GROUPE EDF DOCUMENT DE RÉFÉRENCE 2006

EDF

Société anonyme
Au capital de 911 085 545 euros
Siège social : 22-30, avenue de Wagram
75382 Paris Cedex 08
552 081 317 RCS Paris

Groupe EDF
Document de Référence 2006

Le présent Document de Référence a été enregistré sous le numéro R.07-036 par l'Autorité des marchés financiers (l'« AMF ») le 19 avril 2007, conformément à l'article 212-13 de son Règlement général. Il pourra être utilisé à l'appui d'une opération financière s'il est complété par une note d'opération visée par l'AMF.

En application de l'article 28 du règlement (CE) n° 809/2004 de la Commission européenne, les informations suivantes sont incluses par référence dans le présent Document de Référence :

— les comptes consolidés du Groupe EDF relatifs à l'exercice clos le 31 décembre 2005 (établis selon les normes comptables internationales) et le rapport des contrôleurs légaux y afférent figurant respectivement à la section 20.1 (pages 213 à 308) et 20.2 (page 309) du Document de Référence 2005 du Groupe EDF ;

— les comptes consolidés du Groupe EDF relatifs à l'exercice clos le 31 décembre 2004 (établis selon les normes comptables françaises) et le rapport des contrôleurs légaux y afférent figurant respectivement à la section 5.9.2 (pages 388 à 477) et 5.9.1.3 (pages 386 – 387) du Document de Base du Groupe EDF ; et

— l'examen de la situation financière et du résultat du Groupe EDF pour l'exercice clos au 31 décembre 2005 figurant au Chapitre 9 (pages 136 à 177) du Document de Référence 2005 du Groupe EDF.

Des exemplaires du présent Document de Référence sont disponibles sans frais auprès d'EDF 22-30, avenue de Wagram — 75382 Paris Cedex 08, et sur son site Internet (http://www.edf.com) ainsi que sur le site Internet de l'Autorité des marchés financiers (http://www.amf-france.org).

Table des matières

1. Personnes responsables 6
1.1 RESPONSABLE DU DOCUMENT DE RÉFÉRENCE 6
1.2 ATTESTATION DU RESPONSABLE DU DOCUMENT DE RÉFÉRENCE 6
2. Contrôleurs légaux des comptes 7
2.1 COMMISSAIRES AUX COMPTES TITULAIRES 7
2.2 COMMISSAIRES AUX COMPTES SUPPLÉANTS 7
3. Informations financières sélectionnées 8
4. Facteurs de risque 10
4.1 GESTION ET CONTRÔLE DES RISQUES AU SEIN DU GROUPE EDF 10
4.2 FACTEURS DE RISQUE 16
4.3 FACTEUR DE DÉPENDANCE 30
5. Informations concernant l'émetteur 32
5.1 HISTOIRE ET ÉVOLUTION DE LA SOCIÉTÉ 32
5.2 INVESTISSEMENTS 33
6. Aperçu des activités 34
6.1 STRATÉGIE 34
6.2 PRÉSENTATION DE L'ACTIVITÉ DU GROUPE EDF EN FRANCE 36
6.3 PRÉSENTATION DE L'ACTIVITÉ DU GROUPE EDF À L'INTERNATIONAL 72
6.4 AUTRES ACTIVITÉS ET FONCTIONS TRANSVERSES 98
6.5 ENVIRONNEMENT LÉGISLATIF ET RÉGLEMENTAIRE 108
7. Organigramme 124
8. Propriétés immobilières, usines et équipements 127
8.1 ACTIFS INDUSTRIELS 127
8.2 ACTIFS IMMOBILIERS TERTIAIRES 127
8.3 PARTICIPATION DES EMPLOYEURS À L'EFFORT DE CONSTRUCTION (« PEEC ») 127
8.4 PRÊTS D'ACCESSION À LA PROPRIÉTÉ 127
9. Examen de la situation financière et du résultat 128
9.1 CHIFFRES CLÉS 129
9.2 PRÉSENTATION DES RÉSULTATS 2006 130
9.3 PRINCIPALES MÉTHODES COMPTABLES SENSIBLES DU GROUPE SUJETTES À ESTIMATIONS ET JUGEMENTS 131
9.4 COMPARABILITÉ DES EXERCICES 132
9.5 ÉLÉMENTS DE CONJONCTURE ET ÉVÉNEMENTS MARQUANTS DE L'EXERCICE 132
9.6 SEGMENTATION DE L'INFORMATION FINANCIÈRE 138
9.7 ANALYSE DU COMPTE DE RÉSULTAT CONSOLIDÉ POUR 2006 ET 2005 139
9.8 ANALYSE PAR ZONE GÉOGRAPHIQUE DU RÉSULTAT D'EXPLOITATION 144
9.9 FLUX DE TRÉSORERIE ET ENDETTEMENT FINANCIER 150
9.10 GESTION ET CONTRÔLE DES RISQUES FINANCIERS 154
9.11 PROVISIONS 159
9.12 ENGAGEMENTS HORS BILAN 160
9.13 ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA CLÔTURE 161
10. Trésorerie et capitaux 162
11. Recherche et Développement, Brevets et Licences 162
11.1 CHIFFRES CLÉS 162
11.2 R&D, UN ACTIF POUR LE GROUPE 162
11.3 POLITIQUE DE PROPRIÉTÉ INTELLECTUELLE 163
12. Information sur les tendances 164
12.1 L'AMÉLIORATION DE LA PERFORMANCE : PROGRAMME « ALTITUDE » 164
12.2 EVOLUTION DES PRIX DE MARCHÉ DE L'ÉLECTRICITÉ EN JANVIER – FÉVRIER 2007 164
12.3 IMPACT DU TARIF RÉGLEMENTÉ TRANSITOIRE D'AJUSTEMENT DU MARCHÉ 164
13. Perspectives financières 165
14. Organes d'administration, de direction et de surveillance et direction générale 166
14.1 CONSEIL D'ADMINISTRATION 166
14.2 DIRECTION GÉNÉRALE 172
14.3 ABSENCE DE LIENS FAMILIAUX, DE CONDAMNATION ET DE CONFLITS D'INTÉRÊTS DES MEMBRES DES ORGANES D'ADMINISTRATION, DE DIRECTION ET DE DIRECTION GÉNÉRALE 174
15. Rémunération et avantages 176
15.1 RÉMUNÉRATION DES MANDATAIRES SOCIAUX 176
15.2 SOMMES PROVISIONNÉES POUR PENSIONS, RETRAITES OU AUTRES AVANTAGES 177
15.3 PARTICIPATION DES MANDATAIRES SOCIAUX DANS LE CAPITAL 177
15.4 OPTIONS DE SOUSCRIPTION ET/OU D'ACHAT D'ACTIONS 177
15.5 CONVENTIONS RÉGLEMENTÉES 178
16. Fonctionnement des organes d'administration et de direction 180
16.1 ATTRIBUTIONS DU CONSEIL D'ADMINISTRATION 180
16.2 RÉUNIONS DU CONSEIL D'ADMINISTRATION 180
16.3 RÈGLEMENT INTÉRIEUR DU CONSEIL D'ADMINISTRATION 180
16.4 ÉVALUATION DU FONCTIONNEMENT DU CONSEIL D'ADMINISTRATION 180
16.5 COMITÉS DU CONSEIL D'ADMINISTRATION 181
16.6 DÉMARCHE ÉTHIQUE 182
16.7 CHARTE DE DÉONTOLOGIE BOURSIÈRE 182
16.8 CONTRÔLE INTERNE 183
16.9 CONFORMITÉ AU RÉGIME DE GOUVERNEMENT D'ENTREPRISE EN VIGUEUR EN FRANCE 183
17. Salariés/Ressources humaines 184
17.1 EFFECTIFS 184
17.2 LE STATUT DU PERSONNEL DES INDUSTRIES ÉLECTRIQUES ET GAZIÈRES 186
17.3 ORGANISATION ET TEMPS DE TRAVAIL 186
17.4 COMPÉTENCES, FORMATION ET MOBILITÉ 186
17.5 EGALITÉ DES CHANCES 187
17.6 DIALOGUE SOCIAL ET REPRÉSENTATION DU PERSONNEL 188
17.7 SANTÉ ET SÉCURITÉ 190

17.8 RÉGIME DES RETRAITES ET RÉGIME COMPLÉMENTAIRE MALADIE 190

17.9 POLITIQUE DE RÉMUNÉRATION 191

18. Principaux actionnaires 193

18.1 RÉPARTITION DU CAPITAL ET DES DROITS DE VOTE 193

18.2 MARCHÉ DES TITRES DE LA SOCIÉTÉ 193

18.3 ACCORD DONT LA MISE EN ŒUVRE POURRAIT ENTRAÎNER UN CHANGEMENT DE CONTRÔLE 194

19. Opérations avec des apparentés 195

19.1 RELATIONS AVEC L'ÉTAT 195

19.2 RELATIONS AVEC GAZ DE FRANCE 196

19.3 RELATIONS AVEC LE GROUPE AREVA 196

19.4 RELATIONS AVEC LES SOCIÉTÉS DU PÉRIMÈTRE DE CONSOLIDATION 196

20. Informations financières concernant le patrimoine, la situation financière et les résultats de l'émetteur 197

20.1 INFORMATIONS FINANCIÈRES HISTORIQUES 197

20.2 RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES SUR LES COMPTES CONSOLIDÉS DE L'EXERCICE CLOS LE 31 DÉCEMBRE 2006 290

20.3 RETRAITEMENTS SUR LES COMPTES RELATIFS A L'EXERCICE CLOS LE 31 DÉCEMBRE 2004 292

20.4 HONORAIRES DES COMMISSAIRES AUX COMPTES 296

20.5 POLITIQUE DE DISTRIBUTION DE DIVIDENDES 297

20.6 PROCÉDURES JUDICIAIRES ET D'ARBITRAGES 297

20.7 CHANGEMENT SIGNIFICATIF DE LA SITUATION FINANCIÈRE OU COMMERCIALE 302

21. Informations complémentaires 303

21.1 RENSEIGNEMENTS DE CARACTÈRE GÉNÉRAL CONCERNANT LE CAPITAL DE LA SOCIÉTÉ 303

21.2 ACTES CONSTITUTIFS ET STATUTS 307

22. Contrats importants 311

23. Informations provenant de tiers, déclarations d'experts et déclarations d'intérêts 311

24. Documents accessibles au public 311

24.1 CONSULTATION DES DOCUMENTS JURIDIQUES 311

24.2 RESPONSABLES DE L'INFORMATION 311

25. Informations sur les participations 311

Glossaire 312

Annexe A
Rapport 2006 du Président du Conseil d'administration d'EDF sur le gouvernement d'entreprise et les procédures de contrôle interne 318

Annexe B
Rapport des Commissaires aux comptes établi en application de l'article L. 225-235 du Code de commerce 332

Annexe C
Mandats des administrateurs et des Directeurs Généraux délégués exercés au cours des 5 dernières années (hors EDF) 334

Annexe D
Informations rendues publiques par le Groupe EDF durant les douze derniers mois (document annuel établi en application de l'article 222-7 du Réglement général de l'Autorité des Marchés Financiers) 338

Dans le présent Document de Référence (le « Document de Référence »), sauf indication contraire, les termes « **Société** » et « **EDF** » renvoient à EDF S.A. maison-mère et les termes « **Groupe EDF** » et « **Groupe** » renvoient à EDF et ses filiales et participations.

