions sont reprises au compte de résultat et viennent en contrepartie des charges correspondantes.

3 - 13 DETTES FOURNISSEURS ET AUTRES DETTES

Les autres dettes sont constituées des dettes sociales, des produits encaissés d'avance afférents au nouvel exercice, des charges imputables à l'exercice en cours et qui ne seront payées qu'ultérieurement.

Les dettes commerciales et les autres dettes sont enregistrées à leur coût, exception faite des instruments dérivés passifs qui sont inscrits, à compter du 1^{er} janvier 2005, à leur juste valeur.

4 - IMPACT DE L'APPLICATION DES NORMES IAS 32 ET 39 A COMPTER DU 1^{er} JANVIER 2005

Le Groupe applique les normes IAS 32 et IAS 39 à compter du 1^{er} janvier 2005. Selon la norme IAS 39, les instruments financiers qui ne sont pas des actifs ou des passifs de transaction (*trading*) ou des instruments dérivés sont initialement comptabilisés à la juste valeur plus les coûts de transaction directement imputables à l'acquisition ou à l'émission de l'actif ou du passif financier.

Cette disposition concerne les titres disponibles à la vente (actions et obligations), les prêts et créances émis par l'entreprise, les titres détenus jusqu'à leur échéance et les emprunts et autres dettes financières émis.

La norme IAS 39 opère une classification des actifs et passifs financiers qui conditionne la comptabilisation ultérieure applicable à ces instruments:

Actifs disponibles à la vente

Cette catégorie comprend notamment les titres de participation non consolidés, les autres titres de placement, les valeurs mobilières de placement, etc.

Les variations de valeur sont comptabilisées par les capitaux propres.

Titres détenus jusqu'à leur échéance

Cette catégorie regroupe les instruments à revenu déterminable et maturité fixée que le Groupe a l'intention expresse et la capacité de conserver jusqu'à leur échéance, obligations, titres de créance. Les instruments sont comptabilisés selon la méthode du coût amorti.

Portefeuille de transaction (trading)

Cette catégorie regroupe les instruments dérivés ainsi que les titres de placement gérés dans une logique de marge à court terme.

Les variations de juste valeur ultérieures sont comptabilisées en contrepartie du résultat.

Prêts et créances long terme émis auprès de tiers

Cette catégorie regroupe les créances rattachées à des participations, les créances commerciales ainsi que les prêts à la clientèle du secteur financier. Ils sont évalués selon la méthode du coût amorti en appliquant le taux d'intérêt effectif.

Actifs et passifs financiers courants

Les autres postes courants (clients et créances d'exploitation, fournisseurs et dettes d'exploitation, concours bancaires courants) sont évalués, à la date de comptabilisation initiale, à la juste valeur de la contrepartie à recevoir ou à donner. Cette valeur est en général la valeur nominale, en raison de l'intervalle de temps assez court existant entre l'initialisation de l'instrument et sa réalisation.

4 - 1 IMMOBILISATIONS FINANCIERES

Les immobilisations financières sont constituées de:

Créances rattachées à des participations

Il s'agit de prêts accordés à des entreprises dans lesquelles le Groupe détient une participation et qui ne sont pas consolidées par intégration.

A compter du 1^{er} janvier 2005, les créances sont évaluées au coût amorti, selon la méthode du taux d'intérêt effectif.

Titres de participation (non consolidés) et autres immobilisations financières

A compter du 1^{er} janvier 2005, les participations non consolidées et les autres immobilisations financières qui ne sont pas des créances émises et qui ne sont pas non plus classées en instruments financiers "détenus à des fins de transaction" sont classées dans la catégorie des actifs financiers "disponibles à la vente" et comptabilisées à leur juste valeur.

Les gains et pertes latents liés aux variations de juste valeur sont directement comptabilisés dans les capitaux propres, en "réserve de juste valeur" et ne sont reclassés en résultat que lors de la cession des titres, ou lors de la constatation d'une dépréciation (diminution durable de la valeur de l'actif financier).

Les titres pour lesquels il ne peut être établi de juste valeur demeurent inscrits à leur coût.

4 - 2 TITRES PARTICIPATIFS

Gaz de France 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.

Ces titres sont évalués, à compter du 1^{er} janvier 2005, au coût amorti.

Rémunération

La rémunération des titres participatifs comporte, dans la limite d'un taux de rendement compris dans la fourchette de 80% à 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 Gaz de France ou du Groupe (part Groupe) si cette dernière est plus favorable.

La rémunération des titres participatifs déterminée selon la méthode du taux d'intérêt effectif est un coût d'emprunt comptabilisé en charge financière.

4 - 3 DETTES FINANCIERES

Les dettes financières sont comptabilisées initialement pour le montant des fonds reçus net des coûts de transaction encourus et des primes de remboursement ou d'émission.

Elles sont évaluées au coût amorti en appliquant la méthode du taux d'intérêt effectif. Les charges financières ainsi calculées prennent en compte les frais d'émission et les primes d'émission ou de remboursement.

4 - 4 INSTRUMENTS FINANCIERS DERIVES ET OPERATIONS DE COUVERTURE

Le Groupe utilise des instruments financiers dérivés principalement pour gérer les risques de change, de taux d'intérêts et de prix des matières premières auxquels il est confronté dans le cadre de ses opérations.

Les instruments financiers dérivés utilisés par le Groupe consistent principalement en contrats de change à terme, en options sur devises, en futures et options sur matières premières, en *swaps* de taux d'intérêts et en *swaps* de devises et de taux d'intérêts.

Evaluation initiale

Les instruments financiers dérivés sont comptabilisés initialement à la juste valeur.

Evaluation ultérieure

Les instruments financiers dérivés sont réévalués à la juste valeur à chaque arrêté et les variations de valeur comptabilisées en résultat.

La juste valeur des instruments cotés est déterminée par référence au cours de bourse. Celle des instruments non cotés pour lesquels il existe des instruments cotés, similaires en nature et maturité, est déterminée par référence au cours de bourse de ces instruments.

Pour les autres instruments non cotés, la juste valeur 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.

Ces modèles prennent en considération des hypothèses basées sur les données du marché.

Dérivés hors couverture

Les dérivés hors couverture regroupent, outre les dérivés spéculatifs, les instruments dérivés qui, bien que constituant une couverture de gestion, ne remplissent pas les conditions requises les rendant éligibles pour une comptabilité de couverture. Les variations résultant de la réévaluation à la juste valeur de ces instruments sont constatées en résultat de l'exercice.

Comptabilité de couverture

La comptabilité de couverture est appliquée lorsque les instruments financiers dérivés compensent, en totalité ou en partie, la variation de juste valeur ou de flux de trésorerie d'un élément couvert, actif, passif, engagement ou transaction future prévue et que l'efficacité de cette couverture est documentée à l'initiation de la transaction et tout au long de la vie de l'instrument.

Lors de la conclusion d'un contrat sur dérivés, le Groupe détermine le type de couverture concerné et documente à la mise en place de la transaction, afin de pouvoir appliquer les dispositions relatives à la comptabilité de couverture, le lien existant entre l'instrument de couverture et la transaction sous-jacente, en précisant les risques, la stratégie et le but de la couverture mise en œuvre.

Le Groupe contrôle régulièrement l'efficacité de la couverture dans la compensation des variations de la juste valeur de l'instrument ainsi que son élément sous-jacent depuis la mise en place de l'instrument jusqu'à l'échéance de la couverture.

Couvertures de juste valeur

Les couvertures de juste valeur regroupent les dérivés servant à couvrir le risque de change et/ou le risque de taux d'intérêts.

Le profit ou la perte résultant de la réévaluation de ces instruments de couverture de juste valeur est enregistré immédiatement en résultat opérationnel ou financier selon la nature de l'élément couvert.

L'évaluation à la juste valeur de l'élément du bilan sous-jacent est effectuée en tenant compte du risque couvert.

Les variations de juste valeur de l'élément de bilan sous-jacent sont comptabilisées en résultat de manière symétrique aux variations de valeur de l'instrument de couverture.

Couvertures de flux de trésorerie

Les couvertures de flux de trésorerie regroupent les instruments financiers dérivés utilisés pour couvrir les risques sur les flux financiers liés aux transactions futures fermes ou hautement probables, ainsi que sur les emprunts à taux variables.

Les variations de valeur de l'instrument de couverture sont comptabilisées dans un compte de capitaux propres et sont différées jusqu'à la date de réalisation de la transaction ou de comptabilisation de l'actif, du passif ou des résultats sur l'instrument couvert.

Seule la part inefficace de la couverture est constatée immédiatement en résultat.

Couvertures d'investissement net dans une entité étrangère hors zone euro

Les prêts et emprunts long terme dont le remboursement n'est ni planifié, ni prévisible font partie de l'investissement net dans une entité à l'étranger. Les écarts de change constatés sur ces instruments sont comptabilisés en capitaux propres dans la même rubrique que les écarts de conversion.

Les variations de valeur des instruments de couverture mis en place pour réduire l'exposition aux risques de change sur ces investissements nets dans une entité étrangère sont comptabilisées, pour la partie efficace, de manière symétrique aux écarts de change en "réserve de juste valeur" jusqu'à la sortie de l'investissement net.

5 - COMPTE DE RESULTAT

5 - 1 PRODUIT DES ACTIVITES ORDINAIRES

Ventes de biens et de prestations de services

Les produits provenant de la vente de biens sont enregistrés lorsque les risques et avantages significatifs inhérents à la propriété des biens ont été transférés à l'acheteur. Les produits provenant de prestations de services sont enregistrés en fonction du degré d'avancement de la transaction à la date de clôture. Le degré d'avancement est évalué sur base des travaux exécutés. Aucun revenu n'est comptabilisé en cas d'incertitudes significatives quant au recouvrement du prix de la transaction, aux coûts associés ou au retour possible des marchandises.

Contrats de construction

Lorsque le résultat d'un contrat de construction peut être estimé de façon fiable, les produits du contrat et les coûts associés sont comptabilisés respectivement en produits et charges en fonction du degré d'avancement de l'activité du contrat de construction. Le degré d'avancement est évalué sur la base d'examen des travaux réalisés.

La marge à terminaison est régulièrement révisée tout au long du contrat, les pertes éventuelles attendues sur les contrats de construction sont provisionnées pour leur totalité par le compte de résultat.

Un contrat est considéré comme achevé au moment du transfert de propriété du bien, et s'agissant de contrats complexes portant sur la réalisation d'installations intégrées pour lesquels il existe une obligation de résultat global, le contrat est considéré achevé dès la réception provisoire des travaux prononcée.

Produits d'intérêts

Les produits d'intérêts sont inscrits au compte de résultat *pro rata temporis*, sur la base du taux d'intérêt effectif de rendement.

5 - 2 RESULTAT OPERATIONNEL

Le résultat opérationnel regroupe l'ensemble des charges et produits directement liés aux activités du Groupe, que ces éléments soient des éléments récurrents (et usuels ou habituels) du cycle d'exploitation ou qu'ils résultent d'événements ou de décisions ponctuels ou inhabituels, y compris d'événements extraordinaires, sur lesquels le Groupe n'a aucune maîtrise.

Ainsi, les autres produits et les autres charges comprennent notamment l'impact des cessions d'actifs corporels et incorporels et les frais de restructuration.

5 - 3 COUT DE L'ENDETTEMENT FINANCIER NET

Il s'agit des charges financières relatives à l'endettement financier net du Groupe qui regroupent les intérêts versés et reçus, les résultats des instruments de couverture et les différences de change relatifs à l'endettement.

5 - 4 AUTRES ELEMENTS FINANCIERS

Il s'agit:

- des produits et charges financiers de nature opérationnelle;
- des charges de désactualisation des provisions à long terme ainsi que du rendement attendu des actifs de couverture;
- des autres produits et charges de nature financière qui ne sont pas de nature opérationnelle et qui regroupent notamment le résultat des opérations sur l'ensemble des titres liés à l'exploitation ou non.

5 - 5 IMPOTS

Les impôts sur les bénéfices de l'exercice regroupent les impôts courants et les impôts différés. Ils sont inscrits au compte de résultat, à l'exception de ceux, afférents à des éléments enregistrés directement en capitaux propres, également constatés par les capitaux propres.

Les impôts courants désignent les impôts à payer sur le bénéfice imposable de la période, calculés selon les taux d'imposition en vigueur à la date de clôture.

6 - TABLEAU DES FLUX FINANCIERS

Le tableau présente les flux réels liés à l'activité des sociétés présentes dans le périmètre de fin d'exercice.

Les mouvements qui affectent le bilan mais qui ne sont pas considérés comme des flux: investissements sans financement, reclassements, effets des fusions et apports partiels, changements de méthodes comptables, sont présentés en annexe pour les plus significatifs.

Les effets sur la trésorerie des acquisitions de sociétés consolidées sont mentionnés au niveau des flux d'investissement sous la rubrique "Investissements de croissance externe". L'effet des cessions est mentionné en "Produits nets de cession de participations".

Lorsqu'ils sont significatifs, les flux liés à l'activité entre le 1^{er} janvier et la date de cession des sociétés sorties du périmètre durant l'exercice, sont maintenus dans le tableau des flux de trésorerie.

Le tableau des flux de trésorerie du Groupe est établi selon la méthode indirecte, à partir du résultat avant impôt: l'excédent de trésorerie opérationnel est déterminé à partir du résultat opérationnel, ajusté des charges ou produits calculés et n'entraînant pas de flux de trésorerie.

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

Les flux liés au paiement de l'impôt, au paiement des charges d'intérêts et aux encaissements de produits financiers sont isolés.

La trésorerie du tableau des flux financiers comprend les disponibilités ainsi que les équivalents de disponibilités moins les découverts bancaires remboursables sur demande et qui font partie intégrante de la gestion de trésorerie.

7 - PRINCIPES D'ETABLISSEMENT DE L'INFORMATION SECTORIELLE

Information sectorielle de premier niveau

L'information sectorielle de premier niveau est établie en fonction des principaux secteurs d'activité du Groupe.

Un secteur d'activité est une composante distincte du Groupe, engagée dans la fourniture de services et de produits au sein d'un environnement économique particulier, et exposée à des risques et à une rentabilité spécifique par rapport à celle des autres secteurs.

La segmentation repose sur des structures de gestion et de *reporting* internes: un secteur d'activité regroupe un sous-ensemble d'entités opérationnelles, chaque entité étant gérée séparément et fournissant une information financière et de gestion régulièrement disponible.

Depuis 2003, les activités du Groupe sont déclinées en six segments regroupés en deux pôles, Fournitures d'énergie et de services et Infrastructures.

La ventilation des filiales par activité est présentée en annexe A.

Information sectorielle de niveau secondaire.

L'information sectorielle de niveau secondaire repose sur un découpage par grandes régions géographiques des zones sur lesquelles s'exerce l'activité du Groupe:

- France;
- Europe hors France;
- Reste du Monde.

Le produit des activités ordinaires est ventilé:

- par origine, en fonction de la zone géographique d'émission des ventes;
- par destination, par affectation à la zone géographique à laquelle correspond la localisation du bénéficiaire de la vente ou de la prestation.

Les autres indicateurs du Groupe sont ventilés par origine de localisation.

Normes comptables des activités

Les normes comptables des activités sont celles appliquées par le Groupe pour l'établissement des comptes consolidés, présentées dans la présente annexe.

Les actifs et passifs par activité ou zone géographique représentent la situation en fin de période.

La réconciliation avec les données des états financiers implique de prendre en compte les effets du processus de consolidation (éliminations).

Prestations entre les activités

Les ventes et prestations d'une activité à l'autre sont réalisées aux conditions du marché. Pour les activités de réseau en France, la tarification des activités régulées est validée par la CRE.

Immobilisations nettes

Ce poste regroupe les immobilisations incorporelles et corporelles, y compris les écarts d'acquisition utilisés dans les activités opérationnelles du secteur.

Eléments non alloués

Les charges et produits non alloués comprennent principalement des frais centraux, les frais de recherche et développement non directement affectables aux activités ainsi que divers produits.

Les immobilisations non allouées regroupent les actifs du siège et ceux affectés à la recherche.

**C – COMPLEMENTS D'INFORMATION RELATIFS AUX BILAN, COMPTE DE RESULTAT ET
TABLEAU DES FLUX FINANCIERS**

Note 1 - Immobilisations incorporelles

<i>(en millions d'euros)</i>	Ecart d'acquisition (1)	Concessions, brevets, licences et droits similaires	Contrats clientèle	Autres	Total Immobilisations incorporelles
Valeur brute au 1^{er} janvier 2004	1 313	186	6	47	1 552
Acquisitions	-	4	-	8	12
Cessions et retraits	-	1	-	1	2
Variations de périmètre	-	-	-	-	-
Ecart de conversion	41	(4)	-	1	38
Reclassements et autres	(5)	46	-	(5)	36
Valeur brute au 31 décembre 2004	1 349	231	6	50	1 636
Amortissements et pertes de valeur cumulés au 1^{er} janvier 2004	21	119	1	21	162
Dotations aux amortissements	-	20	-	5	25
Reprises d'amortissements sur cessions et retraits	-	-	-	-	-
Perte de valeur – Dotations	52	(1)	-	-	51
Perte de valeur – Reprises	-	21	-	-	21
Variations de périmètre	-	-	-	-	-
Ecart de conversion	-	(2)	-	1	(1)
Reclassements et autres	-	18	-	(1)	17
Amortissements et pertes de valeur cumulés au 31 décembre 2004	73	133	1	26	233
Valeur nette comptable au 1^{er} janvier 2004	1 292	67	5	25	1 390
Valeur nette comptable au 31 décembre 2004	1 276	98	5	24	1 403

⁽¹⁾ Hors écarts d'acquisition des sociétés mises en équivalence (classés en IFRS dans le poste des participations mises en équivalence).

Note 2 - Immobilisations corporelles

Note 2 A - Décomposition domaine privé/domaine concédé.

<i>(en millions d'euros)</i>	Valeur brute au 31 décembre 2004	Amortissements et pertes de valeur	Valeur nette au 31 décembre 2004	Valeur nette au 1 ^{er} janvier 2004
Immobilisations corporelles	32 783	(12 156)	20 627	20 232
Domaine privé	18 716	(6 160)	12 556	12 434
Domaine concédé	14 067	(5 996)	8 071	7 798

Note 2 B - Immobilisations en concession

Les masses bilantielles relatives aux concessions représentent au 1^{er} janvier 2004 les enjeux suivants:

ACTIF	Valeur brute	Valeur nette	% du bilan	PASSIF	Valeur nette	% du bilan
Immobilisations corporelles en concession				Droit du concédant	3 553	10,1%
Distribution	13 249	7 661	21,9%	Provisions pour renouvellement	3 099	8,8%
Autres mat. Outils indus	112	95	0,3%			
Terrains	34	34	0,1%			
Construction	6	1	-			
Autres immobilisations corporelles	8	7	-			
TOTAL	13 409	7 798	22,3%		6 652	18,9%

Note 2 C - Variations de l'exercice

(en millions d'euros)	Installations techniques						Autres Immobilisations	Total Immobilisations corporelles	
	Transport	Terminaux méthaniers	Stockage	Distribution	Autres	Terrains			Constructions
Valeur brute au 1^{er} janvier 2004	6 351	407	2 744	14 803	5 053	219	722	955	31 254
Acquisitions	4	-	12	13	83	-	3	109	224
Cessions et retraits	9	-	12	111	54	3	32	31	252
Variation de périmètre	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ecart de conversion	(5)	-	-	27	67	(1)	(19)	(8)	61
Reclassements et autres	131	9	(86)	1 445 ⁽¹⁾	(61)		41	14	1 496
Valeur brute au 31 décembre 2004	6 472	416	2 658	16 177	5 088	218	715	1 039	32 783
Amortissements et pertes de valeur cumulés au 1^{er} janvier 2004	1 013	273	993	6 210	1 628	79	336	490	11 022
Dotations aux amortissements	240	14	89	88	425	5	65	110	1 036
Reprises sur cessions et retraits	5	-	6	62	51	-	22	26	172
Perte de valeur - Dotations	-	-	-	-	21	-	-	23	44
Perte de valeur - Reprises	-	-	-	-	47	-	-	-	47
Variation de périmètre	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ecart de conversion	3	-	1	10	13	-	(9)	(3)	15
Reclassements et autres	(3)	2	(64)	441	(80)	-	(3)	(35)	258
Amortissements et perte de valeur cumulés au 31 décembre 2004	1 248	289	1 013	6 687	1 909	84	367	559	12 156
Valeur nette comptable au 1^{er} janvier 2004	5 338	134	1 751	8 593	3 426	139	386	465	20 232
Valeur nette comptable au 31 décembre 2004	5 224	127	1 645	9 490	3 179	134	348	480	20 627

⁽¹⁾ Le reclassement de 1 445 millions d'euros des immobilisations de Distribution est composé de:
575 millions d'euros d'immobilisations en provenance des immobilisations en-cours;
674 millions d'euros d'actifs de démantèlement; et
196 millions d'euros de reclassements divers.

Note 2 D - Immobilisations en cours, avances et acomptes

<i>(en millions d'euros)</i>	Valeurs brutes 31 décembre 2004	Amortissements et pertes de valeur	Valeurs nettes 31 décembre 2004
Immobilisations en cours	1 759	(13)	1 746
Avances et acomptes sur immobilisations	233	(2)	231
TOTAL	1 992	(15)	1 977

Les en-cours d'équipement s'élèvent à 1 746 millions d'euros en 2004.

Ils intègrent 727 millions d'euros d'investissements dans le secteur des Infrastructures en France, notamment au titre du segment Transport-Stockage France (385 millions d'euros) et du segment Distribution France (288 millions d'euros).

Les en-cours des filiales concernent principalement le segment l'Exploration-Production pour 541 millions d'euros (développement de projets) et pour 405 millions d'euros le domaine de la production d'électricité, notamment la fin de la construction de la centrale à cycles combinés de Dunkerque.

Note 2 E - Contrats de location financement

<i>(en millions d'euros)</i>	Valeurs brutes 31 décembre 2004	Amortissements et pertes de valeur	Valeurs nettes au 31 décembre 2004
Installations techniques	759	(174)	585
Constructions	306	(113)	193
Autres	1	-	1
Total immobilisations en location-financement	1 066	(287)	779

Note 2 F - Actifs destinés à être cédés

ACTIF	Valeurs brutes 31 décembre 2004	PASSIF	Valeurs nettes au 31 décembre 2004
Actifs destinés à être cédés	402	Passifs liés aux actifs destinés à être cédés	39

En application de la norme IFRS 5, les actifs (et les passifs) destinés à être cédés lors du débouclage au 1^{er} janvier 2005 des accords avec Total sont présentés de façon isolée au bilan. L'opération de cession porte sur les éléments suivants:

- A l'actif:

Titres de GSO: 99 millions d'euros;
Installations techniques: 185 millions d'euros;
Stocks de gaz: 118 millions d'euros;
Soit un total de 402 millions d'euros.

- Au passif:

Autres dettes: 39 millions d'euros.

Note 3 - Autres actifs courants

<i>(en millions d'euros)</i>	<u>Valeurs nettes au 31 décembre 2004</u>
Créances clients et comptes rattachés	5 136
Charges constatées d'avance	60
Impôt différé actif	10
Autres créances	1 244
Total Autres débiteurs	1 314
Actifs du secteur financier	440
TOTAL CREANCES CLIENTS ET AUTRES DEBITEURS	6 890

Note 4 - Disponibilités et équivalents de disponibilités

<i>(en millions d'euros)</i>	<u>31 décembre 2004</u>
Disponibilités – euros	1
Disponibilités – devises	4
Comptes bancaires – euros	299
Comptes bancaires – devises	168
Total Caisse et Dépôts à vue	472
SICAV et FCP monétaires	244
Titres de créances négociables et comptes à terme venant à échéance à moins de trois mois	103
Total Equivalents de disponibilités	347
Total Disponibilités et équivalents de disponibilités au bilan	819
Découverts bancaires remboursables à vue — euros	(471)
Découverts bancaires remboursables à vue — devises	(35)
Total Découverts bancaires remboursables à vue	(506)
Comptes courants à caractère de disponibilités	(22)
Total Disponibilités et Equivalents de disponibilités du tableau des flux de trésorerie	291

Note 5 - Provisions (hors avantages au personnel et passif lié aux concessions)⁽¹⁾

(en millions d'euros)

	Montants au 1 ^{er} janvier 2004	Dotations	Reprises		Additions	Reclassements	Variations de périmètre	Ecart de conversion	Désactualisation	Montants au 31 décembre 2004
			Provisions consommées	Provisions excédentaires ou devenues sans objet						
Provision pour reconstitution des sites	600	52	(82)		691	(17)			210	1 454
Provision pour garantie totale	51	2	(3)							50
Litiges	52	11	(1)							62
Autres provisions	123	31	(11)			6		1	1	151
Sous-total provisions part long terme	826	96	(97)		691	(11)	-	1	211	1 717
Passifs d'impôts différés	882	351	(366)			1 435 ⁽²⁾		6		2 307
Total des provisions relevant des Passifs Non Courants	1 708	447	(463)		691	1 424	-	7	211	4 024
Passifs d'impôts différés	157		(24)			49				182
Autres provisions	293	51	(83)	(161)		(4)		(1)	(1)	94
Provisions relevant des Passifs Courants	450	51	(107)	(161)	-	45	-	(1)	(1)	276
TOTAL	2 158	498	(570)	(161)	691	1 469	-	6	210	4 300

⁽¹⁾ Les avantages au personnel sont détaillés en note 10 et le passif lié aux concessions est détaillé en note 2.

⁽²⁾ Le reclassement des passifs d'impôts différés est afférent à la réforme des retraites.

Note 6 - Analyse de la dette brute par nature

(en millions d'euros)	01.01.2004	Nouveaux emprunts	Remboursements	Ecart de conversion	Autres	31.12.2004
I. Titres Participatifs	485					485
II. Dettes Financières						
Emprunts obligataires	2 054	23			10	2 087
Emprunts bancaires	1 182	280	(262)	(14)	19	1 205
Dettes de location-financement et assimilées	863	31	(58)			836
Autres dettes financières						
Lignes de crédit et découverts bancaires	616	60	(110)	1	(20)	547
Papier commercial	174	257	(441)		11	1
Billets de trésorerie	503	2 204	(2 609)			98
Divers	52	13	(12)		(7)	46
Sous-total autres dettes financières	1 345	2 534	(3 172)	1	(16)	692
Total Dettes financières	5 444	2 868	(3 492)	(13)	13	4 820
TOTAL DETTE BRUTE	5 929	2 868	(3 492)	(13)	13	5 305
Dont:						
Part à moins d'un an des dettes financières à long terme	324	137	(242)	1	71	291
Autres dettes financières à court terme	1 282	2 557	(3 170)	1	10	680
Sous-total dettes financières à court terme	1 606	2 694	(3 412)	2	81	971
Titres participatifs	485	-	-	-	-	485
Dettes financières part à long terme	3 838	174	(80)	(15)	(68)	3 849
Sous - total dettes financières à long terme	4 323	174	(80)	(15)	(68)	4 334

Note 7 - Dotations nettes aux amortissements et aux provisions

- **Dépréciations d'actif**

(en millions d'euros)	2004
Dotation aux amortissements de caducité	360
Autres dotations aux amortissements (nettes de reprises)	995
Dotations nettes aux amortissements (I)	1 355

Les "autres dotations aux amortissements" comportent:

- 25 millions d'euros de dotations au titre des actifs incorporels (mentionnés au niveau de la note 1);

- 1 000 millions d'euros de dotation au titre des actifs corporels (voir note 2, étant précisé sur le total de 1 036 millions d'euros, 35 millions d'euros sont liés à l'amortissement résiduel de caducité;
- 30 millions d'euros de reprises liés aux fins de contrats de concession.

<i>(en millions d'euros)</i>	<u>2004</u>
Dépréciation des écarts d'acquisition	52
Dépréciation des autres immobilisations incorporelles (nette de reprises)	(21)
Dépréciation des autres immobilisations corporelles (nette de reprises)	9
Dotations nettes aux provisions sur actif immobilisé (II)	40

- **Provisions pour risques et charges**

<i>(en millions d'euros)</i>	<u>2004</u>
Dotations aux provisions pour risques et charges	763
Reprises de provisions pour risques et charges	(178)
Provisions pour risques et charges (III)	585
Total des dotations aux amortissements et aux provisions (I+II+III)	1 980

La dotation de l'exercice est principalement constituée de:

- 656 millions d'euros de dotation à la provision pour renouvellement;
- 52 millions d'euros de dotation à la provision pour reconstitution des sites;
- 51 millions d'euros afférents aux autres risques courants.

Note 8 – Résultat financier

<i>(en millions d'euros)</i>	<u>2004</u>
COUT DE L'ENDETTEMENT FINANCIER NET	
Coût de l'endettement financier brut	
Charges d'intérêt	(200)
Résultat de change	46
Sous-total Coût de l'endettement financier brut	(154)
Produits de trésorerie et d'équivalents de trésorerie	
Résultat de cession d'équivalents de trésorerie (VMP liquides & maturité < 3 mois)	3
Sous-total Produits de trésorerie et d'équivalents de trésorerie	3
TOTAL COUT DE L'ENDETTEMENT FINANCIER NET	(151)
AUTRES ELEMENTS FINANCIERS	
Autres produits financiers	
Gains de change non liés à la dette	76
Dividendes reçus	31
Produits d'intérêts	23
Rendement attendu des actifs de couverture des engagements envers le personnel	81
Produits nets de cession des actifs financiers non courants	6
Reprises de provision sur les autres actifs financiers non courants	2
Abandons de créances financiers reçus	1
Reprises nettes de provisions pour risques et charges financières	121
Autres produits	61
Sous-total	402

<i>(en millions d'euros)</i>	<u>2004</u>
Autres charges financières	
Pertes de change non liées à la dette	(74)
Charges d'intérêts (hors emprunts)	(45)
Désactualisation des provisions pour avantages au personnel	(707)
Désactualisation des autres provisions	(211)
Perte de valeur des actifs financiers non courants	(8)
Abandons de créances financiers donnés	(3)
Dotations aux provisions pour risques et charges financières	(1)
Autres charges	(84)
Sous-total	(1 133)
TOTAL AUTRES ELEMENTS FINANCIERS	(731)

Note 9 - Impôts sur les résultats

La charge d'impôts sur les résultats se décompose comme suit:

<i>(en millions d'euros)</i>	<u>2004</u>
Impôts exigibles	597
Impôts différés	(105)
Impôts sur les résultats	492

Note 9 a - Rapprochement entre la charge d'impôt totale comptabilisée dans le résultat consolidé et la charge d'impôt théorique

<i>(en millions d'euros)</i>	<u>2004</u>
Résultat consolidé avant impôt	1 656
Taux d'impôt (Taux d'impôt applicable en France)	35,43%
Charge d'impôt théorique	587
Différences de taux de l'année précédente	(34)
Différences de taux d'imposition	19
Utilisation de déficits ou différences temporaires antérieurement non activés	(39)
Activation de déficits ou différences temporaires antérieurement non activés	(18)
Déficits de l'exercice non activés	8
Incidences des différences permanentes	(31)
Autres	-
Charge d'impôt effective	492
Taux d'impôt effectif	29,71%

Note 9 b – Sources d'impôts différés par catégorie de différence temporelle

<i>(en millions d'euros)</i>	<u>31 décembre 2004</u>
Impôts différés – actif	477
Immobilisations	-
Provisions et charges à payer	251
Marges internes en stock	2
Déficits reportables	89
Imposition différée des contributions de tiers sur biens en concession	-
Amortissement fiscal dérogatoire	-
Autres provisions réglementées	-
Autres	135
Impôts différés – passif	2 937
Immobilisations	(2 440)
Provisions et charges à payer	-
Marges internes sur stock	-
Déficits reportables	-
Imposition différée des contributions de tiers sur biens en concession	(177)
Amortissement fiscal dérogatoire	(155)
Autres provisions réglementées	(136)
Autres	(29)
Impôts différés nets	(2 460)

Ventilation IDA – IDP courant et non courant

<i>(en millions d'euros)</i>	<u>31 décembre 2004</u>
Impôts différés – actifs	
- Non Courant	19
- Courant	10
Total Impôts différés actifs	29
Impôts différés – passifs	
- Non Courant	(2 307)
- Courant	(182)
Total Impôts différés passifs	(2 489)
Impôts différés nets	(2 460)

Note 10 - 1 Engagements de retraite envers le personnel de Gaz de France

Le régime de retraites des entreprises des IEG est un régime de sécurité sociale spécial, légal et obligatoire. 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 a apporté des modifications importantes quant au fonctionnement et au financement de ce régime des retraites.

1. La réforme du régime des retraites des IEG

1.1. La Caisse nationale des industries électriques et gazières (CNIEG)

A compter du 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 CNIEG. La CNIEG est un

organisme de sécurité sociale de droit privé, doté de la personnalité morale et placé sous la tutelle conjointe des ministres chargés de la sécurité sociale, du budget et de l'énergie. Les personnels salariés et retraités des IEG sont, à compter du 1^{er} janvier 2005, affiliés de plein droit à cette caisse.

1.2. Les conventions d'adossement financier avec les régimes de droit commun ("RDC")

Des conventions financières sont 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. Les conditions et modalités selon lesquelles la CNIEG verse à ces régimes les cotisations de retraites et, en contrepartie, selon lesquelles ces mêmes régimes versent à la CNIEG les prestations de retraites sont calquées sur les conditions et modalités qui seraient applicables si les personnels affiliés à la CNIEG relevaient respectivement du régime général de sécurité sociale ou des régimes de retraites complémentaires concernés.

Conformément au principe de neutralité financière, ces conventions déterminent également les montants et modalités de paiement des contributions exceptionnelles, forfaitaires et libératoires destinées à couvrir les charges permanentes ainsi que les charges de trésorerie résultant de l'évaluation à la date de la réforme de la situation démographique, financière et économique respective de ces régimes et du régime des IEG ainsi que du niveau et de la structure des rémunérations respectifs de leurs affiliés.

Le montant de la contribution exceptionnelle due à la CNAV s'élève à 7 649 millions d'euros; 40% de cette somme seront versés en 2005, soit 3 060 millions d'euros correspondant à 249 millions d'euros à charge de Gaz de France. Le solde de cette contribution exceptionnelle, payé sur 20 ans à compter de 2005 sera financé par les contributions tarifaires perçues sur les prestations de transport et de distribution d'électricité et de gaz naturel (cf. 1.4).

Le montant de la contribution exceptionnelle due au titre des régimes de retraites complémentaires est destiné à couvrir les réserves et le fonds de gestion de ces régimes. Il s'élève à 798 millions d'euros. 90% seront versés en 2005, soit 718 millions d'euros correspondant à 137 millions d'euros pour Gaz de France. Le solde sera versé en 2006.

Une clause de revoyure unique a été intégrée aux conventions signées avec les régimes de retraites complémentaires (AGIRC et ARRCO). Elle interviendra en 2010 et portera sur l'évolution de la masse salariale effective des IEG sur la période 2005-2010. Elle pourrait conduire soit à une majoration des droits repris par ces régimes de droit commun, soit au versement par la CNIEG d'une contribution plafonnée à 907 millions d'euros, soit 30 millions d'euros pour Gaz de France.

1.3. Les droits spécifiques du régime spécial d'assurance vieillesse des IEG

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.

La loi du 9 août 2004 précitée 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*").

Le poids relatif de Gaz de France au sein des IEG déterminé par décret est de 17,13% sur base des masses salariales 2004 estimées de l'ensemble des entreprises des IEG. Il fera l'objet d'un ajustement sur base des masses salariales 2004 définitives. Les *droits spécifiques passés* afférents à Gaz de France sont répartis par décret à 81% pour les *droits spécifiques passés régulés* (dont 15,7% pour les activités de transport de gaz et 65,3% pour les activités de distribution de gaz) et à 19,0% pour les *droits spécifiques passés non régulés*.

1.4. La contribution tarifaire sur les prestations de transport et de distribution d'électricité et de gaz naturel (CTA)

La loi du 9 août a institué au profit de la CNIEG une contribution tarifaire sur chacune des prestations de transport et de distribution d'électricité et de gaz naturel (CTA). Chaque CTA finance les *droits spécifiques passés régulés* qui lui sont propres. Elle finance également sa part respective de la contribution exceptionnelle définie dans la convention avec la CNAV et, le cas échéant, de la contribution exceptionnelle relative à la clause de revoyure intégrée aux conventions avec les régimes de retraites complémentaires.

Les taux de contribution tarifaire sont périodiquement fixés par les ministres chargés de l'énergie, du budget et de la sécurité sociale après avis de la CRE.

Ces contributions tarifaires qui seront pour l'essentiel collectées par les fournisseurs de gaz et d'électricité auront comme corollaire une baisse des tarifs d'acheminement du gaz et de l'électricité, afin d'assurer la neutralité tarifaire pour les clients finals.

1.5. Les droits spécifiques non financés par la CTA

Les *droits spécifiques passés non régulés* sont financés par les entreprises des IEG dans les proportions définies par décret. Les engagements de retraite indiqués au paragraphe 5 ci-dessous comprennent l'intégralité des *droits spécifiques passés non régulés* alloués à Gaz de France.

Les droits spécifiques du régime constitués à compter du 1^{er} janvier 2005 seront intégralement financés par les entreprises des IEG proportionnellement à leurs poids respectifs en termes de masse salariale au sein de la branche des IEG.

1.6. La garantie de l'Etat

Concernant les *droits spécifiques passés*, la CNIEG bénéficie en dernier recours d'une garantie de l'Etat.

1.7. Les obligations financières de Gaz de France à compter du 1er janvier 2005

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 Gaz de France 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 financée 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. Mode de calcul des engagements de retraite

Les engagements sont déterminés selon une méthode actuarielle, appliquée à l'ensemble du personnel relevant des Industries IEG.

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 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 sur un taux de rotation résultant de l'observation statistique du comportement des agents des IEG;
- les reversions de pensions, dont l'évaluation associe la probabilité de survie de l'agent et de son conjoint, et le taux de matrimonialité relevé sur la population des agents des IEG.

Le mode de calcul des engagements est le suivant:

- ils sont évalués sur la base des droits validés à la date du calcul, tant auprès du régime des IEG que des régimes de droit commun;
- ils sont affichés avant déduction de la part financée par les cotisations salariales;
- ils sont déterminés pour l'ensemble des agents, actifs et retraités, relevant du régime des IEG.

Le taux d'actualisation utilisé au 31 décembre 2004 est de 4,5% (taux brut).

3. Synthèse des engagements

Au bilan d'ouverture IFRS au 1^{er} janvier 2004, est provisionnée l'intégralité des provisions pour retraites qui sont déclarées en engagements hors bilan en référentiel français (12 911 millions d'euros) ainsi que la quote-part de Gaz de France dans les frais de gestion de la CNIIEG (122 millions d'euros) et un ajustement au titre des départs dérogatoires (31 millions d'euros), soit un total de 13 064 millions d'euros.

Le tableau 1.B. explique la variation des engagements pré-réforme entre le 1^{er} janvier 2004 (13 064 millions d'euros) et le 31 décembre 2004 (14 983 millions d'euros).

Au 31 décembre 2004, à l'issue de la réforme, les engagements sont de 1 784 million d'euros (tableau 1.C). En application de la loi du 9 août 2004, les effets de la réforme sont comptabilisés en capitaux propres (tableau 1.E).

L'entreprise a constitué des actifs de couverture dont la juste valeur au 31 décembre 2004 est de 1 827 million d'euros (tableau 1.D). Il en résulte, au 31 décembre 2004, une provision de 60 millions d'euros, pour la part des engagements de retraite non couverts par les fonds externalisés et un actif de "sur-couverture" de 103 millions d'euros (tableau 1.G).

4. Tableaux détaillés

◆ 1.A - Principales hypothèses actuarielles

Retraites maison-mère	2004
Taux d'actualisation	4,5%
Taux de rendement escompté des actifs de couverture	4,7%

◆ 1.B - Variation de la valeur actualisée de l'obligation pré-réforme entre le 1^{er} janvier et le 31 décembre 2004

Pré-réforme (en millions d'euros)	Retraites maison- mère
Valeur actualisée de l'obligation à l'ouverture	13 064
Coût des services rendus de la période	202
Charge d'intérêt sur obligation	666
Pertes et gains actuariels générés sur l'obligation	1 521
Prestations payées pour l'ensemble des régimes (financés ou non)	(470)
Valeur actualisée de l'obligation à la clôture	14 983

◆ **1. C - Variation au 31 décembre 2004 entre l'engagement de retraite pré-réforme et post-réforme**

(en millions d'euros)

Valeur actualisée de l'obligation à la clôture <u>pré-réforme</u>	14 983
. Adossement CNAV	(5 738)
. Adossement AGIRC/ARRCO	(3 086)
. CTA	(5 182)
. Autres	391
Valeur actualisée de l'engagement Retraite à la clôture post-réforme	1 368
Contributions exceptionnelles, forfaitaires et libératoires dues	
. à la CNAV	249
. à l'AGIRC et à l'ARRCO	137
. Montant plafond au titre de la clause de revoyure (AGIRC et ARRCO)	30
Valeur actualisée de l'obligation à la clôture <u>post-réforme</u>	1 784

◆ **1. D - Variation de la juste valeur des actifs du régime**

(en millions d'euros)

	Retraites maison-mère
Juste valeur des actifs de couverture à l'ouverture	1 588
Rendement attendu des actifs	74
Primes nettes de frais de gestion	210
Pertes et gains actuariels générés sur les actifs	12
Prestations payées par les actifs de couverture	(57)
Autres	
Juste valeur des actifs de couverture à la clôture	1 827

Information relative au rendement des actifs

	2004
Rendement réel des actifs de couverture	5,4%

◆ **1.E - Détermination des montants comptabilisés au bilan et au compte de résultat**

Retraites maison-mère	Passifs (1)	Actifs (2)	Actifs Passifs nets (1 - 2)
(en millions d'euros)			
A l'ouverture <u>pré-réforme</u>	13 064	1 588	11 476
Charges ou produits de l'exercice	868	74	794
Cotisations versées aux fonds pour la part des régimes financés		210	(210)
Prestations versées pour la part des régimes non financés	(470)	(57)	(413)
Ecart actuariels	139	12	127
Effet de la réforme	(11 817)		(11 817)
A la clôture <u>post-réforme</u>	1 784	1 827	(43)

Les écarts actuariels (+127 millions d'euros) et l'effet de la réforme (-11 817 millions d'euros) sont comptabilisés en capitaux propres.