Outre les informations contenues dans le présent Document de Référence, le lecteur est invité à prendre attentivement en considération les facteurs de risques décrits à la section 4.2 (« **Facteurs de risque** »). Ces risques, ou l'un de ces risques, pourraient avoir un effet négatif sur les activités, la situation ou les résultats financiers du Groupe. En outre, d'autres risques, non encore actuellement identifiés ou considérés comme non significatifs par le Groupe, pourraient avoir le même effet négatif et les investisseurs pourraient perdre tout ou partie de leur investissement dans la Société.

Le présent Document de Référence contient en outre des informations relatives aux marchés sur lesquels le Groupe EDF est présent. Ces informations proviennent d'études réalisées par des sources extérieures. Compte tenu des changements très rapides qui marquent le secteur de l'énergie en France et dans le Monde, il est possible que ces informations s'avèrent erronées ou ne soient plus à jour. Les activités du Groupe pourraient en conséquence évoluer de manière différente de celles décrites dans le présent Document de Référence et les déclarations ou informations figurant dans le présent Document de Référence pourraient se révéler erronées.

Les déclarations prospectives contenues dans le présent Document de Référence, notamment dans la section 6.1 (« **Stratégie** »), peuvent être affectées par des risques, des incertitudes et d'autres facteurs qui pourraient faire en sorte que les résultats futurs, les performances et les réalisations du Groupe soient significativement différents des objectifs formulés et suggérés. Ces facteurs peuvent inclure les évolutions de la conjoncture économique et commerciale, de la réglementation, ainsi que les facteurs exposés à la section 4.2 (« **Facteurs de risque** »).

En application de la législation européenne et française, les entités chargées du transport et de la distribution d'électricité au sein du Groupe EDF ne peuvent pas communiquer certaines des informations qu'elles recueillent dans le cadre de leurs activités aux autres entités du Groupe, y compris sa direction. De même, certaines données propres aux activités de production et de commercialisation ne peuvent être communiquées aux entités en charge du transport et de la distribution. Le présent Document de Référence a été préparé par le Groupe EDF dans le respect de ces règles.

Un glossaire des principaux termes techniques figure à la fin du présent Document de Référence, avant ses annexes.

1 Personnes responsables

1.1 - RESPONSABLE DU DOCUMENT DE RÉFÉRENCE

Pierre Gadonneix
Président-Directeur Général d'EDF

1.2 - ATTESTATION DU RESPONSABLE DU DOCUMENT DE RÉFÉRENCE

« J'atteste, après avoir pris toute mesure raisonnable à cet effet, que les informations contenues dans le présent Document de Référence sont, à ma connaissance, conformes à la réalité et ne comportent pas d'omission de nature à en altérer la portée.

J'ai obtenu des contrôleurs légaux des comptes une lettre de fin de travaux, dans laquelle ils indiquent avoir procédé à la vérification des informations portant sur la situation financière et les comptes données dans le présent Document de Référence ainsi qu'à la lecture d'ensemble du Document de Référence.

Les comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2006 préparés conformément au référentiel IAS-IFRS et inclus dans le Document de Référence à la section 20.1 (« Informations financières historiques »), ont fait l'objet d'un rapport des contrôleurs légaux figurant à la section 20.2 du présent Document de Référence.

Sans remettre en cause l'opinion qu'ils ont exprimée sur les comptes, les contrôleurs légaux, dans leur rapport sur les comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2006, attirent l'attention du lecteur sur :

- l'évaluation des provisions de long terme liées à la production nucléaire, dont les modalités de détermination sont décrites dans les notes 2.2.1, 29.2 et 29.3, résulte comme indiqué en note 2.2.1 des meilleures estimations de la Direction. Cette évaluation est sensible aux hypothèses retenues en termes de coûts, de taux d'inflation, de taux d'actualisation à long terme, d'échéanciers de décaissements, ainsi qu'à l'issue des négociations en cours avec Areva. La modification de certains de ces paramètres pourrait conduire à une révision significative des provisions comptabilisées ;

- l'approche privilégiée par EDF pour représenter au bilan ses obligations de renouvellement des biens du domaine concédé relevant de la distribution publique d'électricité en France décrite en note 3, repose sur la spécificité des contrats de concessions. Elle consiste à retenir le montant des engagements contractuels tel qu'il est calculé et communiqué annuellement aux concédants dans le cadre des comptes-rendus d'activité. Une approche alternative, fondée sur la valeur actuelle des montants à décaisser pour faire face au renouvellement de ces biens à l'issue de leur durée de vie industrielle, donnerait une représentation différente des obligations vis-à-vis des concédants. Les effets qu'aurait eus l'adoption de cette dernière approche sur les comptes sont présentés à titre d'information dans la note 3. L'évaluation des passifs de concessions est sujette à des aléas, entre autres en termes de coûts et de dates de décaissements.

Les comptes consolidés des exercices clos les 31 décembre 2005 et 2004 qui ont respectivement été préparés selon les normes comptables internationales et conformément au référentiel comptable français, ont fait l'objet de rapports des contrôleurs légaux figurant respectivement à la section 20.1 du Document de Référence 2005 et à la section 5.9 du Document de Base. Ces comptes et les rapports des contrôleurs légaux correspondants sont inclus dans le présent Document de Référence par référence conformément à l'article 28 du Règlement (CE) n° 809/2004 en date du 29 avril 2004.

Sans remettre en cause l'opinion qu'ils ont exprimée sur les comptes, les contrôleurs légaux, dans leur rapport sur les comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2005, attirent l'attention du lecteur sur :

- l'évaluation des provisions de long terme liées à la production nucléaire résultant des meilleures estimations de la Direction, dont les modalités de détermination sont décrites dans les notes 4.1.1, 31.2 et 31.3 de l'annexe ;

- l'approche privilégiée par EDF dans le cadre des normes existantes pour représenter au bilan ses obligations dans le cadre du renouvellement des biens du domaine concédé relevant de la distribution publique d'électricité en France qui repose sur la spécificité des contrats de concessions (décrite en note 5 de l'annexe).

Sans remettre en cause l'opinion qu'ils ont exprimée sur les comptes, les contrôleurs légaux, dans leur rapport sur les comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2004, attirent l'attention du lecteur sur :

- l'incertitude relative à l'évaluation des provisions liées à la production nucléaire ;

- les notes des annexes décrivant la réforme du financement du régime spécial de retraite des Industries Electriques et Gazières, qui mentionnent le montant des engagements financiers d'EDF au titre du régime avant réforme ainsi que les engagements résiduels au 31 décembre 2004 résultant de cette réforme. Ces informations ont permis aux commissaires aux comptes de lever la réserve formulée dans leurs rapports portant sur les comptes de l'exercice précédent ;

- les notes mentionnant l'absence d'évaluation fiable de l'engagement au titre du régime complémentaire maladie des entités françaises relevant du régime des IEG ».

Pierre Gadonneix
Président-Directeur Général d'EDF

2 Contrôleurs légaux des comptes

2.1 - COMMISSAIRES AUX COMPTES TITULAIRES

Deloitte et Associés,
185, avenue Charles de Gaulle, 92200 Neuilly-sur-Seine, représenté par Monsieur Amadou Raimi et Monsieur Tristan Guerlain,

KPMG SA,
Immeuble Le Palatin, 3 Cours du Triangle, 92939 Paris La Défense Cédex, représenté par Monsieur Jean-Luc Decornoy et Monsieur Michel Piette.

Nommés par délibération de l'Assemblée générale ordinaire du 6 juin 2005 pour une période de six exercices, ces mandats expirant à l'issue de l'Assemblée générale ordinaire statuant sur les comptes de l'exercice qui sera clos le 31 décembre 2010.

Les commissaires aux comptes ci-dessus désignés ont en conséquence certifié les comptes reproduits dans le présent Document de Référence.

Conformément à l'article 29 des statuts de la société anonyme EDF, approuvés par le décret n° 2004-1224 du 17 novembre 2004, les premiers commissaires aux comptes titulaires d'EDF étaient, jusqu'à l'approbation des comptes de l'exercice 2004 par l'Assemblée générale ordinaire du 6 juin 2005 :

- Deloitte et Associés, 185, avenue Charles de Gaulle, 92200 Neuilly-sur-Seine, représenté par Monsieur Amadou Raimi et Monsieur Tristan Guerlain ;
- Ernst & Young Audit, Faubourg de l'Arche, 11, allée de l'Arche, 92400 Courbevoie, représenté par Monsieur Patrick Gounelle et Madame Claire Nourry ; et
- Mazars & Guerard Audit, représenté par Monsieur Jean-Louis Lebrun et Monsieur Guy Isimat-Mirin.

2.2 - COMMISSAIRES AUX COMPTES SUPPLÉANTS

BEAS,
7-9, Villa Houssay, 92200 Neuilly-sur-Seine.

SCP Jean-Claude André,
2 bis, rue de Villiers, 92300 Levallois-Perret.

Nommés par délibération de l'Assemblée générale ordinaire du 6 juin 2005 pour une période de six exercices, ces mandats expirant à l'issue de l'Assemblée générale statuant sur les comptes de l'exercice qui sera clos le 31 décembre 2010.

Conformément à l'article 29 des statuts de la société anonyme EDF, approuvés par le décret n° 2004-1224 du 17 novembre 2004, les premiers commissaires aux comptes suppléants d'EDF étaient, jusqu'à l'approbation des comptes de l'exercice 2004 par l'Assemblée générale ordinaire du 6 juin 2005 :

- BEAS, 7-9, Villa Houssay, 92200 Neuilly-sur-Seine ;
- Auditex, 2, rue Jacques Daguerre, 92500 Rueil-Malmaison ; et
- Caderas-Martin, 76, rue de Monceau, 75008 Paris.

3 Informations financières sélectionnées

Préambule

En application du règlement européen 1606/2002 du 19 juillet 2002 sur les normes internationales, les états financiers consolidés du Groupe EDF, au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2006, sont préparés conformément aux normes comptables internationales telles que publiées par l'IASB et approuvées par l'Union européenne au 31 décembre 2006. Ces normes internationales comprennent les normes IAS (International Accounting Standards), IFRS (International Financial Reporting Standards) et les interprétations (SIC et IFRIC).

Informations financières clés

Les informations financières sélectionnées présentées ci-dessous, y compris les informations financières 2005 retraitées, sont extraites des comptes consolidés du Groupe EDF pour l'exercice clos le 31 décembre 2006 qui ont été audités par les contrôleurs légaux d'EDF. Les informations financières publiées au 31 décembre 2005 ont été retraitées pour tenir compte de l'application rétrospective de l'interprétation IFRIC 4 (voir notes 1.2 et 4.2 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2006) ainsi que de changements de présentation (voir note 4 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2006).

Les informations financières sélectionnées ci-après doivent être lues conjointement (i) avec les comptes consolidés figurant à la section 20.1 (« Informations financières historiques ») du présent Document de Référence et (ii) avec l'examen de la situation financière et du résultat du Groupe figurant au Chapitre 9 du présent Document de Référence.

Extraits des comptes de résultat consolidés

(en millions d'euros)	31 décembre 2006	31 décembre 2005[1]
Chiffre d'affaires	58 932	51 047
Excédent brut d'exploitation (EBE)	13 930	12 906
Résultat d'exploitation	9 356	7 993
Résultat avant impôts des sociétés intégrées [2]	6 655	4 578
RÉSULTAT NET PART DU GROUPE	**5 605**	**3 230**

(1) Les données publiées au titre de l'exercice 2005 ont été retraitées des effets liés à l'application rétrospective de l'interprétation IFRIC 4 ainsi que des changements de présentation (voir note 4 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2006).

(2) Le résultat avant impôts des sociétés intégrées correspond au résultat net d'EDF avant prise en compte de l'impôt sur les résultats, de la quote-part de résultat des sociétés mises en équivalence, du résultat net des activités en cours d'abandon et des intérêts minoritaires.

Extraits des bilans consolidés

(en millions d'euros)	31 décembre 2006	31 décembre 2005 [1]
Actif non courant	130 824	123 524
Actif courant	48 122	46 884
Actifs détenus en vue de la vente	140	728
Total de l'actif	**179 086**	**171 136**
Capitaux propres — part du Groupe	23 309	19 313
Intérêts minoritaires	1 490	961
Provisions non courantes	43 124	41 974
Passifs spécifiques des concessions	36 227	34 907
Passifs financiers non courants	19 983	23 511
Autres passifs non courants [2]	10 031	10 538
Passifs financiers courants	15 110	11 933
Autres passifs courants [3]	29 696	27 407
Passifs liés aux actifs détenus en vue de la vente	116	592
TOTAL DU PASSIF	**179 086**	**171 136**

(1) Les données publiées au titre de l'exercice 2005 ont été retraitées des effets liés à l'application rétrospective de l'interprétation IFRIC 4 (voir note 4 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2006).

(2) Comprend les postes « Autres Créditeurs » (part non courante) et « Impôts différés » .

(3) Comprend les postes « Provisions » (passif courant), « Fournisseurs et comptes rattachés », « Dettes d'impôts courants » et « Autres créditeurs (part courante) ».

Extraits des tableaux de flux de trésorerie consolidés

(en millions d'euros)	31 décembre 2006	31 décembre 2005 [1]
Flux de trésorerie nets générés par les activités opérationnelles	11 795	8 439
Flux de trésorerie nets liés aux activités d'investissement	(13 769)	(10 621)
Flux de trésorerie nets liés aux activités de financement	(1 794)	5 555
VARIATION NETTE DE LA TRÉSORERIE ET DES ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE	**(3 768)**	**3 373**

(1) Les données publiées au titre de l'exercice 2005 ont été retraitées des effets liés à l'application rétrospective de l'interprétation IFRIC 4 (voir note 4 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2006).

Informations relatives à l'endettement financier

(en millions d'euros)	31 décembre 2006	31 décembre 2005 [1]
Emprunts et dettes financières	28 142	29 718
Dérivés de couvertures des dettes	237	240
Trésorerie et équivalents de trésorerie	(3 308)	(7 220)
Actifs liquides	(10 154)	(4 580)
Dette financière nette des sociétés figurant dans les passifs non courants détenus en vue de la vente	15	434
ENDETTEMENT FINANCIER NET	**14 932**	**18 592**

(1) Les données publiées au titre de l'exercice 2005 ont été retraitées des effets liés à l'application rétrospective de l'interprétation IFRIC 4 (voir note 4 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2006).

4 Facteurs de risque

4.1 GESTION ET CONTRÔLE DES RISQUES AU SEIN DU GROUPE EDF 10
4.2 FACTEURS DE RISQUE 16
4.3 FACTEUR DE DÉPENDANCE 30

4.1 - GESTION ET CONTRÔLE DES RISQUES AU SEIN DU GROUPE EDF

4.1.1 Cadre général de la gestion et du contrôle des risques du Groupe

Le Groupe EDF met en œuvre depuis de nombreuses années une politique de gestion de ses risques sur les plans opérationnel, financier et organisationnel (voir « Rapport du Président du Conseil d'administration d'EDF sur le gouvernement d'entreprise et les procédures de contrôle interne » reproduit en Annexe A au présent document).

Face à un contexte évolutif, le Groupe a décidé, dès 2003, de mettre en place un processus global de gestion et de contrôle de ses risques, permettant de renforcer les dispositifs existants, notamment en créant la Direction du Contrôle des Risques Groupe (« DCRG »).

Les objectifs de ce processus sont de :

- se rapprocher des standards les plus récents en matière de gouvernance d'entreprise pour la gestion des risques, notamment en anticipant les évolutions réglementaires en la matière ;
- sécuriser la trajectoire stratégique et financière du Groupe ;
- permettre aux dirigeants et aux organes sociaux du Groupe d'avoir une vision consolidée, régulièrement mise à jour, des risques majeurs et de leur niveau de contrôle.

Le périmètre de contrôle des risques au niveau du Groupe comprend les activités d'EDF (hors RTE-EDF Transport qui dispose de sa propre organisation) et celles de ses filiales en France comme à l'étranger.

Le périmètre de gestion des risques couvre ce même périmètre, exception faite des filiales dont EDF n'assure pas le contrôle opérationnel exclusif (notamment EnBW, Edison et Dalkia).

4.1.1.1 Principes de gestion et de contrôle des risques

La gestion des risques est placée sous la responsabilité des directions opérationnelles et fonctionnelles, pour les risques qui relèvent de leur périmètre d'activité.

Le contrôle des risques est assuré par une filière mise en place en toute indépendance des fonctions de gestion des risques. Cette filière assure une approche homogène sur l'ensemble du Groupe en matière d'identification, d'évaluation et de maîtrise des risques.

Selon ces principes, chaque semestre, EDF élabore la cartographie consolidée au niveau Groupe de ses risques majeurs. Cette cartographie consolidée est réalisée à partir des cartographies établies par chaque direction opérationnelle ou fonctionnelle. Elle fait l'objet d'une validation par le TOP 4 et d'une présentation chaque semestre au Comité d'audit du Conseil d'administration de la Société (voir section 14.2.3 (« TOP 4 et Comité exécutif »)).

Le processus global de cartographie des risques constitue un support pour de nombreux autres processus mis en œuvre par le Groupe : notamment l'élaboration du programme d'audit du Groupe, la politique Assurances du Groupe et sa mise en oeuvre (voir section 4.1.3 (« Assurances »)), la politique de gestion de crise, l'analyse des risques portant sur des dossiers examinés par les organes décisionnels du Groupe (Comité des Engagements et des Participations, Comité des Engagements Combustibles, Comex, Comité Amont-Aval-Trading, etc,…). Le processus de contrôle des risques Groupe contribue notamment à la sécurisation du processus d'investissements et d'engagements long terme du Groupe en veillant au respect des principes méthodologiques d'analyse des risques pour les dossiers présentés au Comité des Engagements.

RTE – EDF Transport

Concernant RTE-EDF Transport, la gestion et le contrôle des risques sont organisés aux deux niveaux de management concernés :

- au niveau national, le Comité de Direction de RTE-EDF Transport valide annuellement la cartographie des risques et fait suivre par un responsable national chacun des risques identifiés. La mission Audit de RTE-EDF Transport réalise les audits nationaux commandités par le Comité de Direction, à qui elle rapporte ses constats et ses recommandations ;
- au niveau local, chaque unité et entité fonctionnelle de RTE-EDF Transport a la responsabilité de sa propre analyse des risques liés à ses activités, de leur maîtrise par des audits appropriés, et du reporting au niveau national.

4.1.1.2 Gestion et contrôle des risques marchés énergies

Le facteur de risques relatif aux marchés énergies figure à la section 4.2.2 (« Risques liés aux activités du Groupe ») ci-dessous.

En lien avec l'ouverture du marché des clients finals, le développement des marchés de gros et le développement à l'international, le Groupe EDF est exposé aux fluctuations des prix de marché des énergies qui peuvent impacter significativement ses états financiers.

En conséquence, le Groupe EDF met en œuvre une politique de risques « marchés énergies » (portant à la fois sur l'électricité, le gaz, le charbon, les produits pétroliers et les permis d'émission de CO_2) visant à :

- définir le cadre général dans lequel les différentes entités du Groupe exercent leurs activités opérationnelles (production, optimisation et commercialisation d'énergies) ainsi que l'articulation avec EDF-Trading ;
- consolider l'exposition des différentes filiales et entités du Groupe sur les différents marchés structurés liés à l'énergie ;
- mettre en œuvre une politique de couverture coordonnée à l'échelle du Groupe.

Les principes de gestion opérationnelle des risques marchés énergies s'appuient sur une clarification des responsabilités pour la gestion des risques marchés énergies, distinguant ce qui relève d'une part, des gestionnaires d'actifs de production et d'autre part, du trading.