◆ **1. F - Composante de la charge annuelle pré-réforme**

Composante de la charge annuelle pré-réforme (en millions d'euros)	Retraites maison-mère
Coût des services rendus de l'exercice	202
Charges d'intérêt sur obligation	666
Rendement attendu des actifs de couverture	(74)
Charge annuelle totale <u>pré-réforme</u>	794

◆ 1. G - Rapprochement des actifs et passifs comptabilisés

Les montants comptabilisés au bilan sont les suivants:

Post-réforme (en millions d'euros)	Retraites maison-mère
Valeur actualisée de l'obligation à la clôture totalement ou partiellement financée	1 724
Valeur actualisée de l'obligation à la clôture non financée	60
Juste valeur des actifs de couverture	(1 827)
Total	(43)
Montant de la provision	60
Montant reconnu à l'actif ⁽¹⁾	103

⁽¹⁾ Ce montant fait partie du poste "Autres débiteurs".

Note 10 - 2 Autres engagements envers le personnel

2.1. Autres engagements postérieurs à l'emploi et engagements long terme envers le personnel de Gaz de France

Les autres avantages consentis aux actifs et aux inactifs sont les suivants:

- **Avantages à long terme:**
 - o les rentes d'accidents du travail et de maladies professionnelles;
 - o les rentes d'invalidité;
 - o les médailles du travail.
- **Avantages postérieurs à l'emploi:**
 - o l'avantage en nature énergie;
 - o les indemnités de fin de carrière;
 - o les congés exceptionnels de fin de carrière;
 - o les indemnités de secours immédiat;
 - o les indemnités compensatrices de fin d'études;
 - o le complément de solidarité.

Le taux d'actualisation utilisé pour le calcul des engagements diffère selon la maturité des engagements. A l'exception des engagements relatifs au complément de solidarité et aux indemnités de secours immédiat évalués sur la base d'un taux d'actualisation nominal de 4,5% (compte tenu d'une hypothèse d'inflation de 2%), les autres engagements ont été évalués sur la base d'un taux d'actualisation nominal de 4%, compte tenu de la même hypothèse d'inflation.

- **Couverture maladie**

Au sein des industries électriques et gazières, la couverture maladie des actifs et des retraités est assurée, à titre obligatoire, par un régime spécial de sécurité sociale offrant:

- o les prestations de base du régime général;
- o des prestations complémentaires.

Dans le cadre de la réglementation en vigueur jusqu'à début 2005, les entreprises de la branche contribuaient au financement de ce régime à parité avec les assurés, tant pour les personnels actifs que pour les retraités.

- **La réforme**

Des dispositions réglementaires ont été prises en février 2005 pour adapter le financement du régime, conduisant à :

- o la création de deux sections comptables (actifs/retraités), équilibrées de manière séparée, avec maintien de la solidarité des salariés actifs envers les retraités, grâce à une cotisation spécifique, acquittée par les seuls salariés et dont le taux est figé;
- o la suppression de toute participation des entreprises au financement de la section des retraités; les employeurs supportent désormais 65% des cotisations destinées au financement des charges maladie des agents en activité.

- **Mode de calcul des engagements**

Au 1^{er} janvier 2004, les caractéristiques du régime nécessiteraient un calcul des engagements sur la base des prestations servies. En l'absence de séparation comptable entre les deux sections relatives aux actifs et aux retraités, cet engagement ne peut être évalué. Il en est de même au 31 décembre 2004.

Du fait de la réforme du financement du régime, l'entreprise n'a plus d'engagement au titre des avantages postérieurs à l'emploi à la date d'arrêté des comptes 2004 par le conseil d'administration.

- **Contrats d'assurance**

Les engagements au titre des indemnités de fin de carrière sont entièrement couverts par des fonds externalisés.

2.2 Engagements envers le personnel des filiales

Description des régimes d'avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages long terme

Les principaux régimes d'avantages postérieurs à l'emploi et autres régimes long terme dans les filiales françaises et étrangères du Groupe sont les suivants :

En France, outre les régimes d'indemnités de fin de carrière décrits dans les différentes conventions collectives applicables par les filiales, il existe pour une filiale un régime de retraite à prestations définies servant une pension basée sur le salaire de fin de carrière et sur l'ancienneté du salarié dans la société.

En Allemagne, les différentes filiales ont mis en place tout ou partie des régimes suivants: régimes de retraite à prestations définies, régimes de pré-retraites, gratifications pour ancienneté, avantages en nature et promesses individuelles de retraite.

Le personnel des filiales du Groupe aux Pays-Bas et en Norvège bénéficie d'un régime de retraite à prestations définies.

En Italie, les salariés ont droit au TFR (*Trattamento di Fine Rapporto*), lorsque leur contrat de travail prend fin, notamment en cas de départ à la retraite.

En Slovaquie, les filiales ont mis en place à la fois un régime d'indemnité de fin de carrière et un régime de gratifications pour ancienneté dans l'entreprise.

Evaluation des engagements de retraite et autres avantages long terme

Les engagements de passif social relatifs à ces différents régimes ont été évalués par différents cabinets d'actuaire indépendants selon les pays sur la base des méthodes et principes décrits dans la norme IAS19.

Fonds externalisés

Certaines filiales, notamment aux Pays-Bas et en Norvège couvrent leurs engagements de retraite à prestations définies par des fonds externalisés auprès d'assureurs. Il en est de même pour certains régimes de retraites et d'indemnités de fin de carrière dans les filiales en France.

Ces fonds sont alimentés par des cotisations versées par l'entreprise et, dans certains cas, par les salariés

◆ 2.A - Principales hypothèses actuarielles retenues pour l'évaluation des engagements

Les hypothèses de mortalité, de rotation, d'augmentation de salaire, d'actualisation financière et de rendement des fonds ont été fixées en fonction des situations économiques et démographiques propres à chaque pays.

2004

Taux d'actualisation

◆ Zone euro	4,5%
Taux de rendement escompté des actifs de couverture	Entre 4 % et 6% suivant les pays

◆ 2.B - Variation de la valeur actualisée de l'obligation

(en millions d'euros)

	Autres avantages postérieurs à l'emploi	Avantages long terme
Valeur actualisée de l'obligation à l'ouverture	771	212
Coût des services rendus de la période	16	60
Charge d'intérêt sur obligation	39	13
Pertes et gains actuariels générés sur l'obligation	111	3
Prestations payées pour l'ensemble des régimes (financés ou non)	(35)	(38)
Valeur actualisée de l'obligation à la clôture	902	250

◆ 2.C - Variation de la juste valeur des actifs du régime

(en millions d'euros)

	Autres avantages postérieurs à l'emploi
Juste valeur des actifs de couverture à l'ouverture	143
Rendement attendu des actifs	8
Primes nettes de frais de gestion	12
Pertes et gains actuariels générés sur les actifs	5
Prestations payées par les actifs de couverture	(14)
Juste valeur des actifs de couverture à la clôture	154

Information relative au rendement des actifs

2004

Rendement réel des actifs de couverture	Entre 4% et 9% suivant les pays
---	---------------------------------

◆ 2.D - Détermination des montants comptabilisés au bilan et au compte de résultat

(en millions d'euros)

	Passifs (1)	Actifs (2)	Actifs Passifs nets (1 - 2)
A l'ouverture	983	143	840
Charges ou produits de l'exercice	128	8	120
Cotisations versées aux fonds pour la part des régimes financés	-	12	(12)
Prestations versées pour la part des régimes non financés	(73)	(14)	(59)
Ecart actuariels	114	5	109
A la clôture	1 152	154	998

◆ **2.E - Composante de la charge annuelle**

Composante de la charge annuelle

<i>(en millions d'euros)</i>	Autres avantages postérieurs à l'emploi	Avantages long terme
Coût des services rendus de l'exercice	16	60
Charges d'intérêt sur obligation	39	13
Rendement attendu des actifs de couverture	(8)	
Pertes et gains actuariels comptabilisés		
Coût des services passés comptabilisés		
Effet d'une réduction ou liquidation de régime		
Coût des régimes à prestations définies	47	73

◆ **2.F - Rapprochement des actifs et passifs comptabilisés**

Les montants comptabilisés au bilan sont les suivants:

<i>(en millions d'euros)</i>	Autres avantages postérieurs à l'emploi	Avantages long terme
Valeur actualisée de l'obligation à la clôture totalement ou partiellement financée	159	0
Valeur actualisée de l'obligation à la clôture non financée	743	250
Juste valeur des actifs de couverture	(154)	
Montant de la provision	748	250

Note 11 - Informations par secteur d'activité

(en millions d'euros)

Groupe Gaz de France	Pôle Fourniture d'Énergie et de Services	Pôle Infrastructures	Autres	Non alloué	Eliminations	Total
Produits des activités ordinaires	16 096	6 723	29	858	(5 965)	17 741
Excédent Brut Opérationnel	1 002	3 403	47	46	-	4 498
Résultat opérationnel	557	1 962	11	(12)	-	2 518
Écarts d'acquisition, autres Immobilisations incorporelles et Immobilisations corporelles	3 788	19 551	573	95	-	24 007
Pôle Fourniture d'Énergie et de Services	Exploration-Production	Achat-Vente d'Énergie	Services	Eliminations	Total	
Produits des activités ordinaires	968	13 999	1 439	(310)	16 096	
Excédent Brut Opérationnel	625	283	94	-	1 002	
Résultat opérationnel	241	263	53	-	557	
Écarts d'acquisition, autres Immobilisations incorporelles et Immobilisations corporelles	2 707	472	609	-	3 788	
Pôle Infrastructures	Transport-Stockage France	Distribution France	Transport-Distribution International	Eliminations	Total	
Produits des activités ordinaires	2 179	3 143	1 424	(23)	6 723	
Excédent Brut Opérationnel	1 353	1 645	405	-	3 403	
Résultat opérationnel	986	668	308	-	1 962	
Écarts d'acquisition, autres Immobilisations incorporelles et Immobilisations corporelles	7 202	9 324	3 025	-	19 551	

Note 12 - Informations par zone géographique

31 décembre 2004	France	Europe hors France	Zone ALENA	Reste du monde	Eliminations	Consolidé
Produits des activités ordinaires	14 457	3 845	173	10	(744)	17 741
Excédent brut opérationnel	3 459	987	50	2	-	4 498
Résultat opérationnel	1 985	475	57	1	-	2 518
Écarts d'acquisition, autres Immobilisations incorporelles et Immobilisations corporelles	18 058	5 510	426	13	-	24 007

Note 13 - Principaux cours de conversion

Les principaux taux de change appliqués en 2004 hors zone euro sont les suivants:

Devises/EURO <i>(en millions d'euros)</i>	2004 Taux moyen	2004 Taux de clôture
USD Dollar américain	1.243900	1.362100
CAD Dollar canadien	1.616750	1.641600
HUF Forint hongrois	251.656100	245.970000
CHF Franc suisse	1.543820	1.542900
SKK Couronne slovaque	40.021817	38.745000
GBP Livre anglaise	0.678659	0.705050
UYU Peso uruguayen	35.587958	35.880600
MXN Peso mexicain	14.042150	15.180600
CAD9 Dollar canadien 09	1.612940	1.574000
NOK Couronne norvégienne	8.369737	8.236500
ARS Peso argentin	3.662281	4.050600

D - TABLEAUX DE PASSAGE DES ETATS FINANCIERS 2004 - NORMES FRANCAISES AUX ETATS FINANCIERS 2004 RETRAITES IFRS

1. Tableau de rapprochement du bilan consolidé au 31 décembre 2004: Normes françaises CRC - Normes IFRS

Bilan ACTIF	Note	IFRS								Données comparatives	
		CRC	IFRS								
Référentiel CRC 99-02		Soldes		IAS 16	IAS 38	IAS 36	Divers	IAS 12	Total	Soldes	
		31-déc-04	Reclassements	Immobilisations corporelles	Immobilisations incorporelles	Dépréciations d'actifs		Impôt	Retraitements	31-déc-04	Bilan IFRS ACTIF
ACTIF IMMOBILISE											ACTIFS NON COURANTS
Ecart d'acquisition		997	335		68	(51)	54		406	1 403	Ecart d'acquisition et autres immobilisations incorporelles
Autres immobilisations incorporelles		372	(372)						(372)		
Immobilisations corporelles hors concession		11 507	(145)	1 300		(95)	(10)		1 049	12 556	Immobilisations corporelles hors concession
Immobilisations corporelles en concession		8 071								8 071	Immobilisations corporelles en concession
Immobilisations en cours		1 985	(7)				(1)		(8)	1 977	Immobilisations en cours
Titres mis en équivalence		442	(93)		2		41	(7)	(57)	385	Participations mises en équivalence
Autres immobilisations financières		1 090	441	(460)		38			19	19	Actifs d'impôts différés non courants
Placements du secteur financier		257	21				33		54	1 144	Actifs financiers non courants
			2						2	259	Placements du secteur financier
TOTAL ACTIF IMMOBILISE		24 721	182	840	70	(109)	117	(7)	1 093	25 814	TOTAL ACTIFS NON COURANTS
ACTIF CIRCULANT											ACTIFS COURANTS
Stocks et en-cours		1 022	(115)						(115)	907	Stocks et en-cours
Créances											Créances
Créances clients et comptes rattachés		5 155	3				(22)		(19)	5 136	Créances clients et comptes rattachés
Autres		1 302	(54)				100	(34)	12	1 314	Autres débiteurs
Actifs circulants du secteur financier		440								440	Actifs circulants du secteur financier
Valeurs mobilières de placement											Disponibilités et équivalents de disponibilités
Disponibilités		285 582	571 (582)				(37)		534 (582)	819 402	Disponibilités
			402						402	402	Actifs détenus en vue de la vente
TOTAL ACTIF CIRCULANT		8 786	225				41	(34)	232	9 018	TOTAL ACTIFS COURANTS
TOTAL ACTIF		33 507	407	840	70	(109)	158	(41)	1 325	34 832	TOTAL ACTIF

Bilan Passif Référentiel CRC 99-02	CRC		IFRS					Données comparatives			
	Note	Soldes 31-déc-04	Reclassements	IFRS 3 Regroupement d'entreprises	IAS 37 Provisions	IAS 19 Avantages au personnel	Divers	IAS 12 Impôt	Total Retraitements	Soldes 31-déc-04	Bilan IFRS - PASSIF
CAPITAUX PROPRES-Part du Groupe											CAPITAUX PROPRES-Part du Groupe
Capital		903								903	Capital
Réserves et résultat consolidés		9 553	(129)				7 639 (7 420)	7 510 (7 420)	17 063 (7 420)	17 063 (7 420)	Réserves et résultats consolidés Réserves de première application Réserves d'écart de juste valeur Ecart de conversion et autres
Autres		(79)	129				54	183	104	104	
TOTAL CAPITAUX PROPRES-Part du Groupe		10 377						273	10 650	10 650	TOTAL CAPITAUX PROPRES-Part du Groupe
INTERETS MINORITAIRES		216					(4)	(4)	212	212	INTERETS MINORITAIRES
TOTAL FONDS PROPRES		10 593						269	10 862	10 862	TOTAL FONDS PROPRES
AUTRES FONDS PROPRES											PASSIFS NON COURANTS
Contrevaieur des biens mis dans la concession – Droits en nature des concédants		3 810	3 453					3 453	7 263	7 263	Passifs liés aux concessions
Titres participatifs		485	(485)					(485)			
TOTAL AUTRES FONDS PROPRES		4 295									
PROVISIONS POUR RISQUES ET CHARGES		7 698	(7 698)					(7 698)			
			541			526		1 067	1 067	1 067	Provision pour avantages au personnel
			1 864	(41)	(105)			1 717	1 717	1 717	Provisions (part long terme)
			2 030		39	(179)	417	2 307	2 307	2 307	Passifs d'impôts différés
DETTES											
Dettes financières		4 793	485 (966) 275					485 (944) 275	485 3 849 275	485 3 849 275	Titres participatifs Dettes financières (part long terme) Dettes du secteur financier (part long terme)
			(502)	(41)	(66)	347	439	177	16 963	16 963	TOTAL PASSIFS NON COURANTS
											PASSIFS COURANTS
			276					276	276	276	Provisions (part court terme)
			380				(3)	377	377	377	Dettes au personnel (part court terme)
			964				7	971	971	971	Dettes financières (part court terme)
Dettes fournisseurs et comptes rattachés		1 889	(39)				(2)	(41)	1 848	1 848	Dettes fournisseurs et comptes rattachés
Dettes fiscales et sociales		1 472	(408)				(1)	(409)	1 063	1 063	Dettes d'impôts
Autres dettes		1 931	(18)				(30)	(48)	1 883	1 883	Autres dettes
Dettes du secteur financier		836	(286) 39					(286) 39	550 39	550 39	Dettes du secteur financier (part court terme) Passifs liés aux actifs destinés à être cédés
TOTAL DETTES		10 921	908				(29)	879	7 007	7 007	TOTAL PASSIFS COURANTS
TOTAL PASSIF		33 507	407	(41)	(66)	347	679	1 325	34 832	34 832	TOTAL PASSIF

2. Tableau de rapprochement du compte de résultat consolidé de l'exercice 2004: Normes françaises CRC - Normes IFRS

Compte de résultat Référentiel CRC 99-02	CRC		IFRS								Données comparatives					
	Note	Soldes 31.déc.04	Reclassements	IAS 16 Immobilisations corporelles	IAS 38 Immobilisations incorporelles	IAS 36 Dépréciations d'actifs	IFRS 3 Regroupement d'entreprises	IAS 37 Provisions	IAS 19 Avantages au personnel	SIC 33 Variations de % d'intérêts	IAS 12 Impôt Divers	Total Retraitements	Soldes 31.déc.04	Compte de résultat IFRS		
Chiffre d'affaires		18 129	(18 129) 15 497 2 281 35									(18 129) 15 497 2 209 35	15 497 35	Ventes de biens Ventes de service Produits des activités du secteur financier		
Production		18 129	(316)									(72)	(388)	17 741	Produits des activités ordinaires	
Production immobilisée		345	(1)										(1)	344	Production stockée et immobilisée	
Consommations externes		(11 916)	533									16	549	(11 367)	Consommations externes	
Valeur ajoutée		6 558														
Charges de personnel		(2 220)	383						(172)			11	222	(1 998)	Charges de personnel	
Impôts, taxes et versements assimilés		(245)	245										245			
Excédent brut d'exploitation		4 093	325 (581)				32						357 (579)	357 (579)	Autres produits Autres charges	
Dotations aux amortissements et aux provisions (nettes des reprises et transferts de charges)		(2 448)	222	260		(23)		9				1	468	(1 980)	Amortissements et provisions	
Autres charges et produits d'exploitation		(47)	47										47			
Résultat d'exploitation		1 598												2 518	Résultat opérationnel avant éléments financiers	
Résultat financier		(34)	34										34			
			3										3	3	Produits de trésorerie et équivalents de trésorerie	
			(153)									(1)	(154)	(154)	Coût de l'endettement financier brut	
														(151)	Coût de l'endettement financier net	
Résultat courant des entreprises intégrées		1 564	402 (1 126)										(7)	402 (1 133)	Autres produits financiers Autres charges financières	
			95									17	14	125	125	Quote-part du résultat net des sociétés mises en équivalence
Produits et charges exceptionnels		17	(17)											(17)		
Impôts sur les résultats		(509)	(4)	(85)		(30)		(6)	59		74	9	17	(492)	Impôts sur les résultats	
Résultat net des entreprises intégrées		1 072														
Quote-part dans les résultats des sociétés mises en équivalence		92	(92)											(92)		
Dotations aux amortissements des écarts d'acquisition		(59)			59									59		
Résultat consolidé du Groupe		1 105		174	59	(52)	32	2	(113)	9	74	(20)	165	1 269	Résultat net consolidé du Groupe	
RESULTAT CONSOLIDE – PART DU GROUPE		1 046														
Résultat consolidé – Part des minoritaires		59	2									(21)	(19)	40 1 229	Intérêts minoritaires RESULTAT NET CONSOLIDE – Part du Groupe	

3. Principaux retraitements du tableau des flux financiers de trésorerie 2004

Excédent de trésorerie opérationnel

- *Résultat opérationnel*: le tableau des flux de trésorerie IFRS Groupe est établi selon la méthode indirecte, à partir du résultat opérationnel; dans le précédent référentiel, le tableau était établi à partir du résultat net. Les ajustements ultérieurs des charges et produits n'entraînant pas de flux de trésorerie dans le tableau IFRS incluent ainsi l'impôt payé (-705 millions d'euros) et excluent l'annulation des résultats des sociétés mises en équivalence présentés en référentiel CRC;
- *Amortissements, dépréciations des actifs long terme et provisions*: cet agrégat, commun aux deux référentiels, est inférieur de 430 millions d'euros dans le tableau IFRS, principalement sous l'effet des retraitements des amortissements consécutifs aux changements de durée d'utilité des immobilisations (-257 millions d'euros) et de l'annulation en comptes IFRS des dotations aux amortissements des écarts d'acquisition et des reprises d'écarts d'acquisition négatifs enregistrés en référentiel CRC (-64 millions d'euros). A ces écarts, il convient d'ajouter également les ajustements nécessaires en référentiel CRC (méthode indirecte à partir du résultat net), mais absents en référentiel IFRS (méthode indirecte à partir du résultat opérationnel) comme notamment la désactualisation des provisions long terme (-211 millions d'euros) et les reprises de provisions financières (+120 millions d'euros);
- *Autres ajustements*: ce poste comprend les dividendes reçus de sociétés mises en équivalence (135 millions d'euros). Ce poste est inférieur de 318 millions d'euros dans le tableau IFRS: les principales divergences avec l'agrégat "autres mouvements" du précédent référentiel concernent essentiellement les charges liées aux retraites n'entraînant pas de flux de trésorerie (+222 millions d'euros, dont 172 millions d'euros d'ajustement du résultat 2004 entre les deux référentiels) classées dans l'agrégat "amortissements et provisions" en référentiel CRC, le retraitement des impôts différés (non nécessaire en référentiel IFRS) pour +96 millions d'euros, compensées par les flux non monétaires liés à la désactualisation des avantages au personnel et au rendement attendu des actifs de couverture (effet net de -626 millions d'euros);
- *Variation du besoin en fonds de roulement*: la principale différence entre les deux référentiels est liée au reclassement dans le tableau IFRS de l'impôt payé sur une ligne à part (+114 millions d'euros).

Investissements nets et assimilés

- *Réduction des immobilisations financières*: la variation observée entre les deux référentiels (+37 millions d'euros) est imputable au reclassement en actifs non courants des valeurs mobilières auparavant maintenues en actifs circulants;
- *Intérêts reçus*: ce poste correspond aux intérêts perçus au titre des investissements suivis; la méthode indirecte à partir du résultat opérationnel impose d'ajuster le tableau des flux monétaires liés à ces intérêts;
- *Dividendes reçus*: ce poste comprend les dividendes reçus des participations non consolidées.

Financement

- *Dividendes versés*: la divergence avec les dividendes versés dans le précédent référentiel est liée au changement de méthode de consolidation de la société GTT;
- *Intérêts payés de nature financière*: ce poste regroupe les intérêts en lien avec la dette. Le tableau des flux de trésorerie IFRS étant construit à partir du résultat opérationnel, soit un solde excluant l'effet du coût de l'endettement financier, un retraitement au titre des intérêts payés est nécessaire ici.

4. Tableau de rapprochement des capitaux propres au 1^{er} janvier 2004: Normes françaises CRC - Normes IFRS

		Capitaux propres – Part du Groupe					Intérêts mino- ritaires	TOTAL Capitaux propres
Note	Capital	Ecart de conversion	Réserves	Résultat	Total – Part du Groupe			
Capitaux propres - Part du Groupe au 1^{er} janvier 2004 (CRC)		903	(129)	7 903	910	9 587	269	9 856
Retraitements								
Ecarts d'acquisition								
	. Conversion des écarts d'acquisition en devises	I.1	IAS 21	14		14		14
	. Annulation des amortissements des écarts d'acquisition		IAS 38					
Immobilisations								
	. Approche par composants	II.1	IAS 16	(9)		(9)		(9)
	. Modification des durées d'amortissement	II.1	IAS 16	1 031		1 031		1 031
	. Résultat des tests de dépréciation	II.3	IAS 36	(124)		(124)		(124)
	. Divers			(6)		(6)		(6)
	Provisions pour avantages au personnel	III.3	IAS 19	(11 847)		(11 847)		(11 847)
Autres provisions								
	. Annulation des provisions ne répondant pas à la norme IAS 37	III.1	IAS 37	66		66		66
	. Actualisation des provisions long terme	III.2	IAS 37	55		55		55
	. Annulation écarts d'acquisition négatifs/reprises	III.4	IAS 22	15		15		15
Impôts différés								
	. Sur immobilisations	IV.1		(296)		(296)		(296)
	. Sur provisions (y compris pour avantages au personnel)	IV.2		4 157		4 157		4 157
	. Désactualisation des impôts différés	IV.3	IAS 12	(481)		(481)		(481)
	. Autres impôts différés	IV.2	IAS 12	(10)		(10)		(10)
	Variation de pourcentage d'intérêt	V.	SIC 33	28		28		28
	Divers	VI.		(14)		(14)	(15)	(29)
	Total retraitements			(7 421)		(7 421)	(15)	(7 436)
	Neutralisation des écarts de conversion			129				(129)
Capitaux propres - Part du Groupe au 1^{er} janvier 2004 (IFRS)		903	0	353	910	2 166	254	2 420

5. Tableau de rapprochement des capitaux propres au 31 décembre 2004: Normes françaises CRC - Normes IFRS

	Norme	Capitaux propres – part du Groupe				Intérêts minoritaires	TOTAL Capitaux propres	
		Capital	Ecarts de conversion	Réserves	Résultat			Total – Part du Groupe
Capitaux propres au 31 décembre 2004 CRC		903	(67)	8 495	1 046	10 377	216	10 593
Retraitements								
Ecarts d'acquisition								
. Conversion des écarts d'acquisition en devises	IAS 21		40			40		40
. Annulation des amortissements des écarts d'acquisition	IAS 38				69	69		69
Immobilisations								
. Approche par composants	IAS 16				(9)	(9)		-9
. Modification des durées d'amortissement	IAS 16				256	256		256
. Résultat des tests de dépréciation	IAS 36				(23)	(23)		(23)
. Divers					8	8		8
Provisions pour avantages au personnel	IAS 19			53	(172)	(119)		(119)
Autres provisions								
. Annulation des provisions ne répondant pas à la norme IAS 37	IAS 37				(13)	(13)		(13)
. Actualisation des provisions long terme	IAS 37				24	24		24
. Annulation écarts d'acquisition négatifs/reprises	IAS 22				31	31		31
Impôts différés								
. Sur immobilisations					(115)	(115)		(115)
. Sur provisions (y compris pour avantages au personnel)					53	53		53
. Désactualisation des impôts différés	IAS 12				117	117		117
. Autres impôts différés	IAS 12				(45)	(45)		(45)
Variation de pourcentage d'intérêt	SIC 33				5	5		5
Divers				(3)	(3)	(6)	(4)	(10)
Total retraitements			40	50	183	273	(4)	269
Neutralisation des écarts de conversion			129	(129)				
Capitaux propres - Part du Groupe au 31 décembre 2004 (IFRS)		903	102	8 416	1 229	10 650	212	10 862

6. Engagement de retraites – Rapprochement des capitaux propres 1^{er} janvier 2004 Normes françaises – 31 décembre 2004 post-réforme IFRS

	Situation au 1 ^{er} janvier 2004 CRC a	Ajustements b	Situation au 1 ^{er} janvier 2004 IFRS a+b=c	Mouvements Exercice 2004 d	Situation au 31 décembre 2004 IFRS Pré-réforme c+d=e	Impact Réforme f	Situation au 31 décembre 2004 IFRS Post- réforme e+ f=g
Capitaux Propres	9 587	(7 322)	2 265	(1 216)	1 049	8 655	9 704
Provision constituée	137	12 927	13 064	1 919	14 983	(13 199) ⁽¹⁾	1 784
dont couvert par les actifs (I)	137	12 856	12 993	1 930	14 923	(13 199) ⁽¹⁾	1 724
dont non couvert par les actifs	0	71	71	(11)	60	0	60
Actif de couverture (II)	0	1 588	1 588	239	1 827	0	1 827
Provision nette des actifs (I - II)	137	11 268	11 405	1 691	13 096	(13 199)⁽¹⁾	(103)
Impôt Différé Actif (A)	49	4 580	4 629	530	5 159	(4 544)	615
Impôt Différé Passif (B)	0	563	563	66	629	0	629
Impôts Différés Nets (A-B)	49	4 017	4 066	464	4 530	(4 544)	(14)

(1) Ce montant inclut 1 382 millions d'euros d'écarts actuariels.

E. ELEMENTS PRO-FORMA DE COMPTE DE RESULTAT 2004 POST-REFORME DU FINANCEMENT DES RETRAITES (NON AUDITES)

1/ Principes retenus

Afin de pouvoir comparer les comptes de résultat des exercices 2004 et 2005, il est nécessaire de détailler les impacts de la réforme du financement des retraites sur les différentes rubriques du compte de résultat.

L'exercice d'établissement d'un compte de résultat *pro-forma* nécessite de prendre un certain nombre d'hypothèses de manière à simuler les impacts qu'aurait eu la réforme du financement du régime des retraites si celle-ci était intervenue à effet du 1^{er} janvier 2004.

Les hypothèses retenues sont les suivantes:

- la clé de répartition à utiliser entre les entreprises est la clé " masse salariale " établie au 31 décembre 2003, l'impact de l'évolution de cette clé entre le début et la fin de l'exercice est compris dans les écarts actuariels;
- le taux d'actualisation retenu pour déterminer la charge de désactualisation au titre de l'exercice 2004 est celui utilisé au 31 décembre 2003 pour calculer les engagements de retraite à cette date, soit un taux nominal de 5%;
- le montant de la contribution tarifaire pris en compte est déterminé sur la base d'un calcul global de CTA venant en déduction du chiffre d'affaires de Gaz de France ;
- le produit correspondant au rendement attendu des fonds externalisés tient compte des anticipations de rendement de ces actifs au 1^{er} janvier 2004 compte tenu de leur composition observée à cette même date;
- la détermination du coût des services rendus correspond à l'augmentation sur 2004 de l'engagement au titre des droits spécifiques futurs;
- il est tenu compte dans les charges de l'exercice 2004 de la prime de 4,5% accordée par l'entreprise en 2005 pour compenser les hausses de cotisations sociales des salariés induites par la réforme.

2/ Impact chiffré – présentation schématique

2.1 Charges et produits réels 2004 pré-réforme – normes françaises CRC

Dans le compte de résultat consolidé 2004 publié sont inclus les montants suivants:

(en millions d'euros)

⇨ Frais de personnel	Charge correspondant au TMG (Part Retraite)	(470)	
⇨ Frais de personnel	Retour des fonds externalisés	57	Remboursements reçus
⇨ Consommations externes	Fonds externalisés (versements)	(210)	Versements effectués
⇨ Impôt	Impôt exigible correspondant	221	$(470 + 210 - 57) * \text{taux IS}$
Résultat net		(402)	Diminution du résultat

2.2 Charges et produits 2004 pré-réforme – normes IFRS

Dans le compte de résultat 2004 retraité aux normes IFRS sont inclus les montants suivants:

(en millions d'euros)

⇨ Frais de personnel	Coût des services rendus	(202)	
⇨ Autres charges financières	Charge de désactualisation nette du rendement attendu des fonds	(592)	Désactualisation au taux de 5% - taux de rendement attendu des fonds: 4,7%
⇨ Impôt	Produit d'impôt différé	281	
Total		(513)	Diminution du résultat

2.3 Charges et produits 2004 pro forma post-réforme

(en millions d'euros)

Rubrique Compte Résultat	Nature de l'impact	Montant avant IS	Commentaires
⇨ Chiffre d'affaires ⁽¹⁾	1 - Contribution tarifaire (CTA)	(205)	
⇨ Frais de personnel ⁽¹⁾	2 - Augmentation des charges sociales	(141)	Cotisations Régimes de droit commun
⇨ Frais de personnel ⁽¹⁾	3 - Primes et cotisations y afférentes	(40)	Prime de 4,5% accordée aux actifs (charges comprises)
⇨ Autres charges financières	4 - Charge de désactualisation	(70)	Au taux de 5 %
⇨ Frais de personnel ⁽¹⁾	5 - Coût des services rendus	(100)	Droits spécifiques futurs
⇨ Autres produits financiers	6 - Rendement attendu des actifs	74	Au taux de 4,7%
	Impact global avant Impôt	(482)	

⇨ Impôt	Impôt exigible	137	$(1 + 2 + 3) * \text{taux IS}$
⇨ Impôt	Impôt différé	34	$(4 + 5 + 6) * \text{taux IS}$

	Impact global après impôt	(311)	Diminution du résultat
--	----------------------------------	--------------	------------------------

(1) Affecte le résultat opérationnel.

3/ Synthèse

Sur la base des données de l'exercice 2004, à référentiel comptable IFRS identique, la réforme induit une amélioration du résultat net de 202 millions d'euros (311 millions d'euros de charges nettes d'impôt post-réforme à comparer à 513 millions d'euros pré-réforme).

Par ailleurs, le compte de résultat 2004 publié en normes françaises comprenait 402 millions d'euros de charges, nettes d'impôt, au titre des retraites.

5.5.10 Rapport particulier d'audit des commissaires aux comptes sur les comptes consolidés retraités IFRS de l'exercice 2004

A la suite de la demande qui nous a été faite et en notre qualité de commissaires aux comptes de la société Gaz de France, nous avons effectué un audit des comptes consolidés de la société Gaz de France, retraités selon le référentiel IFRS tel qu'adopté dans l'Union européenne, pour l'exercice clos le 31 décembre 2004 (les "comptes consolidés retraités", présentés sous la forme du document "Gaz de France- Information financière IFRS 2004 préliminaire"), tels qu'ils sont joints au présent rapport.

Les comptes consolidés retraités ont été établis sous la responsabilité du conseil d'administration, dans le cadre du passage au référentiel IFRS tel qu'adopté dans l'Union européenne pour l'établissement des comptes consolidés de l'exercice 2005, à partir des comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2004 préparés en conformité avec les règles et principes comptables français (les "comptes consolidés"), qui ont fait l'objet de notre part d'un audit selon les normes professionnelles applicables en France. Notre audit nous a conduit à exprimer une opinion sans réserve sur ces comptes consolidés. Il nous appartient, sur la base de notre audit, d'exprimer une opinion sur les comptes consolidés retraités.

Nous avons effectué notre audit selon les normes professionnelles applicables en France; ces normes requièrent la mise en oeuvre de diligences permettant d'obtenir l'assurance raisonnable que les comptes consolidés retraités ne comportent pas d'anomalies significatives. Un audit consiste à examiner, par sondages, les éléments probants justifiant les données contenues dans ces comptes. Il consiste également à apprécier les principes comptables suivis et les estimations significatives retenues pour l'arrêté des comptes et à apprécier leur présentation d'ensemble.

Nous estimons que nos contrôles fournissent une base raisonnable à l'opinion exprimée ci-après.

A notre avis, les comptes consolidés retraités ont été établis, dans tous leurs aspects significatifs, conformément aux règles d'élaboration décrites dans les notes annexes, lesquelles précisent comment la norme IFRS 1 et les autres normes comptables internationales adoptées dans l'Union européenne ont été appliquées et indiquent les normes, interprétations, règles et méthodes comptables qui, selon la direction, devraient être applicables pour l'établissement des comptes consolidés de l'exercice 2005 selon le référentiel IFRS tel qu'adopté dans l'Union européenne.

Sans remettre en cause l'opinion exprimée ci-dessus, nous attirons votre attention sur la note relative au "contexte de la publication" qui:

- expose les raisons pour lesquelles l'information comparative présentée dans les comptes consolidés de l'exercice 2005 pourrait être différente des comptes consolidés retraités, joints au présent rapport;
- expose la décision de Gaz de France de ne pas appliquer aux actifs et passifs et aux charges et produits relatifs aux concessions les normes et interprétations IFRS applicables au 31 décembre 2005 dans l'attente de l'évolution des travaux de l'IFRIC. Selon l'évolution des travaux de l'IFRIC et suivant l'analyse du cadre juridique du régime des concessions du Groupe, l'application des normes et interprétations IFRS aux concessions pourrait affecter de façon significative, dans les comptes 2005, la situation financière et la performance de l'exercice 2004 tels qu'elles sont présentées aujourd'hui dans le cadre de l'information financière préliminaire IFRS 2004;
- mentionne l'absence d'évaluation fiable de l'engagement qui existait au 31 décembre 2004 dans le cadre du régime de couverture maladie, cet engagement n'étant en conséquence pas comptabilisé dans l'information financière IFRS présentée dès la date de transition et jusqu'à l'entrée en vigueur des dispositions réglementaires prises en février 2005, qui libèrent Gaz de France de ses engagements envers les inactifs à compter de cette date.

Nous attirons également votre attention sur la note C-10.1 relative aux pensions qui décrit la réforme du financement du régime de retraite des entreprises des IEG, explique la variation des engagements pré-

réforme entre le 1er janvier 2004 et le 31 décembre 2004 et la comptabilisation des effets de la réforme en capitaux propres et indique qu'il en résulte une provision de 60 millions d'euros, pour la part des engagements de retraite non couverts par les fonds externalisés et un actif de "sur-couverture" de 103 millions d'euros au 31 décembre 2004.

Par ailleurs, nous rappelons que, s'agissant de préparer le passage au référentiel IFRS tel qu'adopté dans l'Union européenne pour l'établissement des comptes consolidés de l'exercice 2005, les comptes consolidés retraités n'incluent pas l'information comparative relative à l'exercice 2003, ni toutes les notes annexes exigées par le référentiel IFRS tel qu'adopté dans l'Union européenne, qui seraient nécessaires pour donner, au regard de ce référentiel, une image fidèle du patrimoine, de la situation financière et du résultat de l'ensemble constitué par les entreprises comprises dans la consolidation.

Paris et Paris-La Défense, le 30 mars 2005

Les commissaires aux comptes

Mazars & Guérard

Michel Barbet-Massin et Xavier Charton

Ernst & Young Audit

Patrick Gounelle et Philippe Hontarrède

5.6 PRESENTATION DES COMPTES

5.6.1 Comptes consolidés pour les exercices clos les 31 décembre 2002, 2003 et 2004

BILAN CONSOLIDE

ACTIF <i>(en millions d'euros)</i>	Note	2004 Net	2003 Net	2002 Net
ACTIF IMMOBILISE				
Ecarts d'acquisition	1	997	1 060	1 046
Autres immobilisations incorporelles	1	372	334	364
Immobilisations corporelles hors concession	1	11 507	11 540	10 328
Immobilisations corporelles en concession	1	8 071	7 793	7 272
Immobilisations en cours	1	1 985	1 390	1 094
Titres mis en équivalence	2a	442	452	462
Autres immobilisations financières	2b	1 090	970	743
Placements du secteur financier	2b	257	227	253
	I	24 721	23 766	21 562
ACTIF CIRCULANT				
Stocks et en-cours	3	1 022	1 082	1 141
Créances	4			
Créances clients et comptes rattachés		5 155	4 216	3 711
Autres		1 302	1 602	1 334
Valeurs mobilières de placement	5	285	158	143
Disponibilités		582	572	450
Actifs circulants du secteur financier	4	440	161	195
	II	8 786	7 791	6 974
TOTAL GENERAL	<i>I à II</i>	33 507	31 557	28 536

PASSIF <i>(en millions d'euros)</i>	Note	2004	2003	2002
FONDS PROPRES				
CAPITAUX PROPRES – part du Groupe				
Capital		903	903	903
Réserves et résultat consolidés		9 553	8 813	8 373
Autres		(79)	(129)	(17)
	I 6	10 377	9 587	9 259
INTERETS MINORITAIRES	II 6	216	269	246
AUTRES FONDS PROPRES				
Contrevaleur des biens mis dans la concession - Droits en nature des concédants		3 810	3 553	3 209
Titres participatifs		485	485	485
	III	4 295	4 038	3 694
PROVISIONS POUR RISQUES ET CHARGES	IV 7a	7 698	6 665	5 442
DETTES				
Dettes financières		4 793	5 409	4 467
Dettes fournisseurs et comptes rattachés		1 889	1 769	1 851
Dettes fiscales et sociales		1 472	1 358	1 518
Autres dettes		1 931	2 060	1 617
Dettes du secteur financier		836	402	442
	V 8	10 921	10 998	9 895
TOTAL GENERAL	I à V	33 507	31 557	28 536

COMPTE DE RESULTAT CONSOLIDE

<i>(en millions d'euros)</i>	Note	2004	2003	2002
Chiffre d'affaires	10	18 129	16 647	14 546
Production stockée		-	(6)	-
Production immobilisée		345	292	341
Production		18 474	16 933	14 887
Consommations externes		(11 916)	(10 535)	(9 427)
Valeur ajoutée	11	6 558	6 398	5 460
Charges de personnel		(2 220)	(2 055)	(1 984)
Impôts, taxes et versements assimilés		(245)	(209)	(184)
Excédent brut d'exploitation		4 093	4 134	3 292
Dotations aux amortissements et aux provisions (nettes des reprises et transferts de charges)	13	(2 448)	(2 158)	(1 628)
Autres charges et produits d'exploitation		(47)	(97)	(113)
Résultat d'exploitation		1 598	1 879	1 551
Résultat financier	14	(34)	(139)	(22)
Résultat courant des entreprises intégrées		1 564	1 740	1 529
Produits et charges exceptionnels	15	17	(5)	(45)
Impôts sur les résultats	16	(509)	(752)	(605)
Impact (net d'impôt) du rachat des réseaux de transport		-	-	2 774
Résultat net des entreprises intégrées		1 072	983	3 653
Quote-part dans les résultats des sociétés mises en équivalence		92	73	42
Dotations aux amortissements des écarts d'acquisition		(59)	(76)	(40)
Résultat consolidé du Groupe		1 105	980	3 655
RESULTAT CONSOLIDE – PART DU GROUPE		1 046	910	3 612
Résultat consolidé – Part des minoritaires		59	70	43
Résultat par action (en euros)		2,32	-	-

N.B. : le calcul du résultat par action n'était pas applicable à Gaz de France en 2003 et 2002, son capital n'étant pas divisé en actions (annexe B - Capital).