Les gestionnaires d'actifs de production et de commercialisation ont la responsabilité de mettre en œuvre une stratégie de gestion des risques qui minimise l'impact des risques marchés énergies sur leurs états financiers.

Dans le Groupe, les positions sur les marchés énergies sont prises de manière prépondérante par EDF Trading, qui est l'entité de trading du Groupe. A ce titre, EDF Trading est soumis à un cadre de gouvernance et de contrôle strict, conforme aux pratiques en vigueur dans les sociétés de trading.

EDF Trading, intervient sur les marchés organisés ou de gré à gré, sur des instruments dérivés tels que les futures, forwards, swaps et options. En 2006, son engagement sur les marchés a été encadré par une limite de *value at risk* (« VaR ») (avec un intervalle de confiance de 97,5 % un jour) de 22 millions d'euros avec une limite stop-loss de 30 millions d'euros. Sur cette même année, la VaR a évolué entre 4,3 millions d'euros et 18,5 millions d'euros. Les stop-loss depuis leur instauration, n'ont jamais été activés. Les expositions d'EDF Trading sont strictement encadrées par un suivi quotidien des limites, par le management de la filiale et le contrôle des risques marchés énergies Groupe. De plus, des procédures d'alerte automatique des membres du Conseil d'administration d'EDF Trading ont été mises en place en cas de dépassement de limites de risques et de pertes (limite stop-loss).

Pour une analyse de la juste valeur des dérivés de couverture des matières premières du Groupe, voir note 32.1.4.3 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2006. Pour le détail des contrats de matières premières non qualifiés de couvertures conclus par le Groupe, voir note 32.2.4 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2006.

Le dispositif de contrôle des risques marchés énergies s'appuie, pour les entités dont le Groupe a le contrôle opérationnel, sur :

- un système de gouvernance et de mesure de l'exposition aux différents risques marchés, séparant clairement les responsabilités de gestion et de contrôle des risques ;
- une délégation explicite donnée à chaque entité, formalisée par des mandats de gestion de risques fixant notamment des limites de risques. Ces mandats permettent au TOP 4 de fixer annuellement le profil de risque du Groupe en cohérence avec les objectifs financiers et de piloter ainsi la gestion opérationnelle des risques marchés énergies au sein du Groupe sur les horizons de marchés (typiquement 3 ans) ; et
- un processus de contrôle, spécifique compte tenu de ses interactions fortes avec les décisions prises au sein des métiers de production et de commercialisation, reposant sur un système de mesure et d'indicateurs de risques, comprenant notamment des procédures d'alerte en cas de dépassement de limites de risques, impliquant la direction du Groupe.

Concernant Edison et EnBW, la politique de risques « marchés énergies » et le processus de contrôle sont revus dans le cadre des instances de gouvernance de ces sociétés.

L'exposition consolidée du Groupe sur les risques « marchés énergies » est présentée mensuellement au COMEX. Les processus de contrôle sont régulièrement réévalués et audités.

4.1.1.3 Gestion et contrôle des risques marchés financiers

4.1.1.3.1 Cadre de gestion financière des risques financiers

EDF a mis en place un cadre de gestion financière (voir section 9.10 (« Gestion et contrôle des risques financiers »)) qui définit la politique et les principes en matière de gestion des risques financiers du Groupe (risques de liquidité, de change, de taux d'intérêt et de contrepartie), et applicable aux seules filiales contrôlées opérationnellement, ce qui exclut notamment RTE-EDF Transport, EnBW, Edison et Dalkia. Le Groupe est exposé au risque actions au travers de titres détenus dans le cadre de la gestion de ses actifs de trésorerie et au travers des actifs dédiés à la couverture des provisions long terme de déconstruction des centrales nucléaires pour laquelle un cadre de gestion ad hoc s'applique. Les principes énoncés font l'objet d'indicateurs de pilotage et de limites permettant d'assurer la maîtrise de ces risques, avec notamment un objectif de limitation de la volatilité des charges financières du Groupe.

Par ailleurs, chaque année, le Comité d'audit et le Conseil d'administration d'EDF vérifient le respect de ce cadre de gestion financière et le font évoluer si nécessaire, en particulier en ce qui concerne les limites et les ratios financiers cibles associés.

Deux indicateurs sont principalement utilisés : l'*Earning at Risk* (« EaR ») et la VaR (une définition de ces termes figure au Glossaire du présent Document de Référence). Le niveau des limites associées à ces indicateurs est revu périodiquement.

EDF a également mis en place, d'une part, des scenarii de sensibilité des positions en conditions limites qui permettent de surveiller son exposition aux risques « atypiques » de décalage de marché important et, d'autre part, des stop-loss qui arrêtent le seuil de perte à partir duquel une position doit être clôturée.

4.1.1.3.2 Organisation du contrôle

Le développement international récent du Groupe a conduit à la mise en place, début 2002, d'une structure dédiée — le Département Contrôle des Risques Financiers (« DCRF ») — en charge de la maîtrise des risques financiers au niveau du Groupe par le contrôle de la bonne application des principes du cadre de gestion financière. Cette structure a également pour mission d'effectuer un contrôle de second niveau (méthodologie et organisation) sur les entités et les filiales du Groupe contrôlées opérationnellement ainsi qu'un contrôle opérationnel des activités de financement de la tête du Groupe. Rattaché à la Direction Corporate Finance Trésorerie (DCFT) de la Direction Financière, le DCRF fait l'objet d'un lien fonctionnel fort avec la DCRG, en vue de garantir l'indépendance entre la structure de contrôle de ces risques et les activités de gestion des risques qui font l'objet de ce contrôle.

Concernant les activités de la salle des marchés d'EDF, des rapports de suivi quotidien des indicateurs de risque sont communiqués par le DCRF au directeur Trésorier du Groupe, au chef de la salle des marchés et au responsable du DCRF. Ces mêmes acteurs sont immédiatement informés pour action en cas de dépassement de limites. Un point hebdomadaire est fait par le DCRF au Comité de Coordination Opérationnelle de la DCFT. Le Comité Stratégique de la DCFT vérifie périodiquement le respect des limites et statue sur les modifications de limites spécifiques nécessaires.

Par ailleurs, des audits internes réguliers s'assurent de la mise en place effective des contrôles.

4.1.1.3.3 Risque de liquidité

Le Groupe EDF vise à disposer à tout moment des ressources financières suffisantes pour financer l'activité courante, les investissements nécessaires à son développement futur, les dotations annuelles au portefeuille d'actifs dédiés pour la couverture des engagements nucléaires de long terme et également pour faire face à tout événement exceptionnel. La gestion de la liquidité a pour objectif de rechercher des ressources au meilleur coût et de s'assurer de leur obtention à tout instant. Ces éléments sont exposés à la section 9.10.1 (« Position de liquidité et gestion du risque de liquidité »).

EDF a mis en place un suivi régulier du risque de liquidité du Groupe, intégré au cycle de gestion, incluant des scénarii de stress. Par ailleurs, le Comité de Coordination Opérationnelle effectue une revue hebdomadaire des besoins de liquidité.

4.1.1.3.4 Risque de change

Du fait de la diversification de ses activités et son implantation géographique, le Groupe EDF est exposé aux risques de fluctuation des parités de change qui peuvent avoir un impact sur les écarts de conversion, les postes de bilan, les charges financières du Groupe, les fonds propres et les résultats.

De manière générale, les flux de trésorerie d'exploitation de la maison-mère et de ses filiales sont libellés dans leur devise locale à l'exception des flux liés aux achats de combustibles principalement libellés en dollars et de certains flux liés à des achats de matériel pour des montants moindres cependant.

Ces éléments sont exposés à la section 9.10.3 (« Gestion du risque de change »).

4.1.1.3.5 Risque actions

EDF est exposée au risque sur actions sur les titres détenus dans le cadre des actifs dédiés constitués pour couvrir le coût des engagements de long terme liés au nucléaire et sur les titres détenus dans le cadre de ses actifs de trésorerie.

Ce risque est exposé aux sections 9.10.5 (« Gestion du risque actions ») et 9.10.6 (« Gestion du risque financier sur le portefeuille d'actifs dédiés d'EDF. »).

4.1.1.3.6 Risque de taux d'intérêt

L'exposition du Groupe aux variations de taux d'intérêt recouvre deux natures de risques : un risque d'évolution de la valeur des actifs et passifs financiers à taux fixe et un risque d'évolution des flux liés aux actifs et passifs financiers à taux variable.

Afin de limiter son exposition au risque de taux, le Groupe, dans le cadre de sa politique générale, fixe des principes avec pour objectif de limiter le risque de variation de la valeur des actifs placés ou l'augmentation possible des charges financières au moyen des indicateurs de VaR et EaR.

Ces éléments sont exposés à la section 9.10.4 (« Gestion du risque de taux d'intérêt »).

4.1.1.3.7 Risque de contrepartie

Le risque de contrepartie se définit comme l'ensemble des pertes que subirait le Groupe EDF sur ses activités opérationnelles et sur les marchés si l'une de ses contreparties venait à faire défaut et n'exécutait pas de ce fait ses obligations contractuelles. Ces pertes peuvent être de natures diverses : la faillite d'une des contreparties peut conduire le Groupe à constater des factures impayées (risque de règlement), à perdre des contrats dégageant des bénéfices (coût d'opportunité), à subir un surcoût pour remplacer les contrats non honorés (coût de remplacement), à devoir payer des pénalités à des tiers si la défaillance d'une des contreparties entraînait par ricochet l'incapacité du Groupe à honorer ses propres obligations, etc.

Les entités du Groupe ayant une activité importante sur les marchés énergies ou financiers (EDF, EDF Energy, EDF Trading et EnBW) ont mis en place une méthodologie d'attribution de limites pour chaque contrepartie selon plusieurs critères (notations des agences de rating, endettement, capacité d'autofinancement, actifs, fonds propres) et en tenant compte de l'échéance et de la nature des transactions. Un suivi régulier de la consommation des limites par contrepartie est réalisé au niveau de l'entité et le Groupe s'organise pour assurer une veille active sur ses contreparties majeures pour produire et tenir à jour l'exposition consolidée du Groupe au risque de contrepartie et se doter des règles et procédures de gestion des expositions consolidées au risque de contrepartie.

Le Conseil d'administration a validé en juin 2004 le nouveau cadre de gestion du risque de contrepartie du Groupe applicable à ses filiales contrôlées opérationnellement. Ce nouveau cadre prévoit l'organisation de la gestion et du suivi du risque de contrepartie, les procédures et les circuits de remontée de l'information. Trois grands principes sont au cœur de ce cadre : (i) la réactivité de l'organisation, (ii) l'indépendance des fonctions de contrôle des risques par rapport aux activités qui génèrent les risques et (iii) la responsabilisation des entités sur leurs expositions. Il prévoit également une limite pour le Groupe qui s'appliquera à chaque contrepartie.

4.1.2 Gestion des risques industriels et environnementaux

4.1.2.1 Gestion du risque sûreté nucléaire

Les facteurs de risques relatifs à la sûreté nucléaire figurent à la section 4.2.3 (« Risques spécifiques liés aux activités nucléaires du Groupe ») ci-dessous.

Comme tout exploitant, le Groupe assume la responsabilité de la sûreté nucléaire de ses ouvrages. La sûreté nucléaire regroupe l'ensemble des dispositions techniques, organisationnelles et humaines qui sont destinées à prévenir les risques d'accidents et à en limiter les effets, et qui sont mises en œuvre à toutes les étapes de la vie d'une centrale nucléaire (de la conception à l'exploitation, jusqu'à la déconstruction). Les moyens mis en œuvre dans le cadre du dispositif de sûreté nucléaire ont permis une amélioration continue des performances en matière de protection des personnels contre les effets des rayonnements ionisants. L'ensemble de la démarche sûreté nucléaire fait l'objet de contrôles permanents internes et externes (voir section 6.2.1.1.3.2 (« Environnement, Sûreté, Radioprotection »)).

La réalisation du parc nucléaire français a conduit à la mise en place d'une démarche de sûreté qui prend en compte, dès la conception,

les risques qui pourraient survenir en cours d'exploitation des centrales, qu'ils soient liés au fonctionnement propre des installations ou à des agressions internes et externes. Cette démarche s'appuie notamment sur l'application de règles d'exploitation strictes et sur des compétences intégrées au Groupe (ingénierie nucléaire, recherche et développement « R&D »), permettant une anticipation de la résolution de défaillances, une évaluation des matériels de manière continue, une réévaluation régulière des marges de sûreté, une veille technologique et la mise en oeuvre de techniques nouvelles plus performantes.

Le maintien et l'amélioration du niveau de sûreté reposent également sur le concept de défense en profondeur, qui prévoit le traitement systématique du risque de défaillances techniques, organisationnelles et humaines en interposant des lignes de défense successives et indépendantes au niveau des installations, process et organisation.

La qualité et la sûreté de l'exploitation du parc nucléaire d'EDF font l'objet de multiples contrôles internes (notamment assurés par l'Inspecteur Général pour la sûreté nucléaire et la radioprotection, directement rattaché au Président d'EDF) mais aussi externes, notamment assurés par l'Autorité de Sûreté Nucléaire (ASN), dont le statut a été transformé le 13 juin 2006 par la loi n° 2006-686 relative à la transparence et à la sécurité en matière nucléaire afin de lui conférer celui d'autorité administrative indépendante. Les centrales nucléaires doivent se conformer à un référentiel dont les objectifs sont fixés par l'ASN, qui en assure le contrôle. L'organisation de crise prévue en cas de situation accidentelle est régulièrement évaluée au travers d'exercices de simulation d'accidents. Chaque année, une centaine d'exercices sont organisés pour l'ensemble du parc nucléaire français. Dix environ sont d'une ampleur nationale.

Le régime de responsabilité applicable aux exploitants européens et les assurances associées sont décrits à la section 6.5.4.2 (« Réglementation spécifique applicable aux installations nucléaires »).

4.1.2.2 Gestion du risque de sûreté hydraulique

Les facteurs de risques relatifs à la sûreté hydraulique figurent à la section 4.2.2 (« Risques liés aux activités du Groupe») ci-dessous.

En vertu des contrats de concession ou d'autorisations administratives, le Groupe exploite des ouvrages hydroélectriques. En tant qu'exploitant, il est responsable de leur niveau de sûreté.

Les principaux risques liés à ces ouvrages ou à leur exploitation sont le risque de rupture du barrage ou d'installations hydrauliques associées, les risques liés à la gestion des ouvrages en période de crue et les risques liés aux variations de débit ou de niveau du fait de l'exploitation des aménagements.

Les trois activités stratégiques en matière de gestion de la sûreté hydraulique sont la surveillance des barrages et des ouvrages associés, la gestion des ouvrages en période de crue, et la maîtrise des variations de débit (voir section 6.2.1.1.4.2 (« La sûreté hydraulique »)). Pour améliorer encore la gestion de ces risques, EDF a lancé en 1995, sur ses ouvrages en France et dans les DOM, une démarche de mise sous assurance qualité de ces trois activités, qui a abouti fin 2003 à leur certification ISO 9001 dans chacun des Groupes d'Exploitation Hydraulique. Ces certifications constituent la base d'une démarche de progrès continu dans la maîtrise de la sûreté hydraulique. Elles ont depuis lors été renouvelées par les organismes de certification. Par ailleurs, la détection, l'analyse des incidents éventuels, la mise en œuvre des actions correctives et préventives, le retour d'expérience et le partage d'expérience constituent la base du processus d'amélioration du niveau de sûreté des installations. Dans la continuité de la démarche initiée en 2005 pour l'identification des risques de défaillances par famille de matériel et dans un contexte marqué par quelques avaries ayant entraîné l'indisponibilité d'installations sur du moyen terme (barrage de Tuillères en Dordogne, etc,...), EDF a décidé en 2006 d'engager un programme de mise à niveau technique et de maintenance renforcée des ouvrages pour un montant global de l'ordre de 500 millions d'euros sur la période 2007-2011 afin de rénover certaines installations, de maintenir, dans la durée, un niveau élevé de sûreté hydraulique et de préserver à terme les performances techniques de son parc. Ce programme de rénovation du patrimoine hydraulique intitulé Sûreté et Performance de l'Hydraulique (« SuperHydro ») d'une durée de 5 ans entraînera, transitoirement pendant la durée des travaux, des indisponibilités plus conséquentes que celles enregistrées ces dernières années.

Les actions de sensibilisation et d'information auprès du public sur les dangers présentés par les aménagements hydroélectriques, engagées en 1996, sont renouvelées et amplifiées chaque année. La rupture d'un barrage de retenue ou d'un ouvrage associé pourrait avoir des conséquences graves sur les personnes et les biens situés en aval. La prévention du risque majeur que représente la rupture d'un barrage par la surveillance et la maintenance des ouvrages est assurée sous le contrôle des DRIRE (Directions Régionales de l'Industrie et de l'Environnement). Les 68 plus grands barrages font l'objet d'un plan particulier d'intervention mis en oeuvre sous l'autorité du préfet, dans le cadre de la loi sur les risques majeurs.

A ce titre, le Groupe a souscrit un programme d'assurance responsabilité civile générale (voir section 4.1.3.1 (« Assurances responsabilité civile (hors responsabilité civile nucléaire) »)).

4.1.2.3 Gestion des risques liés aux installations de transport et de distribution du Groupe

Les facteurs de risques relatifs aux installations de transport et de distribution du Groupe figurent à la section 4.2.2 (« Risques liés aux activités du Groupe ») ci-dessous.

En ce qui concerne les ouvrages de transport et de distribution, les investissements réalisés prennent en compte la sécurité des biens et des personnes.

Par ailleurs :

- vis-à-vis des tiers, des actions de communication ont lieu notamment avec des associations de pêcheurs et les syndicats agricoles pour rappeler les dangers de manipulation d'outils à proximité des lignes ;
- vis-à-vis des exploitants, les interventions sont soumises à des habilitations, lesquelles supposent, en amont, un contrôle de connaissances, complété de visites de chantiers réalisées par la hiérarchie et l'expert prévention de l'unité concernée.

A ce titre, EDF a conclu un programme d'assurance responsabilité civile générale (voir section 4.1.3.1 (« Assurances responsabilité civile (hors responsabilité civile nucléaire) »)).

4.1.2.4 Gestion des risques liés aux accidents industriels ou aux impacts environnementaux et sanitaires du Groupe

Les activités du Groupe peuvent être à l'origine d'accidents industriels ou d'importants impacts environnementaux et sanitaires.

Par ailleurs, le Groupe doit respecter des règles de plus en plus contraignantes en matière environnementale et en matière de santé publique. Les facteurs de risques correspondants figurent à la section 4.2.2 (« Risques liés aux activités du Groupe ») ci-après.

Le Groupe s'est doté depuis 1996 d'une politique environnementale, dont la dernière mise à jour date de juin 2005. Cette politique intègre notamment l'évolution des grands dossiers environnementaux tels que le changement climatique, la biodiversité, etc.

La mise en oeuvre opérationnelle de cette politique s'appuie sur le déploiement du « Système de Management Environnemental » au sein de l'ensemble des entités du Groupe ayant une influence directe ou indirecte sur les impacts environnementaux. La mise en place de ce Système de Management Environnemental permet de garantir un meilleur contrôle de l'application de la réglementation et d'anticiper les évolutions réglementaires. Ce système a été certifié ISO 14001 en avril 2002 (voir section 6.4.3.1 (« Les grandes étapes de la politique de développement durable du Groupe »)). En ce qui concerne les accidents industriels, la norme ISO 14001 implique la mise en oeuvre d'un ensemble contrôlé d'actions planifiées et systématiques, en particulier pour ce qui concerne la prévention des risques majeurs et la gestion de la sécurité. A ce titre, le Groupe a souscrit un programme d'assurance responsabilité générale (voir section 4.1.3.1 (« Assurances responsabilité civile (hors responsabilité civile nucléaire) »)).

Chaque année, des audits de suivi sont réalisés, par un organisme accrédité externe au Groupe EDF, sur les entités formant le périmètre de certification. En 2005, l'audit de renouvellement a permis de confirmer, pour 3 ans, le certificat ISO 14001 pour le Système de Management Environnemental mis en oeuvre par le Groupe.

4.1.3 Assurances

Pour limiter les conséquences de certains événements sur sa situation financière, le Groupe EDF s'est doté de programmes d'assurances dédiés à la couverture de ses principaux risques en matière de dommages aux biens, de responsabilité civile et d'assurances de personnes, étant précisé que les risques nucléaires font l'objet d'un régime de responsabilité civile dérogatoire décrit ci-dessous.