TABLEAU DES FLUX FINANCIERS CONSOLIDES

<i>(en millions d'euros)</i>		2004	2003	2002
I – Excédent de trésorerie d'exploitation				
Résultat part du Groupe	a	1 046	910	3 612
Résultat part des intérêts minoritaires	b	59	70	43
Résultat des sociétés mises en équivalence	c	(93)	(73)	(42)
Amortissements et provisions	d	2 498	2 533	1 438
Autres mouvements	e	(203)	(289)	(2 663)
Dividendes reçus des sociétés mises en équivalence	f	111	33	21
1. Capacité d'autofinancement de l'exercice (a + b + c + d + e + f)	1	3 418	3 184	2 409
2. Variation du besoin en fonds de roulement (note 18)	2	346	474	(472)
Excédent de trésorerie d'exploitation	(1 - 2) I	3 072	2 710	2 881
II - Investissements nets et assimilés				
1. Investissements (note 17)				
Investissements d'équipement		1 609	1 681	1 623
Investissements de croissance externe		154	1 189	1 923
Rachat du réseau de transport			-	109
1	1	1 763	2 870	3 655
2. Autres emplois	2	352	306	223
3. Ressources				
Subventions		5	2	13
Produits nets des cessions d'éléments d'actif		74	95	265
Réduction des immobilisations financières		141	314	101
3	3	220	411	379
Investissements nets et assimilés	(1 + 2 - 3) II	1 895	2 765	3 499
III - Disponible après financement des investissements	(I - II) III	1 177	(55)	(618)
IV – Financement				
1. Augmentation de capital et des primes	1	-	5	1
2. Dividendes	2	(357)	(498)	(379)
3. Appel au marché financier	3	2 723	8 276	2 775
4. Remboursements d'emprunts	4	3 367	7 576	1 887
Financement	(1 + 2 + 3 - 4) IV	(1 001)	207	510
V - Variation de change	V	6	12	2
VI - Variation de la trésorerie (note 19)	(III + IV + V) VI	182	164	(106)

5.6.2 Annexes aux comptes consolidés pour l'exercice clos le 31 décembre 2004

A – PERIMETRE ET METHODES DE CONSOLIDATION

Les comptes consolidés regroupent les états financiers de Gaz de France et ceux des filiales significatives dans lesquelles le Groupe exerce un contrôle exclusif, un contrôle conjoint ou une influence notable.

Le périmètre comprend 265 entités. Gaz de France consolide directement 79 entités et 11 sous-groupes. Sur les 79 entités consolidées directement, 59 sont en "intégration globale" ("I.G."), 13 sont en "intégration proportionnelle" ("I.P.") et sept sont "mises en équivalence" ("M.E.E.").

Principales sociétés	Pays	Méthode 2004	Pourcentage d'intérêt		
			2004	2003	2002
GAZ DE FRANCE	France	Société mère	Société mère	Société mère	Société mère
Pôle Fourniture d'énergie et de services					
Exploration-Production					
Groupe GDF Britain	Royaume-Uni	I.G.	100,00	100,00	100,00
EFOG	Royaume-Uni	M.E.E.	22,50	22,50	22,50
GDF Production Nederland	Pays-Bas	I.G.	100,00	100,00	100,00
N.G.T.	Pays-Bas	I.P.	38,57	38,57	38,57
Groupe EEG	Allemagne	I.G.	100,00	100,00	100,00
Gaz de France Produktion Exploration Deutschland	Allemagne	I.G.	100,00	100,00	-
Gaz de France Norge	Norvège	I.G.	100,00	100,00	100,00
Achat-Vente d'Energie					
Messigaz	France	I.G.	100,00	100,00	100,00
CFM et CFMH - Négoce	France	I.G.	55,00	55,00	55,00
Gaselys	France	I.P.	51,00	51,00	51,00
Méthane Transport	France	I.P.	50,00	50,00	50,00
Groupe GDF Energy Supply & Solutions	Royaume-Uni	I.G.	100,00	100,00	100,00
Services					
Groupe Cofathec	France	I.G.	100,00	100,00	100,00
Groupe Finergaz	France	I.G.	100,00	100,00	100,00
GNVert	France	I.G.	100,00	100,00	100,00
Groupe CGST Save	France	M.E.E.	20,00	20,00	20,00
Pôle Infrastructures					
Transport Stockage France					
CFM et CFMH - Transport	France	I.G.	55,00	55,00	55,00
G.S.O.	France	M.E.E.	30,00	30,00	30,00
Distribution France					
Gaz de Strasbourg	France	M.E.E.	24,90	24,90	24,90
Transport-Distribution International					
Sofregaz	France	M.E.E.	34,00	34,00	34,00
Groupe Gasag	Allemagne	I.P.	31,57	31,57	31,57
MEGAL GmbH	Allemagne	I.P.	43,00	43,00	43,00
MEGAL Finco	Iles Caïman	I.P.	43,00	43,00	43,00
Degaz	Hongrie	I.G.	99,77	72,59	72,59
Egaz	Hongrie	I.G.	99,42	63,96	63,96
Groupe Slovensky Plynarensky Priemysel	Slovaquie	I.P.	24,50	24,50	24,50
Groupe GDF Québec	Canada	I.G.	100,00	100,00	100,00
Groupe Noverco	Canada	M.E.E.	17,56	17,56	17,56
Consortio Mexigas	Mexique	I.G.	100,00	100,00	100,00
Natgasmex	Mexique	I.G.	100,00	100,00	100,00
Tamauligas	Mexique	I.G.	100,00	100,00	100,00
Energia Mayakan	Mexique	I.G.	67,50	67,50	67,50
Gasoductos del Bajío	Mexique	I.G.	100,00	100,00	100,00
Gaseba Uruguay	Uruguay	I.G.	51,00	51,00	51,00
Autres					
Cogac	France	I.G.	100,00	100,00	100,00
GDF International	France	I.G.	100,00	100,00	100,00
Banque Solfea (ex-Pétrofigaz)	France	I.P.	54,72	54,72	54,72

La liste exhaustive des sociétés du périmètre est en annexe D, note 26.

B - PRINCIPES COMPTABLES ET METHODES D'ÉVALUATION

Généralités

Référentiel comptable

Les comptes consolidés du Groupe sont établis en conformité avec les principes comptables généralement admis en France, et notamment avec l'arrêté du 22 juin 1999 homologuant le règlement 99-02 du Comité de la réglementation comptable ("**CRC**").

Les comptes sociaux des filiales sont retraités si nécessaire afin d'harmoniser les méthodes d'évaluation au sein du Groupe.

Monnaie de présentation

Les états financiers consolidés sont établis en euros.

Utilisation d'estimations

La préparation des états financiers consolidés conduit le Groupe à effectuer des estimations et à formuler des hypothèses qui affectent les montants inscrits dans les états financiers ou notes annexes, notamment pour les provisions pour démantèlement et remise en état des sites, les provisions pour risques, la reconnaissance des impôts différés actifs, la détermination des écarts d'acquisition, la valorisation des participations, les provisions et les engagements hors bilan liés aux avantages au personnel.

Les états financiers reflètent les meilleures estimations, sur la base des informations disponibles à la date d'arrêté des comptes.

Principes de consolidation

Périmètre de consolidation

Sont consolidées les filiales et sous-filiales significatives sur lesquelles le Groupe exerce au moins une influence notable.

Les filiales non significatives ne sont pas consolidées. Le caractère significatif d'une société est apprécié par rapport aux comptes du sous-groupe auquel elle appartient, le poids relatif des sous-filiales étant pris en compte.

Les filiales non significatives représentent globalement moins de 5% des chiffres-clefs du Groupe (total bilan, capitaux propres, chiffre d'affaires et effectifs).

Méthodes de consolidation

Les filiales et sous-filiales dont Gaz de France détient directement ou indirectement, en droit ou en fait, le contrôle exclusif sont consolidées par intégration globale.

Les filiales et sous-filiales contrôlées conjointement sont intégrées proportionnellement.

Les autres filiales et sous-filiales sont mises en équivalence.

Les comptes réciproques entre sociétés intégrées sont éliminés quand il s'agit d'opérations significatives. Cette élimination est faite au prorata du pourcentage d'intégration pour les sociétés intégrées proportionnellement.

Filiales du secteur financier

Les comptes des filiales du secteur financier sont élaborés selon le plan comptable des établissements financiers.

Il sont reclassés de la façon suivante dans les comptes du Groupe:

- les crédits à la clientèle relèvent des postes Placements ou Actifs circulants du secteur financier;
- le refinancement des crédits à la clientèle est inscrit en Dettes du secteur financier.

Date de clôture

L'exercice, d'une durée de 12 mois, couvre la période du 1^{er} janvier au 31 décembre. Pour les sociétés ne clôturant pas leurs comptes annuels au 31 décembre, il n'est pas établi de situation intermédiaire en raison du faible impact de ces sociétés et leur date de clôture n'étant pas antérieure de plus de trois mois au 31 décembre.

Ecart d'acquisition

Lors de la première consolidation du Groupe, une "différence de consolidation initiale" a été déterminée pour chaque entreprise du périmètre. Elle est égale à la différence entre la valeur des titres immobilisés au 31 décembre 1991 et la part des capitaux propres détenus à cette même date.

Cette différence est maintenue au bilan du Groupe en réserve de consolidation jusqu'à la cession des titres.

Pour toutes les nouvelles sociétés consolidées, l'écart de valeur constaté entre le prix d'acquisition des titres et la part de situation nette évaluée à la juste valeur à la date de la prise de participation constitue l'écart d'acquisition.

Les écarts d'acquisition sont amortis linéairement sur une durée maximale de 20 ans; la durée retenue dépend de la nature de l'activité de la filiale concernée.

Les fonds de commerce sont évalués à leur valeur de marché, et font l'objet de provisions si nécessaire.

Les écarts négatifs sont inscrits en provisions pour risques. Ils font l'objet d'un plan de reprise sur une durée qui dépend de la nature de l'activité de la filiale concernée.

Méthodes de conversion des états financiers

Selon la méthode du cours de clôture, les postes de bilan sont exprimés en euros sur la base du cours officiel de change au 31 décembre et le compte de résultat est converti sur la base du cours moyen officiel de change. Les écarts de conversion constatés tant sur les éléments patrimoniaux que sur ceux du compte de résultat sont portés dans les capitaux propres au poste "Ecart de conversion" dans la rubrique "Autres".

Pour les filiales autonomes dont la monnaie de fonctionnement est différente de la monnaie locale, la conversion est effectuée en deux étapes: de la monnaie locale à la monnaie de fonctionnement, selon la méthode du cours historique, puis de la monnaie de fonctionnement à l'euro, selon la méthode du cours de clôture.

Imposition différée

Les impôts différés sont déterminés, selon une approche dite bilantielle, sur la base des différences temporaires résultant de la différence entre la valeur comptable des actifs ou passifs et leur valeur fiscale.

Le calcul de l'impôt différé est effectué par entité fiscale et selon la méthode du "report variable", tous les décalages temporaires étant retenus.

Des situations nettes actives d'impôts différés sont constatées dès lors que ces créances d'impôts sont récupérables avec suffisamment de certitude.

Dans la majorité des cas, les impôts différés sont actualisés au taux de 4% sur la base de l'échéancier de retournement des différences temporaires correspondantes.

Capitaux propres

Capital

Le décret du 19 novembre 2004, qui a modifié le statut juridique de Gaz de France en société anonyme, a fixé le capital social à 903 millions d'euros divisé en 451,5 millions d'actions de deux euros.

Ce capital social est entièrement détenu par l'Etat.

Jusqu'en 2003, le calcul du résultat par action n'était pas applicable à Gaz de France, son capital n'étant pas divisé en actions.

Le montant de 903 millions d'euros est identique à celui affiché lorsque Gaz de France avait le statut d'EPIC; il provenait de deux termes: le capital initial qui représentait le solde net des droits, biens et obligations transférés à l'entreprise lors de la nationalisation en 1946, et les augmentations de capital sous forme de dotations effectuées par l'Etat jusqu'en 1982.

Autres fonds propres

Contrevaleur des biens mis dans la concession — Droits en nature des concédants

En application des dispositions du Plan comptable général relatives aux opérations faites dans le cadre d'une concession de service public et des articles 521-1 et 523-1 du règlement 99-03 du CRC, la valeur des droits des concédants exigibles en nature, au titre des biens en concession inscrits à l'actif, est portée au passif du bilan.

Elle comprend:

- la contrepartie des biens non financés par l'entreprise;
- la contrepartie des biens renouvelés par utilisation de la provision pour renouvellement;
- le fonds de caducité; et
- l'amortissement de dépréciation des biens non financés par l'entreprise et des biens non renouvelables, qui vient en déduction.

Titres participatifs

Gaz de France a procédé à l'émission de titres participatifs en 1985 et 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. Ils figurent au passif pour leur coût d'émission. Leur rémunération relève des charges financières.

Immobilisations incorporelles

Les écarts d'acquisition sont inscrits sous une rubrique spécifique de l'actif.

Les autres immobilisations incorporelles comprennent:

- les droits de bail;
- les fonds de commerce;
- les dépenses engagées pour l'obtention du droit d'exploitation de brevets et licences;
- les logiciels.

Les frais d'augmentation de capital, les frais d'émission d'emprunt, les frais de recherche et de développement sont traités comme des charges de l'exercice.

Les immobilisations incorporelles du Groupe sont comptabilisées à leur coût d'achat ou de production.

Immobilisations corporelles

Les immobilisations corporelles du Groupe sont comptabilisées à leur coût d'achat ou de production.

Les principales durées d'amortissement appliquées aux immobilisations corporelles construites par le Groupe sont les suivantes:

- 30 ans pour les conduites de distribution;
- 25 ans pour les canalisations de transport et les stockages souterrains.

Ces durées varient pour les immobilisations corporelles rachetées par le Groupe en fonction des situations locales et de la durée de vie résiduelle des ouvrages à la date d'acquisition.

En aucun cas elles n'excèdent les durées applicables aux immobilisations de même nature construites par le Groupe.

Biens hors concession

Ce sont les immobilisations qui appartiennent en propre au Groupe ou qui sont financées par contrat de location-financement.

Elles font l'objet d'un amortissement industriel sur la durée d'usage.

Biens en concession

Ces biens concernent les immobilisations:

- financées par l'entreprise: il s'agit des biens de premier établissement ou remplaçants mis en concession par Gaz de France;
- et celles remises gratuitement par les tiers et les concédants.

En conformité avec les articles 393-1 et 442-22 du règlement 99-03 du CRC, tous les biens de Gaz de France exploités sous le régime de la concession sont inscrits sous une rubrique spéciale de l'actif.

Biens de premier établissement financés par l'entreprise. Les immobilisations en concession de premier établissement financées par l'entreprise donnent lieu à un amortissement financier dit de caducité, étalé sur la durée des contrats. Le renouvellement anticipé d'une concession entraîne la constitution immédiate de l'amortissement de caducité qui aurait été constaté jusqu'au terme normal du contrat. Cette charge fait l'objet d'un transfert dans un compte spécifique d'immobilisations en concession. Ces immobilisations sont amorties sur la durée restant à courir du contrat d'origine. Les dotations aux amortissements de caducité et les transferts de charges figurent en "Dotations aux amortissements et aux provisions" dans le résultat d'exploitation.

Biens remis gratuitement. La valeur des ouvrages en concession remis gratuitement est inscrite en immobilisations avec une contrepartie au compte "Contrevalet des biens mis dans la concession - Droits en nature des concédants".

Un amortissement de dépréciation calculé linéairement sur la durée de vie de chaque ouvrage constate la perte de valeur du bien et la diminution corrélative du droit du concédant. Cet amortissement n'affecte pas le compte de résultat.

Biens en concession renouvelables. Les biens en concession renouvelables sont les biens dont le renouvellement est probable avant l'échéance du contrat de concession qui les régit.

Les immobilisations en concession renouvelables financées par l'entreprise donnent lieu à un amortissement industriel.

En outre, elles font l'objet d'une provision pour renouvellement calculée pour chaque ouvrage sur la différence entre le coût de remplacement des biens, déterminé sur la base d'indices spécifiques de ces biens, et leur coût d'origine, c'est-à-dire l'assiette de l'amortissement industriel. Cette provision, constituée de manière progressive depuis la mise en service des ouvrages en concession jusqu'à leur renouvellement effectif, est incluse dans les "Provisions pour risques et charges" (article 441-15 du règlement 99-03 du CRC).

Les immobilisations en concession renouvelables remises gratuitement au début ou en cours du contrat font uniquement l'objet d'une provision pour renouvellement qui couvre donc le coût total de remplacement des biens.

Les dotations aux amortissements industriels et les dotations aux provisions pour renouvellement figurent en "Dotations aux amortissements et aux provisions" dans le résultat d'exploitation.

Lors du renouvellement d'un bien, le bien remplaçant est inscrit à l'actif et, corrélativement, la provision pour renouvellement constituée est virée au crédit du poste "Droits en nature du concédant – Provision utilisée".

Biens en concession non renouvelables. Les biens en concession non renouvelables sont les biens dont le renouvellement n'est pas probable avant l'échéance du contrat de concession qui les régit.

Les immobilisations en concession non renouvelables donnent lieu à la constatation d'un amortissement de dépréciation calculé linéairement sur la durée de vie de chaque ouvrage, permettant de constater la perte de valeur du bien et la diminution corrélative du poste "Contrevaleur des biens mis dans la concession — Droits en nature des concédants". Cet amortissement n'affecte pas le compte de résultat.

Le poste "Contrevaleur des biens mis dans la concession - Droits en nature des concédants" est alimenté par l'amortissement de caducité et/ou par le prélèvement effectué sur la provision pour renouvellement antérieurement constituée.

Contrats de location-financement

Les contrats de location à long terme pour lesquels le Groupe supporte la quasi-totalité des risques et avantages inhérents à la propriété des actifs loués sont comptabilisés comme des contrats de location-financement. Il s'agit principalement de contrats de crédit-bail et de location pour lesquels les loyers permettent de couvrir l'essentiel de la juste valeur des biens loués.

Les immobilisations financées par contrat de location-financement figurent dans les immobilisations corporelles en contrepartie d'un emprunt. Selon les caractéristiques des contrats de location-financement, les biens sont amortis soit sur la durée de vie des immobilisations de même nature, soit sur la durée du contrat. L'emprunt est amorti sur la durée du contrat. La part des redevances qui excède le remboursement du capital historique est considérée comme une charge d'intérêt.

Sociétés d'exploration-production

Les comptes des filiales intégrées ou mises en équivalence exerçant une activité d'exploration-production ont été élaborés en application des règles comptables propres à ce secteur d'activité, telles que définies par le Financial Accounting Standard Board (F.A.S.B. norme 19). Ces règles sont compatibles avec les principes comptables français.

Le Groupe utilise la méthode des "*successful efforts*".

Les dépenses de géologie et de géophysique sont enregistrées en charges dans l'exercice au cours duquel elles sont exposées.

Les droits miniers correspondant à des gisements non prouvés sont immobilisés et sont dépréciés si aucune découverte de réserves commercialisables n'est réalisée.

Les forages en cours sont immobilisés. Le coût des forages d'exploration n'ayant pas abouti à la découverte de réserves commercialisables est viré en charges.

Si la valeur actuelle des actifs d'exploration est inférieure à leur valeur comptable, les actifs sont provisionnés.

Les coûts de remise en état des sites sont pris en charge selon la méthode à l'unité de production, sur la base des réserves prouvées développées.

Les immobilisations liées à la production d'hydrocarbures (droits miniers "prouvés", forages d'exploration productifs, dépenses de développement et de mise en production des champs) sont amorties selon la méthode à l'unité de production, sur la base des réserves prouvées développées.

En cas de perspectives défavorables, un test de dépréciation est effectué. Si la valeur nette comptable de ces actifs excède le montant des flux de trésorerie futurs non actualisés attendus, alors une provision est constatée pour ramener la valeur comptable des actifs à leur valeur actuelle.

Dépréciation des immobilisations corporelles ou incorporelles

Les écarts d'acquisition, dont l'amortissement a été poursuivi au cours de l'exercice 2004, ont fait l'objet d'un test de dépréciation systématique. Les autres actifs incorporels, ainsi que les actifs corporels, ont donné lieu également à des tests de dépréciation en cas d'événements défavorables intervenus durant l'exercice. Les tests sont effectués par groupe d'actifs et une provision est constatée si la valeur recouvrable du groupe d'actifs est inférieure à sa valeur nette comptable. La valeur recouvrable est la valeur la plus élevée entre la valeur actualisée des flux de trésorerie futurs estimés et le prix de vente.

Immobilisations financières

Titres mis en équivalence

Cette rubrique correspond à la valeur de la quote-part des capitaux propres détenue dans les sociétés mises en équivalence.

Les autres immobilisations financières sont constituées de:

Titres de participations (non consolidées)

La valeur brute des titres de participations non consolidées correspond à leur valeur d'acquisition.

Lorsque la valeur d'utilité des titres, déterminée à partir de la situation nette comptable de la participation corrigée des informations connues depuis la clôture de l'exercice, est inférieure à la valeur d'inventaire, une provision pour dépréciation est constituée pour la différence.

Créances rattachées à des participations

Il s'agit de prêts accordés à des entreprises dans lesquelles le Groupe détient une participation et qui ne sont pas consolidées par intégration. Les créances font l'objet d'une provision pour dépréciation lorsque la situation nette de la filiale devient négative.

Autres immobilisations financières

Figurent essentiellement dans ce compte les titres, autres que les participations, que le Groupe a l'intention de conserver durablement.

Gaz en réservoirs souterrains

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.

Gaz coussin

Valorisé au coût moyen d'achat toutes origines confondues majoré des coûts de regazéification, de transport et d'injection, le gaz "coussin" est enregistré en immobilisations. Il lui est appliqué un amortissement de dépréciation linéaire sur 25 ans comme les installations de surface des réservoirs souterrains.

Gaz utile

Le gaz "utile" est porté en stocks. Il est valorisé au coût moyen d'achat en entrée de réseau de transport français, y compris le coût de regazéification, toutes origines confondues.

Une provision pour dépréciation est enregistrée lorsque la valeur probable de réalisation, calculée comme étant le prix de vente diminué des frais directs et indirects à engager, est inférieure au coût moyen pondéré.

Valorisation des stocks

Les sorties de stocks du Groupe sont évaluées selon la méthode du coût moyen pondéré. Les comptes des filiales qui appliquent une autre méthode de valorisation ne sont pas retraités lorsque le coût de mise en œuvre du retraitement est jugé disproportionné par rapport à son incidence sur les comptes consolidés.

Créances d'exploitation

Les créances clients regroupent toutes les créances liées à la vente d'énergie, aux prestations annexes et les créances rattachées au cycle d'exploitation. Les créances sont inscrites pour leur montant nominal. En fonction du risque de non-recouvrement, basé sur des analyses individuelles et statistiques intégrant l'historique des pertes définitives sur créances, une provision pour dépréciation est constituée.

Les créances comprennent également les factures à établir au titre de l'énergie livrée non facturée, qu'elle soit relevée ou non.

Engagements de retraite et autres engagements envers le personnel

Dans les filiales, ces engagements sont intégralement provisionnés.

Pour la société mère, les retraites et autres avantages postérieurs à l'emploi sont partiellement provisionnés. La valeur des contrats souscrits auprès de compagnies d'assurance pour couvrir ces obligations n'est pas inscrite au bilan. Les versements intervenus dans l'exercice sont portés en charge. Les indemnités de fin de carrière sont couvertes par des contrats d'assurance.

Les autres engagements de la société-mère envers le personnel (pensions d'invalidité et rentes pour accident de travail, maladie professionnelle et incapacité de travail en cours de service à la clôture, médailles du travail, avantages de fin de carrière) sont intégralement provisionnés.

Le régime particulier de Gaz de France est présenté dans la note 21.

Autres provisions pour risques et charges

Les provisions pour reconstitution des sites sont destinées à couvrir la valeur actuelle des coûts de remise en état des sites qui supportent, ou ont supporté, des ouvrages.

Les provisions pour remise en état des sites qui ne sont plus en exploitation ne sont pas actualisées. Concernant les sites en exploitation, les provisions sont actualisées sur la durée d'exploitation prévisionnelle dans la limite de 60 ans.

Le montant des provisions reflète la meilleure estimation des coûts futurs totaux actualisés, en fonction des exigences réglementaires actuelles, de l'état des connaissances techniques, ainsi que de l'expérience acquise.

Les provisions sont constituées initialement en contrepartie d'un actif corporel qui est amorti sur la durée résiduelle d'exploitation prévisible du site concerné. L'effet des révisions d'estimations ultérieures est comptabilisé au compte de résultat selon une méthode prospective. Les dotations et reprises de provision, y compris la charge de désactualisation (*charge résultant de la revalorisation du montant à provisionner liée au rapprochement de l'échéance*)*, relèvent du résultat d'exploitation.

Les sociétés de prestations du secteur des services constituent des provisions relatives aux contrats assurant la garantie totale des matériels installés.

Conversion des transactions exprimées en devises

Les transactions en devises sont converties en euros en appliquant le cours de change en vigueur à la date de la transaction. Les actifs et passifs monétaires libellés en devises sont convertis au cours de change en vigueur à la date de clôture.

* Information complémentaire apportée pour les besoins du document de base.

Les différences de change qui résultent de ces opérations sont comptabilisées en produits ou en charges.

Les actifs et passifs non monétaires libellés en devises étrangères sont comptabilisés au cours historique en vigueur à la date de la transaction, à l'exception des actifs et passifs non monétaires réévalués, libellés en devises, qui sont convertis au cours de change en vigueur à la date de leur réévaluation.

Instruments financiers et d'exploitation

Les instruments financiers et d'exploitation utilisés par le Groupe pour couvrir et gérer ses risques de change, taux et "matières premières" font l'objet d'inscriptions en comptes d'engagements hors-bilan, pour les capitaux et les intérêts futurs à échanger évalués aux cours du 31 décembre.

Opérations de couverture

La variation de valeur de marché des contrats d'achat ou de vente à terme de devises est constatée au compte de résultat, de façon symétrique au résultat sur l'élément couvert.

Les instruments dérivés de matières premières sont évalués en valeur de marché et traités de façon symétrique aux éléments couverts. En cas de disparition de l'élément couvert, la couverture est dénouée et les pertes et gains sont reconnus en résultat.

Autres opérations

Les moins-values potentielles sont constatées au compte de résultat.

Les plus-values potentielles résultant d'opérations sur les marchés de gré à gré ne sont constatées que si ces marchés présentent une profondeur et une liquidité suffisantes. Au dénouement des contrats, les pertes et gains sont reconnus en résultat.

Frais de recherche et développement

Les frais de recherche et développement sont pris en charges durant la période au cours de laquelle ils sont exposés.

Opérations partiellement exécutées à la clôture

Les prestations de services dont l'exécution dépasse le cadre d'un exercice sont comptabilisées selon la méthode à l'avancement.

Présentation au compte de résultat des activités de trading (filiale Gaselys)

Seule la marge brute comptable dégagée par ces activités est inscrite en chiffre d'affaires.

Résultat exceptionnel

Les produits et charges relevant du résultat exceptionnel consolidé incluent les éléments extraordinaires, ainsi que les éléments qualifiés d'exceptionnels dans leur nature par le droit comptable, principalement les résultats sur cession d'immobilisations.

Tableau des flux financiers

Le tableau des flux de trésorerie du Groupe est établi selon la méthode indirecte, à partir du résultat net. Les dépréciations d'actifs circulants étant assimilées à des pertes définitives, la variation de l'actif circulant est présentée nette de dépréciation. La trésorerie du tableau des flux financiers comprend les disponibilités ainsi que les équivalents de disponibilités sous déduction des découverts bancaires.

Les mouvements qui affectent le bilan mais qui ne sont pas considérés comme des flux – notamment les acquisitions d'immobilisations en location-financement – sont présentés en annexe pour les plus significatifs.

C – COMPARABILITE DES EXERCICES

1 - Transactions majeures

1.1 – Transactions majeures de l'année 2004

a) Renforcement de la participation du Groupe dans les sociétés EGAZ et DEGAZ

Le 31 mars 2004, le Groupe a acquis, pour un montant de 44 millions d'euros, respectivement 27,18% et 35,46% des sociétés de distribution hongroises DEGAS et EGAS, portant sa participation dans ces entités à 99,77% et 99,42%.

b) Construction d'un troisième méthanier

Le 16 juillet 2004, le Groupe a conclu un contrat de construction d'un méthanier de 153 500 m³ avec les Chantiers de l'Atlantique, représentant un investissement de 207 millions d'euros.

Un premier acompte de 81 millions d'euros a été versé le 4 août 2004.

La société GDF METHANE INVESTISSEMENTS 3 porte cet investissement, qui sera exploité par la société armatoriale NYK ARMATEUR détenue par NYK à hauteur de 60% et par le Groupe à hauteur de 40%.

c) Autres changements de périmètre

La société de *trading* de gaz MED Lng&Gas dans laquelle le Groupe détient une participation de 50% a été intégrée au périmètre des entités consolidées.

MED Lng & Gas est consolidée par intégration proportionnelle. Son chiffre d'affaires social au 31 décembre 2004 s'est établi à 194 millions d'euros (88 millions d'euros en contribution).

1.2 – Rappel des transactions majeures de l'année 2003

a) Acquisition de la société allemande Preussag Energie

En mai 2003, Gaz de France a acquis les activités d'exploration et production d'hydrocarbures du groupe TUI en Allemagne. La société Gaz de France Produktion Exploration Deutschland – ex Preussag Energie – réalise un chiffre d'affaires annuel de l'ordre de 280 millions d'euros et emploie 630 personnes.

Le prix d'acquisition net de la trésorerie reprise représente un investissement de 859 millions d'euros et a donné lieu à la constatation d'un écart d'acquisition de 96 millions d'euros. Le bilan d'acquisition à la juste valeur se présente comme suit:

<i>(en millions d'euros)</i>			
Actif		Passif	
Actif immobilisé	1 493	Fonds propres	981
Actif circulant	312	Provisions pour risques et charges	729
		Dettes d'exploitation	95
Total de l'actif	1 805	Total du passif	1 805

Les principales incidences de l'acquisition de Gaz de France Produktion Exploration Deutschland GmbH sur les comptes consolidés au 31 décembre 2003 sont les suivantes:

- chiffre d'affaires: +163 millions d'euros;
- résultat d'exploitation: +32 millions d'euros;
- résultat - part du Groupe: +33 millions d'euros;
- total bilan: +1 375 millions d'euros;
- endettement net: -34 millions d'euros.

b) Autres changements de périmètre de consolidation par création, acquisition et cession

Les autres principaux mouvements de périmètre de l'exercice 2003 sont les suivants:

Dans le métier Services, acquisition via Cofathec des 50% restants de la société Cofathec Jacorossi Progetti, de 100% de Raichon Fluides et Energies et de 100% de Nuova Sipe.

Les principales incidences de ces autres mouvements de périmètre sur les comptes consolidés au 31 décembre 2003 sont les suivantes:

- chiffre d'affaires: +47 millions d'euros;
- résultat d'exploitation: -14 millions d'euros;
- résultat - part du Groupe: -30 millions d'euros;
- total bilan: +11 millions d'euros;
- endettement net: +1 million d'euros.

2 - Découpage sectoriel

Les activités du Groupe sont depuis la clôture de l'exercice 2003 déclinées en six segments regroupés en deux pôles, Fournitures d'énergie et de services et Infrastructures. La segmentation retenue permet de fournir une information sur le niveau d'activité et les marges des secteurs de négoce d'énergie d'une part, et de gestion des infrastructures de transport et de distribution d'autre part. Cette information repose notamment sur les tarifs d'accès des tiers au réseau de transport et les tarifs d'accès des tiers au réseau de distribution préparés par la CRE.

Les données relatives à l'exercice clos le 31 décembre 2002 ont été retraitées conformément à cette nouvelle segmentation.

D – COMPLEMENTS D'INFORMATION RELATIFS AUX BILAN, COMPTE DE RESULTAT ET TABLEAU DES FLUX FINANCIERS

Note 1 - Immobilisations corporelles et incorporelles

	Valeurs brutes au 31 décembre 2004	Amortissements et dépréciations	Valeurs nettes au 31 décembre 2004	Valeurs nettes au 31 décembre 2003	Valeurs nettes au 31 décembre 2002
<i>(en millions d'euros)</i>					
Incorporelles					
Ecart d'acquisition positifs	1 364 ⁽¹⁾	367	997	1 060	1 046
Autres immobilisations incorporelles	549	177	372	334	364
	1 913	544	1 369	1 394	1 410
Corporelles					
Domaine privé	19 340	7 833	11 507	11 540	10 328
Domaine concédé	14 067	5 996	8 071	7 793	7 272
	33 407	13 829	19 578	19 333	17 600
En-cours, avances et acomptes	1 988	3	1 985	1 390	1 094
	37 308	14 376	22 932	22 117	20 104

Le montant cumulé des amortissements et dépréciations s'établissait à 12 553 millions d'euros au 31 décembre 2003.

Le détail, par nature, des dotations aux amortissements et aux provisions de l'année 2004 est présenté en note 13.

(1) Dont environ 790 millions d'euros correspondant aux groupes SPP et GASAG*.

* Information complémentaire apportée pour les besoins du document de base.

Les actifs corporels et incorporels ont fait l'objet de tests de valeur au 31 décembre 2004, selon la méthode décrite dans l'annexe B – Principes et méthodes comptables (actualisation des flux nets de trésorerie). A ce titre, différents champs d'exploration-production ont fait l'objet de dépréciations pour un montant global de 39 millions d'euros. Compte tenu de ces dépréciations, le montant des immobilisations corporelles et incorporelles du segment Exploration-Production s'établit au 31 décembre 2004 à 2 704 millions d'euros (voir note 23).

En revanche, les provisions constatées au 31 décembre 2002 sur les immobilisations des filiales mexicaines de distribution ont été reprises à hauteur de 20 millions d'euros en 2004, en raison d'une révision à la hausse des flux nets de trésorerie attendus. Ces provisions s'établissent à 38 millions d'euros au 31 décembre 2004.

Les amortissements de caducité constatés en cas de renouvellement anticipé d'un contrat de concession, et dont la prise en charge est étalée sur la durée restant à courir du contrat d'origine, sont inclus dans les immobilisations corporelles en concession:

<i>(en millions d'euros)</i>	Valeurs brutes au 31 décembre 2004	Amortissements	Valeurs nettes au 31 décembre 2004	Valeurs nettes au 31 décembre 2003	Valeurs nettes au 31 décembre 2002
	602	83	519	407	253

Les immobilisations corporelles du domaine privé présentées ci-dessus incluent les immobilisations en location-financement pour les montants suivants:

	Valeurs brutes au 31 décembre 2004	Amortissements & dépréciations	Valeurs nettes au 31 décembre 2004	Valeurs nettes au 31 décembre 2003	Valeurs nettes au 31 décembre 2002
	<i>(en millions d'euros)</i>				
Immobilisations en location-financement	1 267	541	726	777	498

Les immobilisations corporelles incluent les actifs de démantèlement pour les montants suivants:

<i>(en millions d'euros)</i>	Valeurs brutes au 31 décembre 2004	Amortissements	Valeurs nettes au 31 décembre 2004	Valeurs nettes au 31 décembre 2003
Actifs de démantèlement	914	183	731	104

Un actif de démantèlement a été enregistré en 2004 pour un montant en valeur brute de 675 millions d'euros; il correspond à la contrepartie de la provision pour reconstitution des sites constatée par Gaz de France relative au démantèlement du réseau de distribution (voir note 7 a).

Note 2 – Immobilisations financières

Note 2 a - Titres mis en équivalence

<i>(en millions d'euros)</i>	au 31 décembre 2004	Quote-part actif net	
		au 31 décembre 2003	au 31 décembre 2002
Filiales françaises	147	137	137
Filiales étrangères			
- EFOG ⁽¹⁾	240	263	244
- Autres	55	52	81
	442	452	462

(1) En 2004, EFOG a réalisé un chiffre d'affaires de 199 millions d'euros, un excédent brut d'exploitation de 133 millions d'euros, un résultat d'exploitation de 132 millions d'euros et un résultat net de 76 millions d'euros.*

* Information complémentaire apportée pour les besoins du document de base.

Les principaux éléments des états financiers d'EFOG au 31 décembre 2004 sont les suivants:

Actif	(en millions d'euros)	Passif	(en millions d'euros)
Actif immobilisé	1 158	Capitaux propres	1 065
Actif circulant	416	Provisions et impôts différés à long terme	326
		Dettes financières à long terme	1
		Dettes d'exploitation	182
	1 574		1 574

Note 2 b - Autres immobilisations financières et placements du secteur financier

	Valeurs brutes au 31 décembre 2004	Dont à plus d'un an	Provisions	Valeurs nettes au 31 décembre 2004	Valeurs nettes au 31 décembre 2003	Valeurs nettes au 31 décembre 2002
	<i>(en millions d'euros)</i>					
Autres immobilisations financières						
Participations non consolidées	540	-	49	491	441	190
Créances rattachées à des participations	251	129	16	235	199	222
Prêts	106	77	1	105	117	107
Autres immobilisations financières	262	131	3	259	213	224
	1 159	337	69	1 090	970	743
Placements du secteur financier	257	155	-	257	227	253
	1 416	492	69	1 347	1 197	996

Gaz de France a procédé à la cession auprès d'un fonds commun de créances de ses prêts au personnel pour 91 millions d'euros en 2003. Gaz de France est mandaté pour poursuivre la gestion de ces créances.

Les placements de la filiale Banque Solfea sont classés sous une rubrique particulière du secteur financier, son activité étant spécifique.

Principales participations non consolidées

	% du capital détenu	Valeur nette comptable	Résultat	Capitaux propres (hors résultat)	Chiffre d'affaires	Date de clôture du dernier exercice connu
	<i>(en millions d'euros)</i>					
Italcogim	40,00	186	24	156	285	(1)
Sté d'invest. en Autriche	20,00	81	7	395	-	31/12/03
GDF Milano - Arcalgas	33,00	56	7	77	113	(1)
EC Wyrzeze	22,12	33	11	119	104	31/12/04
Groupe Technip	7,05	5	1	1 855	2 521	30/06/04
Autres		130				
Total		491				

(1) Données estimées au 31 décembre 2004.

La valeur de marché des titres Technip s'élève à 231 millions d'euros au 31 décembre 2004. Ces titres font l'objet d'une couverture de valeur depuis le 16 décembre 2004 (voir note 20 a).

Les participations dans les sociétés de distribution de gaz italiennes Arcalgas et Italcogim ne sont pas consolidées en raison de restrictions au contrôle résultant des réglementations en vigueur actuellement dans ce pays.

Note 3 – Stocks et en-cours

	Valeurs brutes au 31 décembre 2004	Dépréciation	Valeurs nettes au 31 décembre 2004	Valeurs nettes au 31 décembre 2003	Valeurs nettes au 31 décembre 2002
<i>(en millions d'euros)</i>					
Stocks de gaz	943	-	943	998	1 061
Autres stocks et en-cours	98	19	79	84	80
Stocks et en-cours	1 041	19	1 022	1 082	1 141

Note 4 – Créances – Actif circulant

	Valeurs brutes au 31 décembre 2004	Dont à plus d'un an	Dépréciation	Valeurs nettes au 31 décembre 2004	Valeurs nettes au 31 décembre 2003	Valeurs nettes au 31 décembre 2002
<i>(en millions d'euros)</i>						
Créances clients	5 332	177	177	5 155	4 216	3 711
Etat – Impôts différés	64	28	-	64	27	111
Charges constatées d'avance	61	-	-	61	46	46
Charges à répartir	-	-	-	-	-	2
Comptes courants d'associés	95	24	2	93	286	44
Autres créances	1 110	11	26	1 084	1 243	1 131
	1 330	63	28	1 302	1 602	1 334
Actifs circulants du secteur financier	440	-	-	440	161	195
	7 102	240	205	6 897	5 979	5 240

Les actifs des filiales Banque Solfea et Gaselys sont classés sous la rubrique particulière des actifs circulants du secteur financier, leur activité étant spécifique.

Note 5 – Valeurs mobilières de placement

	Valeurs brutes au 31 décembre 2004	Dépréciation	Valeurs nettes au 31 décembre 2004	Valeurs nettes au 31 décembre 2003	Valeurs nettes au 31 décembre 2002
<i>(en millions d'euros)</i>					
Valeurs mobilières de placement	293	8	285	158	143

La valeur de marché des valeurs mobilières de placement est de 298 millions d'euros au 31 décembre 2004.