La politique d'assurances est conduite par la Division Assurances du Groupe qui a pour mission de proposer et d'optimiser continuellement la politique de gestion des risques transférables aux marchés de l'assurance et aux marchés alternatifs. Une fois la politique Groupe définie et validée par le Conseil d'administration d'EDF, la Division Assurances du Groupe en organise la mise en œuvre au travers d'EDF Assurances, filiale de courtage d'assurances dédiée au Groupe EDF, et auprès d'acteurs majeurs du marché de l'assurance et de la réassurance.

L'échange d'information entre la Direction Contrôle des Risques Groupe (voir section 4.1.1 (« Cadre général de la gestion et du contrôle des risques du Groupe ») ci-dessus) et la Division Assurances du Groupe a été systématisé de manière à ce que les deux directions puissent bénéficier d'une vision consolidée et aussi exhaustive que possible des risques du Groupe. A partir de cette vision partagée, le Groupe est en mesure de rechercher une couverture adaptée des risques assurables en cohérence avec les principes arrêtés par la politique d'assurance du Groupe.

EDF a décidé de mettre en place des programmes d'assurances de Groupe largement étendus à ses filiales françaises et internationales dont elle a le contrôle afin, d'une part, d'homogénéiser les couvertures de risques et d'en rationaliser la gestion, et d'autre part, de maîtriser les coûts d'assurance correspondants. Ainsi, la gestion des risques responsabilité civile (y compris la responsabilité civile pour « atteinte à l'environnement ») des principales filiales contrôlées a été transférée au niveau du Groupe. Pour le risque dommages, EDF participe en tant que membre, à la mutuelle *Oil Insurance Limited* (« OIL ») pour faire face aux risques de dommages (hors réseaux aériens) sur les biens propres ou en concession du Groupe, notamment les centrales nucléaires (hors accident nucléaire), les centrales thermiques, les barrages, les postes de transformation du réseau de transport et du réseau de distribution ou à leur interface, et les centres informatiques. OIL est une mutuelle d'assurance dédiée aux besoins des entreprises du secteur de l'énergie qui offre à ses membres une couverture limitée des dommages matériels. Au-delà de ces couvertures de base, EDF a mis en place des compléments d'assurances couvrant EDF ainsi que 16 filiales françaises et internationales dont EDF Energy.

EDF Assurances réalise régulièrement des visites de sites en partenariat avec les services internes et les principaux assureurs. Ces visites permettent d'identifier les risques éventuels liés à l'activité du Groupe et de les évaluer afin d'apprécier la constante adéquation des couvertures d'assurance avec ces risques.

Le montant total des primes des assurances d'EDF et des programmes Groupe gérés par EDF Assurances, tous types de couvertures confondus, s'élève ainsi à 109 millions d'euros en 2006, dont 95,5 millions d'euros pris en charge par EDF.

EDF considère que les polices souscrites dans le cadre de la politique d'assurance Groupe sont en adéquation avec les capacités d'offre actuelle du marché de l'assurance pour des acteurs de taille et d'activité similaires dans le monde, notamment en ce qui concerne les plafonds et les franchises de garantie. La nature et les montants des couvertures d'assurances mises en place sont susceptibles d'être modifiés à tout moment en fonction des conditions de marché, du rythme de déploiement des programmes d'assurance et de l'appréciation du Conseil d'administration d'EDF sur les risques et sur l'adéquation de leurs couvertures.

Les contrats d'assurances, suivant les pratiques du marché, comprennent des exclusions ou des sous limites.

4.1.3.1 Assurances responsabilité civile (hors responsabilité civile nucléaire)

Périmètre : EDF et les filiales contrôlées par EDF

EDF a conclu un programme d'assurance responsabilité civile générale la couvrant contre les conséquences pécuniaires de la responsabilité civile (hors nucléaire) pouvant lui incomber dans le cadre de ses activités à raison de dommages causés aux tiers. Sont en particulier inclus les risques de responsabilité civile liés à la rupture d'un barrage,

aux centrales thermiques, aux postes 400 kV de la région parisienne et aux autres ouvrages de réseaux, ainsi que ceux liés aux atteintes à l'environnement à la suite, par exemple, d'un rejet de substance solide, liquide ou gazeuse.

Ces garanties sont achetées dans la limite des capacités disponibles à des conditions économiques acceptables sur les marchés de l'assurance et de la réassurance. Le plafond maximal de couverture est de 1 milliard d'euros. Pour ce programme, la part de risque conservée par le Groupe, y compris la participation de Wagram Insurance Company Ltd, n'excède pas 5 millions d'euros par incident, les filiales optant généralement pour des franchises réduites plus adaptées à leurs capacités financières.

4.1.3.2 Assurance responsabilité civile des mandataires sociaux

Périmètre : les dirigeants et mandataires sociaux d'EDF et des filiales contrôlées par EDF

EDF a conclu un programme d'assurance « responsabilité civile des mandataires sociaux » les couvrant contre les conséquences pécuniaires de leur responsabilité civile dans le cadre de leurs fonctions de dirigeants.

4.1.3.3 Assurance dommages (hors biens nucléaires)

4.1.3.3.1 Programme dommages conventionnels

Périmètre : EDF, EDF Energy, ainsi que 15 autres filiales françaises et internationales

Wagram Insurance Company (société irlandaise d'assurance détenue à 100 % par EDF), des assureurs et réassureurs apportent par rapport aux couvertures « OIL », des extensions de couverture (couverture additionnelle des dommages aux biens pour porter la limite maximale à 600 millions d'euros, et selon les filiales, abaissement du niveau de franchise). Pour ce programme « dommages conventionnels », la rétention du Groupe sur un sinistre (comprenant la franchise et la part de risque conservée par Wagram Insurance Limited) n'excède pas 20 millions d'euros.

Ce programme comprend, pour la plupart des filiales d'EDF, mais pas pour EDF, une couverture des « pertes d'exploitation » en cas de dommage matériel. Les actions et mesures mises en œuvre pour prévenir les risques industriels et environnementaux et en limiter les effets sont décrites à la section 4.1.2 (« Gestion des risques industriels et environnementaux »).

Ce programme « Dommages » continuera d'être progressivement étendu aux autres filiales contrôlées par EDF qui définissaient, jusqu'à présent, elles-mêmes leur politique de couverture pour ce type de risque.

4.1.3.3.2 Couvertures tempêtes

Périmètre : exclusivement le réseau de distribution d'EDF

A la suite des tempêtes de 1999 qui ont eu un impact global sur les coûts d'EDF d'environ 1,5 milliard d'euros, EDF a souhaité se couvrir contre les conséquences des dommages matériels causés par les tempêtes sur le réseau de distribution, lequel représente la plus grosse partie de l'exposition au risque. A cet effet, EDF a conclu avec CDC IXIS Capital Market en décembre 2003 un contrat innovant de couverture financière déclenchée par un indice lié aux vitesses de vent relevées aux stations de Météo-France, pondérées par la densité et la vulnérabilité du réseau de distribution dans chaque région. Le contrat a pour objet de couvrir le réseau de distribution d'EDF contre les conséquences d'événements exceptionnels et prend en compte la réduction attendue de l'exposition sur la période en raison des investissements de prévention programmés par EDF. Ce contrat est un contrat d'échange de flux dont les flux variables (« indemnisations ») sont dus à EDF lorsqu'un indice reposant sur la vitesse de vent dépasse une valeur seuil, calibrée suivant un modèle stochastique pour être franchie une fois tous les 5 ans. Pour l'année 2006, les flux fixes (« primes ») relatifs à ce contrat se sont élevés à 35 millions d'euros. Les flux variables (« indemnisations ») maximum sont de 326 millions d'euros.

Les autres filiales d'EDF disposant de réseaux et RTE-EDF Transport ne sont pas couverts contre le risque de tempête affectant les réseaux aériens.

4.1.3.4 Assurance spécifique aux activités d'exploitant d'installations nucléaires

4.1.3.4.1 Responsabilité civile

Les polices d'assurances souscrites aujourd'hui par EDF sont conformes à la loi française du 31 octobre 1968, modifiée par la loi du 16 juin 1990, qui a traduit les obligations, en termes de responsabilité civile des exploitants nucléaires, résultant de la Convention de Paris (voir section 6.5.4.2 (« Réglementation spécifique applicable aux installations nucléaires »)). Ainsi, en vue de garantir la disponibilité des fonds requis du fait de ces obligations, EDF a opté pour la conclusion de polices d'assurances auprès des AGF, d'AXA Corporate Solutions, et de European Liability Insurance for the Nuclear Industry (ELINI). Les montants couverts par ces polices correspondent aux plafonds de responsabilité encourus en cas d'accident tels que fixés par la réglementation tant sur une installation nucléaire, qu'en cours de transport. Pour les accidents sur site, le montant total couvert est de 91,5 millions d'euros par accident nucléaire, cette limite pouvant jouer au maximum deux fois par site sur une période de trois ans. Une assurance spécifique couvre la responsabilité civile nucléaire consécutive aux accidents en cours de transport. La limite de couverture dépend de la réglementation du ou des pays traversés à l'occasion du transport ; pour les accidents en cours de transport en France, le montant total couvert est de 23 millions d'euros.

A compter de la mise en application de la loi n° 2006-686 du 13 juin 2006 relative à la transparence et à la sécurité en matière nucléaire (voir section 6.5.4.2 (« Réglementation spécifique applicable aux installations nucléaires»)), EDF sera tenue d'ajuster ses couvertures d'assurance de façon à respecter le nouveau plafond de la garantie d'indemnisation (700 millions d'euros en ce qui concerne la responsabilité de l'exploitant d'une installation nucléaire). A cette fin, EDF recherchera dans ce nouveau cadre législatif les solutions de couverture possibles (pools nucléaires, mutuelles, etc,...). Cette disposition ne sera applicable qu'à la date d'entrée en vigueur des protocoles portant modification des Conventions de Paris et de Bruxelles relatives à la responsabilité civile dans le domaine de l'énergie nucléaire et en matière de dommages nucléaires, lorsqu'au moins deux tiers des Etats les auront ratifiés.