Note 6 – Capitaux propres et intérêts minoritaires

	Contribution Groupe	Intérêts minoritaires
	<i>(en millions d'euros)</i>	
Capitaux propres au 31 décembre 2001	5 962	300
Dividendes distribués	(312)	(53)
Ecart de conversion	(7)	(2)
Variations de pourcentage d'intérêts et de périmètre	-	(41)
Elimination des réévaluations légales de 1959 et 1976	(26)	-
Première application du règlement 00-06 du CRC sur les passifs	30	-
Divers	-	(1)
Résultat	3 612	43
Capitaux propres au 31 décembre 2002	9 259	246
Dividendes distribués	(456)	(42)
Ecart de conversion	(109)	(12)
Variations de pourcentage d'intérêts et de périmètre	-	2
Impacts des changements de méthode et divers	(17)	5
Résultat	910	70
Capitaux propres au 31 décembre 2003	9 587	269
Dividendes distribués	(318)	(39)
Ecart de conversion	63	(1)
Variations de pourcentage d'intérêts et de périmètre	-	(71)
Divers	(1)	(1)
Résultat	1 046	59
Capitaux propres au 31 décembre 2004	10 377	216

Le poste "Ecart de conversion" résulte:

- de la différence dégagée entre la valeur des capitaux propres convertis au taux de clôture et la valeur des capitaux propres convertis aux cours historiques des filiales étrangères après retraitements éventuels aux normes comptables du Groupe;
- de la différence, pour les filiales étrangères, entre le résultat converti au taux de clôture et le résultat converti au taux moyen;
- des résultats de change relatifs aux emprunts en devises des sociétés françaises, affectés au financement des filiales étrangères.

L'écart de conversion, désormais figé, constaté au 31 décembre 1998 sur les filiales de la zone euro, s'élève à -2,3 millions d'euros pour la part revenant au Groupe et à -0,3 million d'euros pour la part revenant aux intérêts minoritaires.

L'écart de conversion cumulé au 31 décembre 2004 inclus dans les capitaux propres – part du Groupe – s'élève à -80 millions d'euros (-130 millions d'euros au 31 décembre 2003 et -17 millions d'euros au 31 décembre 2002).

Intérêts minoritaires: la rubrique représente la part revenant aux actionnaires minoritaires dans la situation globale consolidée des sociétés du Groupe.

Note 7 – Provisions

Note 7a – Provisions pour risques et charges

	Montants au 31 décembre 2003	Dotations	Reprises sans objet	Utilisa- tions	Reclas- sements	Variations de périmètre	Ecarts de conver- sion	Montants au 31 décembre 2004
	<i>(en millions d'euros)</i>							
Provision pour renouvellement des biens en concession	3 103	657	(195)	(110)	-	-	-	3 455
Provision pour reconstitution des sites	648	234	-	(29)	675	-	-	1 528
Provisions relatives au personnel	464	81	-	(40)	47	-	-	552
Provision pour impôts	28	14	(21)	(4)	-	-	-	17
Provision pour grosses réparations et garantie totale	96	17	(3)	(27)	1	-	-	84
Provision pour impôts différés	1 857	193	(29)	(229)	1	-	4	1 797
Ecarts d'acquisition négatifs nets des reprises de provision	15	(5)	-	-	(2)	27	-	35
Autres provisions pour risques et charges	438	54	(140)	(61)	(64)	-	-	227
Provisions pour risques et charges du secteur financier	16	1	-	(3)	(11)	-	-	3
Provisions pour risques et charges	6 665	1 246	(388)	(503)	647	27	4	7 698

7a 1 - Provision pour renouvellement des biens en concession

Il s'agit de la provision pour renouvellement des ouvrages de distribution de gaz en France.

La méthode de calcul de la provision est décrite en annexe B. Le montant des reprises pour utilisation de la période (110 millions d'euros) contribue à augmenter le poste "Contrevalet des biens mis dans la concession — Droits en nature des concédants".

Les échéances moyennes d'utilisation de la provision pour renouvellement des ouvrages de distribution sont pour 39% de son montant échelonnées de 2005 à 2009 et pour 61% de son montant postérieures à 2009.

Ces taux intègrent l'accélération du processus de renouvellement des canalisations en fonte grise décidée par Gaz de France. Un complément de 264 millions d'euros a été constaté pour faire face aux effets de cette accélération. La provision est estimée sur la base du coût des travaux déjà réalisés. Elle intègre, principalement, une évaluation des surcoûts induits par l'accélération du programme et des contraintes de gestion des chantiers en résultant.

7a 2 - Provision pour reconstitution des sites

Le principe de cette provision est exposé en annexe B. Elle concerne principalement Gaz de France et ses filiales d'Exploration-Production.

Les sites concernés de Gaz de France sont:

- d'une part, les terrains ayant supporté des usines de production de gaz manufacturé; la provision, déterminée de manière statistique à partir d'échantillons de sites représentatifs, s'élève à 233 millions d'euros en 2004 (181 millions d'euros en 2003);
- d'autre part, les canalisations, sites de stockages et terminaux méthaniers en exploitation (1 018 millions d'euros au 31 décembre 2004; 208 millions d'euros en 2003).

Pour ceux-ci, comme pour les installations d'exploration-production (275 millions d'euros en 2004; 257 millions d'euros en 2003), la valeur actuelle des coûts prévisionnels de démantèlement est provisionnée en totalité au passif, en contrepartie d'une immobilisation corporelle; les amortissements correspondants et les charges de désactualisation sont imputés au résultat d'exploitation (annexe C – 2.1).

En 2004, Gaz de France a modifié l'estimation de la provision pour démantèlement des canalisations de distribution, sur la base d'un inventaire des ouvrages fiabilisé et de nouvelles évaluations des coûts futurs de démantèlement compte tenu du contexte réglementaire et environnemental actuel. Les contraintes d'urbanisme conduisent à une évaluation du risque se traduisant par une dépose complète de 20% du réseau et par un abandon sécurisé de 80% des conduites. L'évaluation de la provision, sur la base d'expertises techniques, a été effectuée en retenant un taux de capitalisation de 2% et un taux d'actualisation de 5% sur 60 ans. Cette provision s'élève à 861 millions d'euros au 31 décembre 2004. Elle a été dotée en contrepartie d'un actif de démantèlement à hauteur de 675 millions d'euros (note 1). Cette réestimation est prise en résultat de façon prospective à compter de 2000, date à laquelle les conditions étaient réunies pour la réaliser. L'impact sur le résultat 2004 de cette opération (184 millions d'euros) inclut donc un rattrapage de dotations de 132 millions d'euros.

7a 3 - Provisions relatives au personnel

Les engagements de retraite et autres avantages à long terme consentis au personnel des filiales sont provisionnés pour 124 millions d'euros au 31 décembre 2004 (113 millions d'euros au 31 décembre 2003).

Les principales provisions de la société-mère sont présentées en note 21 c.

Note 7b – Provisions pour dépréciation

	Montants au 31 décembre 2003	Dotations	Reprise provisions sans objet	Utilisa- tions	Reclas- sements	Variations de périmètre	Ecart de conversion	Montants au 31 décembre 2004
<i>(en millions d'euros)</i>								
Immobilisations incorporelles	62	1	(20)	-	(31)	-	(1)	11
Immobilisations corporelles	31	42	-	-	17	-	(3)	87
Immobilisations financières	70	6	(1)	-	(6)	-	-	69

Note 8 – Dettes¹⁴

Note 8 a – Echancier des dettes

	Montants au 31 décembre 2004	A un an au plus	Degré d'exigibilité			Montants au 31 décembre 2003	Montants au 31 décembre 2002
			De un à cinq ans	De six à dix ans	A plus de dix ans		
<i>(en millions d'euros)</i>							
Dettes financières							
Location-financement	834	57	255	320	202	862	607
Emprunts obligataires	2 087	-	87	1 250	750	2 053	
Autres emprunts	1 161	647	360	132	22	1 716	3 078
Soldes créditeurs de banque et concours bancaires courants	506	506	-	-	-	546	625
Divers	205	166	32	3	4	232	157
	4 793	1 376	734	1 705	978	5 409	4 467
Dettes fournisseurs	1 889	1 889	-	-	-	1 769	1 851
Dettes fiscales et sociales et autres dettes	3 403	3 365	15	23	-	3 418	3 135
Dettes du secteur financier	836	745	91	-	-	402	442
Total dettes	10 921	7 375	840	1 728	978	10 998	9 895

Note 8 b – Caractéristiques des emprunts obligataires

	Montants au 31 décembre 2004	Date d'émission	Date d'échéance	Taux	Cotation
Emissions publiques					
- en euro	1 250 MEUR	02/2003	02/2013	4,75%	Paris/Luxembourg
	750 MEUR	02/2003	02/2018	5,125%	Paris/Luxembourg
Placements privés					
- en euro	30 MEUR	12/2003	12/2006	Euribor 3 m	Paris
- en yen	5 000 MJPY	12/2003	12/2006	JPY Libor 6 m +0,005%	Luxembourg
	3 000 MJPY	03/2004	03/2009	0,658%	Aucune

Les placements privés en yen font l'objet de *cross currency swaps* euro/yen contre Euribor 3m.

Ces différentes opérations ont été réalisées dans le cadre du programme EMTN mis en place en octobre 2002.

¹⁴ Il n'existe pas de covenants financiers dans le crédit syndiqué de 3 milliards d'euros signé en février 2005, ni dans aucun autre instrument de dette de Gaz de France. Aucun des emprunts obligataires ne comporte de covenants. Les contrats d'emprunts comportant des covenants financiers concernent exclusivement des dettes bancaires des filiales classées dans la ligne "autres emprunts" pour un degré d'exigibilité allant de moins d'un an à 10 ans.*

* Information complémentaire apportée pour les besoins du document de base.

Note 8 c – Détail des emprunts obligataires et autres emprunts

	Montants au 31 décembre 2004	Degré d'exigibilité			
		A un an au plus	De un à cinq ans	De six à dix ans	A plus de dix ans
En euro	2 940	561	328	1 301	750
En dollar américain	209	20	98	69	22
En livre sterling	30	3	15	12	-
Autres monnaies	69	8	61	-	-
Total	3 248	592	502	1 382	772

Les couvertures associées sont détaillées en note 20 a.

Moins de 30% de dettes comportent des *covenants* financiers; ceux-ci concernent exclusivement les filiales. Le Groupe agit dans le respect de ces *covenants*.

Note 8 d – Autres dettes financières

Les autres dettes financières (location - financement, soldes créditeurs de banque et concours bancaires, divers) sont principalement libellées en euro.

Note 9 – Analyse de la dette par taux et par devise après prise en compte des instruments financiers de couverture

Note 9 a – Analyse par taux

Le montant des dettes de location-financement, des emprunts obligataires et autres emprunts, libellés à taux fixe ou bien convertis à taux fixe par des *swaps* de taux, s'élève à 2 916 millions d'euros au 31 décembre 2004.

Les financements à taux fixe à moins de 3 mois à l'origine ne sont pas inclus dans ce montant.

Note 9 b – Analyse par devise

La répartition des emprunts obligataires et autres emprunts par devise, après prise en compte des instruments financiers de couverture du risque de change, est la suivante:

(en millions d'euros)	31 décembre 2004	%
Euro	2 610	80,35
Dollars américain	600	18,48
Livres sterling	30	0,94
Autres	8	0,24
Total	3 248	100

Note 10 – Chiffre d'affaires

	2004	2003	2002
	<i>(en millions d'euros)</i>		
Ventes de gaz			
- en France	11 259	11 371	10 481
- à l'étranger	3 494	2 516	1 830
Prestations de services et divers	3 376	2 760	2 235
Chiffre d'affaires	18 129	16 647	14 546

Le chiffre d'affaires total par zone de destination est indiqué en note 24.

Note 11 – Valeur ajoutée

Les titres participatifs sont rémunérés en fonction du taux moyen obligataire (TMO) et de l'évolution de la valeur ajoutée de Gaz de France ou du Groupe (part Groupe uniquement), si cette dernière est plus favorable.

	2004	2003	2002
	<i>(en millions d'euros)</i>		
Part du Groupe	6 367	5 956	5 214
Part des minoritaires	191	442	246
Valeur ajoutée	6 558	6 398	5 460

Note 12 – Frais de recherche et développement

En 2004, les charges de recherche et développement sont de 90 millions d'euros. Elles s'élevaient à 89 millions d'euros pour l'exercice 2003.

Note 13 – Dotations aux amortissements et aux provisions (nettes des reprises et transferts de charges)

Note 13 a – Dotations nettes aux amortissements

	2004	2003	2002
	<i>(en millions d'euros)</i>		
Amortissement de caducité	508	494	331
Autres dotations aux amortissements (nettes de reprises)	1 272	1 150	950
Dotations nettes aux amortissements	1 780	1 644	1 281

L'augmentation de l'amortissement de caducité résulte des fins anticipées de contrats de concession. Ces amortissements complémentaires sont portés à l'actif en contrepartie de transferts de charges (note 1).

L'augmentation des autres dotations aux amortissements en 2003 provient principalement du complément de dotations constaté sur les ouvrages de transport rachetés en juillet 2002 (291 millions d'euros).

Note 13 b – Dotations nettes aux provisions

	2004	2003	2002
	<i>(en millions d'euros)</i>		
Provision pour renouvellement des biens en concession	568	412	408
Provision pour reconstitution des sites	204	(6)	5
Provisions relatives au personnel (note 7 a)	41	190	(3)
Provision pour grosses réparations et garantie totale	(13)	(15)	55
Provisions pour dépréciation	18	28	(4)
Autres provisions pour risques et charges d'exploitation	(1)	78	(45)
Dotations nettes aux provisions	817	687	416

La dotation de renouvellement des biens en concession prend en compte un montant de 264 millions d'euros lié à l'accélération du renouvellement des canalisations en fonte grise du réseau de distribution de Gaz de France. La dotation pour reconstitution des sites intègre la nouvelle évaluation du coût de démantèlement du réseau de distribution (voir note 7 a) pour 131 millions d'euros.

L'évolution des provisions relatives au personnel résulte essentiellement de la constitution, pour la première fois en 2003, de provisions au titre des congés exceptionnels de fin de carrière et des pensions et rentes en cours de service à la clôture (invalidité, accidents du travail, maladies professionnelles).

Note 13 c – Transferts de charges sur immobilisations

	2004	2003	2002
	<i>(en millions d'euros)</i>		
Transferts de charges sur immobilisations	(149)	(173)	(69)

Ces transferts de charges sont relatifs aux amortissements de caducité portés à l'actif (note 1).

Note 14 – Résultat financier

	2004	2004	2004	2003	2002
	Charges	Produits	Net	Net	Net
	<i>(en millions d'euros)</i>				
Intérêts, charges et produits assimilés	330	92	(238)	(218)	(120)
Revenus des participations non consolidées	-	37	37	39	35
Résultat de change	85	136	51	162	44
Dotations et reprises de provisions à caractère financier	10	126	116	(122)	19
Total	425	391	(34)	(139)	(22)

En 2004, le coût moyen de la dette est de 4,8%.

Note 15 – Produits et charges exceptionnels

	Charges	Produits
	<i>(en millions d'euros)</i>	
Cessions d'immobilisations corporelles et incorporelles	38	74
Cessions d'immobilisations financières	10	6
Impact de l'inventaire des immobilisations du gestionnaire du réseau de distribution de Gaz de France	30	
Autres	26	41
	104	121
Produits et charges exceptionnels		17

L'impôt afférent aux produits et charges exceptionnels est une charge de 6 millions d'euros.

Note 16 – Impôts – Imposition différée

Gaz de France est la société mère d'un groupe intégré fiscalement au sens de l'article 223A du Code Général des Impôts, qui compte 83 sociétés au titre de l'exercice 2004.

La charge d'impôts sur les résultats se décompose comme suit:

	2004	2003	2002
	<i>(en millions d'euros)</i>		
Impôts courants	607	720	573
Impôts différés	(98)	32	32
Impôts sur les résultats	509	752	605

Les conséquences du contrôle fiscal en cours portant sur les exercices 2001 et 2002 dont Gaz de France fait l'objet n'ont pas d'incidence significative sur les comptes de l'exercice 2004.

Note 16 a – Rapprochement entre la charge d'impôt totale comptabilisée dans le résultat consolidé et la charge d'impôt théorique

	2004	2003	2002
	<i>(en millions d'euros)</i>		
Résultat consolidé avant impôt	1 581	1 735	1 484
Charge d'impôt théorique (taux d'impôt applicable en France)	560	615	526
Impact de l'actualisation des impôts différés	102	45	16
Impact des différences de taux d'imposition	(32)	(16)	(2)
Impact de l'utilisation et de l'activation de déficits antérieurs	(76)	(30)	(10)
Impact des déficits non utilisés	9	43	63
Autres différences permanentes	(54)	95	12
Charge d'impôt effective	509	752	605

Note 16 b – Impôts différés

	Au 31 décembre 2003	Variations de l'exercice		Au 31 décembre 2004
		Résultat	Autres	
	<i>(en millions d'euros)</i>			
Impositions différées – passif	(1 857)	66	(6)	(1 797)
Impositions différées – actif	27	32	5	64
Imposition différée nette	(1 830)	98	(1)	(1 733)

Note 16 c – Ventilation des impôts différés (actif, passif) en fonction de la nature des différences temporaires

	2004	2003	2002
	<i>(en millions d'euros)</i>		
Immobilisations	(1 541)	(1 606)	(1 091)
Provisions et charges à payer	147	13	50
Marges internes en stock	3	11	9
Déficits reportables	43	87	65
Imposition différée des contributions de tiers	(128)	(133)	(126)
Amortissement fiscal dérogatoire	(116)	(98)	(85)
Autres provisions réglementées	(124)	(117)	(114)
Autres	(17)	13	(31)
Impôts différés nets	(1 733)	(1 830)	(1 323)

Note 16 d – Impôts différés actif non constatés

Nature des différences temporaires	Impôts différés actif non constatés			
	<i>(en millions d'euros)</i>			
	Total	Moins de cinq ans	Plus de cinq ans	Indéfiniment reportable
Déficits reportables	67	38	1	28
Autres différences temporaires	14	10	3	1
Total	81	48	4	29

Note 17 – Investissements

Les investissements d'équipement comprennent les acquisitions d'immobilisations corporelles et incorporelles.

Les investissements de croissance comprennent les acquisitions d'immobilisations financières et l'incidence sur la trésorerie des variations de périmètre correspondantes.

Opérations d'investissement et de financement sans incidence sur la variation de trésorerie:

	2004	2003	2002
	<i>(en millions d'euros)</i>		
Acquisitions en location-financement	7	45	7

Note 18 – Variation du besoin en fonds de roulement

<i>(en millions d'euros)</i>	2004	2003	2002
Variation des stocks	(59)	(67)	(8)
Variation des créances d'exploitation ⁽¹⁾	900	436	(276)
Variation des dettes fournisseurs ⁽¹⁾	(143)	(10)	(32)
Variation des autres postes	(352)	115	(156)
Variation du besoin en fonds de roulement	346	474	(472)

(1) Nettes des acomptes

Note 19 – Trésorerie

La trésorerie comprend les disponibilités, les découverts bancaires momentanés, les équivalents de disponibilités (SICAV, FCP) très liquides, facilement convertibles et dont la valeur est stable, ainsi que les comptes courants à caractère de disponibilités.

<i>(en millions d'euros)</i>	2004	2003	2002
Disponibilités	453	512	450
Valeurs mobilières de placement	285	158	143
Soldes créditeurs de banque et concours bancaires courants	(502)	(546)	(625)
Comptes courants assimilés à des disponibilités	(22)	(24)	(1)
Trésorerie du secteur financier	128	60	29
Trésorerie	342	160	(4)

Note 20 – Engagements consolidés et risques

Note 20 a – Engagements à caractère financier

La définition de la politique et la gestion des risques financiers (taux et change) s'effectuent au niveau de la tête de Groupe afin de permettre une agrégation des risques, une maîtrise des positions et un lieu unique d'intervention sur les marchés.

La gestion consolidée du risque de contrepartie et la cohérence des décisions de gestion sont assurées notamment par des instances de décision transverses: le comité taux et change et le comité crédit.

Couverture du risque de change

Afin de gérer son exposition aux variations des cours des devises, le Groupe utilise des contrats d'achats ou ventes à terme de devises pour couvrir ses achats de gaz, ses investissements corporels et ses activités de financement.

<i>(en millions d'euros)</i>	Engagements part fixe au 31 décembre 2004			TOTAL	Valorisation au 31 décembre 2004	Différentiel de change au 31 décembre 2004	Engagements part fixe au 31 décembre 2003
	par échéance 2007						
Contrats à terme	2005	2006	et au-delà				
Position vendeur							
- Devise livre sterling	282	157	27	466	470	(4)	524
- Devise dollar américain	693	54	1	748	764	(16)	828
- Autres devises	-	-	-	-	-	-	4
Position acheteur							
- Devise livre sterling	10	13	-	23	20	(3)	180
- Devise dollar américain	483	167	9	659	724	65	534
- Autres devises	2	38	23	63	59	(4)	43

Le différentiel de change sur ces engagements était de +31 millions d'euros au 31 décembre 2003.

L'exposition au risque de change par devise est la suivante au 31 décembre 2004:

<i>(en millions d'euros)</i>	Devise	Dollar américain	Livre sterling
Emprunts obligataires et autres emprunts		209	30
Autres dettes (créances)		61	(58)
Position bilantielle nette		270	(28)
Achats à terme de devises		(659)	(23)
Ventes à terme de devises		748	466
Exposition nette (transactions futures couvertes)		359	415

Couverture du risque de taux

<i>(en millions d'euros)</i>	Notionnel au 31 décembre 2004					Notionnel au 31 décembre 2003	
	Echéance finale des swaps	A un an au plus	De un à cinq	De six à dix ans	Plus de dix ans	Total	
Swaps payeur taux fixe receveur taux variable		272	146	143	204	765	936
Swaps payeur taux variable/receveur taux fixe		289	41	-	182	512	782
Swaps taux variable vers taux variable		-	38	-	-	38	39

Gaz de France a souscrit des *swaps* de taux à court terme pour convertir principalement des billets de trésorerie à taux fixe en taux variable. Le montant couvert est de 100 millions d'euros au 31 décembre 2004 (551 millions d'euros au 31 décembre 2003).

Suite aux cessions à un fonds commun de créances en 2001 et 2003¹⁵ de prêts au personnel pour accession à la propriété, Gaz de France a conservé un risque marginal de taux portant sur un notionnel égal à la différence entre le principal restant effectivement dû et le principal restant dû théorique modélisé lors de la cession. Cette différence ressort à 7 millions d'euros au 31 décembre 2004. Le nominal des *swaps* de taux correspondant est de 182 millions d'euros.

Par ailleurs, le Groupe a souscrit des *swaps* de taux pour convertir des emprunts à moyen et long terme à taux variable en taux fixe. Les emprunts couverts s'élèvent à 170 millions d'euros au 31 décembre 2004 (220 millions d'euros au 31 décembre 2003).

Les filiales du secteur financier couvrent le risque de taux sur leurs actifs (émis à taux fixe) par des *swaps* de taux qui leur permettent de se refinancer à taux fixe (notionnel de 217 millions d'euros au 31 décembre 2004 et de 215 millions d'euros au 31 décembre 2003).

Enfin, les placements privés en yen font l'objet d'un *cross currency swap* euro/yen contre Euribor 3m (note 8 b).

Engagements sur titres

Le Groupe a conclu des options croisées d'achat et vente de titres avec les actionnaires actuels de deux sociétés italiennes de distribution (Arcalgas et Italcogim). Elles sont exerçables de manière échelonnée jusqu'en 2007 pour un montant total de 380 millions d'euros.

Gaz de France a conclu une opération de couverture de valeur de ses titres Technip le 16 décembre 2004. Il a acheté à un établissement financier des options de vente de titres et lui a vendu concomitamment un nombre identique d'options d'achat. La maturité de ces options est de 6 à 24 mois et leur valeur nominale du 16 décembre 2004 de 220 millions d'euros. Gaz de France a transféré ses titres à la banque par un contrat de pension livrée¹⁶ mais garde la faculté de les récupérer à tout moment sur simple demande.

¹⁵ LOGGIAS 1 a été lancée en 2001 et a porté sur la cession d'un en-cours de créances de 174 millions d'euros, LOGGIAS 2 a été lancée en 2003 et a porté sur la cession d'un en-cours de créances de 91 millions d'euros pour Gaz de France. Les caractéristiques de ces opérations LOGGIAS 1 et 2 ont conduit à une déconsolidation des montants correspondants dans les comptes consolidés en règlement CRC, ce caractère déconsolidant demeurant au regard des normes IFRS. Gaz de France avait par ailleurs lancé en 1995 une opération portant sur la cession d'un en-cours global de créances de 220,4 millions d'euros (Fonds commun de créances APIGAZ).*

¹⁶ Le droit de vote a été transféré dans ce cadre, mais Gaz de France conserve le droit au dividende.*

* Information complémentaire apportée pour les besoins du document de base.

Les autres options croisées d'achat et vente de titres représentent globalement 175 millions d'euros (Gaselys, Sofregaz).

Autres engagements donnés et reçus à caractère financier

	31 décembre 2004		31 décembre 2003	
	Engagements donnés	Engagements reçus	Engagements donnés	Engagements reçus
	<i>(en millions d'euros)</i>			
Lignes de crédit en devises ⁽¹⁾	2 383	2 385	2 258	2 258
Garanties, cautions et avals	306	326	374	158
Garanties de bonne fin	62	378	74	6
Autres	-	-	6	4
Total	2 751	3 089	2 712	2 426

(1) Gaz de France dispose depuis août 2002 d'une ligne de crédit *revolving* de 2 milliards d'euros à échéance 2007. Les banques disposent d'une possibilité de sortie individuelle en cas de changement du contrôle majoritaire de l'entreprise.

Note 20 b – Engagements relatifs aux matières premières

Engagements relatifs au gaz naturel

Afin de faire face à la demande de gaz naturel de ses clients à moyen et long terme, le Groupe a sécurisé ses approvisionnements par des contrats dont la durée peut atteindre 25 ans.

Ces contrats comportent des engagements réciproques portant sur des quantités déterminées de gaz:

- un engagement du Groupe d'enlever des quantités minimales;
- un engagement des fournisseurs de mettre à disposition des quantités à des prix compétitifs.

Cette compétitivité est assurée par des formules de prix indexées et par des mécanismes de révision de prix.

Le Groupe réalise la majeure partie de ses achats dans le cadre de ces contrats.

Au 31 décembre 2004, les engagements du Groupe sont de 45 milliards de m³ pour 2005, 188 milliards de m³ pour la période allant de 2006 à 2009 et 413 milliards de m³ pour 2010 et au-delà.

De plus, le Groupe a souscrit des achats et ventes à terme de gaz naturel 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) et dans le cadre de son activité de *trading* (campagnes de "cash and carry" ou *trading* de *spread* chez Gaselys).

Au 31 décembre 2004, les engagements du Groupe sont de 3 milliards de m³ d'achats à terme à moins d'un an et de 6 milliards de m³ de ventes à terme à moins d'un an.

A la demande de la Direction générale de la concurrence de la Commission européenne et de la CRE, Gaz de France met en œuvre un programme de cession temporaire de gaz (*gas release*) sur le Point d'échange de gaz de la zone sud du réseau de transport en France. Cette cession temporaire doit commencer au cours de l'année 2005 et porte sur 15 TWh par an pendant trois ans.

Pour satisfaire ses engagements d'enlèvement de volume, le Groupe a été conduit à conclure des contrats à long terme de réservation de capacités de transport terrestre et maritime et de gazéification.

Par ailleurs, les filiales du segment Exploration-Production se sont engagées à mettre à disposition de leurs clients des quantités minimales de gaz naturel. L'engagement correspondant s'élève à 7 milliards de m³ au 31 décembre 2004, dont 2 milliards de m³ à moins d'un an.

Engagements relatifs à l'électricité

Dans le cadre de son activité de *trading*, le Groupe a souscrit des achats et ventes à terme d'électricité. Au 31 décembre 2004, les engagements sont les suivants:

	Electricité (en TWh)
- Achats à terme	11
- Ventes à terme	12

De plus, le Groupe dispose de capacités de production d'électricité à partir du gaz à hauteur de 16 TWh par an pendant 22 ans.

Produits dérivés

Le Groupe utilise des instruments dérivés pour gérer son exposition aux fluctuations des prix des matières premières.

Swaps et options, généralement adossés à des opérations physiques portant sur le gaz naturel, sont utilisés à des fins de couverture. Les *swaps* consistent à fixer au moment de leur mise en œuvre, un cours à l'achat ou à la vente d'une quantité de gaz définie pour une date future. Ils visent notamment à sécuriser et garantir la marge liée à une action commerciale, quelle que soit l'évolution du prix du gaz à terme.

Les options sont mises en œuvre pour garantir des prix plafonds de gaz (*calls*) et éventuellement des prix planchers (*puts*).

	Notionnel au 31 décembre 2004			(en millions d'euros)	Différentiel au 31 décembre 2004 (en millions d'euros)	Notionnel au 31 décembre 2003 (en millions d'euros)
	en GWh par échéance					
	2005	2006	2007 et au-delà			
Options (acheteur)						
- Gaz naturel	5 119	-	-	87	(6)	22
- Pétrole	227	-	-	9	-	14
- Electricité	6	45	-	2	-	3
Options (vendeur)						
- Gaz naturel	5 702	95	273	87	2	15
- Pétrole	688	-	-	11	-	4
- Electricité	18	45	45	3	-	3
- Swaps						
- Gaz naturel	15 078	3 415	19	266	(7)	482
- Pétrole	132 228	38 044	3 533	3 387	81	1 505

Le différentiel sur les produits dérivés était de +52 millions d'euros au 31 décembre 2003.

Les engagements consolidés incluent 51% des engagements de Gaselys envers les tiers ainsi que 49% des engagements de Gaz de France envers Gaselys.

Note 20 c – Autres engagements

(en millions d'euros)	31 décembre 2004		31 décembre 2003	
	Engagements donnés	Engagements reçus	Engagements donnés	Engagements reçus
Engagements d'investissement	1 210	1 210	1 004	1 004
Engagements de location et assimilés	106	106	97	97
Engagements relatifs aux filiales non consolidées	165	165	165	165
Autres	35	6	3	5
Total	1 516	1 487	1 269	1 271

Les engagements relatifs aux filiales non consolidées sont principalement des *swaps*. Le Groupe a souscrit deux instruments financiers dont le sous-jacent est une société opérant dans le secteur des services. Ces

swaps, d'un nominal de 165 millions d'euros, permettent au Groupe de bénéficier du revenu des titres ainsi que de toute variation de leur valeur, tout en supportant le coût de leur financement, soit environ 5 millions d'euros par an.

Les engagements donnés aux banques, par Gaz de France et par les filiales consolidées par intégration, en garantie d'emprunts contractés par des filiales consolidées par intégration, sont éliminés des engagements consolidés.

Note 21 – Engagements de retraite et autres engagements envers le personnel de Gaz de France

Récapitulatif des engagements et provisions

<i>(en millions d'euros)</i>	31 décembre 2004	31 décembre 2003	31 décembre 2002	Note
Retraites	1 625	12 911	12 511	21a
Autres avantages de fin de carrière et postérieurs à l'emploi				21b
- Indemnités de fin de carrière	105	91	89	
- Congés exceptionnels de fin de carrière	38	27	Non évalué	
- Avantage en nature énergie	447	360	820	
- Couverture maladie	-	115	111	
- Complément de solidarité	71	64	62	
- Indemnités de secours immédiat	57	49	48	
- Indemnités compensatrices de frais d'études	8	5	5	
Autres engagements envers le personnel				
- Pensions d'invalidité et autres	193	159	148	
- Médailles du travail	27	24	25	
Total	2 571	13 805	13 818	
Dont provisionné	386	339	162	21c
Dont couvert par des contrats d'assurance	1 928	1 685	1 255	21d

Note 21 a – Pensions

Le régime de retraites des entreprises des IEG est un régime de sécurité sociale spécial, légal et obligatoire. 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 a apporté des modifications importantes quant au fonctionnement et au financement de ce régime de retraites.

1. La réforme du régime des retraites des IEG.

1.1. La Caisse nationale des industries électriques et gazières.

A compter du 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 CNIEG. La CNIEG est un organisme de sécurité sociale de droit privé, dotée de la personnalité morale, et placée 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, à compter du 1^{er} janvier 2005, affiliés de plein droit à cette caisse.

1.2. Les conventions d'adossment financier avec les régimes de droit commun.

Des conventions financières sont 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 adossment financier de la CNIEG à ces régimes de droit commun. Les conditions et modalités selon lesquelles la CNIEG verse à ces régimes les cotisations de retraites et, en contrepartie, selon lesquelles ces mêmes régimes versent à la CNIEG les prestations de retraites sont calquées sur les conditions et modalités qui seraient applicables si les personnels affiliés à la CNIEG relevaient respectivement du régime général de sécurité sociale ou des régimes de retraites complémentaires concernés.

Conformément au principe de neutralité financière, les conventions déterminent également les montants et modalités de paiement des contributions exceptionnelles, forfaitaires et libératoires destinées à couvrir les charges permanentes ainsi que les charges de trésorerie résultant de l'évaluation à la date de la réforme de la situation démographique, financière et économique respective de ces régimes et du régime des IEG ainsi que du niveau et de la structure des rémunérations respectifs de leurs affiliés.

Le montant de la contribution exceptionnelle due à la CNAV s'élève à 7 649 millions d'euros pour l'ensemble de la branche. Une partie de cette somme sera versée en 2005, le montant à la charge de Gaz de France s'élève à 249 millions d'euros. Le solde de cette contribution exceptionnelle, payé sur 20 ans à compter de 2005, sera financé par les contributions tarifaires perçues sur les prestations de transport et de distribution d'électricité et de gaz naturel (cf. *infra*).

Le montant de la contribution exceptionnelle due au titre des régimes de retraites complémentaires est destiné à couvrir les réserves et le fonds de gestion de ces régimes. Elle s'élève à 799 millions d'euros, correspondant à 137 millions d'euros pour Gaz de France. 90% seront versés en 2005, le solde en 2006.

Une clause de revoyure unique a été intégrée aux conventions signées avec les régimes de retraites complémentaires (AGIRC et ARRCO). Elle interviendra en 2010 et portera sur l'évolution de la masse salariale effective des IEG sur la période 2005-2010. Elle pourrait conduire au versement par la CNIEG d'une contribution plafonnée à 918 millions d'euros, soit 30 millions d'euros à la charge de Gaz de France, pour la part non régulée.

Ces conventions ont été approuvées par les ministres chargés de la sécurité sociale, du budget et de l'énergie.

1.3. Les droits spécifiques du régime spécial d'assurance vieillesse des IEG.

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.

La loi du 9 août 2004 précitée et ses décrets d'application répartissent 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").

Le poids relatif de Gaz de France au sein des IEG est de 17,13% sur la base des masses salariales 2004 estimées de l'ensemble des entreprises des IEG. Il fera l'objet d'un ajustement sur la base des masses salariales 2004 définitives. Les droits spécifiques passés afférents à Gaz de France sont répartis à 81% pour les droits spécifiques passés régulés (dont 15,7% pour les activités de transport de gaz et 65,3% pour les activités de distribution de gaz) et à 19,0% pour les droits spécifiques passés non régulés.

1.4. La contribution tarifaire d'acheminement sur les prestations de transport et de distribution d'électricité et de gaz naturel (CTA).

La loi du 9 août a institué au profit de la CNIEG une contribution tarifaire sur chacune des prestations de transport et de distribution d'électricité et de gaz naturel. Les contributions tarifaires financent les droits spécifiques passés régulés. Elles financent également la quote-part régulée de la contribution exceptionnelle définie dans la convention avec la CNAV et, le cas échéant, de la contribution exceptionnelle relative à la clause de revoyure intégrée aux conventions avec les régimes de retraites complémentaires.

Les taux de contribution tarifaire sont périodiquement fixés par les ministres chargés de l'énergie, du budget et de la sécurité sociale après avis de la CRE.

Ces contributions tarifaires qui seront pour l'essentiel collectées par les fournisseurs de gaz et d'électricité auront comme corollaire une baisse des tarifs d'acheminement du gaz et de l'électricité, afin d'assurer la neutralité tarifaire pour les clients finals.

1.5. Les droits spécifiques non financés par la CTA.

Les droits spécifiques passés non régulés sont financés par les entreprises des IEG dans les proportions définies par décret. Les engagements de retraite indiqués au paragraphe 5 ci-dessous comprennent l'intégralité des droits spécifiques passés non régulés alloués à Gaz de France.

Les droits spécifiques du régime constitués à compter du 1^{er} janvier 2005 seront intégralement financés par les entreprises des IEG proportionnellement à leurs poids respectifs en termes de masse salariale au sein de la branche des IEG.

Les entreprises de la branche sont solidairement responsables du financement de ces droits.

1.6. La garantie de l'Etat.

Concernant les droits spécifiques passés, la CNIEG bénéficie en dernier recours d'une garantie de l'Etat.

2. Mode de calcul des engagements de retraite

Conformément à la recommandation du CNC du 1^{er} avril 2003 (2003-R.01), les engagements de Gaz de France sont déterminés selon une méthode actuarielle, appliquée à l'ensemble du personnel relevant des IEG.

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 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 sur un taux de rotation résultant de l'observation statistique du comportement des agents des IEG;
- les reversions de pensions, dont l'évaluation associe la probabilité de survie de l'agent et de son conjoint, et le taux de matrimonialité relevé sur la population des agents des IEG.

Le mode de calcul des engagements est le suivant:

- ils sont évalués sur la base des droits validés à la date du calcul, tant auprès du régime des IEG que des régimes de droit commun;
- ils sont déterminés pour l'ensemble des agents, actifs et retraités, relevant du régime des IEG;
- le taux d'actualisation utilisé au 31 décembre 2004 est un taux d'actualisation nominal de 4,5% (compte tenu d'une hypothèse d'inflation de 2%) contre 5% nominal au 31 décembre 2003 et au 31 décembre 2002;
- ils ne comprennent pas les contributions aux frais de gestion de la CNIEG.

3. Les obligations financières de Gaz de France jusqu'au 31 décembre 2004

Jusqu'au 31 décembre 2004, Gaz de France a inscrit chaque année dans ses comptes sa contribution au financement de ce régime. Cette contribution, qui comprend les charges de compensation avec les autres régimes légaux de retraite, mais aussi les autres charges de statut social, est déterminée par l'application d'un taux de charges dénommé taux moyen général ("**TMG**") à une assiette composée de la masse salariale hors primes. En 2004, la contribution de Gaz de France représente 472 millions d'euros (437 millions d'euros pour l'exercice 2003). Le TMG s'établit à 63,79% en 2004 (61,8% en 2003).

Sur la base de ces obligations, les engagements au 31 décembre 2004 en l'absence de réforme auraient été de 14 824 millions d'euros.

La variation des engagements pré-réforme entre le 31 décembre 2003 (12 911 millions d'euros) et le 31 décembre 2004 (14 824 millions d'euros) résulte de:

- du coût des services rendus au cours de l'exercice (+201 millions d'euros);
- du coût financier (désactualisation) (+658 millions d'euros);
- des pensions versées (-457 millions d'euros);
- des écarts actuariels (+1 511 millions d'euros).

4. Les obligations financières de Gaz de France à compter du 1^{er} janvier 2005

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 Gaz de France 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 financée 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.

5. Engagements consécutifs à la refondation du régime

Au 31 décembre 2004, à l'issue de la réforme, les engagements totaux de Gaz de France (le cas échéant nets de financement par la contribution tarifaire) et avant impact fiscal sont de:

	<i>(en millions d'euros)</i>
Engagements de retraite	1 209
+ Contributions exceptionnelles, forfaitaires et libératoires dues	
- à la CNAV	249
- à l'AGIRC et à l'ARRCO	137
+ Montant plafond au titre de la clause de revoyure (AGIRC et ARRCO)	30
Engagement total au 31 décembre 2004 post-réforme	1 625

De plus, Gaz de France contribue au financement des frais de gestion de la CNIEG.

Note 21 b – Les autres avantages au personnel

En complément des retraites, d'autres avantages sont donnés aux actifs et aux inactifs:

- avantages à long terme:
 - o les rentes accidents du travail et de maladies professionnelles;
 - o les rentes d'incapacité temporaire et d'invalidité;
 - o les médailles du travail.

- avantages postérieurs à l'emploi:
 - o l'avantage en nature énergie;
 - o la couverture maladie;
 - o les indemnités de fin de carrière;
 - o les congés exceptionnels de fin de carrière;
 - o les indemnités de secours immédiat;
 - o les indemnités compensatrices de frais d'études;
 - o le complément de solidarité.

Afin de tenir compte des différentes maturités, le taux d'actualisation diffère selon la nature des engagements. Ainsi, à l'exception des engagements relatifs au complément de solidarité et aux indemnités de secours immédiat évalués sur la base d'un taux d'actualisation nominal de 4,5% (compte tenu d'une hypothèse d'inflation de 2%), les autres engagements ont été évalués sur la base d'un taux d'actualisation nominal de 4%, compte tenu de la même hypothèse d'inflation.

1. Les avantages à long terme

1.1 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 (y compris celles liées à l'amiante). 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.

Au 31 décembre 2004, les engagements au titre des rentes accidents du travail et de maladies professionnelles sont évalués à 163 millions d'euros (133 millions d'euros au 31 décembre 2003), et sont entièrement provisionnés.

1.2 Les rentes d'incapacité temporaire et d'invalidité

1.2.1 Incapacité temporaire

Sur décision du médecin conseil, les agents statutaires dont l'arrêt de travail est supérieur à un an peuvent être admis en longue maladie. Dès lors, en l'absence d'amélioration de son état de santé, l'agent perçoit un revenu correspondant à 100% de son salaire pendant 3 ans et 50% pendant deux ans.