EnBW exploite des centrales nucléaires en Allemagne. Dans ce pays, la responsabilité de l'exploitant d'une installation nucléaire est une responsabilité sans faute et illimitée. Dans le cadre de la loi atomique, les exploitants de centrales nucléaires doivent mettre en place une garantie financière d'un montant de 2,5 milliards d'euros par incident. EnBW a ainsi souscrit une assurance de responsabilité civile nucléaire à hauteur de 255,6 millions d'euros et conclu avec les autres sociétés mères des exploitants allemands d'installations nucléaires (E.ON, RWE et Vattenfall Europe) un contrat de solidarité pour couvrir les 2 244,4 millions d'euros restants. Ce contrat stipule qu'en cas de sinistre, et une fois que l'exploitant nucléaire concerné et sa société mère allemande ont épuisé leurs propres capacités, les autres sociétés contribuent financièrement pour que l'exploitant puisse faire face à ses obligations.

Pour plus d'informations sur la réglementation en matière de responsabilité civile d'exploitant nucléaire, voir la section 6.5.4.2 (« Réglementation spécifique applicable aux installations nucléaires ») ci-dessous.

4.1.3.4.2 Assurances dommages aux installations nucléaires

En complément des couvertures découlant de la participation d'EDF à la mutuelle « OIL », les dommages matériels (y compris suite à un accident nucléaire) affectant les installations nucléaires d'EDF en France, ainsi que les frais de décontamination nucléaire sont couverts par un programme d'assurance faisant appel au pool atomique français (AXA/AGF) et à l'*European Mutual Association for Nuclear Insurance* (EMANI), pour une capacité totale de 1 110 millions d'euros au-delà d'une franchise de 200 millions d'euros.

EnBW dispose, avec des franchises plus basses, d'une couverture comparable à celle d'EDF grâce à la mutuelle EMANI et au pool allemand.

4.2 - FACTEURS DE RISQUE

Le Groupe exerce son activité dans un environnement en forte évolution induisant de nombreux risques, dont certains échappent à son contrôle, et qui s'ajoutent aux risques inhérents à l'exercice de ses métiers. Le Groupe a présenté ci-dessous les risques significatifs auxquels il estime être exposé. Ces risques ou l'un de ces risques pourraient avoir une incidence négative sur son activité et/ou ses résultats. En outre, d'autres risques, dont il n'a pas actuellement connaissance ou qu'il considère comme non significatifs à ce jour pourraient avoir le même effet négatif.

Les risques présentés ci-dessous concernent :

- les risques liés à l'ouverture des marchés européens de l'énergie (voir section 4.2.1 (« Risques liés à l'ouverture des marchés européens de l'énergie »)) ;
- les risques liés aux activités du Groupe (voir section 4.2.2 (« Risques liés aux activités du Groupe »)) ;
- les risques spécifiquement liés aux activités nucléaires du Groupe (voir section 4.2.3 (« Risques spécifiques liés aux activités nucléaires du Groupe »)) ;
- les risques liés à la structure et à la transformation du Groupe (voir section 4.2.4 (« Risques liés à la structure et à la transformation du Groupe »)) ; et
- les risques liés à la structure du capital d'EDF et à la cotation de ses actions (voir section 4.2.5 (« Risques liés à la structure du capital d'EDF et à la cotation de ses actions »)).

4.2.1 Risques liés à l'ouverture des marchés européens de l'énergie

Le Groupe doit faire face à une concurrence accrue sur les marchés européens de l'énergie, en particulier sur le marché français de la fourniture d'électricité qui est son principal marché.

En France

Du fait de la libéralisation du marché français de l'électricité, EDF doit faire face à la concurrence d'autres fournisseurs. Tous les clients d'EDF autres que les particuliers ont la faculté de choisir leur fournisseur d'électricité et peuvent en conséquence s'adresser à un de ses concurrents. En juillet 2007, le marché de l'électricité sera totalement ouvert à la concurrence (voir section 6.2.1.2 (« Commercialisation »)).

Pour la vente d'électricité aux clients éligibles, EDF est déjà et sera à l'avenir davantage confrontée à la concurrence. Même si EDF se prépare pour faire face à cette concurrence, EDF a perdu des parts de marché pour 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. La diminution des parts de marché d'EDF aura, à consommation et prix constants, un impact négatif sur le chiffre d'affaires du Groupe. Enfin, pour atteindre ses objectifs, EDF pourrait être amenée à augmenter ses dépenses de commercialisation ou à réduire ses marges (notamment en cas de concurrence sur les prix), ce qui aurait un impact négatif sur sa profitabilité.

Hors de France

Au travers de ses différentes filiales en Europe, le Groupe est confronté à des situations concurrentielles différentes :

- au Royaume-Uni, le marché est totalement ouvert depuis les années 90 et très compétitif ;
- en Allemagne, le marché est également totalement ouvert, même si jusqu'à présent la disparité et le niveau élevé des tarifs de distribution et de transport ont freiné le développement d'une véritable concurrence ;
- en Italie, le degré d'ouverture du marché est comparable à celui de la France, et Edison occupe une position de challenger de l'opérateur historique (Enel) ;
- dans le reste de l'Europe, et en particulier en Europe centrale et orientale, le rythme de l'ouverture va s'accélérer pour les nouveaux membres de l'Union européenne.

Dans certains pays, ou dans certaines régions au sein d'un pays, le Groupe doit mener une stratégie de défense de ses parts de marché, comme en France. Dans d'autres, au contraire, il doit mener une stratégie offensive de conquête de parts de marché. Le type de concurrence auquel le Groupe doit faire face dans ces différents pays, l'évolution de cette concurrence, et son effet sur les activités et les résultats du Groupe sont donc variables d'un pays à l'autre. Ils dépendent du degré d'ouverture réglementaire du pays concerné, mais aussi de nombreux autres facteurs sur lesquels le Groupe n'a pas non plus de contrôle.

Dans ce contexte, et même si le Groupe estime que le marché européen de l'électricité présente des opportunités, le Groupe pourrait ne pas être en mesure de défendre ses parts de marché ou de gagner les parts de marché escomptées ou encore pourrait voir diminuer sa marge, ce qui aurait un impact négatif sur ses activités, sa stratégie et ses résultats financiers.

Le cadre réglementaire et juridique qui organise la libéralisation du secteur de l'énergie est récent. Ce cadre pourrait évoluer dans le futur et devenir plus contraignant.

Les activités du Groupe, en France et à l'étranger, sont soumises à de nombreuses réglementations (voir section 6.5 (« Environnement législatif et réglementaire »)). Par ailleurs, et même au sein de l'Union européenne où les directives ne font que fixer le cadre général, le régime réglementaire et juridique peut varier d'un pays à l'autre.

Ce cadre réglementaire et juridique, qui organise la libéralisation du secteur de l'énergie, est relativement récent et n'apporte pas nécessairement toutes les solutions aux difficultés que soulève l'ouverture des marchés. Il est donc susceptible d'évolutions futures qui pourraient être favorables ou défavorables au Groupe. Par exemple, ces évolutions futures du cadre réglementaire et juridique pourraient entraîner des coûts supplémentaires, ne pas être en adéquation avec le modèle de développement du Groupe ou modifier le contexte concurrentiel dans lequel le Groupe devrait opérer.

Risques liés au fait que le Groupe restera, sans doute pour les prochaines années, l'acteur le plus important du marché français de l'électricité.

Bien qu'amené à enregistrer une baisse de ses parts de marché en France, EDF restera sans doute, pour les années à venir, l'acteur le plus important du marché français de l'électricité, notamment dans la production et la fourniture. Les activités de transport et de distribution (assurées par le RTE-EDF Transport ou par EDF) doivent être menées dans un cadre garantissant leur indépendance par rapport aux activités de production et de commercialisation de manière à permettre à tous les utilisateurs un accès non-discriminatoire.

EDF entend se conformer strictement aux règles applicables en termes de concurrence et de non-discrimination.

Cela étant, des concurrents pourraient engager des contentieux au titre du non-respect de ces règles, litiges qui pourraient être tranchés dans un sens contraire aux intérêts du Groupe.

Par ailleurs, indépendamment de toute action contentieuse à l'initiative de concurrents, les autorités compétentes pourraient, (voir en particulier les sections 6.5.1.1 (« Législation européenne — Ouverture du marché ») et 6.2.1.2.1 (« Ouverture du marché français de la commercialisation d'électricité ») ci-dessous), prendre des décisions contraires aux intérêts économiques ou financiers du Groupe ou impactant son modèle d'opérateur intégré et équilibré.

Enfin, des Etats européens pourraient arguer d'une ouverture qu'ils considéreraient comme insuffisante du marché français pour prendre des mesures visant à freiner le développement du Groupe sur leur territoire.

Cela pourrait avoir des conséquences négatives significatives sur le modèle, les activités et les résultats financiers du Groupe.

Les lois et les règlements qui exigent que les activités de transport et de distribution soient gérées de manière indépendante limitent le contrôle sur ces activités.

Conformément aux lois et règlements en vigueur, EDF a mis en place une gestion indépendante de ses réseaux de transport et de distribution par rapport aux activités de production et de vente et a procédé à la filialisation du RTE-EDF Transport au cours de l'année 2005. EDF 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 importants de la rentabilité des activités de transport et de distribution en France. Parallèlement, EDF continuera à supporter les risques liés à l'exploitation des activités de transport et de distribution, aux responsabilités éventuelles vis-à-vis des tiers et aux éléments pouvant affecter des actifs de transport et de distribution.

Il pourrait en être de même dans des pays où le Groupe est propriétaire ou gère des réseaux de transport ou de distribution et où il est soumis aux mêmes types de contraintes réglementaires.

4.2.2 Risques liés aux activités du Groupe

Le Groupe exploite des installations pouvant porter atteinte de manière significative à l'environnement naturel ou humain ou pour lesquelles des accidents ou des agressions externes pourraient avoir des conséquences graves.

Les risques spécifiques aux installations nucléaires font l'objet d'un développement particulier dans la section 4.2.3 (« Risques spécifiques liés aux activités nucléaires du Groupe ») ci-dessous.

En ce qui concerne les installations hydrauliques, même s'il n'en est pas propriétaire mais concessionnaire, le Groupe est responsable en tant qu'exploitant de la sûreté de l'ensemble de ses ouvrages. Les principaux risques liés aux aménagements hydrauliques et à leur exploitation sont les suivants : le risque de rupture du barrage ou d'installations hydrauliques associées, les risques liés à la gestion des ouvrages en période de crue, le risque lié aux variations de débit ou de niveau du fait de l'exploitation des aménagements. A ces risques s'ajoutent ceux liés à des agressions ou actes de malveillance de toute nature.