Au 31 décembre 2004, les engagements à ce titre sont évalués à 9 millions d'euros (8 millions d'euros au 31 décembre 2003).

1.2.2 Invalidité

A l'issue des cinq ans d'incapacité temporaire, l'agent dont l'état de santé ne permet pas une reprise de son activité professionnelle est mis en invalidité.

Les agents statutaires en activité de services peuvent bénéficier de prestations en rente lorsque leur mise en invalidité est prononcée par la Commission nationale d'invalidité (art.4-§ de l'annexe 3 du Statut National). Ils perçoivent alors une pension d'invalidité correspondant à 50% de leur dernier salaire d'activité. L'état d'invalidité peut être prononcé à la suite d'une longue maladie d'une durée de cinq ans, d'un accident de travail ou d'une maladie professionnelle dès lors que l'agent est reconnu inapte au travail. Cette prestation, versée jusqu'à l'âge de la retraite en cas d'absence d'amélioration de l'état de santé de l'agent, n'est pas réversible.

L'engagement de l'entreprise correspond à la valeur actuelle probable des prestations en cours de service.

Au 31 décembre 2004, les engagements au titre des rentes d'invalidité sont évalués à 21 millions d'euros (18 millions d'euros au 31 décembre 2003), et sont entièrement provisionnés.

1.3 Les médailles du travail

Les indemnités proposées aux salariés au titre des médailles du travail varient en fonction de leur ancienneté.

La méthode retenue pour évaluer l'engagement est celle des "unités de crédits projetées". Celui-ci correspond à la valeur actuelle probable de verser les indemnités lorsque l'agent a atteint les différents niveaux d'ancienneté.

Au 31 décembre 2004, les engagements au titre des médailles du travail sont évalués à 27 millions d'euros (24 millions d'euros au 31 décembre 2003), et sont entièrement provisionnés.

2. Les avantages postérieurs à l'emploi

2.1 L'avantage en nature énergie

L'article 28 du statut national du personnel des IEG prévoit que l'ensemble des agents (agents actifs et inactifs) bénéficie d'un régime d'avantages 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.

L'engagement de Gaz de France relatif à la fourniture de gaz aux agents de Gaz de France 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.

A 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 Gaz de France par EDF à un tarif préférentiel, Gaz de France fournit du gaz aux agents d'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 Gaz de France pendant la phase de retraite.

La population bénéficiaire du tarif agent est identique à celle bénéficiaire des prestations statutaires du régime spécial de retraite.

En 2003, l'évaluation des engagements au titre de l'avantage énergie a fait l'objet d'un changement d'estimation par rapport à 2002 (substitution de l'évaluation de la sortie effective de ressources sans contrepartie à la valorisation de la fourniture d'énergie au prix de vente).

Au 31 décembre 2004, les engagements au titre de l'avantage énergie sont évalués à 447 millions d'euros (360 millions d'euros au 31 décembre 2003).

2.2 La couverture maladie

Au sein des industries électriques et gazières, la couverture maladie des actifs et des retraités est assurée, à titre obligatoire, par un régime spécial de sécurité sociale offrant:

- les prestations de base du régime général;
- des prestations complémentaires.

Dans le cadre de la réglementation en vigueur jusqu'à début 2005, les entreprises de la branche contribuaient au financement de ce régime à parité avec les assurés, tant pour les personnels actifs que pour les retraités.

2.2.1 La réforme

Des dispositions réglementaires ont été prises en février 2005 pour adapter le financement du régime, conduisant à :

- la création de deux sections comptables (actifs / retraités), équilibrées de manière séparée, avec maintien de la solidarité des salariés actifs envers les retraités, grâce à une cotisation spécifique, acquittée par les seuls salariés et dont le taux est figé;
- la suppression de toute participation des entreprises au financement de la section des retraités; les employeurs supportent désormais 65% des cotisations destinées au financement des charges maladie des agents en activité.

2.2.2 Mode de calcul des engagements

En 2003, la valeur des engagements calculée correspondait à la valeur actualisée des cotisations employeurs au titre des retraités (115 millions d'euros).

Au 31 décembre 2004, les caractéristiques du régime nécessiteraient un calcul des engagements sur la base des prestations servies. En l'absence de séparation comptable entre les deux sections relatives aux actifs et aux retraités, cet engagement ne peut être évalué.

Du fait de la réforme du financement du régime, l'entreprise n'a plus d'engagement au titre des avantages postérieurs à l'emploi à la date d'arrêté des comptes 2004 par le conseil d'administration.

2.3 Les indemnités de fin de carrière

Les indemnités de départ en inactivité (ou indemnités de fin de carrière) sont versées aux agents qui deviennent bénéficiaires d'une pension statutaire de vieillesse ou aux ayants-droit en cas de décès pendant la phase d'activité de l'agent.

La méthode retenue pour évaluer l'engagement que représentent les indemnités de fin de carrière est celle des "unités de crédits projetées".

Au 31 décembre 2004, les engagements au titre des indemnités de fin de carrière sont évalués à 105 millions d'euros (91 millions d'euros au 31 décembre 2003) et sont couverts en quasi totalité par un contrat d'assurance.

2.4 Les congés exceptionnels de fin de carrière

L'attribution de congés exceptionnels avant mise en inactivité (congés de fin de carrière) bénéficie à tous les agents âgés d'au moins 55 ans (sauf dérogations spécifiques) à la date de leur départ en inactivité et pouvant prétendre à une pension statutaire de vieillesse à jouissance immédiate.

Attribués au cours des douze derniers mois de l'activité des agents bénéficiaires, leur durée est fixée comme suit:

- 1 jour par mois de calendrier du 12^{ème} au 7^{ème} mois inclus précédant la date du départ;
- 2 jours par mois de calendrier du 6^{ème} mois jusqu'à la date de départ.

L'engagement est évalué selon la méthode des unités de crédit projetées, basées sur les mêmes hypothèses que celles utilisées pour la valorisation de l'engagement au titre des indemnités de fin de carrière.

Au 31 décembre 2004, les engagements au titre des congés exceptionnels de fin de carrière sont évalués à 38 millions d'euros (27 millions d'euros au 31 décembre 2003) et sont entièrement provisionnés.

2.5 Les indemnités de secours immédiat

L'indemnité de secours immédiat au décès a pour but d'apporter une aide financière relative aux frais engagés lors du décès d'un agent statutaire en inactivité ou en invalidité (Article 26 -§ 5 du statut national). Elle est versée aux ayants-droit prioritaires des agents décédés (indemnité statutaire correspondant à deux mois de pension) ou à un tiers ayant assumé les frais d'obsèques (indemnité bénévole correspondant aux frais d'obsèques).

Au 31 décembre 2004, les engagements au titre des indemnités de secours immédiat sont évalués à 57 millions d'euros (49 millions d'euros au 31 décembre 2003).

2.6 Les indemnités compensatrices de frais d'études

L'indemnité compensatrice de frais d'études (ICFE) est un avantage familial extra-statutaire. Elle a pour but d'apporter une aide aux agents inactifs ou à leurs ayants-droit dont les enfants poursuivent leurs études.

Au 31 décembre 2004, les engagements au titre du régime des indemnités compensatrices de frais d'études sont évalués à 8 millions d'euros (5 millions d'euros au 31 décembre 2003).

2.7 Le complément de solidarité

Le complément de solidarité est une allocation complémentaire versée annuellement aux retraités et à leurs ayants droit. Régi par un accord spécifique signé par certaines entreprises de la branche, il n'est donc pas dicté par le statut national du personnel des IEG, mais résulte de décisions des présidents d'EDF et de Gaz de France, reconduites depuis 1987 et publiées tous les trois ans.

Calculé sur la base des mêmes hypothèses que celles du modèle de retraites, l'engagement au titre du complément de solidarité est évalué au 31 décembre 2004 à 71 millions d'euros (64 millions d'euros au 31 décembre 2003).

Note 21 c – Provisions

Gaz de France a provisionné 386 millions d'euros au 31 décembre 2004 (339 millions d'euros en 2003) dont:

- 137 millions d'euros au titre des retraites (montant inchangé en 2004 par rapport à 2003);
- 184 millions d'euros au titre des pensions d'invalidité, accidents du travail et maladies professionnelles en cours de service à la clôture de l'exercice 2004 (151 millions d'euros en 2003);
- 38 millions d'euros au titre des congés exceptionnels de fin de carrière (27 millions d'euros en 2003); et
- 27 millions d'euros pour les médailles du travail (24 millions d'euros en 2003).

Note 21 d – Contrats d'assurance

Gaz de France a souscrit auprès de diverses compagnies d'assurances des contrats de couverture des retraites et des indemnités de fin de carrière. La valeur de ces contrats est de 1 928 millions d'euros au 31 décembre 2004 (1 685 millions d'euros au 31 décembre 2003).

Des versements ont été effectués en 2004 sur ces fonds assurantiels pour un montant de 210 millions d'euros (375 millions d'euros en 2003).

Note 22 – Effectifs

Les effectifs du Groupe s'élèvent à 38 251 personnes au 31 décembre 2004, contre 38 101 personnes au 31 décembre 2003. Ils se décomposent ainsi: 36 282 pour les sociétés consolidées par intégration globale et 1 969 pour la quote-part des sociétés intégrées proportionnellement.

Les effectifs moyens de la période sont de 38 016 personnes: 36 000 pour les sociétés consolidées par intégration globale et 2 016 pour la quote-part des sociétés intégrées proportionnellement.

Les charges de personnel correspondantes sont de 2 220 millions d'euros en 2004 contre 2 055 millions d'euros en 2003.

Note 23 – Informations par secteur d'activité

Le pôle Fourniture d'énergie et de services regroupe les segments d'activité suivants:

Exploration-Production. Le Groupe dispose via ses filiales et participations d'un portefeuille d'actifs pétroliers et gaziers, principalement des actifs productifs en Mer du Nord et en Allemagne, et des champs en exploration et en développement en Algérie et en Egypte. L'activité Exploration-Production vend une part importante de ses productions à l'activité Achat-Vente d'Énergie.

Achat-Vente d'Énergie. Ce segment regroupe les activités de négoce et de *trading*. Les ventes concernent l'ensemble des clients: résidentiels, tertiaires et autres sociétés énergétiques. Elles sont réalisées principalement par Gaz de France et CFM Négoce en France mais aussi par Gaz de France et GDF ESS dans d'autres pays européens hors France. L'activité de *trading* est portée par Gaselys.

Services. L'activité Services consiste en l'offre de services complémentaires à la fourniture d'énergie, principalement:

- conduite et maintenance d'installations de production de chaleur ou de froid, maintenance industrielle, installations en environnement contrôlé, gestion d'unités industrielles (groupe Cofathec);
- production d'électricité (groupe Finergaz);
- gaz naturel véhicules (GNVert).

Le pôle Infrastructures regroupe l'ensemble des activités en matière de transport et de distribution, réparties entre les segments:

Transport, Stockage, Terminaux Méthaniers en France. Gaz de France exploite, en pleine propriété, le réseau de transport du gaz pour son compte propre et, en application des directives européennes, pour le compte de tiers. Ce segment comprend également la gestion des terminaux méthaniers et des installations de stockage ainsi que l'activité de transport de la Compagnie Française du Méthane.

Distribution France. Ce segment regroupe la gestion des réseaux de distribution en France – investissement, renouvellement, maintenance – assurée par Gaz de France principalement destinés à l'acheminement du gaz pour son compte propre et pour le compte de tiers.

Les réseaux de distribution sont exploités sous un régime de concessions accordées par les collectivités locales.

Transport-Distribution International. Le Groupe dispose de participations dans plusieurs sociétés de transport et de distribution de gaz, principalement en Europe (Allemagne, Hongrie, Slovaquie, Portugal) et au Mexique. En général, elles assurent également la commercialisation du gaz.

Les prestations internes sont facturées entre les segments au prix de marché. Il s'agit principalement des prestations suivantes:

- Entre Achat-Vente d'Énergie et Transport France:
 - o réservation et utilisation des capacités d'acheminement dans le réseau de transport du gaz commercialisé. La rémunération de cette prestation est déterminée sur la base des tarifs d'accès des tiers au réseau de transport approuvés par la CRE;
 - o réservation et utilisation des capacités de stockage nécessaires à l'activité de commercialisation.

- Entre Achat-Vente d'Énergie et Distribution France: réservation et utilisation des capacités d'acheminement dans le réseau de distribution du gaz commercialisé. La rémunération de cette prestation est déterminée sur la base du tarif d'accès des tiers au réseau de distribution approuvé par la CRE.

De plus, les charges indirectes sont refacturées entre les segments.

La réconciliation des indicateurs sectoriels avec les données des états financiers implique de prendre en compte l'élimination des prestations internes dans le processus de consolidation.

31 décembre 2004

Groupe Gaz de France	Pôle Fourniture d'énergie et de services	Pôle Infrastructures	Autres	Eliminations	Total
	<i>(en millions d'euros)</i>				
Chiffre d'affaires	16 498	6 794 ⁽¹⁾	29	(5 192)	18 129
Excédent brut d'exploitation	1 023	3 067	3	-	4 093
Résultat d'exploitation	465	1 148	(15)	-	1 598
Immobilisations corporelles et incorporelles nettes ⁽²⁾	3 768	17 591	576	-	21 935

Pôle Fourniture d'énergie et de services	Exploration-Production	Achat-Vente d'Énergie	Services	Eliminations	Total
	<i>(en millions d'euros)</i>				
Chiffre d'affaires	969	14 397	1 442	(310)	16 498
Excédent brut d'exploitation	634	300	89	-	1 023
Résultat d'exploitation	232	184	49	-	465
Immobilisations corporelles et incorporelles nettes ⁽²⁾	2 703	488	577	-	3 768

Pôle Infrastructures	Transport Stockage France	Distribution France	Transport-Distribution International	Eliminations	Total
	<i>(en millions d'euros)</i>				
Chiffre d'affaires	2 200	3 193	1 424	(23)	6 794
Excédent brut d'exploitation	1 280	1 419	368	-	3 067
Résultat d'exploitation	702	181	265	-	1 148
Immobilisations corporelles et incorporelles nettes ⁽²⁾	6 253	9 380	1 958	-	17 591

(1) Dont 1 837 de chiffre d'affaires externe.

(2) Hors écarts d'acquisition.

Les principales incidences des mouvements de périmètre sur la contribution du Pôle Fourniture d'énergie et de services au 31 décembre 2004 sont les suivantes:

- chiffre d'affaires: +124 millions d'euros;
- excédent brut d'exploitation: +106 millions d'euros;
- résultat d'exploitation: +27 millions d'euros;
- immobilisations corporelles et incorporelles nettes: +90 millions d'euros.

En 2004, une partie des activités de CFM a été reclassée du segment Achat-Vente d'Énergie au segment Transport-Stockage France. En 2003, ces activités représentaient 267 millions d'euros de chiffre d'affaires et 111 millions d'euros de résultat d'exploitation.

Si ce reclassement avait été opéré en 2003, le chiffre d'affaires du segment Transport Stockage France (pôle Infrastructures) se serait établi à 2 204 millions d'euros contre 1 937 millions avant retraitement, avec

des éliminations interpôles, portées à 5 366 millions d'euros contre 5 099 millions d'euros. L'excédent brut d'exploitation et le résultat d'exploitation du segment Transport Stockage France auraient été portés respectivement à 1 339 millions d'euros et 720 millions d'euros, avec corrélativement une diminution de ces indicateurs pour le segment Achat-Vente d'Énergie (pôle Fournitures d'énergie et de services) qui se seraient établis respectivement à 388 millions d'euros et 205 millions d'euros.

31 décembre 2003

Groupe Gaz de France	Pôle Fourniture d'énergie et de services	Pôle Infrastructures	Autres	Eliminations	Total
	<i>(en millions d'euros)</i>				
Chiffre d'affaires	15 161	6 525 ⁽¹⁾	60	(5 099)	16 647
Excédent brut d'exploitation	950	3 169	15	-	4 134
Résultat d'exploitation	465	1 446	(32)	-	1 879
Immobilisations corporelles et incorporelles nettes ⁽²⁾	3 639	16 902	516	-	21 057

Pôle Fourniture d'Énergie et de Services	Exploration-Production	Achat-Vente d'Énergie	Services	Eliminations	Total
		<i>(en millions d'euros)</i>			
Chiffre d'affaires		13			
	703	338	1 340	(220)	15 161
Excédent brut d'exploitation	397	499	54	-	950
Résultat d'exploitation	145	316	4	-	465
Immobilisations corporelles et incorporelles nettes ⁽²⁾	2 731	332	576	-	3 639

Pôle Infrastructures	Transport-Stockage France	Distribution France	Transport-Distribution International	Eliminations	Total
			<i>(en millions d'euros)</i>		
Chiffre d'affaires	1 937	3 305	1 304	(21)	6 525
Excédent brut d'exploitation	1 228	1 557	384	-	3 169
Résultat d'exploitation	609	598	239	-	1 446
Immobilisations corporelles et incorporelles nettes ⁽²⁾	6 350	8 600	1 952	-	16 902

(1) Dont 1 647 de chiffre d'affaires externe.

(2) Hors écarts d'acquisition.

31 décembre 2002

Groupe Gaz de France	Pôle Fourniture d'Énergie et de Services	Pôle Infrastructures	Autres	Eliminations	Total
	<i>(en millions d'euros)</i>				
Chiffre d'affaires	13 381	6 024 ⁽¹⁾	38	(4 897)	14 546
Excédent brut d'exploitation	500	2 768	24	-	3 292
Résultat d'exploitation	238	1 321	(8)	-	1 551
Immobilisations corporelles et incorporelles nettes ⁽²⁾	2 006	16 796	256	-	19 058

Pôle Fourniture d'Énergie et de Services	Exploration-Production	Achat-Vente d'Énergie	Services	Eliminations	Total
		<i>(en millions d'euros)</i>			
Chiffre d'affaires	413	11 826	1 244	(102)	13 381
Excédent brut d'exploitation	235	250	15	-	500
Résultat d'exploitation	46	207	(15)	-	238
Immobilisations corporelles et incorporelles nettes ⁽²⁾	1 288	194	524	-	2 006

Pôle Infrastructures	Transport Stockage France	Distribution France	Transport-Distribution International	Eliminations	Total
<i>(en millions d'euros)</i>					
Chiffre d'affaires	1 883	3 106	1 061	(26)	6 024
Excédent brut d'exploitation	1 166	1 368	234	-	2 768
Résultat d'exploitation	720	539	62	-	1 321
Immobilisations corporelles et incorporelles nettes ⁽²⁾	6 723	7 990	2 083	-	16 796

(1) Dont 1 166 de chiffre d'affaires externe.

(2) Hors écarts d'acquisition.

Note 24 – Informations par zone géographique

Note 24.1 Informations par zone géographique d'origine

31 décembre 2004	France	Europe hors France	Zone ALENA <i>(en millions d'euros)</i>	Reste du monde	Eliminations	Consolidé
Chiffre d'affaires	14 845	3 846	173	10	(745)	18 129
Excédent brut d'exploitation	3 058	987	47	1	-	4 093
Résultat d'exploitation	1 096	453	49	-	-	1 598
Immobilisations corporelles et incorporelles nettes ⁽¹⁾	17 070	4 481	371	13	-	21 935
<u>31 décembre 2003</u>						
Chiffre d'affaires	14 096	2 897	142	11	(499)	16 647
Excédent brut d'exploitation	3 366	725	39	4	-	4 134
Résultat d'exploitation	1 531	327	18	3	-	1 879
Immobilisations corporelles et incorporelles nettes ⁽¹⁾	16 162	4 520	365	10	-	21 057
<u>31 décembre 2002</u>						
Chiffre d'affaires	12 549	2 215	136	14	(368)	14 546
Excédent brut d'exploitation	2 849	438	11	(6)	-	3 292
Résultat d'exploitation	1 470	157	(85)	9	-	1 551
Immobilisations corporelles et incorporelles nettes ⁽¹⁾	15 623	2 983	441	11	-	19 058

(1) Hors écarts d'acquisition.

Les actifs immobilisés du Groupe sont ventilés par localisation.

Note 24.2 – Chiffre d'affaires par zone géographique de destination

<i>(en millions d'euros)</i>	31 décembre 2004	31 décembre 2003	31 décembre 2002
France	12 873	12 877	11 774
Royaume-Uni	1 808	960	661
Italie	661	580	498
Hongrie	526	438	386
Allemagne	761	585	469
Autres pays d'Europe	1 320	1 060	611
Zone ALENA	169	136	133
Reste du monde	11	11	14
TOTAL	18 129	16 647	14 546

Note 25 – Événements postérieurs à la clôture

Dénouement des participations croisées entre Total et Gaz de France

Afin de répondre aux évolutions du marché du gaz naturel en Europe, Gaz de France et Total ont conclu en novembre 2003 un protocole d'intention visant à dénouer leurs participations croisées dans leurs sociétés communes de transport et de fourniture de gaz naturel en France, Gaz du Sud-Ouest (GSO, détenue à hauteur de 30% par Gaz de France) et la Compagnie Française du Méthane (CFM, détenue à hauteur de 55% par Gaz de France).

La clôture contractuelle et financière de ces opérations est intervenue le 3 janvier 2005. Gaz de France est dorénavant actionnaire unique de CFM, et Total actionnaire unique de GSO. Par ailleurs, Total reprend une partie des activités de négoce de CFM ainsi qu'une participation dans le terminal méthanier en projet à Fos-sur-Mer.

L'impact positif de ces opérations, d'un montant d'environ 130 millions d'euros estimés selon les normes françaises, sera inscrit en produits sur le compte de résultat du premier semestre 2005. L'impact estimé selon les normes IFRS sur le compte de résultat de l'exercice 2005 sera plus faible, une partie de cet impact étant affectée directement dans les capitaux propres du groupe.

Note 26 – Périmètre: liste exhaustive des sociétés consolidées

Sociétés	Pays	Méthode 2004	Pourcentage d'intérêt	
			2004	2003
GAZ DE FRANCE	France	Société mère	Société mère	Société mère
Pôle Fourniture d'énergie et de services				
Exploration-Production				
Groupe GDF Britain	Royaume-Uni	I.G.	100,00	100,00
EFOG	Royaume-Uni	M.E.E.	22,50	22,50
GDF Production Nederland	Pays-Bas	I.G.	100,00	100,00
GDF Holding Noordzee	Pays-Bas	I.G.	100,00	100,00
N.G.T.	Pays-Bas	I.P.	38,57	38,57
GDF Exploration Algeria	Pays-Bas	I.G.	100,00	100,00
GDF Exploration Egypt	Pays-Bas	I.G.	100,00	100,00
GDF Exploration Germany	Pays-Bas	I.G.	100,00	100,00
GDF Exploration Poland	Pays-Bas	I.G.	100,00	100,00
GDF Exploration UK	Pays-Bas	I.G.	100,00	100,00
GDF Participation Nederland	Pays-Bas	I.G.	100,00	100,00
Groupe EEG	Allemagne	I.G.	100,00	100,00
Gaz de France Produktion Exploration Deutschland	Allemagne	I.G.	100,00	100,00
Gaz de France Norge	Norvège	I.G.	100,00	100,00
Production North Sea Netherlands	Etats-Unis	I.G.	100,00	100,00
Achat-Vente d'Énergie				
Messigaz	France	I.G.	100,00	100,00
GDF International Trading	France	I.G.	100,00	100,00
G.D.F. Armateur	France	I.G.	100,00	100,00
GDF Armateur 2	France	I.G.	100,00	100,00
GDF Méthane Investissements 2	France	I.G.	100,00	100,00
GDF Méthane Investissements 3	France	I.G.	100,00	-
GazTransport et Technigaz	France	I.G.	40,00	40,00
Compagnie Française du Méthane (CFM) et CFMH—Négoce	France	I.G.	55,00	55,00
Méthane Transport	France	I.P.	50,00	50,00
NYK Armateur	France	I.P.	40,00	-
Gaselys	France	I.P.	51,00	51,00
Gaselys UK	Royaume-Uni	I.P.	51,00	51,00
Groupe GDF Energy Supply & Solutions	Royaume-Uni	I.G.	100,00	100,00
Med Lng & Gas	Royaume-Uni	I.P.	50,00	-
Gaz de France Deutschland	Allemagne	I.G.	100,00	100,00
Etac	Pays-Bas	M.E.E.	25,00	25,00
Services				
Groupe Cofathec	France	I.G.	100,00	100,00
Groupe Finergaz	France	I.G.	100,00	100,00
GNVert	France	I.G.	100,00	100,00
Groupe CGST Save - Savelys	France	M.E.E.	20,00	20,00
Groupe Thion	France	M.E.E.	34,00	34,00

Sociétés	Pays	Méthode 2004	Pourcentage d'intérêt	
			2004	2003
Pôle Infrastructures				
Transport Stockage France				
Compagnie Française du Méthane (CFM) et CFMH—Transport	France	I.G.	55,00	55,00
Gaz du Sud-Ouest (GSO)	France	M.E.E.	30,00	30,00
Distribution France				
Gaz de Strasbourg	France	M.E.E.	24,90	24,90
Transport-Distribution International				
Sofregaz	France	M.E.E.	34,00	34,00
MEGAL GmbH	Allemagne	I.P.	43,00	43,00
MEGAL Finco	Iles Caïman	I.P.	43,00	43,00
Groupe Gasag	Allemagne	I.P.	31,57	31,57
E.V.O.	Allemagne	M.E.E.	Cédée à Gasag	24,50
Segeo	Belgique	M.E.E.	25,00	25,00
Portgas	Portugal	M.E.E.	12,67	12,67
Degaz	Hongrie	I.G.	99,77	72,59
Egaz	Hongrie	I.G.	99,42	63,96
Pozagas	Slovaquie	I.P.	43,37	43,38
Groupe Slovensky Plynarensky Priemysel (SPP)	Slovaquie	I.P.	24,50	24,50
Groupe GDF Québec	Canada	I.G.	100,00	100,00
Groupe Noverco	Canada	M.E.E.	17,56	17,56
Energia Mayakan	Mexique	I.G.	67,50	67,50
Servicios Mayakan	Mexique	I.G.	67,50	67,50
Compania Gasoductos del Bajio	Mexique	I.G.	100,00	100,00
Gasoductos del Bajio	Mexique	I.G.	100,00	100,00
MI Comercializadora	Mexique	I.G.	100,00	100,00
MI Consultadores	Mexique	I.G.	100,00	100,00
MI Servicios	Mexique	I.G.	100,00	100,00
Servicios Industriales de Energia	Mexique	I.P.	50,00	50,00
Transnatural	Mexique	I.P.	50,00	50,00
Consortio Mexigas	Mexique	I.G.	100,00	100,00
Natgasmex	Mexique	I.G.	100,00	100,00
Tamauligas	Mexique	I.G.	100,00	100,00
Gaseba	Argentine	I.G.	100,00	100,00
Gaseba Uruguay	Uruguay	I.G.	51,00	51,00
Autres				
Cogac	France	I.G.	100,00	100,00
GDF International	France	I.G.	100,00	100,00
S.F.I.G.	France	I.G.	100,00	100,00
Société Immobilière Assomption La Fontaine	France	I.G.	100,00	100,00
DK6	France	I.G.	100,00	100,00
GDF Production Investissements	France	I.G.	100,00	100,00
GDF Production Investissements Pays-Bas	France	I.G.	100,00	100,00
GDF Berliner Investissements	France	I.G.	100,00	100,00
Mexique Investissements	France	I.G.	100,00	100,00
Gas del Sur	France	I.G.	100,00	100,00
GDF Styrie Investissements	France	I.G.	100,00	100,00
Laurentides Investissements	France	I.G.	100,00	100,00
GDF Investissements 2	France	I.G.	100,00	100,00
GDF Investissements 24	France	I.G.	100,00	100,00
GDF Investissements 29	France	I.G.	100,00	-
GNL Transport Investissements	France	I.G.	100,00	100,00
GNL Marine Investissements	France	I.G.	100,00	100,00
Banque Solfea (ex Pétrofigaz)	France	I.P.	54,72	54,72
GDF Investment Netherlands	Royaume-Uni	I.G.	100,00	100,00
Investment Gas Holland	Royaume-Uni	I.G.	100,00	100,00
MI del Bajio Marketing	Pays-Bas	I.G.	100,00	100,00
Merida Pipeline	Pays-Bas	I.G.	67,50	67,50
Mayakan Pipeline	Pays-Bas	I.G.	67,50	67,50
Slovak Gas Holding	Pays-Bas	I.P.	49,00	49,00
Merida Holding	Barbade	I.G.	67,50	67,50

Détail des 11 sous-groupes:

Groupe Cofathec	Cofathec	France
	Groupe ADF (14 entités)	France
	APS Sinergia	Italie
	Aquatherm	Belgique
	Artault et Cie	France
	Aulnay Energie Services	France
	Blanc Mesnil Energie Services	France
	Busseuil	France
	Calliance	France
	Castagnetti	Italie
	Chaleur	Suisse
Groupe Cofathec	Chelles Chaleur	France
	Climespace	France
	Cofathec Ascensori	Italie
	Cofathec Benelux	Belgique
	Cofathec Energie Services	France
	Cofathec Energy	Royaume-Uni
	Cofathec GMI	Belgique
	Cofathec Heatsave	Royaume-Uni
	Cofathec International	France
	Cofathec Oméga	France
	Cofathec Progetti	Italie
	Cofathec Maintenance	France
	Cofathec Projis	France
	Cofathec Rueda	Belgique
	Cofathec Sales	Royaume-Uni
	Cofathec Services	France
	Cofathec Servizi	Italie
	Cofathec UK	Royaume-Uni
	Coriance	France
	Cottier Equipements	France
	Danto Rogeat	France
	Ecotermica Servizi	Italie
	Energie Meaux	France
	Gennedith	France
	Globalia	France
	Korb	Belgique
	Korb Service	Belgique
	Les Mureaux Energie Services	France
	Minerg Appelsa Services	Suisse
	Multiteservicios Tecnologicos	Espagne
	Neu Montage Maintenance	France
	Nuova Sipe	Italie
	Omega Concept	France
	Omega Concept Italie	Italie
	Pictet	France
	Prasi	Italie
	Raichon Fluides et Energies	France
	R+M Réalisation et Maintenance	France
	Ris Energie Services	France
	Saccir	Italie
	SEP Les Gresilles	France
	SEP Mégajoule	France
	SEP Opération Saint Michel	France
	S.E.P.T.	France
	Stade Energie SAS	France
	SI Servizi	Italie
	SI Servizi Adriatica	Italie

	Sofredith	France
	Sogit	France
	Somoclim	Monaco
	Société Thermique de La Doua	France
	Société Thermique de Salon de Provence	France
	Torino Sanita	Italie
	Trigno Energy	Italie
Groupe CGST Save - Savelys	CGST-Save	France
	H. Saint Paul	France
	Groupe PRODOMO (11 entités)	France
	Depann'Gaz Services	France
Groupe Finergaz	Finergaz	France
	Société de Cogénération de Montoir	France
	Ficobel	France
	Compagnie de Cogénération de Champblain	France
	Société Gardannaise de Cogénération	France
	Société Girondine de Cogénération	France
	Gensel	France
	Compagnie de Cogénération de la Braye	France
	Figenal	France
	Corely	France
	Isergie	France
	Finergaz Energie Services	France
	SEP Michelin Joué les Tours	France
	SEP Michelin Bourges	France
	SEP Michelin Montceau les Mînes	France
	SEP Michelin Roanne	France
	SEP Michelin Poitiers	France
	SEP SKW Rousselot	France
	Compagnie de Cogénération de la Dordogne	France
	COBEFI	France
	GIE Etoile Bassens	France
	Compagnie de Cogénération de la Vologne	France
	INCO	France
	EUROFIN	France
	Société de Cogénération de Chalampé	France
	Société de Cogénération du Bourray	France
Groupe Thion	Ne Varietur	France
	Thion	France
	Arizzoli, Bernard et Perre	France
	Bes	France
	Charbonnière de Saône et Loire	France
	Curchal	France
	Decoparc	France
	GIE Soccram Dalkia	France
	Jesel & Widemann	France
	Juratrom	France
	Maison Balland Brugneaux	France
	SC2M	France
	Scider	France
	Sicar	France
	Soccram	France
	Socomin	France
	Soparec	France
	Sotrapac	France
	Storapro	France
	Tournaux	France
	Trottier Escribe	France

Groupe GDF Britain	GDF Britain	Royaume-Uni	
Groupe GDF Energy Supply & Solutions	Gaz de France Britain E&P Ltd	Royaume-Uni	
	GDF Energy Supply & Solutions	Royaume-Uni	
	Gaz de France Marketing Ltd	Royaume-Uni	
	Gaz de France Sales Ltd	Royaume-Uni	
	Gaz de France Services Ltd	Royaume-Uni	
	Gaz de France Solutions Ltd	Royaume-Uni	
Groupe SPP	Slovensky Plynarensky Priemysel	Slovaquie	
	Geoterm Kosice	Slovaquie	
	Interkvet	Slovaquie	
	Groupe Nafta (9 entités)	Slovaquie	
	Probugas	Slovaquie	
	Prva paroplynova spolocnost	Slovaquie	
	Slovgeoterm	Slovaquie	
	Slovrurgas	Slovaquie	
	SPP Bohemia	République Tchèque	
	Groupe Gasag	GASAG	Allemagne
		BAS	Allemagne
BEGA.tec		Allemagne	
HSWBerlinDat		Allemagne	
E.M.B.		Allemagne	
GASAG WärmeService		Allemagne	
Groupe EEG	EEG Erdgas Erdöl GmbH	Allemagne	
	E.E.G.T.	Allemagne	
	Kazgermunai	Kazakhstan	
	VEGO OEL	Allemagne	
Groupe GDF Québec	GDF Québec Inc	Canada	
	BELLC	Etats-Unis	
	Intragaz Holding	Canada	
	Intragaz Sec	Canada	
	Intragaz Holding Limited Partnership	Canada	
	Intragaz Energy Limited Partnership	Canada	
	Intragaz US Inc	Etats-Unis	
	MEG International	Canada	
	MEG Holding US	Etats-Unis	
	Groupe Noverco	Noverco Inc	Canada
Gaz Metropolitain Inc		Canada	
Gaz Metropolitain Sec		Canada	

5.6.3 Rapport général des commissaires aux comptes sur les comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2004

En exécution de la mission qui nous a été confiée par vos statuts, nous avons procédé au contrôle des comptes consolidés de la société Gaz de France relatifs à l'exercice clos le 31 décembre 2004, tels qu'ils sont joints au présent rapport.

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 professionnelles 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 examiner, par sondages, les éléments probants justifiant les données contenues dans ces comptes. Il consiste également à apprécier les principes comptables suivis et les estimations significatives retenues pour l'arrêté des comptes et à apprécier leur présentation d'ensemble. Nous estimons que nos contrôles fournissent une base raisonnable à l'opinion exprimée ci-après.

Nous certifions que les comptes consolidés sont, au regard des règles et principes comptables français, réguliers et sincères et donnent une image fidèle du patrimoine, de la situation financière, ainsi que du résultat de l'ensemble constitué par les entreprises comprises dans la consolidation.

Sans remettre en cause l'opinion exprimée ci-dessus, nous attirons votre attention sur les points suivants exposés dans l'annexe aux comptes consolidés:

- La note D-21a de l'annexe relative aux pensions décrit la réforme du financement du régime de retraite des entreprises des Industries Electriques et Gazières et mentionne le montant des obligations financières de Gaz de France jusqu'au 31 décembre 2004 ainsi que les engagements résiduels consécutifs à la réforme du financement du régime au 31 décembre 2004.
- La note D-21b2.2 de l'annexe mentionne l'absence d'évaluation fiable de l'engagement qui existait au 31 décembre 2004 dans le cadre du régime de couverture maladie et décrit la réforme du financement du régime intervenue en février 2005, qui libère Gaz de France de ses engagements envers les inactifs à compter de cette date.
- La note D-7a2 de l'annexe relative aux provisions pour reconstitution des sites expose les modifications apportées à l'évaluation de la provision pour démantèlement du réseau de distribution de Gaz de France.

II. Justification des appréciations

En application des dispositions de l'article L.225-235 du Code de commerce relatives à la justification de nos appréciations, nous portons à votre connaissance les éléments suivants:

- Comme indiqué dans la note B de l'annexe, Gaz de France met en œuvre, pour les activités d'exploration-production, les principes comptables définis par les normes américaines. Dans le cadre de notre appréciation des estimations significatives retenues pour l'arrêté des comptes, nous avons examiné les conditions d'application de ces principes et avons procédé à l'appréciation du caractère raisonnable de ces estimations.
- Comme décrit dans les notes B et D-1 de l'annexe, Gaz de France a procédé à des tests de dépréciation systématiques des écarts d'acquisition et à des tests de dépréciation des actifs corporels et incorporels à long terme en cas d'événements défavorables intervenus durant l'exercice. Dans le cadre de notre appréciation des estimations significatives retenues pour l'arrêté des comptes, nous avons examiné la méthodologie appliquée par l'entreprise ainsi que les paramètres utilisés pour ces estimations comptables et nous sommes assurés du caractère raisonnable des valeurs retenues dans les comptes.
- Comme indiqué dans les notes B, D-7a et D-13b de l'annexe, Gaz de France, dans le cadre de ses activités, constitue des provisions pour le renouvellement des ouvrages de distribution de gaz en France ainsi que pour la reconstitution de certains sites. Dans le cadre de notre appréciation des estimations significatives retenues pour l'arrêté des comptes, nous nous sommes assurés que les hypothèses et modalités de calcul des provisions reflètent la meilleure estimation de l'entreprise de ses obligations en fonction des exigences réglementaires actuelles.
- La note D-21 de l'annexe relative aux engagements de retraite et autres engagements envers le personnel décrit la réforme du financement du régime de retraite des entreprises des Industries Electriques et Gazières et mentionne le montant des obligations financières de Gaz de France jusqu'au 31 décembre 2004 ainsi que les engagements résiduels consécutifs à la réforme du financement du régime au 31 décembre 2004 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 modalités du calcul actuariel des engagements ainsi que l'information donnée par l'entreprise, étant rappelé que ces engagements ne font pas l'objet de provision, en application de l'option ouverte par les principes comptables applicables en France. Nous avons procédé à l'appréciation du caractère raisonnable des estimations effectuées.

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 sans réserve, exprimée dans la première partie de ce rapport.

III. Vérification spécifique

Par ailleurs, nous avons également procédé, conformément aux normes professionnelles applicables en France, à la vérification des informations relatives au groupe, données dans le rapport de gestion.

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

Paris et Paris-La Défense, le 14 mars 2005

Les commissaires aux comptes

Mazars & Guérard

Ernst & Young Audit

Michel Barbet-Massin et Xavier Charton

Patrick Gounelle et Philippe Hontarrède

5.6.4 Comptes sociaux de Gaz de France pour les exercices clos les 31 décembre 2002, 2003 et 2004

BILAN

ACTIF	2004		2003	2002		
	Brut	Amortissements et provisions (en millions d'euros)	Net			
ACTIF IMMOBILISE						
Immobilisations incorporelles	126	70	56	35	39	
Immobilisations corporelles hors concession	10 485	4 229	6 256	6 579	6 945	
Immobilisations corporelles en concession	13 891	5 972	7 919	7 646	7 120	
Immobilisations en cours	727	-	727	622	640	
Avances et acomptes sur commandes d'immobilisations corporelles	18	-	18	3	5	
Immobilisations financières	6 648	13	6 635	5 831	4 362	
	I	31 895	10 284	21 611	20 716	19 111
ACTIF CIRCULANT						
Stocks et en-cours						
Gaz	674	-	674	605	658	
Autres stocks et en-cours	64	17	47	47	51	
Avances et acomptes versés sur commandes	2	-	2	31	22	
Créances						
Créances clients et comptes rattachés	3 824	79	3 745	3 307	2 881	
Autres	892	10	882	1 125	923	
Valeurs mobilières de placement	214	3	211	58	70	
Disponibilités	15	-	15	96	79	
	II	5 685	109	5 576	5 269	4 684
COMPTES DE REGULARISATION	III	12	-	12	13	-
ECARTS DE CONVERSION – ACTIF	IV	33	-	33	35	11
TOTAL GENERAL	(I à IV)	37 625	10 393	27 232	26 033	23 806

PASSIF**2004 2003 2002**
*(en millions d'euros)***FONDS PROPRES****CAPITAUX PROPRES**

Capital social	903	21	21
Fonds de dotation	-	882	882
Ecarts de réévaluation	48	50	51
Réserves réglementées	34	34	34
Report à nouveau	6 962	6 519	3 888
Résultat net de l'exercice	629	761	3 086
Subventions d'investissement	8	4	3
Provisions réglementées	623	618	613
I	9 207	8 889	8 578

AUTRES FONDS PROPRES

Contrevaleur des biens mis dans la concession- droits en nature des concédants	3 783	3 531	3 191
Titres participatifs	485	485	485
II	4 268	4 016	3 676
I + II	13 475	12 905	12 254

PROVISIONS POUR RISQUES ET CHARGES**III 5 825 5 470 5 003****DETTES****Dettes financières**

Emprunts	2 409	2 746	1 856
Autres	313	294	170
	2 722	3 040	2 026

Avances et acomptes reçus sur commandes en cours

36 44 46

Dettes fournisseurs et comptes rattachés

1 894 1 657 1 697

Dettes fiscales et sociales

962 858 1 165

Autres dettes

2 313 2 047 1 559

IV 7 927 7 646 6 493**COMPTES DE REGULARISATION****V - - -****ECARTS DE CONVERSION - PASSIF****VI 5 12 56****TOTAL GENERAL****(I à VI) 27 232 26 033 23 806**

COMPTE DE RESULTAT

	2004	2003	2002
	<i>(en millions d'euros)</i>		
Ventes d'énergie	14 107	13 331	12 086
Autre production vendue	1 019	943	772
Montant net du chiffre d'affaires	15 126	14 274	12 858
Variation de la production stockée	(1)	(3)	3
Production immobilisée	290	285	336
Production	15 415	14 556	13 197
Achats d'énergie et variation des stocks de gaz	(8 975)	(7 890)	(7 132)
Autres achats	(227)	(206)	(205)
Autres charges externes	(1 682)	(1 693)	(1 549)
Valeur ajoutée	4 531	4 767	4 311
Impôts, taxes et versements assimilés	(165)	(150)	(151)
Charges de personnel	(1 681)	(1 560)	(1 535)
Excédent brut d'exploitation	2 685	3 057	2 625
Dotations nettes aux amortissements	(1 155)	(1 161)	(873)
Dotations nettes aux provisions	(806)	(667)	(399)
Autres charges et produits d'exploitation	76	80	(41)
Résultat d'exploitation	800	1 309	1 312
Résultat financier	64	(54)	(191)
Résultat courant	864	1 255	1 121
Impact (net d'impôt) du rachat du réseau de transport			2 452
Autres produits et charges exceptionnels	9	20	27
Résultat exceptionnel	9	20	2 479
Impôt sur les sociétés	(244)	(514)	(514)
RESULTAT NET	629	761	3 086

TABLEAU DES FLUX FINANCIERS

		2004	2003	2002
		<i>(en millions d'euros)</i>		
I - Excédent de trésorerie d'exploitation				
Bénéfice net	1a	629	761	3 086
Amortissements et provisions	1b	1 726	1 847	2 229
Autres mouvements	1c	(145)	(195)	(3 337)
1. Capacité d'autofinancement de l'exercice (1a+1b+1c)	1	2 210	2 413	1 978
Variation des stocks	2a	70	(56)	(71)
Variation des créances clients	2b	438	426	(258)
Variation des dettes fournisseurs	2c	(238)	39	(136)
Variation des autres postes ⁽¹⁾	2d	(128)	59	(290)
2. Variation du besoin en fonds de roulement (2a+2b+2c+2d)	2	142	468	(483)
Excédent de trésorerie d'exploitation	(1 - 2) I	2 068	1 945	2 461
II - Investissements nets et assimilés				
1. Investissements				
Immobilisations corporelles		1 049	970	1 091
Participations financières		603	1 561	2 011
Rachat du réseau de transport		-	-	109
	1	1 652	2 531	3 211
2. Autres emplois				
Immobilisations financières diverses		377	170	190
Autres éléments immobilisés		44	47	100
	2	421	217	290
3. Ressources				
Contributions de tiers		5	1	-
Produits nets des cessions d'éléments d'actif		50	45	18
Réduction des immobilisations financières		127	205	106
	3	182	251	124
Investissements nets et assimilés	(1 + 2 - 3) II	1 891	2 497	3 377
III - Disponible après financement des investissements	(I - II) III	177	(552)	(916)
IV - Financement				
1. Dividende versé à l'Etat	1	(318)	(456)	(312)
2. Appel au marché financier				
Emprunts à long terme		23	2 054	-
Crédits à moyen et court terme		2 683	6 172	2 666
	2	2 706	8 226	2 666
3. Remboursements				
Titres participatifs		-	-	-
Emprunts à long terme		-	1	2
Crédits à moyen et court terme		3 050	7 384	1 674
	3	3 050	7 385	1 676
Financement	(1 + 2 - 3) IV	(662)	385	678
V - Variation de la trésorerie (*) C 19	(III + IV) V	(485)	(167)	(238)

1 A compter de 2004, la variation des autres postes du besoin en fonds de roulement exclut la variation des comptes courants filiales à caractère de trésorerie; l'année 2003 a été retraitée en conséquence.

5.6.5 Extrait des annexes aux comptes sociaux pour l'exercice clos le 31 décembre 2004¹⁷

1 - Filiales et participations

Raison sociale	Capital au 31 décembre 2004	Autres capitaux propres au dernier bilan connu	% du capital Détenu au 31 décembre 2004	Valeur comptable des titres détenus		Prêts et avances consentis par GDF	Montant des cautions et avals fournis par GDF	Chiffre d'affaires du dernier exercice Connu	Bénéfice net (+) ou perte (-) du dernier exercice Connu	Dividendes encaissés par Gaz de France au cours de l'exercice	Date de clôture du dernier exercice connu
				Brut	Provision						
Activités commerciales, industrielles, financières et immobilières											
Filiales (quote-part du capital détenu par Gaz de France supérieure à 50%)											
G.D.F. INTERNATIONAL	4 414	369	100,00	4 414	-	879	-	7	146	-	31/12/04
COGAC	765	124	100,00	766	-	138	-	-	-	-	31/12/04
Société Foncière et Immobilière du Gaz (SFIG)	56	27	96,52	57	-	-	-	44	6	13	31/12/04
C.F.M.H.	30	253	55,00	17	-	-	-	1 668	72	-	31/12/04
Participations (quote-part du capital détenu par Gaz de France comprise entre 10% et 50%)				5 254							
							1 017			13	
Valeurs françaises				14	-	-	-	671	25	-	31/12/04
GSO	5	105	30,00	5	-	-	-	4 711	-20	9	31/12/03
Technip	72	1 866	7,15	3	3	60	-	-	-	20	
Autres participations				22	3	60				29	
Valeurs étrangères				6	-	-	-	45	9	3	31/12/04
MEGAL GmbH	20	10	43,00	-	-	-	-	129	7	-	31/12/04
MEGAL FINCO	1	-49	43,00	1	-	-	-	11	2	-	31/12/04
SEGEO	6	40	25,00	14	7	21	-	-	-	9	
Autres participations				21	7	21				12	
Autres titres immobilisés (quote-part du capital détenu par Gaz de France inférieure à 10%)				4							
							8	21	7	-	31/12/04
Banque Solfea	36	17	1,88	2	-	-	-	-	-	-	
Autres titres				6		8					
TOTAL GENERAL				5 303	10	1 106				54	

Les opérations avec les entreprises liées sont constituées principalement de prêts, d'avances et de mouvements de comptes courants avec les filiales.

¹⁷ Ne figurent que les éléments significatifs des notes annexes aux comptes sociaux.

2 – Evènements postérieurs à la clôture

Création de la filiale “Gaz de France Réseau Transport”

La loi du 9 août 2004 impose une séparation juridique du gestionnaire de transport de gaz.

Gaz de France a donc créé une filiale “Gaz de France Réseau Transport” et, au 1^{er} janvier 2005, lui a transféré les actifs relatifs au réseau de transport et les passifs correspondants.

Gaz de France Réseau Transport est une société anonyme contrôlée à 100% par Gaz de France.

Elle assure l’exploitation industrielle et commerciale du réseau, la maintenance et le développement du réseau de transport situé sur le territoire français.

Dénouement des participations croisées entre Total et Gaz de France

Afin de répondre aux évolutions du marché du gaz naturel en Europe, Gaz de France et Total ont conclu en novembre 2003 un protocole d’intention visant à dénouer leurs participations croisées dans leurs sociétés communes de transport et de fourniture de gaz naturel en France, Gaz du Sud-Ouest (GSO détenue à hauteur de 30% par Gaz de France) et la Compagnie Française du Méthane (CFM détenue à hauteur de 55% par Gaz de France).

La clôture contractuelle et financière de ces opérations est intervenue le 3 janvier 2005. Gaz de France est dorénavant actionnaire unique de CFM, et Total actionnaire unique de GSO. Par ailleurs, Total reprend une partie des activités de négoce de CFM ainsi qu’une participation dans le terminal méthanier en projet à Fos-sur-Mer.

L’impact de ces opérations sur les capitaux propres de Gaz de France est d’environ 184 millions d’euros et sera inscrit en produits dans le compte de résultat du premier semestre 2005.

5.6.6 Rapport général des commissaires aux comptes sur les comptes sociaux relatifs à l’exercice clos le 31 décembre 2004¹⁸

En exécution de la mission qui nous a été confiée par vos statuts, nous vous présentons notre rapport relatif à l’exercice clos le 31 décembre 2004, sur:

- le contrôle des comptes annuels de la société Gaz de France, tels qu’ils sont joints au présent rapport,
- la justification de nos appréciations,
- les vérifications spécifiques et les informations 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 professionnelles 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 examiner, par sondages, les éléments probants justifiant les données contenues dans ces comptes. Il consiste également à apprécier les principes comptables suivis et les estimations significatives retenues pour l’arrêté des comptes et à apprécier leur présentation d’ensemble. Nous estimons que nos contrôles fournissent une base raisonnable à l’opinion exprimée ci-après.

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.

¹⁸ Le rapport général des commissaires aux comptes sur les comptes sociaux de l’exercice 2004 porte sur les comptes complets déposés par la Société, disponibles sur le site Internet de Gaz de France et ne doit être lu que conjointement avec ces comptes complets.

Sans remettre en cause l'opinion exprimée ci-dessus, nous attirons votre attention sur les points suivants exposés dans l'annexe aux comptes annuels:

- La note C-22a de l'annexe relative aux pensions décrit la réforme du financement du régime de retraite des entreprises des IEG et mentionne le montant des obligations financières de Gaz de France jusqu'au 31 décembre 2004 ainsi que les engagements résiduels consécutifs à la réforme du financement du régime au 31 décembre 2004.
- La note C-22b2.2 de l'annexe mentionne l'absence d'évaluation fiable de l'engagement qui existait au 31 décembre 2004 dans le cadre du régime de couverture maladie et décrit la réforme du financement du régime intervenue en février 2005, qui libère Gaz de France de ses engagements envers les inactifs à compter de cette date.
- La note C-9b2 de l'annexe relative aux provisions pour reconstitution des sites expose les modifications apportées à l'évaluation de la provision pour démantèlement du réseau de distribution de Gaz de France.

II. Justification des appréciations

En application des dispositions de l'article L.225-235 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 de l'annexe, une provision pour dépréciation est constituée pour la différence entre la valeur d'utilité des titres de participation, déterminée à partir de la situation nette comptable de la participation corrigée des informations connues depuis la clôture de l'exercice, et leur valeur d'inventaire. Dans le cadre de notre appréciation des estimations significatives retenues pour l'arrêté des comptes, nous avons procédé à l'appréciation du caractère raisonnable des estimations effectuées.
- Comme indiqué dans les notes A, C-9b et C-15b de l'annexe, Gaz de France, dans le cadre de ses activités, constitue des provisions pour le renouvellement des ouvrages de distribution de gaz en France ainsi que pour la reconstitution de certains sites. Dans le cadre de notre appréciation des estimations significatives retenues pour l'arrêté des comptes, nous nous sommes assurés que les hypothèses et modalités de calcul des provisions reflètent la meilleure estimation de l'entreprise de ses obligations en fonction des exigences réglementaires actuelles.
- La note C-22 de l'annexe relative aux engagements de retraite et autres engagements envers le personnel décrit la réforme du financement du régime de retraite des entreprises des Industries Electriques et Gazières et mentionne le montant des obligations financières de Gaz de France jusqu'au 31 décembre 2004 ainsi que les engagements résiduels consécutifs à la réforme du financement du régime au 31 décembre 2004 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 modalités du calcul actuariel des engagements ainsi que l'information donnée par l'entreprise, étant rappelé que ces engagements ne font pas l'objet de provision, en application de l'option ouverte par les principes comptables applicables en France. Nous avons procédé à l'appréciation du caractère raisonnable des estimations effectuées.

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 sans réserve, exprimée dans la première partie de ce rapport.

III. Vérifications et informations spécifiques

Nous avons également procédé, conformément aux normes professionnelles applicables en France, aux vérifications spécifiques prévues par la loi.

Nous n'avons pas d'observation à formuler sur la sincérité et la concordance avec les comptes annuels des informations données dans le rapport de gestion du conseil d'administration et dans les documents adressés aux actionnaires sur la situation financière et les comptes annuels.

Paris et Paris-La Défense, le 14 mars 2005

Les commissaires aux comptes

Mazars & Guérard

Ernst & Young Audit

Michel Barbet-Massin et Xavier Charton

Patrick Gounelle et Philippe Hontarrède

5.6.7 Rapport spécial des commissaires aux comptes sur les conventions réglementées pour l'exercice clos le 31 décembre 2004

En notre qualité de commissaires aux comptes de votre société, nous devons vous présenter un rapport sur les conventions réglementées dont nous avons été avisés. Il n'entre pas dans notre mission de rechercher l'existence éventuelle de telles conventions.

Nous vous informons qu'il ne nous a été donné avis d'aucune convention visée à l'article L.225-38 du Code de commerce, applicable pour la première fois à Gaz de France, pour l'exercice clos le 31 décembre 2004.

Fait à la Défense, le 14 mars 2005

Les commissaires aux comptes

Mazars & Guérard

Ernst & Young Audit

Michel Barbet-Massin et Xavier Charton

Patrick Gounelle et Philippe Hontarrède

5.7 HONORAIRES DES COMMISSAIRES AUX COMPTES ET DES MEMBRES DE LEURS RESEAUX PRIS EN CHARGE PAR LA SOCIETE

(en milliers d'euros)

	2003			2004		
	Mazars & Guérard	Ernst & Young Audit	Total	Mazars & Guérard	Ernst & Young Audit	Total
Commissariat aux comptes, certification, examen des comptes individuels et consolidés	1 430	1 624	3 054	2 067	2 123	4 190
Missions accessoires	640	1 490	2 130	493	479	972
Autres prestations	14	1 418	1 432	9	835	844
<i>dont juridique et fiscal</i>		<i>1 372</i>	<i>1 372</i>		<i>691</i>	<i>691</i>
<i>technologie de l'information</i>						
<i>audit interne</i>						
<i>autres</i>	<i>14</i>	<i>46</i>	<i>60</i>	<i>9</i>	<i>144</i>	<i>153</i>
TOTAL	2 084	4 532	6 616	2 569	3 437	6 006

CHAPITRE 6. GOUVERNEMENT D'ENTREPRISE

6.1 COMPOSITION ET FONCTIONNEMENT DES ORGANES D'ADMINISTRATION, DE DIRECTION ET DE SURVEILLANCE

Gaz de France est une société anonyme à conseil d'administration. La direction générale est assurée par le président du conseil d'administration.

6.1.1 Conseil d'administration

6.1.1.1 Composition du conseil d'administration

La Société est administrée par un conseil d'administration de 18 membres, composé conformément aux dispositions de la loi n° 83-675 du 26 juillet 1983 modifiée relative à la démocratisation du secteur public et aux dispositions du décret-loi modifié du 30 octobre 1935 organisant le contrôle financier de l'Etat sur les entreprises ayant fait appel au concours financier de l'Etat.

A la date d'enregistrement du présent document de base, le conseil d'administration de la Société comprend six représentants de l'Etat désignés par décret, six représentants des salariés élus par le personnel et six personnalités choisies par décret en raison de leurs compétences ou connaissances.

Conformément aux dispositions de l'article 6 de la loi du 26 juillet 1983 précitée, lorsque l'Etat détiendra moins de 90% du capital de la Société (mais plus de la majorité du capital), le conseil d'administration de la Société restera composé de 18 membres, dont le tiers de représentants des salariés. Les 12 autres membres seront désignés par l'assemblée générale des actionnaires conformément aux dispositions du Code de commerce sur les sociétés anonymes, sous réserve, le cas échéant, des représentants de l'Etat qui sont nommés par décret.

Le tableau ci-dessous décrit la composition du conseil d'administration de la Société à la date d'enregistrement du présent document de base.

Nom	Age	Date de première nomination/élection	Date de début du mandat actuel	Principales autres fonctions et mandats
<u>Président-directeur général</u>				
Jean-François Cirelli	46	15.09.2004	24.11.2004	-
<u>Représentants de l'Etat</u>				
Paul-Marie Chavanne	53	20.11.2004	23.11.2004	Inspecteur des finances Directeur général délégué de la Poste Président-directeur général de Géopost et d'Europe Airpost
Christian Frémont	62	04.07.1999	23.11.2004	Administrateur de Generali Assurances Préfet de la région Provence-Alpes-Côte d'Azur Préfet de la zone de Défense Sud Préfet des Bouches-du-Rhône
Clara Gaymard	45	20.11.2004	23.11.2004	Conseiller maître à la Cour des comptes en service détaché Président de l'Agence française pour les investissements internationaux Ambassadeur délégué aux investissements internationaux Administrateur d'Ubifrance et de l'Agence française pour le développement international des entreprises Membre du conseil d'orientation stratégique de l'Ecole supérieure du commerce extérieur

Nom	Age	Date de première nomination/élection	Date de début du mandat actuel	Principales autres fonctions et mandats
Jacques Rapoport	52	20.11.2004	23.11.2004	Inspecteur général des finances Secrétaire général des ministères, en charge des affaires sociales
Denis Samuel-Lajeunesse	56	20.11.2004	23.11.2004	Directeur général de l'Agence des participations de l'Etat au ministère de l'économie, des finances et de l'industrie Administrateur de France Télécom, de Thales et d'Alstom Membre du conseil de surveillance de CNP
Florence Tordjman	45	20.11.2004	23.11.2004	Administrateur civil hors classe Sous-directeur du gaz et de la distribution des énergies fossiles à la direction générale de l'énergie et des matières premières, au ministère de l'économie, des finances et de l'industrie
Personnalités qualifiées¹⁹				
Jean-Louis Beffa	63	20.11.2004	23.11.2004	Président-directeur général de Saint-Gobain Représentant permanent de la compagnie Saint-Gobain au conseil d'administration de Saint-Gobain PAM Administrateur de Saint-Gobain Cristeleria (Espagne) Administrateur de Saint-Gobain Corporation (Etats-Unis) Président de Claude Bernard Participations Vice-président du conseil d'administration de BNP Paribas Membre du conseil de surveillance statutaire de Le Monde & Partenaires Associés Administrateur du groupe Bruxelles Lambert Membre du conseil de surveillance de <i>Le Monde</i> Membre du conseil de surveillance de la société éditrice de <i>Le Monde</i>
Aldo Cardoso	48	20.11.2004	23.11.2004	Administrateur d'Orange, d'Axa Investment Managers, de Penauille Polyservices et de Rhodia

¹⁹ Catégorie dont fait également partie Monsieur Jean-François Cirelli.

Nom	Age	Date de première nomination/élection	Date de début du mandat actuel	Principales autres fonctions et mandats
Guy Dollé ²⁰	62	10.09.2004	23.11.2004	Président de la direction générale d'Arcelor Administrateur-directeur général d'Usinor Président de la Fédération française de l'acier et président d'Eurofer Membre de la Commission de concertation pour l'industrie
Peter Lehmann	60	20.11.2004	23.11.2004	Président du "Energy Saving Trust" Membre de l'autorité de régulation pour l'énergie en Irlande du Nord Président du conseil de surveillance du gouvernement de Fuel Poverty Membre du conseil d'administration de l'Agence d'invalidité du ministère du travail et des retraites Président de Grennworks
Philippe Lemoine	55	20.11.2004	23.11.2004	Coprésident du directoire du groupe des Galeries Lafayette Président-directeur général de Cofinoga et président de Laser Administrateur de Monoprix, de la Poste, de Rexecode et de la Fondation franco-américaine Membre du conseil de surveillance du BHV
Représentants des salariés²¹				
Olivier Barrault	47	31.05.1994	06.05.2004	Parrainé par la Fédération nationale des syndicats du personnel des industries de l'énergie électrique, nucléaire et gazière - CGT
Eric Buttazzoni	44	06.05.2004	06.05.2004	Parrainé par la Fédération nationale des syndicats du personnel des industries de l'énergie électrique, nucléaire et gazière - CGT
Bernard Calbrix	52	18.06.2003	06.05.2004	Parrainé par la Fédération chimie énergie - CFDT
Jean-François Le Jeune	59	06.05.2004	06.05.2004	Parrainé par la Fédération CGT - FO
Yves Ledoux	48	06.05.2004	06.05.2004	Parrainé par la Fédération nationale des syndicats du personnel des industries de l'énergie électrique, nucléaire et gazière - CGT
Daniel Rouvery	57	06.05.1999	06.05.2004	Parrainé par la Fédération des industries électriques et gazières - CFE-CGC

²⁰ Au titre de représentant des consommateurs et usagers.

²¹ Ces représentants ont été élus pour une durée de cinq ans par les salariés de Gaz de France et de quatre de ses filiales: Cofathec Services, Omega Concept, ADF Ateliers de Fos et ADF Maintenance Industrielle, conformément à la loi n° 83-675 du 26 juillet 1983 modifiée relative à la démocratisation du secteur public.

La durée du mandat des administrateurs est de cinq ans. Les statuts de la Société prévoient que l'administrateur nommé en remplacement d'un autre administrateur ne demeure en fonctions que pour la durée restant à courir de ce mandat jusqu'au renouvellement de la totalité du conseil d'administration.

Conformément à la loi et aux statuts de la Société, chacun des administrateurs doit être propriétaire d'au moins une action pendant toute la durée de son mandat, sauf dispense résultant de dispositions législatives ou réglementaires applicables. En application de la loi du 26 juillet 1983, cette obligation ne s'applique ni aux représentants de l'Etat, ni aux administrateurs représentant les salariés, ni aux administrateurs nommés par décret.

Les représentants de l'Etat ou les administrateurs salariés exercent leurs fonctions gratuitement. Toutefois, ils peuvent se faire rembourser par la Société les frais qu'ils ont exposés à cette occasion (article 11 alinéa 3 de la loi du 26 juillet 1983 et article 2 du règlement intérieur du conseil d'administration de Gaz de France).

Seuls les administrateurs "personnalités qualifiées" reçoivent donc des jetons de présence. L'assemblée générale fixe le montant global annuel des jetons de présence, sur proposition du conseil d'administration.

6.1.1.2 Fonctionnement du conseil d'administration

Le fonctionnement du conseil d'administration de la Société est déterminé par les dispositions légales et réglementaires, par les statuts et par un nouveau règlement intérieur adopté par le conseil d'administration dans sa séance du 17 décembre 2004 (le "**Règlement Intérieur**")²². Le Règlement Intérieur précise en particulier les périmètres de responsabilité du conseil d'administration et de ses membres ainsi que le mode de fonctionnement du conseil d'administration et de ses comités spécialisés et établit une charte de l'administrateur qui édicte les règles que chaque administrateur s'oblige à respecter.

Le Règlement Intérieur fait l'objet, en tant que de besoin, d'une revue de la part du conseil d'administration. Par ailleurs, chaque administrateur s'engage à formuler toute recommandation lui paraissant de nature à améliorer les modalités de fonctionnement du conseil, notamment à l'occasion de l'évaluation périodique de celui-ci. Il accepte l'évaluation de sa propre action au sein du conseil d'administration.

Communication des informations aux administrateurs

Aux termes du Règlement Intérieur, sauf en cas de nécessité, le président du conseil d'administration transmet aux administrateurs, au moins cinq jours ouvrés et francs avant la tenue de chaque réunion, les informations et les documents qui leur sont nécessaires pour exercer pleinement leur mission ainsi que, dans la mesure du possible, le projet de procès-verbal de la séance précédente.

Le Règlement Intérieur prévoit par ailleurs que le président communique de manière régulière aux administrateurs, et entre deux séances au besoin, toute information pertinente concernant la Société, notamment les articles de presse et rapports d'analyse financière. Le président effectue régulièrement une présentation des principaux projets en cours de développement en précisant leur stade d'avancement. Chaque administrateur peut bénéficier de toute formation nécessaire au bon exercice de sa fonction d'administrateur – et le cas échéant, de membre de comité – dispensée par l'entreprise ou approuvée par elle.

Enfin, les administrateurs peuvent, en vue de compléter leur information, rencontrer les principaux dirigeants de la Société et du Groupe, y compris hors la présence du président et des membres de la direction générale, sur les sujets figurant à l'ordre du jour du conseil d'administration. Ils font part de leur demande au secrétaire du conseil d'administration. Il est répondu à leurs questions dans les meilleurs délais.

Attributions du conseil d'administration

Le conseil d'administration délibère en particulier sur les principales orientations stratégiques, économiques, financières ou technologiques de l'activité de la Société et du Groupe, avant l'intervention des décisions qui y sont relatives.

²² Le Règlement Intérieur peut être modifié à tout moment par le conseil d'administration.

Outre les questions réservées à la compétence du conseil d'administration par les dispositions législatives et réglementaires applicables, doivent être obligatoirement inscrits à l'ordre du jour — après étude le cas échéant par le ou les comité(s) compétent(s) — l'examen et le vote d'un certain nombre d'opérations significatives telles que la conclusion de contrats avec l'Etat relativement aux objectifs et aux modalités de mise en œuvre des missions de service public assignées à la Société, certaines acquisitions ou cessions de participations, certains projets d'achat à long terme d'énergie, certains investissements industriels ou de marchés de travaux et certaines opérations financières.

Par ailleurs, le président doit inscrire à l'ordre du jour:

- au moins deux fois par an, une revue de la situation financière, de la trésorerie, ainsi que des engagements de la Société et du Groupe;
- une fois par an, et en tant que de besoin (notamment en cas de difficultés financières), une information relative à la situation des principales filiales et participations de la Société;
- une fois par an, un examen de la politique d'achats hors gaz ainsi que des opérations de vente de gaz dépassant un seuil annuel significatif;
- une fois par an, un examen de la politique d'approvisionnement en matière énergétique.

Le Règlement Intérieur prévoit également que le président adresse aux administrateurs, au moins une fois par semestre, une information sur les marchés significatifs passés durant la période écoulée.

Le président inscrit à l'ordre du jour les questions dont l'inscription lui est demandée par trois administrateurs au moins trois jours ouvrés avant la date prévue de la séance. En cas de nécessité, un ordre du jour complémentaire relatif à des questions diverses peut être remis aux administrateurs, lors de l'entrée en séance. Tout administrateur qui désire entretenir le conseil de questions diverses, non inscrites à l'ordre du jour ou à l'ordre du jour complémentaire, en fait connaître la nature, à l'ouverture de la séance, au président qui en informe le conseil. Si quatre administrateurs au moins ou le président le demandent, la discussion de tout ou partie des questions diverses est reportée de droit à la séance suivante.

Lors de chaque séance, le président soumet à l'approbation du conseil d'administration le procès-verbal de la ou des séances précédentes. En cas d'urgence ou de nécessité, le libellé précis du procès-verbal sur une question particulière est, à la demande du président, arrêté en séance, de sorte que la Société puisse notamment en exciper à l'égard des tiers.

Réunions du conseil d'administration

Le conseil d'administration de la Société se réunit aussi souvent que l'intérêt de la Société l'exige et tient au moins huit séances par an, dont au moins une par trimestre. Le président fixe l'ordre du jour des séances.

En 2004, avant la transformation de Gaz de France en société anonyme, le conseil d'administration s'était réuni dans le respect des exigences applicables aux EPIC. Ainsi, le conseil d'administration s'est réuni onze fois en 2004, avec un taux de présence de ses membres de 85% en moyenne.

Le Règlement Intérieur prévoit la nomination par le conseil d'administration, sur proposition du président, d'un secrétaire du conseil qui peut ne pas être administrateur. A la date d'enregistrement du présent document de base, Monsieur Jean Abiteboul, directeur à la direction générale et conseiller du président-directeur général, exerce les fonctions de secrétaire du conseil.

6.1.1.3 Charte de l'administrateur

Dans le cadre de l'adoption de son Règlement Intérieur, le conseil d'administration a adopté une charte de l'administrateur. Cette charte prévoit en particulier que:

- L'administrateur doit agir en toute circonstance dans l'intérêt social de l'entreprise, étant entendu que le critère ultime dans la prise de décision doit être celui de l'intérêt à long terme de l'entreprise, celui qui assure sa pérennité et son développement. L'administrateur doit, quel que soit son mode de désignation, se considérer comme représentant l'ensemble des actionnaires.

- L'administrateur doit prendre la pleine mesure de ses droits et obligations. Il doit notamment connaître et respecter les dispositions légales et réglementaires relatives à sa fonction, ainsi que les règles propres à la Société résultant de ses statuts et du Règlement Intérieur du conseil d'administration.
- L'administrateur exerce ses fonctions avec indépendance, loyauté et professionnalisme.
- L'administrateur veille à préserver en toute circonstance son indépendance 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. Il 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. Il s'efforce de convaincre le conseil de la pertinence de ses positions. En cas de désaccord, il veille à ce que ceux-ci soient explicitement consignés dans les procès-verbaux des délibérations.
- L'administrateur s'efforce d'éviter tout conflit pouvant exister entre ses intérêts moraux et matériels et ceux de la Société. Il informe le conseil d'administration de tout conflit d'intérêts dans lequel il pourrait être impliqué. Dans les cas où il ne peut éviter de se trouver en conflit d'intérêts, il s'abstient de participer aux débats ainsi qu'à toute décision sur les matières concernées.
- L'administrateur ne prend aucune initiative qui pourrait nuire aux intérêts de la Société et agit de bonne foi en toute circonstance. Il est tenu à la discrétion à l'égard des informations et des débats auxquels il participe et respecte le caractère confidentiel des informations données comme telles par le président du conseil d'administration. Il s'interdit d'utiliser pour son profit personnel ou pour le profit de quiconque les informations privilégiées auxquelles il a accès. En particulier, lorsqu'il détient sur la société où il exerce son mandat d'administrateur des informations non rendues publiques, il s'abstient de les utiliser pour effectuer ou faire effectuer par un tiers des opérations sur les titres de celle-ci.
- 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 d'administration avec assiduité et diligence. Il s'efforce de participer à au moins un des comités spécialisés du conseil. 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. Il 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.
- L'administrateur contribue à la collégialité et à l'efficacité des travaux du conseil d'administration 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 de celui-ci. 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 d'administration font l'objet, sans exception, de décisions formelles, correctement motivées et transcrites dans les procès-verbaux de ses réunions.

6.1.2 Présidence du conseil d'administration

Conformément à l'article 10 de la loi du 26 juillet 1983 et aux statuts de la Société, le président du conseil d'administration est nommé par décret, parmi les membres du conseil d'administration, sur proposition du conseil d'administration. Monsieur Jean-François Cirelli a été nommé président de la Société sous sa forme de société anonyme par le décret du 24 novembre 2004 (Monsieur Jean-François Cirelli avait été nommé président du conseil d'administration de l'EPIC Gaz de France par décret du 15 septembre 2004 et avait exercé les fonctions de représentant légal de la Société et assumé la direction générale de la Société jusqu'à la publication du décret du 24 novembre 2004, soit le 26 novembre 2004).

Il peut être mis fin aux fonctions du président du conseil d'administration dans les conditions prévues à l'article 10 de la loi du 26 juillet 1983 susvisée (révocation par décret).

6.1.3 Direction générale, comité exécutif et organisation opérationnelle

Direction générale

Les statuts de la Société prévoient que le président du conseil d'administration assume sous sa responsabilité la direction générale de la Société; il n'y a dès lors pas de dissociation entre les fonctions de président du conseil d'administration et les fonctions de directeur général.

En application des statuts de la Société, le conseil d'administration peut, sur proposition du président-directeur général, nommer jusqu'à cinq personnes chargées d'assister le président-directeur général avec le titre de directeur général délégué. Dans sa séance du 17 décembre 2004, le conseil d'administration a ainsi procédé à la nomination en tant que directeurs généraux délégués de Messieurs Yves Colliou et Jean-Marie Dauger.

A la date d'enregistrement du présent document de base, la direction générale du Groupe est ainsi assurée par Messieurs Jean-François Cirelli, Yves Colliou et Jean-Marie Dauger.

Comité exécutif

Présidé par le président-directeur général, le comité exécutif examine et approuve les questions et décisions relatives à la stratégie du Groupe et à son pilotage d'ensemble. Il examine et approuve en particulier les programmes d'investissements de la Société.

Le comité exécutif se réunit de façon hebdomadaire. L'ordre du jour est fixé sur proposition de ses membres.

Les membres du comité exécutif de la Société, créé avec effet au 1^{er} février 2005, sont à la date d'enregistrement du présent document de base les suivants:

Nom	Fonction	Date de nomination	Age	Autres mandats et fonctions exercés dans toute société
Jean-François Cirelli	Président-directeur général	26.11.2004	46	-
Yves Colliou	Directeur général délégué Responsable de la branche "Infrastructures"	17.12.2004	59	Président du conseil d'administration de Gaz de France Réseau Transport Président du conseil d'administration de Servance Développement Administrateur de COGAC, IFP et CFMH Représentant permanent de Gaz de France, administrateur de CFM
Jean-Marie Dauger	Directeur général délégué Responsable de la branche "Approvisionnement et Production"	17.12.2004	52	Président du conseil d'administration de Gaselys Président de GNL Transport Investissements, Gaz de France Norvège SA et GDF Britain Ltd Vice-président et membre du conseil de surveillance de Fragaz Président et membre du conseil de surveillance de GDF Produktion Exploration Deutschland GmbH Administrateur de COGAC, GDF International et MED LNG & GAS Ltd Membre du comité de direction de Cofathec
Stéphane Brimont	Directeur de la stratégie Conseiller du président	17.12.2004	36	Administrateur de Gaz de France Réseau Transport

Nom	Fonction	Date de nomination	Age	Autres mandats et fonctions exercés dans toute société
Pierre Clavel	Responsable de la branche "International"	17.12.2004	48	Président de GDF International Trading Administrateur de GDF International et de MED LNG & GAS Ltd Membre des conseils de surveillance de Fragaz, GDF Produktion Exploration Deutschland GmbH et ETAC BV
Emmanuel Hedde	Directeur des investissements et des acquisitions et responsable de l'ouverture du capital	17.12.2004	57	Président de Laurentides Investissements Directeur général délégué de GDF Investissements 2 et Mexique Investissements Administrateur de COGAC, Gaz Métro Inc., GDF Québec, MEG International, Noverco Inc., GDF Energy Inc. et MEG Holdings US Corporation Membre du conseil de surveillance de CGST Save - Savelys Représentant permanent de GDF International, administrateur de Gas Del Sur et représentant permanent de COGAC, administrateur de GDF International
Philippe Jeunet	Directeur financier	17.12.2004	51	Président-directeur général de GDF Berliner Investissements Président de Banque Solfea Vice-président de MEGAL Finco Administrateur de COGAC, Gaselys, GDF International, GDF Production Investissements, SFIG et SEGEO Membre des conseils de surveillance de Gasag et MEGAL GmbH Représentant permanent de COGAC, administrateur de Gaz de France Réseau Transport Membre du comité de direction de Cofathec Administrateur de SA Jeunet
Jean-Pierre Piollat	Responsable de la branche "Clientèle"	17.12.2004	55	Administrateur de Qualigaz, COGAC et Climespace Membre des comités de direction de Calliance Gestion GIE, TR2E GIE et Cofathec Membre du comité des rémunérations de Banque Solfea Représentant permanent de Gaz de France, administrateur de Banque Solfea et membre titulaire d'AFG
Raphaële Rabatel	Directrice de la communication	19.01.2005	42	-
Philippe Saimpert	Directeur des ressources humaines	17.12.2004	51	-

Le comité exécutif s'est substitué au comité de direction, qui avait été mis en place en 1996.

Renseignements personnels concernant les membres du comité exécutif de la Société

Monsieur Jean-François Cirelli, 46 ans, est diplômé de l'Institut d'Etudes Politiques de Paris et de l'École Nationale d'Administration; il 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. Il est président-directeur général de Gaz de France depuis septembre 2004.

Monsieur Yves Colliou, 59 ans, est ingénieur diplômé de l'Ecole Catholique des Arts et Métiers. En 1974, il intègre EDF GDF Services au centre de Mulhouse. En 1978, il rejoint la direction commerciale puis la délégation aux approvisionnements de Gaz de France. A partir de 1985, il exerce différentes responsabilités fonctionnelles, notamment dans le domaine des ressources humaines, et opérationnelles à EDF GDF Services. En 1996, il est nommé directeur du cabinet de la présidence et de la direction générale d'EDF avant de devenir en 1998 directeur d'EDF GDF Services. En janvier 2002, Monsieur Yves Colliou rejoint la direction générale de Gaz de France, en qualité de directeur avant d'être nommé directeur général adjoint en juin. Il est directeur général délégué de Gaz de France depuis décembre 2004 et responsable de la branche "Infrastructures" du Groupe.

Monsieur Jean-Marie Dauger, 52 ans, est diplômé de l'école HEC. Après un début de carrière chez Péchiney, à la banque Trad (Liban) et à la direction financière d'EDF, Jean-Marie Dauger intègre le Groupe en 1978. Il exerce tout d'abord des fonctions à la direction de la production et du transport, dans les services de mouvements de gaz. En 1985, il rejoint la délégation aux approvisionnements en gaz dont il assure la direction de 1991 à 1995. Il conduit notamment les négociations engagées avec les producteurs et les opérateurs gaziers, en particulier en Norvège, en Russie, en Algérie, au Nigeria et en Europe. En 1995, il devient directeur de la délégation à la stratégie et à la gestion: il pilote les études prospectives, la réflexion stratégique, le contrôle de gestion et les relations avec les pouvoirs publics français et communautaires. En 2000, Monsieur Jean-Marie Dauger est nommé directeur général adjoint. Il a été nommé directeur général délégué de Gaz de France en décembre 2004 et responsable de la branche "Approvisionnement et Production" du Groupe. Il supervise également la branche "International".

Monsieur Stéphane Brimont, 36 ans, est diplômé de l'Ecole Polytechnique et de l'Ecole Nationale des Ponts et Chaussées. Après une première expérience au Crédit Lyonnais à New York, il rejoint la direction départementale du Vaucluse en tant que chef du service urbanisme et construction. En 1997, il entre à la direction du budget où il occupe différents postes, notamment: chef du bureau recherche, poste et télécommunication et chef du bureau transports. En mai 2002, il rejoint le cabinet du Premier ministre, Jean-Pierre Raffarin, où il est conseiller pour les affaires budgétaires. Il intègre le Groupe en septembre 2004 et est nommé directeur de la stratégie en décembre 2004.

Monsieur Pierre Clavel, 48 ans, est diplômé de l'Ecole Polytechnique et de l'Ecole des Mines de Paris. Il a débuté sa carrière dans l'ingénierie et la maîtrise d'ouvrage d'installations gazières et de production thermique au sein des groupes Gaz de France et EDF. En 1997, il est nommé directeur à la direction transport de Gaz de France. En 1999, il rejoint EDF GDF Services en qualité de directeur du groupement des centres des régions Centre Auvergne et Limousin. En 2001, il est nommé directeur des approvisionnements en gaz naturel du Groupe, puis en 2002 directeur délégué de la direction négoce de Gaz de France et responsable des approvisionnements en gaz naturel du Groupe. Il a été nommé responsable de la branche "International" du Groupe en décembre 2004.

Monsieur Emmanuel Hedde, 57 ans, est ingénieur diplômé de l'Institut Supérieur d'Electronique de Paris et de l'Institut de Contrôle de Gestion. Il a débuté sa carrière comme ingénieur en informatique industrielle dans la société d'ingénierie SOFRESID. En 1973, il devient directeur d'une usine de mécanique et de traitement de surfaces à la Société Nouvelle de Métallisation, puis il rejoint le Crédit d'Equipe des Petites et Moyennes Entreprises ("CEPME") en 1980 et devient directeur adjoint de l'Agence Centrale en 1990. Il entre chez Gaz de France en 1993 en qualité de directeur adjoint du service des filiales et participations de la direction des services financiers et juridiques, puis devient directeur de ce service avant d'être nommé directeur délégué de la direction financière en 2000. Il a été nommé directeur de la direction des grands projets puis, en décembre 2004, directeur de la direction des investissements et des acquisitions et responsable de l'ouverture du capital.

Monsieur Philippe Jeunet, 51 ans, est diplômé de l'Institut d'Etudes Politiques de Paris et titulaire d'une maîtrise de droit. Avant de rejoindre Gaz de France, il a effectué la plus grande partie de sa carrière au sein du groupe du CEPME, où il a exercé différentes responsabilités dans le domaine du financement des entreprises des secteurs industriel et touristique. Il a dirigé deux sociétés de capital-risque, Avenir Tourisme et Promotour Investissement. De 1984 à 1986, il a été rapporteur au Comité interministériel de

restructuration industrielle (CIRI) et au Bureau des financements industriels de la direction du trésor. Il a intégré Gaz de France en 1991 en tant que directeur adjoint de la DSFJ en charge des filiales et participations. Il a occupé successivement au sein du Groupe les fonctions de responsable des approvisionnements et projets gaziers (1995-1998), et de directeur du développement international jusqu'en 2000. Il est depuis mai 2000 directeur financier de Gaz de France.

Monsieur Jean-Pierre Piollat, 55 ans, est diplômé de l'Institut National Polytechnique de Grenoble. Il a effectué toute sa carrière à Gaz de France et à EDF, principalement dans des fonctions de *management* et de développement commercial et marketing. Il entre en 1975 à la direction générale d'EDF, puis à la direction commerciale de Gaz de France, où il exerce des fonctions de développement et de marketing. A partir de 1984, il exerce diverses responsabilités opérationnelles et fonctionnelles au sein d'EDF GDF Services. Après avoir dirigé à partir de 1991 le centre de Seine-et-Marne, il est nommé en 1995 directeur en charge des groupements de centres Méditerranée et Ouest à EDF GDF Services. En 1997, il est directeur de la délégation au marketing stratégique, puis en 2002 de la direction commerciale de Gaz de France. Il a été nommé en décembre 2004 responsable de la branche "Clientèle" du Groupe, qui rassemble la direction commerciale, la délégation marketing et le segment Services de Gaz de France.

Madame Raphaële Rabatel, 42 ans, est diplômée de l'Institut d'Etudes Politiques de Paris et licenciée en histoire. Elle a occupé différentes fonctions de communication dans plusieurs entreprises: Rhône-Poulenc de 1988 à 1996, Paribas de 1996 à 2000, Caisse Nationale des Caisses d'Epargne en 2000 et Image Sept de 2000 à 2002. Depuis mars 2002, elle était directrice de la communication du groupe JCDecaux, chargée de la communication externe et interne. Elle est directrice de la communication du Groupe depuis janvier 2005.

Monsieur Philippe Saimpert, 51 ans, diplômé de l'école HEC, a occupé diverses fonctions au sein d'EDF GDF Services (désormais EGD) et de la direction du personnel et des relations sociales commune à Gaz de France et à EDF à compter de 1978. Il a été nommé en 2002 directeur des ressources humaines du Groupe, puis a occupé le poste de directeur délégué de EGD à compter d'avril 2004. Il est directeur des ressources humaines du Groupe depuis décembre 2004.

Organisation opérationnelle

Depuis fin 2004, Gaz de France est organisé autour de quatre branches opérationnelles:

- Monsieur Yves Colliou, directeur général délégué et responsable de la branche "Infrastructures";
- Monsieur Jean-Marie Dager, directeur général délégué et responsable de la branche "Approvisionnements et Production";
- Monsieur Jean-Pierre Piollat, responsable de la branche "Clientèle"; et
- Monsieur Pierre Clavel, responsable de la branche "International".

6.1.4 Le contrôle interne

Le rapport du président du conseil d'administration établi conformément aux dispositions de l'article L.225-37 alinéa 6 du Code de commerce, qui a été présenté à l'assemblée générale annuelle statuant sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2004 réunie le 29 mars 2005, figure en annexe D au présent document de base. Le rapport des commissaires aux comptes sur ce rapport figure en Annexe E.

6.1.5 Comités du conseil d'administration

Avant la transformation de la Société en société anonyme, le conseil d'administration de Gaz de France s'appuyait sur deux comités consultatifs: le comité d'audit et des comptes d'une part, et le comité de la stratégie d'autre part. Le comité d'audit avait pour mission d'examiner et de donner son avis au conseil d'administration sur des sujets tels que les comptes annuels, sociaux et consolidés, le budget, le contrôle interne et la politique de maîtrise des risques. Le comité de la stratégie avait pour mission de donner son avis au conseil d'administration sur les grandes orientations stratégiques de l'entreprise, et notamment sur son programme d'investissements et sur le suivi des objectifs du contrat Etat-Groupe.

Les statuts de Gaz de France donnent la possibilité au conseil d'administration de constituer des comités en son sein, notamment un comité d'audit et des comptes et un comité de la stratégie, appelés à étudier toutes questions relatives à la Société que lui-même ou le président soumet pour avis à leur examen.

Le Règlement Intérieur précise que le conseil d'administration peut décider de créer en son sein des comités, permanents ou temporaires, destinés à faciliter le bon fonctionnement du conseil et à concourir efficacement à la préparation de ses décisions. Le conseil d'administration, sur proposition de son président et après concertation, désigne les membres des comités et leur président, en tenant compte des compétences, de l'expérience, et de la disponibilité des administrateurs qui le souhaitent, dans le respect des équilibres du conseil. Le rapport annuel de la Société comporte un exposé sur l'activité de chacun des comités au cours de l'exercice écoulé.

La mission d'un comité permanent ou temporaire consiste à étudier les sujets et projets que le conseil d'administration ou le président renvoie à son examen, à préparer les travaux et décisions du conseil d'administration relativement à ces sujets et projets, ainsi qu'à rapporter leurs conclusions au conseil sous forme de comptes-rendus, propositions, avis, informations ou recommandations. Les comités accomplissent leurs missions sous la responsabilité du conseil d'administration.

La durée du mandat des membres des comités permanents 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 permanents sont renouvelables sous réserve du maintien de la qualité d'administrateur des personnes concernées. Le renouvellement des mandats de membres des comités permanents intervient au terme de la séance du conseil d'administration au cours de laquelle les comptes annuels sont arrêtés.

Ont ainsi été constitués le 17 décembre 2004, dans le cadre de l'adoption du Règlement Intérieur, les comités permanents dont la composition, les attributions et les modalités de fonctionnement sont décrites ci-dessous.

Tout comité rend compte de l'ensemble de ses travaux à la réunion suivante du conseil d'administration, en faisant part des informations, avis, propositions ou recommandations consignés aux comptes-rendus de ses séances. Aucun 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.

6.1.5.1 Comité d'audit et des comptes

6.1.5.1.1 Composition et fonctionnement

Le comité d'audit et des comptes est composé de cinq membres. Ce comité est composé de Monsieur Aldo Cardoso, qui le préside, et de Messieurs Eric Buttazoni, Denis Samuel-Lajeunesse, Paul-Marie Chavanne et Bernard Calbrix. Le comité d'audit et des comptes, créé le 17 décembre 2004, s'est réuni trois fois depuis cette date (dernière réunion en date: le 18 mars 2005) avec un taux de présence des membres de 90%. Au cours de ses réunions, le comité a abordé les sujets suivants: budgets 2005, résultats annuels 2004, projet de rapport annuel, d'activité et de gestion, comptes consolidés 2004 en normes IFRS, ainsi que projet de document de base. Son prédécesseur, le comité d'audit, s'était réuni quatre fois en 2004, notamment pour examiner les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2003, la mise en place des nouvelles normes comptables et la démarche évaluation et maîtrise des risques.

Le comité d'audit et des comptes a pour interlocuteurs principaux la direction générale, la direction financière, la direction de l'audit, ainsi que les commissaires aux comptes de la Société. L'audition des membres de la direction financière peut être réalisée hors la présence du président-directeur général. L'audition des commissaires aux comptes peut être réalisée hors la présence de tout personnel ou dirigeant de la Société. Pour l'accomplissement de ses missions, le comité peut également recourir à des experts extérieurs en tant que de besoin.

6.1.5.1.2 Missions

Comptes

Le comité d'audit et des comptes a pour mission de:

- s'assurer de la pertinence et de la permanence des méthodes comptables adoptées pour l'établissement des comptes consolidés ou sociaux ainsi que du traitement adéquat des opérations significatives au niveau du Groupe;

- procéder une fois par an, et en tant que de besoin (notamment en cas de difficultés financières) à l'examen des principales filiales et participations de la Société;
- au moment de l'arrêté des comptes, procéder à l'examen préalable et donner un avis sur les projets de comptes sociaux et consolidés, semestriels et annuels préparés par la direction financière, avant leur présentation au conseil d'administration. A cet effet, le comité entend les commissaires aux comptes, la direction générale et la direction financière, en particulier sur les amortissements, provisions, traitements des survaleurs, principes de consolidation, et engagements hors bilan. Il peut également examiner tous comptes établis pour les besoins d'opérations spécifiques (apports, fusions, opérations de marché, mise en paiement d'acomptes sur dividendes, etc.);
- être informé de la stratégie financière et des conditions des principales opérations financières du Groupe;
- examiner les projets de rapports annuels d'activité et de gestion avant leur publication; et
- examiner le périmètre des sociétés consolidées et le choix du référentiel de consolidation des sociétés du Groupe.

Risques

Le comité d'audit et des comptes a pour mission de:

- examiner les risques et les engagements significatifs, notamment au travers d'une cartographie des risques;
- examiner la politique de maîtrise des risques dans tous les domaines (notamment la politique d'assurance, la gestion financière et les interventions sur les marchés à terme);
- procéder annuellement à une revue de performance des principales filiales de la Société.

Contrôle, audit interne, commissaires aux comptes

Le comité d'audit et des comptes a pour mission de:

- vérifier que des procédures internes de collecte et de contrôle des informations garantissent la fiabilité de celles-ci et examiner le plan d'audit interne du Groupe et le plan des interventions des commissaires aux comptes;
- entendre les responsables de l'audit interne et du contrôle, donner son avis sur l'organisation de ces services, prendre connaissance des programmes de travail, et recevoir une synthèse de l'activité d'audit interne de la Société et du Groupe ainsi que tous rapports d'audit demandés par le président du comité;
- entendre régulièrement des rapports des auditeurs externes du Groupe sur les modalités de réalisation de leurs travaux;
- veiller au respect des règles, principes et recommandations garantissant l'indépendance des commissaires aux comptes;
- proposer au conseil d'administration, le cas échéant, une décision sur les points éventuels de désaccord significatif entre les commissaires aux comptes et la direction générale susceptibles de naître à l'occasion de la réalisation et du contenu des travaux;
- superviser la procédure de sélection ou de renouvellement (par appel d'offres) des commissaires aux comptes en veillant à la sélection du "mieux-disant", formuler un avis sur le montant des honoraires sollicités pour l'exécution des missions de contrôle légal, formuler un avis motivé sur le choix des commissaires aux comptes et faire part de sa recommandation au conseil d'administration pour ce choix; et
- se faire communiquer le détail des honoraires versés par la Société et le Groupe aux cabinets et aux réseaux des commissaires aux comptes, s'assurer que le montant ou la part que représentent ces honoraires dans le chiffre d'affaires des cabinets et réseaux des commissaires aux comptes ne sont pas de nature à porter atteinte à leur indépendance.

Politique financière

Les missions du comité d'audit et des comptes sont les suivantes:

- être informé par la direction financière de la stratégie et de la situation financière du Groupe, des méthodes et techniques utilisées pour définir la politique financière;
- être informé des communications principales de la Société concernant ses comptes;
- examiner le budget de la Société; et
- examiner toute question de nature financière ou comptable qui lui est soumise par le président ou le conseil.

6.1.5.2 Comité de la stratégie et des investissements

6.1.5.2.1 *Composition et fonctionnement*

Le comité de la stratégie et des investissements est composé de sept membres. A la date d'enregistrement du présent document de base, ce comité est composé de Monsieur Jacques Rapoport, président du comité, de Messieurs Peter Lehmann, Denis Samuel-Lajeunesse, Olivier Barrault, Daniel Rouvery, Jean-François Le Jeune et de Madame Florence Tordjman.

Le comité de la stratégie et des investissements tient au moins quatre réunions par an. L'ordre du jour de ses réunions est proposé par son président. Créé le 17 décembre 2004, le comité de la stratégie et des investissements s'est réuni deux fois depuis cette date (dernière réunion en date: le 14 mars 2005) avec un taux de présence des membres de 86%. Au cours de ces réunions, il a abordé les sujets suivants: terminal méthanier Isle of Grain au Royaume-Uni, plan d'affaires, relations avec l'Etat, projet de Contrat de service public et projet d'acquisition de la totalité du capital de CGST Save - Savelys. Son prédécesseur, le comité de la stratégie, s'était réuni trois fois en 2004, notamment pour examiner le résultat, les programmes et les perspectives à moyen terme des investissements et le bilan du contrat Etat-Groupe.

Pour l'accomplissement de ses travaux, le comité de la stratégie et des investissements peut entendre les membres des directions de la Société et du Groupe ou également recourir à des experts extérieurs en cas de besoin. Le président du comité d'audit et des comptes reçoit les ordres du jour du comité de la stratégie et des investissements et peut assister à ses réunions.

6.1.5.2.2 *Missions*

Le comité de la stratégie et des investissements a pour missions:

- en matière de stratégie, d'exprimer au conseil d'administration son avis sur les grandes orientations stratégiques de la Société et du Groupe, notamment la politique industrielle, commerciale, sociale, de recherche et développement et de développement durable, sur le Contrat de service public du Groupe, ainsi que sur toute autre question stratégique importante dont le conseil le saisit;
- en matière d'investissements, d'étudier et de formuler son avis au conseil d'administration sur les questions qui lui sont soumises relatives aux opérations majeures relevant du conseil en matière de croissance externe, de désinvestissements et de cessions d'entreprises, de prises ou de cessions de participations, d'investissements, de création et de modernisation d'équipements industriels et de travaux sur une base annuelle ou pluriannuelle, ainsi que les projets immobiliers principaux décrits dans les attributions du conseil d'administration.

6.1.6 Gestion du réseau de distribution

Aux termes des dispositions de l'article 13 de 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, lorsqu'une entreprise de gaz (ou d'électricité) exploite sur le territoire métropolitain un réseau de distribution desservant plus de 100 000 clients et exerce une ou plusieurs autres activités dans le même secteur, elle est tenue de constituer en son sein un service chargé de la gestion du réseau de distribution, indépendant, sur le plan de l'organisation et de la prise de décision, des autres activités.

En application de ces dispositions, l'activité de gestionnaire de réseau de distribution de gaz exercée par Gaz de France a été confiée à une direction dénommée Gaz de France Réseau Distribution (GRD).

Par ailleurs, il a été créé, en application de l'article 5 de la loi n° 46-628 du 8 avril 1946, un service commun entre Gaz de France et EDF dénommé EDF Gaz de France Distribution (EGD) qui permet de regrouper en un même service des fonctions communes à Gaz de France et à EDF.

6.1.6.1 Missions et pouvoirs de GRD

Missions

Conformément aux statuts de Gaz de France, GRD poursuit les missions suivantes:

- définir les politiques techniques;
- définir et conduire les politiques d'investissement et de développement des actifs des réseaux de distribution concédés à la Société;
- négocier, co-signer et gérer les contrats de concession et leurs avenants;
- assurer le caractère non discriminatoire du processus d'acheminement du gaz naturel et de l'accès au réseau de distribution; et
- assurer la responsabilité des relations courantes avec l'ensemble des autorités de régulation de l'énergie (ministère chargé de l'énergie, CRE, autorités concédantes de la distribution publique) au titre de ces activités.

Dans l'exercice de ses missions, GRD s'appuie notamment sur EGD qui a en particulier pour missions la réalisation des travaux de construction, de développement et de maintenance sur les ouvrages de distribution de gaz, l'exploitation technique du réseau et des ouvrages de distribution, la réalisation des activités de comptage, ainsi que les relations quotidiennes avec les collectivités locales, les autorités concédantes et la clientèle non éligible.

Pour l'exercice d'activités qui ne relèvent pas des missions qui leur sont confiées conformément à ce qui est indiqué ci-dessus, le directeur de GRD et le directeur d'EGD doivent recueillir l'accord préalable du président-directeur général de Gaz de France.

Pouvoirs

Sous réserve des pouvoirs dévolus au conseil d'administration de Gaz de France, les statuts de Gaz de France prévoient que le président-directeur général de Gaz de France délègue notamment aux directeurs de GRD et d'EGD, dans leurs domaines respectifs, les pouvoirs en matière de:

- investissements de réseau dans la limite de 30 millions d'euros par opération;
- investissements dans l'immobilier ou les systèmes d'information dans la limite de 3 millions d'euros par opération;
- cessions d'actifs dans la limite d'1 million d'euros par opération;
- sans préjudice des dispositions de l'article L.225-35 du Code de commerce et de l'article 89 du décret n° 67-236 du 23 mars 1967, constitution de sûretés ou garanties de toute nature pour un montant qui n'excède pas 1 million d'euros et dans la limite de l'habilitation annuelle délivrée par le conseil d'administration de Gaz de France.

6.1.6.2 Direction de GRD et EGD

La direction de GRD (comme celle d'EGD) est assurée par un directeur nommé pour une durée de trois ans. Le directeur de GRD est nommé par le président-directeur général de Gaz de France, tandis que le directeur d'EGD est nommé conjointement par le président-directeur général de Gaz de France et le président-directeur général d'EDF. Ces directeurs disposent de délégations de pouvoir leur permettant, dans les conditions qu'elles définissent, d'assumer, de manière indépendante vis-à-vis de toute activité de fourniture de gaz, la gestion des activités dont ils ont la charge. Ils ne peuvent être révoqués avant la fin de leur mandat que par le président-directeur général après avis motivé préalable de la CRE.

Budget

Le budget et le plan pluriannuel d'investissements de GRD, ainsi que le budget et le plan pluriannuel d'investissements d'EGD en ce qui concerne le réseau de distribution de gaz, sont préparés par leurs directeurs respectifs. Ils sont soumis par le directeur de GRD au président-directeur général de Gaz de France ou à la personne qu'il délègue à cette fin. Ils sont arrêtés par ledit président-directeur général préalablement à leur présentation au conseil d'administration pour approbation.

Les statuts de Gaz de France prévoient que le directeur de GRD rend compte annuellement, dans les mêmes conditions, de l'exécution desdits budgets et plans au président-directeur général de Gaz de France (ou à la personne qu'il désigne à cette fin), avant la présentation par ce dernier au conseil d'administration.

Le président-directeur général de Gaz de France (ou la personne qu'il désigne à cette fin) s'assure que les investissements présentent une rentabilité prévisionnelle satisfaisant aux exigences définies par le conseil d'administration en matière de rentabilité, sans préjudice des pouvoirs que la loi confère à cet égard aux autorités de régulation. Il contrôle en cours d'exercice, selon les règles en vigueur dans la société, l'exécution des budgets et des plans d'investissement que le conseil a approuvés.

Le directeur de GRD et le directeur d'EGD transmettent mensuellement au président-directeur général de Gaz de France (ou à la personne qu'il désigne à cette fin) les données nécessaires à l'établissement des comptes de Gaz de France. Plus généralement, ils lui donnent accès à toute information nécessaire au respect et à l'exercice de ses obligations législatives ou réglementaires.

Code de bonne conduite

Le directeur de GRD élabore un code de bonne conduite contenant les mesures d'organisation interne prises pour prévenir toute pratique discriminatoire en matière d'accès des tiers au réseau. Il l'adresse à la CRE. Il présente annuellement au conseil d'administration ainsi qu'à la CRE un rapport sur la mise en œuvre de ce code, qui est applicable à l'ensemble des activités de distribution, y compris celles exercées par EGD pour autant qu'elles relèvent de la partie gazière de son activité.

6.2 REMUNERATIONS ET INTERETS DES DIRIGEANTS DANS LE CAPITAL DE GAZ DE FRANCE

6.2.1 Rémunérations et avantages en nature attribués pour le dernier exercice clos, à quelque titre que ce soit, aux dirigeants de la Société

Rémunération globale (y compris avantages en nature) versée durant l'exercice 2004 aux mandataires sociaux tant par la Société que par les sociétés contrôlées au sens de l'article L.233-16 du Code de commerce:

- **Monsieur Jean-François Cirelli** a été nommé président du conseil d'administration de l'EPIC Gaz de France par décret du 15 septembre 2004 et président-directeur général de la société anonyme Gaz de France par décret du 24 novembre 2004:
 - o jetons de présence versés par la Société (septembre à décembre 2004): néant;
 - o jetons de présence versés par les sociétés contrôlées: néant;
 - o rémunération nette globale versée par la Société (hors jetons de présence) et avantages en nature (septembre à décembre 2004): 78 043 euros;
 - o rémunération nette globale versée par les sociétés contrôlées (hors jetons de présence): néant.

A la date d'enregistrement du présent document de base, les éléments de détermination de la part variable de la rémunération de Monsieur Jean-François Cirelli sont en cours de fixation par l'actionnaire de la Société. Monsieur Jean-François Cirelli ne bénéficie d'aucun régime spécifique de retraite. Il n'a reçu aucune prime d'arrivée et ne bénéficie pas de primes de départ.

- **Les administrateurs représentants de l'Etat** (Monsieur Paul-Marie Chavanne, Monsieur Christian Frémont, Madame Clara Gaymard, Monsieur Jacques Rapoport, Monsieur Denis Samuel-Lajeunesse et

Madame Florence Tordjman), nommés par décret du 21 novembre 2004, 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 au titre de l'exercice 2004.

- **Les administrateurs "personnes qualifiées"** (outre Monsieur Jean-François Cirelli, Monsieur Jean-Louis Beffa, Monsieur Aldo Cardoso, Monsieur Guy Dollé, Monsieur Peter Lehmann et Monsieur Philippe Lemoine), ont été pour la plupart nommés par décret du 20 novembre 2004. L'assemblée générale annuelle du 29 mars 2005 a décidé de fixer l'enveloppe globale des jetons de présence à verser pour couvrir la période allant de la date de nomination au 31 décembre 2004 à la somme de 20 560,89 euros. 2 000 euros seront ainsi versés par séance du conseil d'administration et 1 250 euros par séance de comité.
- La rémunération nette globale (y compris avantages en nature et bonus) de Monsieur Yves Colliou, directeur général délégué, s'est élevée en 2004 à la somme de 251 530 euros et la rémunération nette globale (y compris avantages en nature et bonus) de Jean-Marie Dauger, directeur général délégué, à la somme de 238 589 euros. Ces rémunérations comprennent un bonus fonction des résultats du Groupe, pouvant représenter jusqu'à 30% de la rémunération de base. Messieurs Yves Colliou et Jean-Marie Dauger ne bénéficient d'aucun régime spécifique de retraite. Ils n'ont reçu aucune prime d'arrivée et ne bénéficient pas de primes de départ.

6.2.2 Options de souscription ou d'achat d'actions de la Société consenties aux mandataires sociaux de la Société

A la date d'enregistrement du présent document de base, Gaz de France n'a consenti aucune option de souscription ou d'achat d'actions de la Société au profit de ses mandataires sociaux.

6.2.3 Informations sur les opérations conclues avec les membres des organes d'administration et de direction et avec des sociétés ayant des dirigeants communs avec ceux de la Société

Néant (voir paragraphe 5.6.7 – "Rapport spécial des commissaires aux comptes sur les conventions réglementées pour l'exercice clos le 31 décembre 2004").

6.2.4 Prêts et garanties accordés ou constitués en faveur des membres des organes d'administration et de direction

Néant.

6.3 INTERESSEMENT DU PERSONNEL

6.3.1 Contrats d'intéressement et de participation

Voir paragraphe 4.12.3.10 – "Intéressement et participation".

6.3.2 Plans d'options de souscription et d'achat d'actions

A la date d'enregistrement du présent document de base, Gaz de France n'a consenti aucune option de souscription ou d'achat d'actions de la Société au profit du personnel.

6.4 GESTION DU RESEAU DE TRANSPORT

La gestion du réseau national de transport du gaz naturel de Gaz de France est assurée depuis le 1^{er} janvier 2005 par Gaz de France Réseau Transport, une société anonyme détenue à 100% par Gaz de France (voir paragraphe 4.16.5 – "Gestion séparée puis filialisation des gestionnaires des réseaux de transport et de distribution ou des gestionnaires de réseaux combinés").

6.4.1 Conseil d'administration de Gaz de France Réseau Transport

6.4.1.1 Composition du conseil d'administration de Gaz de France Réseau Transport

Les statuts de Gaz de France Réseau Transport prévoient que le conseil d'administration est composé de six administrateurs représentant les salariés, d'au maximum deux représentants de l'Etat, et de dix à douze administrateurs nommés par l'assemblée générale des actionnaires, dont un à trois administrateurs indépendants.

Aujourd'hui, le conseil d'administration de Gaz de France Réseau Transport est composé de la manière suivante:

- Monsieur Yves Colliou (président);
- Gaz de France;
- GDF International;
- COGAC;
- SFIG;
- Laurentides Investissements;
- GDF Berliner Investissements;
- Production Investissements SA;
- Monsieur Fritz Gautier;
- Monsieur Jacques Percebois.

Le président du conseil d'administration est élu parmi les membres du conseil d'administration. La durée du mandat du président ainsi que de tous les autres administrateurs est de cinq ans. Les administrateurs personnes physiques ou représentants de personnes morales ne doivent pas être parties à des structures directement ou indirectement chargées de la gestion quotidienne des activités de production et de fourniture de gaz naturel en France.

6.4.1.2 Pouvoirs du conseil d'administration de Gaz de France Réseau Transport

Le conseil d'administration se saisit de toute question intéressant la bonne marche de la Société et règle par ses délibérations les affaires qui la concernent, sous réserve des pouvoirs expressément attribués aux actionnaires et dans la limite de l'objet social, et à l'exception des pouvoirs expressément dévolus au directeur général.

Le conseil d'administration peut créer des comités appelés à étudier toutes questions relatives à la société que lui-même ou le président soumet pour avis à leur examen. Il fixe la composition, la mission et les modalités de fonctionnement de ces comités qui figurent au règlement intérieur.

De manière générale, le conseil d'administration décide de l'adoption des principes et des règles de gouvernement d'entreprise qui lui paraissent faciliter son fonctionnement et la transparence de la gestion de la société. Ces principes et règles, y compris en matière de comités du conseil, figurent dans le règlement intérieur adopté par le conseil d'administration.

Le conseil d'administration peut investir un ou plusieurs de ses membres ou toute personne choisie hors de son sein de missions spéciales, permanentes ou temporaires, qu'il détermine.

6.4.1.3 Délibérations du conseil d'administration de Gaz de France Réseau Transport

Les délibérations sont prises aux conditions de quorum et de majorité prévues par la loi, à l'exception de certaines décisions qui, conformément à la loi n° 2004-803 du 9 août 2004, ne peuvent être adoptées sans le vote favorable de la majorité des membres nommés par l'assemblée générale, à savoir:

- les décisions relatives au budget et à la politique de financement;
- les décisions relatives à la création de tout groupement d'intérêt économique, société ou autre entité juridique concourant à la réalisation de l'objet social ou à son extension au-delà du transport de gaz ou d'électricité;

- les décisions relatives aux investissements, travaux et achats d'actifs d'un montant égal ou supérieur à 50 millions d'euros; et
- les décisions relatives à la vente d'actifs et à la constitution de sûretés ou de garanties de toute nature, d'un montant égal ou supérieur à 1 million d'euros.

En cas de partage des voix, celle du président de séance est prépondérante.

6.4.2 Direction générale de Gaz de France Réseau Transport

La direction générale de Gaz de France Réseau Transport est assurée par un directeur général qui est nommé pour quatre ans par le conseil d'administration. Le président peut cumuler ses fonctions avec celles de directeur général. Le directeur général ne peut être révoqué qu'après avis de la CRE. Il a le pouvoir d'agir en toutes circonstances au nom de la société, et bénéficie de pouvoirs financiers propres: celui de décider des investissements et travaux, y compris les développements de réseau, pour un montant inférieur à 50 millions d'euros, ainsi que celui de décider les fournitures et services en-dessous d'un seuil d' 1 million d'euros.

Chaque année, le directeur général présente au conseil d'administration pour son approbation un budget détaillé d'exploitation, un plan d'investissement sur trois ans, ainsi que toute création d'entité juridique concourant à la réalisation de l'objet social ou à son extension. Gaz de France étant actuellement actionnaire unique de Gaz de France Réseau Transport, et détenant par voie de conséquence la majorité des droits de vote au conseil d'administration, il garde le contrôle sur le budget et les investissements de sa filiale.

Le directeur général est responsable du respect du code de bonne conduite, qui est placé sous la supervision d'un responsable nommé par lui. Ce code de bonne conduite précise les mesures d'organisation interne prises pour prévenir les risques de pratiques discriminatoires en matière d'accès des tiers au réseau. A ce titre, il fixe le mode de désignation et les missions du responsable de son application. L'application du code de bonne conduite fait l'objet d'un rapport annuel, qui est présenté à la CRE par le responsable accompagné par le directeur général.

CHAPITRE 7. EVOLUTION RECENTE ET PERSPECTIVES D'AVENIR

7.1 EVOLUTION RECENTE DU GROUPE

Total

Gaz de France et Total possédaient des intérêts croisés au sein des sociétés GSO et CFMH opérant dans le domaine du transport et du stockage. Ces partenariats croisés ont été dénoués début janvier 2005. Ainsi, Gaz de France a cédé à Total sa participation de 30% dans GSO, et Total a cédé à Gaz de France sa participation de 45% dans CFMH. Dans le cadre de cette opération, Gaz de France a aussi cédé à Total divers actifs dont un portefeuille de clients industriels de CFMH représentant en 2004 un volume de ventes d'environ 13 TWh.

Montée au capital de CGST Save-Savelys

Gaz de France a augmenté sa participation dans le capital de CGST Save-Savelys de 20% à 59% le 23 mars 2005, le solde de 41% restant détenu par le groupe Sigma. Cette opération permet à Gaz de France de poursuivre son développement dans le secteur des services.

CGST Save-Savelys, avec sa filiale Domoservices, est la première société française dans le domaine de la maintenance et du dépannage de chaudières individuelles, avec plus de 1 350 000 chaudières sous contrat d'entretien. Le groupe opère sous la marque Savelys, lancée début 2005.

CGST Save-Savelys emploie environ 4 000 collaborateurs. Son chiffre d'affaires s'est élevé à près de 300 millions d'euros en 2004 pour un résultat de l'ordre de 8 millions d'euros.

Mise en exploitation commerciale de DK6

La centrale à cycles combinés DK6 située à Dunkerque a été mise en exploitation commerciale le 22 mars 2005. La réception devrait intervenir dans un délai d'un mois environ.

Notation financière

Suite à la publication de ses résultats annuels le 23 février 2005 et aux rencontres annuelles avec les agences de notation, les notes à long terme de Gaz de France ont évolué de la façon suivante: Moody's a confirmé le 23 février 2005 la note à long terme Aa3, tout en relevant la perspective de négative à stable; de son côté, S&P a fait évoluer le 25 mars 2005 la note à long terme de AA à AA- assortie d'une perspective stable.

Les notes à court terme de Gaz de France ont, en parallèle, été confirmées aux meilleurs niveaux, soit A-1+ et P-1.

Mise en place d'un crédit syndiqué de 3 milliards d'euros

Gaz de France a signé le 18 février 2005 un crédit syndiqué multidevises de 3 milliards d'euros d'une maturité de sept ans. Ce nouveau crédit, qui remplace le crédit syndiqué de 2 milliards d'euros signé en août 2002, a pour objet de financer les besoins généraux du Groupe et de servir de support aux programmes de financement court terme.

Distrigaz Sud

Afin de renforcer sa présence en Europe centrale, Gaz de France a signé le 18 octobre 2004 un contrat pour acquérir 51% du capital de la société roumaine de distribution Distrigaz Sud. Le solde du capital de cette société restera détenu par l'Etat roumain. La transaction devrait être finalisée au cours du deuxième trimestre 2005. Gaz de France a engagé des discussions avec la Société Financière Internationale et la BERD en vue de leur entrée minoritaire au capital d'une société holding à laquelle seraient apportés les 51%. Distrigaz Sud dessert en gaz naturel près de 900 000 clients grâce à un réseau de distribution de 13 425 kilomètres. Les ventes de cette société se sont élevées à environ 51 TWh en 2004.

Isle of Grain

Le 31 mars 2005, Gaz de France a signé avec Grain LNG Ltd., filiale de National Grid Transco plc, un accord en vue de réserver une capacité de regazéification d'environ 34,3 TWh de GNL par an dans le terminal d'Isle of Grain, au Royaume-Uni, à l'horizon 2008-2009. Le contrat porte sur une durée de 20 ans.

Le terminal d'Isle of Grain, situé dans l'estuaire de la Tamise, sera prochainement mis en service, avec une capacité d'environ 47,2 TWh de GNL par an. Cette capacité sera portée à près de 140,1 TWh par an fin 2008, soit environ 12% de la demande de gaz naturel au Royaume-Uni.

Société de Production d'Electricité

Gaz de France et Centrica sont entrés en négociation exclusive avec la Société de Production d'Electricité ("**SPE**") belge en vue d'acquérir conjointement une participation majoritaire dans son capital. Le partenariat constitué autour de SPE permettrait à Gaz de France de développer sa contribution à la production et à la commercialisation d'énergie sur le marché belge. SPE est le deuxième producteur d'électricité en Belgique, avec une part de marché de près de 10% et un parc de centrales fonctionnant majoritairement au gaz naturel.

Contrat de service public

En application de la loi du 9 août 2004, le conseil d'administration de Gaz de France du 22 mars 2005 s'est prononcé favorablement sur le Contrat de service public qui doit être signé prochainement avec l'Etat. Ce contrat met en œuvre les missions de service public de Gaz de France dans le secteur du gaz naturel (voir paragraphe 4.16.7.2 – "Le Contrat de service public") et précise le cadre des évolutions des tarifs administrés (voir paragraphe 4.5.1.1.1 – "Vente d'énergie / Prix de vente d'énergie").

7.2 PERSPECTIVES D'AVENIR

Comme indiqué au paragraphe 4.2 – "Stratégie", Gaz de France a pour ambition de se développer en Europe de manière rentable. Cette ambition se traduit à la fois par des objectifs industriels et commerciaux et des objectifs financiers.

Objectifs industriels et commerciaux

En matière de ventes en Europe, Gaz de France vise une augmentation de ses ventes consolidées par croissance organique et croissance externe avec l'ambition d'atteindre 15 millions de clients et environ 15% de part de marché à moyen terme. Le Groupe a par ailleurs pour objectif de faire progresser ses ventes d'électricité d'environ 10 TWh actuellement à 60 TWh à cet horizon, soit directement au client final, soit sur les marchés de gros.

En matière d'approvisionnement en énergie, le Groupe entend notamment:

- poursuivre la politique de diversification des approvisionnements de long terme en gaz;
- développer ses réserves propres d'hydrocarbures, avec pour objectif de détenir à moyen terme un portefeuille de réserves prouvées et probables de l'ordre de 1 000 Mbep (dont deux-tiers sous forme de gaz naturel), afin d'être en mesure de produire un volume de gaz naturel égal à 15% des besoins directs de gaz du Groupe (hors filiales Transport-Distribution International); et
- en matière d'électricité, acquérir ou développer 5 000 MW de capacité de production électrique propre à moyen terme.

En matière d'infrastructures, Gaz de France entend poursuivre les investissements dans les infrastructures en France contribuant à donner accès au réseau de gaz naturel à 1 million de nouveaux clients utilisant le gaz naturel pour le chauffage entre juillet 2003 et juillet 2007, soit environ 650 000 à compter du 1^{er} janvier 2005.

La réalisation des objectifs industriels précités induit la mise en place d'un programme d'investissement évalué à 17,5 milliards d'euros sur la période 2005-2008. Environ 55% de cette enveloppe correspondent à des investissements soutenant la croissance organique et à la réalisation des projets de développement déjà en cours; le solde correspond aux nouveaux projets de développement et de croissance externe. A titre indicatif, Gaz de France envisage à ce jour la répartition suivante: (i) 32% pour les infrastructures en France, dont 19% pour Distribution France et 13% pour Transport Stockage France, (ii) 24% pour Transport-Distribution International, (iii) 22% pour Achat-Vente d'Energie, (iv) 18% pour Exploration-Production et (v) 4% pour Services.

Objectifs financiers

Avec la progression anticipée de l'activité, Gaz de France vise une amélioration régulière de sa performance financière. Comme indiqué au paragraphe 4.17.2 – "Risques relatifs à l'activité du Groupe", les aléas climatiques peuvent avoir des effets significatifs sur les résultats financiers du Groupe. Dans le contexte des marchés actuels, notamment en matière de change euro/dollar et de cours du Brent, et en tenant compte de la prochaine mise en œuvre des dispositions du Contrat de service public, tout particulièrement en matière tarifaire, Gaz de France retient comme objectifs:

- un excédent brut d'exploitation en progression annuelle dans une fourchette de 4 à 7% sur la période 2005 - 2008, le niveau atteint dans cette fourchette dépendant notamment de la concrétisation des nouveaux projets de développement envisagés;
- un résultat net 2005 supérieur à 1,5 milliard d'euros (en normes IFRS avec *statu quo* sur le traitement comptable actuel des concessions; voir paragraphe 5.5.1 – "Contexte de la publication"); et
- le maintien d'une notation financière adaptée à son profil, parmi les meilleures de son secteur.

*
* *

Les objectifs résumés ci-dessus sont fondés sur des données, hypothèses et estimations considérées comme raisonnables par Gaz de France. Ces données, hypothèses et estimations sont susceptibles d'évoluer ou d'être modifiées en raison des incertitudes liées notamment à l'environnement économique, financier, concurrentiel, réglementaire et climatique. En outre, la matérialisation de certains risques décrits au paragraphe 4.17 – "Facteurs de risques" aurait un impact sur les activités du Groupe et sa capacité à réaliser ses objectifs. Par ailleurs, la réalisation des objectifs suppose le succès de la stratégie commerciale présentée au paragraphe 4.2 – "Stratégie". Gaz de France ne prend donc aucun engagement ni ne donne aucune garantie sur la réalisation des objectifs figurant au présent paragraphe 7.2 – "Perspectives d'avenir" et ne s'engage pas à publier ou communiquer d'éventuels rectificatifs ou mises à jour de ces éléments.

ANNEXE A

Tableau des unités de mesure de gaz naturel et des autres produits énergétiques

Unités de conversion

- 1 kWh = 0,09m³ de gaz naturel (soit 1 m³ de gaz = 11 kWh)
- 1 GWh = 91 000 m³ de gaz naturel
- 1 TWh = 1 milliard de kWh = 91 millions de m³
- 1 milliard de m³ de gaz = 6,2 millions de barils équivalent pétrole (Mbep)

ANNEXE B

Glossaire

Amont	Activités d'exploration et de production d'hydrocarbures.
Approvisionnement en gaz	Désigne l'importation et l'achat de gaz nécessaire à satisfaire la consommation.
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.
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.
CRE	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.
Développement (d'un champ gazier ou pétrolier)	Ensemble des opérations et réalisations entreprises pour la mise en production d'un gisement.
Exploration	Ensemble des méthodes mises en œuvre pour découvrir de nouveaux gisements d'hydrocarbures.
Gaz naturel liquéfié (GNL)	Gaz naturel mis en phase liquide par l'abaissement de sa température à -62°C permettant de réduire 600 fois son volume.
Gazéification	Procédé de transformation en phase gazeuse de produits liquides ou solides.
Gazoduc	Canalisation assurant le transport d'un gaz sous haute pression et à longue distance. Les gazoducs peuvent être raccordés à des réseaux internationaux, desservir une ou plusieurs contrées et transiter à travers un pays.
Gisement	Ensemble de roches poreuses contenant des hydrocarbures.
Carburant gaz naturel	Composé à 100% de gaz naturel, il est essentiellement utilisé dans les transports urbains et les véhicules de propreté.
Hub gazier	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.
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.
Marché spot	Marché sur lequel s'opèrent les achats et les ventes d'énergie à court terme (à la journée ou jusqu'à trois ans).
Méthanier	Navire transportant dans ses soutes du gaz naturel liquéfié refroidi à -162°C.
Off shore	Installation de forage pétrolier sous-marin, sur plate-forme.
Production (d'un champ gazier ou pétrolier)	Phase d'exploitation commerciale d'un gisement d'hydrocarbures.
Puits	Excavation pratiquée dans le sol ou le sous-sol pour l'exploitation d'un gisement.
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.
Réserves (d'un gisement)	Volume de pétrole ou de gaz piégé dans une roche.

**Sécurité
d’approvisionnement
Station de compression
Stockage souterrain**

Garantie de disposer à tout instant d’énergie en quantité et en qualité voulues, dans des conditions économiques données.

Installation industrielle visant à comprimer le gaz.

Utilisation de formations géologiques poreuses ou de cavités naturelles ou créées artificiellement (salines ou aquifères) pour le stockage des hydrocarbures liquides gazeux.

Terminal méthanier

Installation portuaire, avec installations annexes, destinées à accueillir des navires transportant du gaz naturel liquéfié (GNL).

ANNEXE C

Liste des champs du portefeuille d'actifs exploration-production

Filiales	Pays	Champs	Intérêt Gaz de France
EEG	Allemagne	Altmark/Sanne/Wenze	100,00%
EEG	Allemagne	Fahner Hoehe	100,00%
EEG	Allemagne	Herings	100,00%
EEG	Allemagne	Kietz	100,00%
EEG	Allemagne	Kirchheilingen	100,00%
EEG	Allemagne	Langensalza	100,00%
EEG	Allemagne	Luetow	100,00%
EEG	Allemagne	Kirchdorf-Mesekenhagen	100,00%
EEG	Allemagne	Muehlhausen	100,00%
EEG	Kazakhstan	Akshabulak	17,50%
EEG	Kazakhstan	Aksay	17,50%
EEG	Kazakhstan	Nuraly	17,50%
GDF Britain	Royaume-Uni	ALDER	5,00%
GDF Britain	Royaume-Uni	ANGLIA	55,00%
GDF Britain	Royaume-Uni	BAINS	34,00%
GDF Britain	Royaume-Uni	BOULTON B	44,50%
GDF Britain	Royaume-Uni	BOULTON F	44,50%
GDF Britain	Royaume-Uni	CAISTER	21,00%
GDF Britain	Royaume-Uni	CAVENDISH	25,00%
GDF Britain	Royaume-Uni	HAWKSLEY (CMSIII)	26,40%
GDF Britain	Royaume-Uni	MURDOCH K (CMS III)	26,40%
GDF Britain	Royaume-Uni	BOULTON H (CMS III)	26,40%
GDF Britain	Royaume-Uni	WATT (CMS III)	26,40%
GDF Britain	Royaume-Uni	MAC ADAM (CMS III)	26,40%
EFOG	Royaume-Uni	ELGIN	10,39%
EFOG	Royaume-Uni	FRANKLIN	10,39%
GDF Britain	Royaume-Uni	GLENELG	9,26%
GDF Britain	Royaume-Uni	HUNTER	21,00%
GDF Britain	Royaume-Uni	JOHNSTON	23,35%
GDF Britain	Royaume-Uni	MACALLAN	15,00%
GDF Britain	Royaume-Uni	MONROE	39,00%
GDF Britain	Royaume-Uni	MURDOCH	11,50%
GDF Britain	Royaume-Uni	ORCA MINKE	10,92%
GDF Britain	Royaume-Uni	RITA	24,00%
GDF Britain	Royaume-Uni	SCHOONER	4,82%
GDF Britain	Royaume-Uni	TORS	25,00%
GDF Britain	Royaume-Uni	TOPAZ	26,25%
GDF Britain	Royaume-Uni	YORK	10,00%
PEG	Allemagne	Adorf/Scheerhorn	75,00%
PEG	Allemagne	Allermöhe/Reitbrook West	50,00%
PEG	Allemagne	Annaveen	38,75%
PEG	Allemagne	Apeldorn	27,50%
PEG	Allemagne	Bentheim/Ochtrup	50,00%
PEG	Allemagne	Bötersen	11,77%
PEG	Allemagne	Bramberge	44,73%
PEG	Allemagne	Dethlingen	33,33%
PEG	Allemagne	Eddesse Nord	100,00%
PEG	Allemagne	Fehndorf	10,00%
PEG	Allemagne	Georgsdorf	50,00%
PEG	Allemagne	Großes Meer	50,00%
PEG	Allemagne	Hamwiede	25,00%
PEG	Allemagne	Hankensbüttel Pool	29,10%
PEG	Allemagne	Hankensbüttel Süd	14,71%
PEG	Allemagne	Hemsbünde	5,02%
PEG	Allemagne	Höver	100,00%

Filiales	Pays	Champs	Intérêt Gaz de France
PEG	Allemagne	Hümmling	100,00%
PEG	Allemagne	Husum	13,00%
PEG	Allemagne	Idsingen/Walsrode	14,00%
PEG	Allemagne	Leer	71,40%
PEG	Allemagne	LeerZ4	64,43%
PEG	Allemagne	LeerDev	55,52%
PEG	Allemagne	Leybucht	75,00%
PEG	Allemagne	Löhningen Südost	5,00%
PEG	Allemagne	Löhningen West	9,00%
PEG	Allemagne	Lüben/Lüben West	50,00%
PEG	Allemagne	Meppen/Schwefingen	55,22%
PEG	Allemagne	Oelheim Süd	100,00%
PEG	Allemagne	Preyersmühle	44,52%
PEG	Allemagne	Ratzel Z1b	75,00%
PEG	Allemagne	Reitbrook	50,00%
PEG	Allemagne	Ringe-Gas	35,40%
PEG	Allemagne	Ringe-Oel	45,00%
PEG	Allemagne	Rühlermoor	50,00%
PEG	Allemagne	Rühlertwist	100,00%
PEG	Allemagne	Rühme	50,00%
PEG	Allemagne	Schneeren	100,00%
PEG	Allemagne	Schneeren Ost Z1	56,50%
PEG	Allemagne	Sinstorf	100,00%
PEG	Allemagne	Uphuser Meer	50,00%
PEG	Allemagne	Vorhop/Vorhop-Knesebeck	100,00%
PEG	Allemagne	WEK	50,00%
PEG	Allemagne	Wiehengebirgsvorland	25,00%
PEG	Allemagne	Wittingen Süd/Südost	87,50%
GDF Production Nederland	Pays-Bas	G14-A+B	33,70%
GDF Production Nederland	Pays-Bas	G16a-A	60,00%
GDF Production Nederland	Pays-Bas	G17a-S1	60,00%
GDF Production Nederland	Pays-Bas	G17cd-A	25,00%
GDF Production Nederland	Pays-Bas	K6-D	5,99%
GDF Production Nederland	Pays-Bas	K9ab-A	22,35%
GDF Production Nederland	Pays-Bas	K9ab-B	35,43%
GDF Production Nederland	Pays-Bas	K9c-A	27,47%
GDF Production Nederland	Pays-Bas	K12-A	49,29%
GDF Production Nederland	Pays-Bas	K12-B	30,39%
GDF Production Nederland	Pays-Bas	K12-C	49,29%
GDF Production Nederland	Pays-Bas	K12-D	49,29%
GDF Production Nederland	Pays-Bas	K12-E	46,61%
GDF Production Nederland	Pays-Bas	K12-G	37,36%
GDF Production Nederland	Pays-Bas	K12-S2 [Subsea Well]	49,29%
GDF Production Nederland	Pays-Bas	K12-S3 [Subsea Well]	49,29%
GDF Production Nederland	Pays-Bas	L10-A	38,57%
GDF Production Nederland	Pays-Bas	L10-B	38,57%
GDF Production Nederland	Pays-Bas	L10-C	38,57%
GDF Production Nederland	Pays-Bas	L10-D	38,57%
GDF Production Nederland	Pays-Bas	L10-E	38,57%
GDF Production Nederland	Pays-Bas	L10-F	38,57%
GDF Production Nederland	Pays-Bas	L10-G	38,57%
GDF Production Nederland	Pays-Bas	L10-L	38,57%
GDF Production Nederland	Pays-Bas	L10-M	38,57%
GDF Production Nederland	Pays-Bas	L10-S2 [Subsea Well]	38,57%
GDF Production Nederland	Pays-Bas	L10-S3 [Subsea Well]	38,57%
GDF Production Nederland	Pays-Bas	L10-S4 [Subsea Well]	38,57%
GDF Production Nederland	Pays-Bas	E18-F16	20,53%
GDF Production Nederland	Pays-Bas	D12-A	13,43%

Filiales	Pays	Champs	Intérêt Gaz de France
GDF Production Nederland	Pays-Bas	D15-A	25,00%
GDF Production Nederland	Pays-Bas	D15-A104	30,00%
GDF Production Nederland	Pays-Bas	E17a-A	34,70%
GDF Production Nederland	Pays-Bas	K2b-A	56,62%
GDF Production Nederland	Pays-Bas	Minke	12,60%
GDF Production Nederland	Pays-Bas	Orca	15,00%
GDF Norge AS	Norvège	Fram	15,00%
GDF Norge AS	Norvège	Gjøa	30,00%
GDF Norge AS	Norvège	Gudrun	12,50%
GDF Norge AS	Norvège	Njord	20,00%
GDF Norge AS	Norvège	Snøhvit	12,00%
Gaz de France	Côte d'Ivoire	Fox Trot	5,88%
Gaz de France	France	Trois Fontaines	100,00%

ANNEXE D

Rapport du président du conseil d'administration sur le contrôle interne

Préambule:

En application des dispositions de l'article L.225-37 du Code de commerce résultant de l'article 117 de la loi de sécurité financière du 1^{er} août 2003, le président du conseil d'administration rend compte dans le présent rapport des conditions de préparation et d'organisation des travaux du conseil d'administration ainsi que des procédures de contrôle interne mises en place par Gaz de France.

Ce rapport, préparé conjointement par la direction des financements et de la comptabilité et la direction de l'audit et des risques, a été réalisé en collaboration avec la direction du développement durable, la direction du contrôle de gestion et la direction juridique.

Ce rapport a été présenté au comité d'audit et des comptes pour validation.

Les événements majeurs, liés à l'évolution du groupe Gaz de France en fin d'année, ont conduit à différencier dans le présent rapport l'organisation qui a prévalu jusqu'au 23 novembre 2004 de celle résultant des orientations fixées en décembre par le nouveau président-directeur général de Gaz de France.

CHAPITRE 1: L'ENVIRONNEMENT DE CONTROLE

1.1 Les principes d'organisation

1.1.1 Le contrôle interne, outil d'aide à l'atteinte des objectifs

Chaque dirigeant ou responsable d'entité organise et pilote le contrôle à l'intérieur de son périmètre de délégations afin d'avoir l'assurance raisonnable que les objectifs de performance qui lui ont été fixés seront atteints. Ces activités de contrôle, réalisées à tous les niveaux hiérarchiques et fonctionnels de la structure concernée, englobent la mise en œuvre des délégations de pouvoirs, la mise en place de dispositifs de contrôle et d'autocontrôle, l'appréciation des performances opérationnelles, la sécurité du patrimoine et la séparation des fonctions.

Cette approche est en cohérence avec la définition habituellement retenue du contrôle interne: processus mis en œuvre par le conseil d'administration, la direction et le personnel de l'entreprise, destiné à fournir une assurance raisonnable quant à la réalisation d'objectifs entrant dans les catégories suivantes:

- la réalisation et l'optimisation des opérations;
- la fiabilité des informations financières;
- la conformité aux lois et aux réglementations en vigueur.

L'un des objectifs du système de contrôle interne est donc de prévenir et maîtriser les risques résultant de l'activité de l'entreprise, en particulier dans les domaines comptable et financier. Comme tout système de contrôle, il ne peut cependant fournir une garantie absolue que ces risques sont totalement éliminés.

1.1.2 L'audit, fonction d'appui au management

Outil de contrôle du contrôle interne, l'audit s'intègre dans le cycle d'amélioration continue des performances construit autour des quatre phases suivantes : planifier, déployer, contrôler, améliorer.

En conformité avec les principes de management du Groupe, Gaz de France a organisé ses ressources d'audit de manière décentralisée. La cohérence de l'ensemble est garantie par une animation fonctionnelle assurée par la direction de l'audit et des risques.

1.1.3 La régulation managériale des champs Qualité, Sécurité, Environnement

Le Groupe a mis en place une politique "Qualité, Sécurité et Environnement". Un comité de pilotage composé des responsables des délégations qualité, environnement, management des risques, de la mission prévention sécurité et de la direction contrôle de gestion, prépare la contractualisation avec les acteurs concernés et assure les revues de performance avec chaque entité.

1.2 Les acteurs du contrôle

1.2.1 Le conseil d'administration et la direction générale

1.2.1.1 *Le conseil d'administration et la direction générale de Gaz de France EPIC*

Le conseil d'administration de Gaz de France a examiné les comptes, les programmes de travaux, les projets d'emprunts à long terme, les programmes de financement à court terme, les projets de marchés de travaux ou de fournitures de biens et de services (dont le montant est supérieur à 12 millions d'euros hors taxes), les projets d'acquisition, de vente ou d'échange d'immeubles ou de droits immobiliers (pour un montant de plus de 5 millions d'euros hors taxes).

Il comportait trois commissions créées en 1953: la commission de l'exploitation et des affaires générales, la commission des finances et la commission de l'équipement et deux comités: le comité de la stratégie (créé le 25 avril 2001) et le comité d'audit (créé le 15 décembre 1999).

Le président assurait la direction du Groupe et des fonctions de pilotage. Trois directeurs généraux adjoints contrôlaient chacun un ensemble cohérent d'activités opérationnelles et fonctionnelles, un délégué général auquel était confiée la responsabilité directe de certaines filiales présentant un enjeu particulier assurait la représentation du Groupe dans diverses instances, notamment à l'international, et un secrétaire général supervisait les activités de la direction juridique, de la direction de l'audit, de la délégation aux ressources communes et de la délégation immobilière.

1.2.1.2 *Le conseil d'administration et la direction générale de Gaz de France SA*

- ***Le nouveau cadre légal***

Le décret n° 2004-1223 du 17 novembre 2004, pris en application de 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, porte transformation des statuts de Gaz de France EPIC (établissement public à caractère industriel et commercial) en société anonyme.

La Société est dirigée par un président-directeur général, nommé sur proposition du conseil d'administration par décret en conseil des ministres le 24 novembre 2004. Le président-directeur général est assisté de deux directeurs généraux délégués.

Le nouveau conseil d'administration de Gaz de France SA comprend 18 membres: six représentants de l'Etat, six personnalités qualifiées et six administrateurs élus représentant le personnel. Le mandat des administrateurs est de cinq ans.

Les représentants de l'Etat et les personnalités qualifiées ont été nommés par décret publié au journal officiel le 21 novembre 2004.

- ***Les premières réunions du conseil d'administration***

Le conseil d'administration s'est réuni pour la première fois dans sa nouvelle composition le 23 novembre 2004 afin de désigner son président.

Lors de la séance du 17 décembre 2004, il a adopté son règlement intérieur et a nommé deux directeurs généraux délégués.

- ***Les pouvoirs de la direction générale***

Les limitations de pouvoirs de la direction générale imposent à celle-ci de faire valider par le conseil d'administration les décisions relatives:

- au plan stratégique pluriannuel du Groupe;
- au projet de budget annuel de la Société;
- aux projets d'investissements industriels du Groupe ou de marchés de travaux (dont le montant est supérieur à 50 millions d'euros hors taxes par opération);

- aux projets d'emprunts sous forme d'émissions de titres ou de conventions de crédit concernant la Société et ses filiales (dont le montant par opération excède 100 millions d'euros hors taxes et ne s'inscrit pas dans l'enveloppe préalablement autorisée par le conseil d'administration);
- aux projets de marchés de fournitures de biens et de services (dont le montant est supérieur à 30 millions d'euros hors taxes);
- aux projets d'acquisition, de vente ou d'échange d'immeubles ou de droits immobiliers (pour un montant de plus de 25 millions d'euros hors taxes par opération).

- **La gouvernance de la Société**

Les directeurs généraux délégués assistent le président-directeur général dans le cadrage stratégique et le pilotage opérationnel du Groupe.

- **Les missions du conseil d'administration**

Les missions du conseil d'administration sont de deux ordres:

- celles imposées par la législation et la réglementation en vigueur: l'arrêté des comptes et du rapport de gestion, la convocation des assemblées générales, l'adoption des projets de résolutions, la désignation du président-directeur général et des directeurs généraux délégués, la fixation des pouvoirs de la direction générale;
- celles définies par le règlement intérieur et découlant des limitations de pouvoirs de la direction générale, comme indiqué *supra*.

- **Les comités du conseil d'administration**

Le conseil d'administration comporte deux comités: le comité d'audit et des comptes, d'une part, et le comité de la stratégie et des investissements, d'autre part.

Le conseil d'administration, sur proposition de son président et après concertation, désigne les membres des comités et leurs présidents.

La durée du mandat des membres des comités est de deux exercices financiers annuels. Leurs missions consistent à étudier les sujets et projets que le conseil ou le président renvoie à leur examen.

Ils accomplissent leurs missions sous la responsabilité du conseil d'administration; à compter de l'exercice 2005, le rapport annuel de la Société comportera un exposé sur l'activité de chacun des comités au cours de l'exercice écoulé.

- **Le comité d'audit et des comptes**

Composé de cinq membres et présidé par une personnalité qualifiée, il tient au moins quatre réunions par an dont deux pour examiner les comptes semestriels et annuels avant leur soumission au conseil d'administration et une réunion pour examiner le budget.

Ses interlocuteurs sont la direction générale, la direction des financements et de la comptabilité, la direction de l'audit et des risques et les commissaires aux comptes de la Société.

Ses missions comportent trois volets essentiels:

- les comptes;
- les risques; et
- le contrôle, l'audit interne, les missions des commissaires aux comptes.

- **Le comité de la stratégie et des investissements**

Composé de sept membres, il tient au moins quatre réunions par an, le comité peut entendre les membres des directions de la Société et du Groupe ou recourir à des experts extérieurs en cas de besoin.

Il exprime au conseil d'administration son avis sur les grandes orientations stratégiques de la Société et du Groupe. En matière d'investissements, il étudie et formule son avis au conseil d'administration sur les questions qui lui sont soumises relatives aux opérations majeures-notamment en matière de croissance externe, de désinvestissements et d'équipements industriels.

1.2.2 Les organes de pilotage

1.2.2.1 *Les organes de pilotage de Gaz de France EPIC*

La coordination, le partage et le pilotage relevaient d'instances formelles transverses. Certaines de ces instances intervenaient plus particulièrement dans le domaine financier et contribuaient à la maîtrise des risques:

- le comité de direction, réuni autour du président, était le principal corps de pilotage stratégique du Groupe. Il examinait les objectifs généraux et les décisions ayant les conséquences les plus importantes pour le Groupe dans tous les domaines;
- le comité des engagements assurait le cadrage stratégique amont de tous les dossiers de croissance externe et en effectuait une sélection progressive, lors d'étapes normées de présentation des dossiers. Il proposait au comité de direction les décisions d'investissements et de désinvestissements qui excédaient les pouvoirs délégués aux métiers;
- le comité amont proposait les stratégies de ressources d'énergie par zone géographique (équilibre exploration-production/approvisionnements, cadre de négociation et/ou partenariat avec les fournisseurs, etc.);
- le comité amont-aval proposait les objectifs de volume de ventes et de marge du Groupe par zone géographique, en surveillait la réalisation et étudiait les arbitrages. Il examinait les synergies possibles entre les ventes d'énergie et celles de services; et
- le comité du développement durable et de la qualité avait pour mission de proposer les politiques du Groupe dans ces domaines et leur prise en charge par les métiers et directions fonctionnelles.

1.2.2.2 *Les organes de pilotage de Gaz de France SA*

La coordination, le partage et le pilotage collectif nécessitent que soient mis en place des lieux formels de transversalité et de travail en commun sur des questions dont l'importance stratégique justifie validation ou orientation de la direction générale. Ces organes sont les suivants:

- **Le comité exécutif**

Présidé par le président-directeur général, le comité exécutif examine et approuve les questions et décisions relatives à la stratégie du Groupe et à son pilotage d'ensemble. Il examine et approuve en particulier les programmes d'investissements de la SA.

Le comité exécutif se réunit à fréquence hebdomadaire. L'ordre du jour est établi sur proposition de ses membres.

- **Le comité des engagements**

Ce comité assure le cadrage stratégique amont de tous les dossiers de croissance externe et en effectue une sélection progressive, au travers d'étapes normées de présentation des dossiers. Il évalue les décisions d'investissements/désinvestissements ou les décisions d'engagements financiers du Groupe.

Dans la limite de ses pouvoirs, le président du comité prend les décisions correspondantes; au-delà, il propose une décision au comité exécutif.

Les décisions concernant les filiales du Groupe sont mises en œuvre dans le cadre des processus de décision qui leur sont propres.

Le comité suit le déroulement des projets de croissance externe, ainsi que les programmes d'investissements ou d'engagements induits par des acquisitions ou engagements précédents.

- ***Le comité amont-aval***

Ce comité propose les objectifs de volume de ventes et de marge du Groupe par zone géographique, en surveille la réalisation et étudie les arbitrages de court terme utiles à la tenue des objectifs fixés et gère les prix de transfert internes. Il examine les synergies possibles entre les ventes d'énergie et celles de services et propose les intégrations susceptibles de créer de la valeur pour le Groupe.

- ***Le Comité des Infrastructures***

Ce comité a pour missions de:

- veiller à la cohérence de la conduite et du développement des infrastructures nationales, européennes et internationales sur le plan technique, en matière d'équipements et de normes de sécurité;
- s'assurer du maintien des compétences techniques nécessaires au Groupe pour maîtriser son outil industriel dans de bonnes conditions de performances;
- proposer les évolutions des programmes de recherche en cours d'exécution du plan triennal d'actions de recherche;
- organiser la validation transverse des positions du Groupe vis-à-vis de la Commission de régulation de l'énergie et en organiser un portage cohérent;
- proposer les politiques du Groupe en matière de moyens (informatique, immobilier, achats, etc.), en en garantissant la performance;
- exercer une coordination de l'appui aux activités opérationnelles (suivi des coûts, organisation des activités et responsabilités, etc.);
- de manière spécifique pour le système d'information, examiner les projets informatiques, en autoriser le lancement après vérification de leur cohérence avec les orientations du Groupe, l'urbanisme du système d'information et le référentiel informatique, en suivre la conduite et autoriser, en fin de développement, le déploiement de ces projets.

- ***Le comité des cadres dirigeants***

Ce comité a vocation à préparer les décisions relatives aux nominations aux postes clefs et au suivi de la gestion de carrière des cadres dirigeants du groupe. A ce titre, il prépare également certaines nominations d'administrateurs des filiales du Groupe.

- ***Le comité des ressources humaines Groupe***

Ce comité constitue un lieu d'animation de la filière ressources humaines: il permet aux directions opérationnelles d'exprimer leurs attentes et de les faire converger. Il est à ce titre l'instance d'examen des politiques ressources humaines du Groupe avant décision de la direction générale.

- ***Le comité de pilotage de l'image du Groupe***

Ce comité examine les questions relatives à l'évolution des attentes de l'opinion publique, examine les stratégies de communication institutionnelles, en définit les plans annuels.

Il valide avant diffusion les campagnes de communication de toutes natures et les supports de communication.

Il coordonne la gestion des ressources humaines du domaine de la communication, optimise les choix budgétaires et assure la meilleure efficacité des affectations de ressources.

- **Le comité du développement durable et de l'éthique**

Ce comité propose les politiques du Groupe en matière de développement durable, de protection de l'environnement et de qualité et s'assure de leur prise en charge par les branches et entités centrales.

1.2.3 Les autres acteurs du contrôle de Gaz de France SA

Pour favoriser la mise en œuvre de la stratégie du Groupe, le président-directeur général de Gaz de France a présenté le projet d'une nouvelle organisation répondant à un triple objectif: simplifier pour davantage d'efficacité, regrouper pour davantage d'unité d'action et déléguer pour davantage de réactivité.

La nouvelle organisation est structurée autour de quatre branches regroupant les activités opérationnelles, trois pôles de fonctions centrales en appui aux branches et quatre fonctions de pilotage du Groupe.

1.2.3.1 *Les quatre branches regroupant les activités opérationnelles*

La branche "Approvisionnements et Production", placée sous la responsabilité d'un directeur général délégué, regroupe la direction exploration-production, la direction négoce, la délégation développement électricité et la délégation chargée des activités gaz naturel liquéfié (GNL).

La branche "Infrastructures", placée sous la responsabilité d'un directeur général délégué, comprend les entités composant la direction des grandes infrastructures, la filiale Gaz de France Réseau Transport, la direction Gaz de France Réseau de Distribution, la direction EDF Gaz de France Distribution, la délégation à la régulation et l'économie, la mission permanente de sécurité et la direction de la recherche.

La branche "Clientèles", placée sous la responsabilité d'un directeur de branche, regroupe la direction commerciale, les activités de services et la délégation marketing.

La branche "International", rattachée à un directeur général délégué, regroupe le développement international et le pilotage des activités internationales de transport, de distribution et de commercialisation.

1.2.3.2 *Les trois pôles de fonctions centrales en appui aux branches*

- Le pôle financier et juridique est composé des entités suivantes:
 - la direction contrôle de gestion qui pilote le processus budgétaire en cohérence avec les plans d'affaires et prépare les arbitrages budgétaires. Elle élabore et produit le tableau de bord Groupe, fait l'analyse critique des résultats des branches, pôles et activités opérationnelles et identifie les actions correctives nécessaires;
 - la direction des financements et de la comptabilité définit les orientations et l'organisation du financement des activités du Groupe et gère ses équilibres financiers. Elle élabore la comptabilité, gère la fiscalité du Groupe, organise la communication financière et assure la relation du Groupe avec l'agence des participations de l'Etat. Elle définit la politique d'assurance du Groupe et la met en œuvre;
 - la direction des investissements et acquisitions conduit les opérations de croissance externe et de cessions en France ainsi que les projets d'entreprise majeurs du Groupe dont le projet "ouverture de capital". Elle assure le support des branches pour les opérations de croissance dont elles ont la charge à l'étranger;
 - la direction juridique définit les politiques juridiques du Groupe, les règles de recours à des conseils, elle apporte son appui à la gouvernance du Groupe et suit directement les affaires et contentieux importants.

- Le pôle ressources humaines, placé sous la responsabilité d'un directeur de pôle, regroupe la direction des ressources humaines Groupe et la direction du personnel et des relations sociales (direction commune à Gaz de France et EDF).
- Le pôle fonctions d'appui, placé sous la responsabilité d'un directeur de pôle, regroupe les fonctions d'appui à la gouvernance du Groupe, la direction du développement durable et la délégation organisation et maîtrise des coûts ainsi que les fonctions d'appui logistique.

Chacun des pôles assure l'animation de sa filière au sein du Groupe.

1.2.3.3 *Les fonctions de pilotage*

- La direction de la stratégie assure la préparation et la formalisation de la stratégie du Groupe et l'assistance aux branches et entités opérationnelles en matière de stratégie: veille stratégique et concurrentielle, études économiques et stratégiques. Elle anime la filière "stratégie du Groupe" au sein des branches opérationnelles.
- La direction de la communication propose et met en œuvre la politique d'image institutionnelle externe, assure la cohérence d'ensemble des messages émis et la synergie des acteurs de la communication. Elle anime la filière des acteurs de la communication.
- La direction de l'audit et des risques vérifie l'efficacité et la cohérence des différentes structures de contrôle, réalise, à la demande de la direction générale, des missions d'audit Groupe et vérifie le suivi des décisions qui ont été prises dans les comités de tête de Groupe et à la suite des audits. Elle formalise la politique de risques, veille à sa mise en œuvre par les entités concernées, dans le cadre méthodologique (processus et outils) validé par Gaz de France (normes IFACI) et consolide l'évaluation des risques du Groupe à destination de la direction générale.

En logique avec ses missions, la direction de l'audit et des risques s'assure du degré d'indépendance des fonctions d'audit interne décentralisées dans les métiers de façon à leur garantir un large domaine d'investigation, la liberté de leur opinion et la prise en compte de leurs recommandations. Elle est responsable de la professionnalisation des ressources d'audit du Groupe; à ce titre le fonctionnement, l'animation et la régulation des filières audit et maîtrise des risques sont fondés sur un référentiel d'appréciation du professionnalisme des entités d'audit métiers et sur un référentiel d'audit des dispositifs de contrôle en ligne avec le référentiel habituellement reconnu (COSO: Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission).

Au cours de l'année 2004, ont été présentés au comité d'audit:

- les résultats d'un audit portant sur l'évaluation de la conformité aux normes professionnelles et de la performance de la fonction d'audit de Gaz de France;
- la charte de l'audit interne du groupe Gaz de France; et
- la démarche évaluation et maîtrise des risques.
- La délégation aux cadres dirigeants gère les carrières des cadres dirigeants du Groupe. Le département personnel de direction, commun à Gaz de France et à EDF, lui rapporte au titre de ses activités.

1.3 Les référentiels de comportement

1.3.1 La charte de l'administrateur

Le conseil d'administration du 17 décembre 2004 a adopté son règlement intérieur et la charte de l'administrateur qui constitue un code de déontologie décrivant les règles de bonne conduite que les administrateurs doivent respecter et mettre en œuvre.

1.3.2 Les engagements éthiques

Inscrits dans le droit fil de la Déclaration des Droits de l'Homme des Nations Unies, de la charte des Droits Fondamentaux de l'Union européenne et des Conventions de l'Organisation Internationale du Travail, les

engagements éthiques de Gaz de France (cf. site Internet www.gazdefrance.com) s'appliquent aux relations que le Groupe entretient, en France et dans les pays où il est présent, avec ses salariés et ses partenaires (représentants du personnel, clients, actionnaires, fournisseurs, sociétés industrielles ou financières, pouvoirs publics).

1.3.3 Les engagements concernant le développement durable

L'engagement de Gaz de France en faveur du développement durable se traduit par des objectifs concrets, quantifiés et suivis dans le temps. Ces objectifs sont évalués par l'externe, chaque année, dans le cadre des processus de management. Le Groupe rend compte publiquement de leur avancée, chaque année, dans son rapport de développement durable et sur son site Internet www.developpementdurable.gazdefrance.com, dans la logique du *reporting* de *Global Reporting Initiative*. L'ensemble des engagements chiffrés y est consultable.

1.3.4 La charte environnementale

Cette charte (cf. site Internet www.gazdefrance.com) synthétise les engagements à respecter par les entités du Groupe quel que soit le métier exercé. Ces engagements fédèrent l'ensemble des sociétés du Groupe autour de principes communs, respectueux de l'environnement.

1.3.5 La charte de l'audit interne

Cette charte, validée par le comité d'audit en juin 2004, constitue le référentiel professionnel des auditeurs internes du groupe Gaz de France.

CHAPITRE 2: L'EVALUATION ET LA MAÎTRISE DES RISQUES

2.1 Un dispositif s'inscrivant dans un principe de responsabilités des métiers

La démarche d'évaluation et de maîtrise des risques s'organise dans un souci de cohérence forte avec les projets d'évolution de l'entreprise et d'ouverture des marchés. C'est dans ce contexte que Gaz de France a créé en mars 2004 la délégation à la maîtrise des risques.

Chaque entité du Groupe est responsable de l'identification de ses risques, de la mesure de son exposition, ainsi que de l'élaboration et de la mise en œuvre des plans d'actions pour les réduire. Elle reporte annuellement ces éléments dans une cartographie des risques majeurs vers le directeur Général Délégué dont elle dépend.

2.2 La cartographie des risques majeurs du Groupe: un outil d'aide à la décision

En 2004, le groupe Gaz de France s'est doté d'une méthodologie commune spécifique pour identifier, évaluer et hiérarchiser les risques.

Ainsi la cartographie des risques majeurs du Groupe sera présentée au comité exécutif de Gaz de France début 2005, puis au comité d'audit et des comptes et au conseil d'administration.

2.3 L'élaboration des programmes d'audit

En se fondant sur la cartographie, la direction de l'audit et des risques définit et hiérarchise les sujets d'audit de façon à augmenter la maîtrise des risques. A cette fin, la "surface couverte" par les audits Groupe déjà réalisés est appréciée chaque année par la direction de l'audit et des risques. Cette appréciation est effectuée dans un cadre pluriannuel, celui-ci pouvant être réduit pour les risques les plus volatils. Le programme d'audits est validé par la présidence direction générale et le comité d'audit et des comptes.

2.4 La maîtrise des risques opérationnels

En vue d'atteindre les objectifs opérationnels et financiers qu'il s'est fixé, le Groupe a mis en place certaines procédures de contrôle visant à optimiser les opérations liées à son activité.

En ce qui concerne les risques financiers, le pôle financier et juridique présente chaque année un rapport sur la politique financière au conseil d'administration. Ce rapport, qui a fait l'objet d'un examen préalable par le comité d'audit et des comptes, rend compte de la gestion financière sur l'exercice écoulé, détaille les principaux choix réalisés en matière de politique financière pour le Groupe (financements, gestion d'actifs, gestion des risques financiers et couvertures) et propose les perspectives pour l'année à venir.

Le cadre de cohérence de la gestion des risques financiers est élaboré par le comité taux et change et le comité crédit réunis sous l'autorité du pôle financier et juridique. Ces deux comités ont la responsabilité de mettre en place les méthodes et processus permettant la gestion, le suivi et le "*reporting*" des risques financiers selon des procédures et des limites en risques explicites et précises.

CHAPITRE 3: LE DISPOSITIF DE CONTROLE INTERNE COMPTABLE ET FINANCIER

La fonction financière du groupe Gaz de France repose sur le principe d'une organisation décentralisée.

Le pôle financier et juridique est responsable de la définition, de la mise en œuvre et du contrôle d'application des politiques du Groupe dans les domaines de la finance, de la gestion des risques financiers, de la fiscalité et de la comptabilité.

Il est responsable de l'élaboration des comptes sociaux, des comptes des activités dissociées et des comptes consolidés vis-à-vis de la présidence, du ministère de tutelle et des instances de contrôle externes. Il veille au respect des principes de gouvernance financière et en particulier doit garantir la qualité et la sincérité de l'information du comité d'audit et des comptes sur les comptes, la politique de communication financière et le contrôle interne.

Il doit garantir la cohérence des informations financières communiquées en interne et à l'externe, en France comme à l'étranger.

Les centres de résultats et les filiales sont responsables de leur dispositif de contrôle interne comptable et financier. Ils produisent annuellement une attestation de fin d'exercice précisant les conditions qualitatives de production de la comptabilité et de réalisation du plan de contrôle interne.

Les directeurs généraux des principales filiales signent une lettre d'affirmation.

3.1 L'organisation du contrôle comptable et financier

3.1.1 La direction des financements et de la comptabilité

Le service de comptabilité définit la politique d'audit comptable et financier du Groupe après échanges avec la direction de l'audit et des risques. Cette mission implique l'identification et l'appréciation des risques et de leur maîtrise en fonction du niveau de qualité des processus comptables du Groupe, notamment par comparaison avec le référentiel de sécurité financière établi par le service de comptabilité.

Un manuel de *reporting* définit les principes comptables de Groupe et décrit l'organisation des processus de gestion. Ce document permet aux acteurs de s'approprier les principes et les procédures et d'intervenir efficacement dans les processus de consolidation des comptes et de *reporting* de gestion du Groupe. Il constitue un référentiel également utilisé par les auditeurs externes et les administrateurs des filiales.

Associé à un outil de *reporting* transverse (HFM – édité par la société HYPERION), il permet d'assurer la qualité de traitement des informations financières et la mise en œuvre de procédures destinées à favoriser des flux d'informations pertinents et fiables transmis en temps utile.

L'information financière transmise par les filiales à la tête de Groupe transite selon des procédures d'échange contrôlées, chacune des étapes étant tracée.

Les utilisateurs, selon leur profil, accèdent à l'application et au manuel de *reporting* après un contrôle d'habilitation géré par une cellule d'administration centralisée.

Au cours de l'année 2004, le paramétrage de l'application de *reporting* a été adapté au référentiel International Financial Reporting Standards (IFRS), le Groupe dispose d'un outil prêt, testé et validé pour être mis en exploitation le 1^{er} janvier 2005, ayant préalablement permis de réaliser les *pro forma* 2004 (bilan d'ouverture et identification du flux First Time Application, états comparatifs semestriels et annuels).

Ces états comparatifs seront présentés au conseil d'administration de mars 2005.

Le volet comptable du manuel de *reporting* a été mis à jour fin 2004 avec les nouvelles normes comptables du Groupe selon le référentiel IFRS. Il est consultable sur Internet par tout utilisateur financier du Groupe (contrôleur de gestion ou comptable) dûment habilité.

La mise en place des normes IFRS est décrite dans le rapport de gestion 2004.

3.1.2 Le rôle des centres de résultats

Les responsabilités financières des métiers et des directions ont été progressivement élargies dès l'année 2000, notamment dans le domaine du contrôle de gestion et de la comptabilité. Cette décentralisation doit s'étendre aux domaines suivants:

- le pilotage des filiales;
- les prévisions de trésorerie;
- l'identification de risques financiers et le suivi des risques de couverture;
- le contrôle de cohérence des données de gestion des filiales;
- la doctrine comptable spécifique aux métiers;
- l'expertise financière et patrimoniale appliquée à la gestion des actifs régulés;
- la supervision des retraitements comptables de consolidation effectués par les filiales; et
- le contrôle interne comptable et financier.

Les responsabilités respectives des directions et de la direction des financements et de la comptabilité, dans les domaines comptable, financier et fiscal, sont formalisées par des conventions.

3.1.3 L'organisation du contrôle interne comptable et financier

L'organisation mise en place par les différentes directions est la suivante:

- **EDF Gaz de France Distribution**

Un département spécialisé de l'Unité Comptable Nationale (UCN) établit annuellement un programme de contrôle interne qui recense les contrôles clefs à réaliser. Par déclinaison de ce programme, les Unités élaborent leur plan de contrôle interne en tenant compte des spécificités locales et des risques identifiés. L'UCN évalue annuellement l'efficacité du contrôle interne comptable et financier de chaque Unité.

Ce département fonctionne dans le cadre d'un système de management de la qualité et a obtenu une certification ISO 9001 en 2003, renouvelée en 2004.

- **Direction des grandes infrastructures (DGI) et filiale Gaz de France Réseau Transport**

Au sein de la mission système de management, une équipe dédiée réalise des audits généraux d'Unité, des audits de processus, et des audits comptables et financiers. Le dispositif de contrôle comprend:

- une procédure d'audit qui définit la répartition des responsabilités;
- un plan de contrôle interne des Unités élaboré sous la responsabilité des directeurs d'Unité;
- un bilan annuel de contribution de l'Unité, signé par son directeur; et
- un contrôle de la qualité formelle de la comptabilité réalisé par le service comptable central.

La filiale créée le 1^{er} janvier 2005 s'inscrit dans cette démarche et se dote d'une organisation de contrôle propre.

- **Direction négoce**

Le dispositif de contrôle interne comptable et financier se met en place selon l'échéancier prévu. Cette action s'accompagne d'une sensibilisation des différents acteurs à leur contribution au processus d'information financière.

- **Fonctions centrales mixtes (Gaz de France et EDF)**

Le service responsable de la tenue de ces comptabilités a défini un référentiel de qualité comptable et fiscale et effectue des actions de révision comptable et financière.

- **Direction commerciale, fonctions de pilotage, pôles et direction exploration-production**

Le contrôle interne comptable et financier est assuré par le service comptable de la délégation ressources communes qui fonctionne sur le principe d'un centre de services partagés. Le contrôle interne spécifique au cœur de métier est réalisé par l'entité elle-même.

La direction commerciale a établi un plan de contrôle interne et a réalisé différentes actions de contrôle au cours du second semestre 2004, notamment sur la gestion des portefeuilles clients qui ont été migrés d'EDF Gaz de France Distribution vers Gaz de France.

La direction exploration-production met en œuvre des procédures de contrôle strictes des opérations réalisées par ses filiales. Une animation de la filière financière permet d'assurer la cohérence au sein du métier exploration-production et l'application des procédures du Groupe.

3.1.4 L'attestation de fin d'exercice normalisée

L'attestation, signée par le directeur de la direction concernée, officialise la remise des comptes à la direction des financements et de la comptabilité. Dans ce document sont évalués, par domaine, les conditions dans lesquelles les comptes ont été produits (qualité - exhaustivité des faits économiques - régularité - sincérité), le niveau de justification des comptes ainsi que les contrôles réalisés qui ont permis de procéder à ces évaluations.

Une lettre d'appréciation générale présentant une synthèse du niveau de qualité de la comptabilité et évaluant le contrôle interne comptable et financier est jointe à l'attestation.

Ces deux documents permettent au président-directeur général, au directeur financier et au directeur du service de comptabilité de signer une lettre d'affirmation destinée aux commissaires aux comptes.

3.1.5 Le rôle des filiales

Les filiales sont responsables de la gestion des risques auxquels elles sont exposées. Au sein de chaque entité pilote, une fonction audit, en relation avec la direction de l'audit et des risques et la mission audit et qualité comptable du Groupe, vérifie l'efficacité du contrôle exercé par les filiales qui lui sont rattachées.

Les filiales appliquent les procédures du manuel de *reporting* pour le *reporting* comptable et de gestion.

Sur le plan financier, dans la plupart des sociétés, notamment celles qui ont une activité opérationnelle, un responsable du contrôle interne rattaché à la direction générale ou à la direction financière met en œuvre des procédures formalisées de contrôle.

Dans les sociétés qui n'ont pas de fonction de contrôle interne, les contrôles sont exercés par les contrôleurs de gestion.

Pour les holdings et les sociétés récemment constituées, les actions de contrôle sont conduites par la direction du contrôle de gestion.

Les deux filiales du Groupe appartenant au secteur financier fonctionnent dans un cadre très réglementé obéissant aux règles et aux normes du secteur bancaire. Elles font notamment l'objet des contrôles de la commission bancaire.

Les contrôles internes opérés par les filiales sont revus par les correspondants audit présents dans les branches et les commissaires aux comptes des filiales.

Les principales filiales établissent une lettre d'affirmation; ce principe sera progressivement généralisé à l'ensemble des filiales. Dans ce document, le président, le directeur général et/ou le directeur financier des filiales affirment leur responsabilité sur la sincérité et la régularité des comptes et s'engagent sur la communication aux commissaires aux comptes de toutes les informations susceptibles d'affecter les comptes (engagements, risques, défaillance du contrôle interne, etc.).

3.1.6 Le contrôle de l'information financière

Les messages comportant des informations financières, économiques ou sensibles doivent, après examen préalable par les responsables financiers des unités d'affaires, être systématiquement validés par la direction des financements et de la comptabilité et la direction contrôle de gestion groupe.

3.2 Les missions des commissaires aux comptes

Les cabinets Ernst & Young et Mazars & Guérard assurent le commissariat aux comptes du groupe Gaz de France. Leur mandat a été renouvelé en 2002 pour une durée de six exercices.

Dans le cadre de leur mission de certification des comptes, ils examinent l'organisation et le fonctionnement des systèmes comptables et de contrôle interne afin d'évaluer le risque d'audit. A cette occasion, ils font part de leurs recommandations sur les procédures et les systèmes de contrôle interne qui pourraient avoir une incidence sur la qualité des informations comptables et financières produites.

Ainsi, en 2004, afin de fiabiliser les travaux relatifs à l'audit des comptes du Groupe, les commissaires aux comptes ont analysé les procédures comptables sensibles des directions EDF Gaz de France Distribution, transport et négoce.

Au moins un des commissaires aux comptes des principales filiales appartient aux réseaux des commissaires aux comptes du Groupe.

*

* *

ANNEXE E

Rapport des commissaires aux comptes établi en application du dernier alinéa de l'article L.225-235 du Code de commerce, sur le rapport du président du conseil d'administration de Gaz de France pour ce qui concerne les procédures de contrôle interne relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière

En notre qualité de commissaires aux comptes de la société Gaz de France et en application des dispositions du dernier alinéa 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 2004.

Il appartient au président de rendre compte, dans son rapport, notamment des conditions de préparation et d'organisation des travaux du conseil d'administration et des procédures de contrôle interne mises en place au sein de la société.

Il nous appartient de vous communiquer les observations qu'appellent de notre part les informations données dans le rapport du président concernant les procédures de contrôle interne relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière.

Nous avons effectué nos travaux selon la doctrine professionnelle applicable en France. Celle-ci requiert la mise en œuvre de diligences destinées à apprécier la sincérité des informations données dans le rapport du président concernant les procédures de contrôle interne relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière. Ces diligences consistent notamment à :

- prendre connaissance des objectifs et de l'organisation générale du contrôle interne, ainsi que des procédures de contrôle interne relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière, présentés dans le rapport du président;
- prendre connaissance des travaux sous-tendant les informations ainsi données dans le rapport.

Sur la base de ces travaux, nous n'avons pas d'observation à formuler sur les informations données concernant les procédures de contrôle interne 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 du dernier alinéa de l'article L.225-37 du Code de commerce.

La Défense, le 14 mars 2005

Les commissaires aux comptes

Mazars & Guérard

Michel Barbet-Massin et Xavier Charton

Ernst & Young Audit

Patrick Gounelle et Philippe Hontarrède