Le Groupe met en œuvre, lors de la construction des ouvrages hydroélectriques, et au cours de leur exploitation, et notamment avec la collaboration des pouvoirs publics, toutes les mesures nécessaires de prévention et de sécurité (voir section 6.2.1.1.4.2 (« La sûreté hydraulique »)). Toutefois, le Groupe ne peut pas garantir que de tels événements ne se produiront jamais ou que les mesures prises seront dans tous les cas pleinement efficaces, en particulier pour faire face à des événements externes (crues, imprudence de tiers).

En ce qui concerne les installations de transport et de distribution d'électricité, les personnes travaillant sur ce type d'ouvrages ou se trouvant à proximité, peuvent s'exposer, en cas d'accident, d'erreur ou d'imprudence, au risque d'électrocution. Dans ce domaine, le Groupe met aussi en place les mesures nécessaires de prévention et de sécurité. Ceci étant, le Groupe ne peut garantir que ces mesures s'avéreront suffisantes dans tous les cas.

En France comme à l'étranger, des interrogations sont exprimées au sujet de l'éventualité de risques pour la santé humaine dus à l'exposition à des champs électromagnétiques (CEM) provenant notamment des lignes électriques exploitées par le Groupe. Sur la base de nombreuses expertises réalisées ces vingt dernières années, de nombreuses instances sanitaires internationales (l'Organisation Mondiale de la Santé (OMS) dont le Centre International de Recherche sur le Cancer (CIRC), l'Académie des Sciences américaine, l'Institut américain pour la santé et l'Environnement (NIEHS), le Bureau National de Radioprotection anglais (NRPB)) considèrent, en l'état des connaissances scientifiques actuelles, que l'existence de dangers pour la santé liés à l'exposition aux CEM n'est pas démontrée. La Commission européenne, par précaution, a établi des recommandations relatives à l'exposition du public et des travailleurs aux champs électromagnétiques, recommandations respectées par le Groupe. Les risques potentiels ou perçus par le public ou tout élément venant à démontrer l'existence de risques pour la santé, pourraient conduire à la mise en place d'une réglementation imposant l'adoption de mesures de sécurité plus contraignantes pour l'exploitation ou la construction du réseau public de transport et de distribution.

Enfin, plus généralement, le Groupe exploite ou a exploité des installations qui dans le cadre de leur fonctionnement courant peuvent être, ou ont pu être, à l'origine d'accidents industriels ou d'impacts environnementaux et sanitaires (par exemple, rejets insuffisamment contrôlés, fuites dans les câbles électriques isolés avec de l'huile sous pression, défaillance des installations de dépollution, micro-organismes pathogènes, amiante, polychlorobiphényles (« PCB »), etc,...). En particulier, dans certaines installations, des quantités importantes de produits dangereux (notamment explosifs ou inflammables, tels que le gaz et le fioul), sont entreposées. Ces installations peuvent être situées dans des zones industrielles où sont menées d'autres activités présentant le même type de risques.

Le Groupe met en œuvre, dans le cadre de la norme ISO 14001 (voir section 4.1.2.4 (« Gestion des risques liés aux accidents industriels ou aux impacts environnementaux et sanitaires du Groupe »)), toutes les mesures nécessaires à la fois de prévention et de réparation éventuelle pour tout accident industriel ou toute atteinte à l'environnement des ouvrages qu'il exploite. Ces mesures sont destinées en particulier à protéger le Groupe à la fois d'un risque d'accident (explosion, incendie, etc,...) survenant dans ses propres installations, mais aussi contre les effets d'un tel accident survenant dans une installation voisine.

Toutefois, le Groupe ne peut garantir que ces mesures s'avéreront pleinement efficaces en cas de survenance de l'un des événements mentionnés ci-dessus.

Un accident du type de ceux décrits dans les paragraphes ci-dessus aurait des conséquences graves sur les personnes et les biens et la responsabilité du Groupe pourrait être engagée. Les couvertures au titre des assurances responsabilité civile et dommages souscrites par le Groupe (voir section 4.1.3.1 (« Assurances responsabilité civile (hors responsabilité civile nucléaire) »)) pourraient s'avérer significativement insuffisantes. En outre, le Groupe ne peut garantir qu'il arrivera toujours à maintenir un niveau de couverture au moins égal au niveau de couverture existant et à un coût qui ne soit pas plus élevé.

Par ailleurs, ces accidents pourraient entraîner l'arrêt de l'exploitation de l'installation concernée et, potentiellement, de l'exploitation d'installations similaires dont on pourrait considérer qu'elles présentent potentiellement les mêmes risques.

D'autre part, les installations exploitées par le Groupe pourraient constituer des objectifs pour des agressions externes ou des actes de malveillance de toute nature. Outre les dispositifs de sécurité prévus à la conception des ouvrages et des sites et les dispositifs de protection mis en place par le Groupe, les mesures de sécurité ont été renforcées à la suite des attentats du 11 septembre 2001 en liaison avec les pouvoirs publics. Néanmoins, comme pour toutes les mesures de sécurité destinées à se protéger contre une menace externe, le Groupe ne peut garantir qu'elles s'avèreront pleinement efficaces dans tous les cas et notamment en cas de survenance de l'un des événements mentionnés ci-dessus.

Une agression ou un acte de malveillance commis sur ces installations pourrait avoir des conséquences similaires à celles de l'un des accidents décrits ci-dessus : (i) dommages aux personnes et aux biens, (ii) responsabilité du Groupe recherchée sur le fondement de mesures jugées insuffisantes, (iii) interruption de l'exploitation.

L'un quelconque de ces événements pourrait avoir des conséquences négatives significatives sur les activités, les résultats et la situation financière du Groupe.

Une partie importante des revenus du Groupe provient d'activités soumises à des tarifs réglementés dont le niveau pourrait avoir un impact sur les résultats du Groupe.

En France, une partie importante des revenus d'EDF dépend de tarifs réglementés fixés par décret, sur proposition ou après avis de la Commission de régulation de l'énergie (« CRE ») (tarif intégré et TURP — voir section 6.2.2.4 (« Tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité (« TURP ») »)). Ce mode de fixation des tarifs par des autorités de régulation se retrouve dans d'autres pays où le Groupe est présent : notamment en Grande-Bretagne, Allemagne, Chine, Hongrie et Slovaquie.

Ces tarifs font l'objet de négociations régulières entre les opérateurs et les autorités compétentes. Les autorités publiques et le régulateur peuvent décider de limiter, voire bloquer les hausses de tarif, à qualité de service équivalente. Ces mêmes autorités peuvent également modifier les conditions d'accès à ces tarifs régulés (pour la France, voir section 6.5.1.2 (« Législation française ») relative à la loi n° 2006-1537 du 7 décembre 2006 relative au secteur de l'énergie).

Même si les tarifs réglementés peuvent évoluer de manière favorable pour le Groupe, celui-ci ne peut garantir que les tarifs réglementés seront toujours fixés à un niveau qui lui permette d'améliorer ou de conserver ses marges et ses taux de retour sur investissements ou à un niveau qui soit compatible avec une ouverture effective des marchés. Ceci pourrait avoir un impact négatif significatif sur les activités et les résultats financiers du Groupe.

Par ailleurs, en France, les dispositions de la loi n° 2006-1537 du 7 décembre 2006 relative au secteur de l'énergie prévoient notamment la mise en place pendant une période de deux ans, d'un tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché (« TaRTAM ») pour les

clients finals qui en font la demande écrite auprès de leur fournisseur avant le 1er juillet 2007. En vertu de l'arrêté du 3 janvier 2007, le TaRTAM est égal au tarif réglementé de vente hors taxes majoré de 10 %, 20 % ou 23 % suivant les caractéristiques du consommateur final choisissant de bénéficier de ce tarif. EDF ne peut garantir que les dispositions légales et réglementaires relatives à l'application du TaRTAM n'auront pas un impact négatif significatif sur les activités et les résultats financiers du Groupe supérieur à celui que le Groupe est actuellement en mesure d'évaluer (voir section 12.3 (« Impact du tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché »)), ni que les hypothèses retenues par le Groupe pour les besoins de cette estimation n'évolueront pas dans un sens augmentant de manière significative l'impact négatif de l'application de ce tarif sur les activités et les résultats financiers du Groupe.

EDF est chargée de certaines obligations, notamment de service public, rémunérées par des mécanismes qui pourraient ne pas assurer une compensation complète des surcoûts encourus ou qui pourraient être remis en cause.

Le contrat de service public conclu entre l'Etat et EDF le 24 octobre 2005 précise les missions de service public devant être assurées par EDF et prévoit également les mécanismes de compensation en faveur d'EDF pour ce qui est de la prise en charge de ces missions (voir section 6.4.3.4 (« Service public »)).

EDF ne peut assurer que les mécanismes de compensation prévus par les dispositions légales et réglementaires qui lui sont applicables dans le cadre de la prise en charge de ces missions de service public et de la mise en place des tarifs réglementés permettront une compensation intégrale des surcoûts encourus par le Groupe en raison de la prise en charge de ces missions et/ou de la mise en place de ces tarifs. EDF ne peut également garantir que ces mécanismes de compensation ne seront jamais remis en cause.

Si l'un de ces événements devait se produire, il pourrait avoir un impact négatif sur l'activité du Groupe et ses résultats financiers.

Les activités du Groupe nécessitent de nombreuses autorisations administratives qui peuvent être difficiles à obtenir ou dont les conditions d'obtention peuvent faire l'objet d'un durcissement significatif ; certaines activités font l'objet d'une fiscalité particulière.

La conduite et le développement des activités industrielles du Groupe, production, transport, distribution, sont sujets à de nombreuses autorisations administratives, tant au niveau local que national, et en France comme à l'étranger. Les procédures d'obtention et de renouvellement de ces autorisations peuvent être longues et complexes. L'obtention effective de ces autorisations n'est pas systématique et les conditions qui y sont attachées ne sont pas toujours immuables ou prévisibles. Le Groupe EDF pourrait donc avoir à dépenser des sommes significatives pour se conformer aux exigences liées à l'obtention ou au renouvellement de ces autorisations (par exemple les coûts de montage des dossiers d'autorisation, investissements liés à la mise en place d'équipements demandés avant délivrance de l'autorisation). Il pourrait aussi voir son activité industrielle pénalisée à cette occasion. Des délais, des coûts trop importants ou l'interruption de son activité industrielle due à son incapacité à maintenir ou obtenir le renouvellement des autorisations, pourraient avoir un impact négatif sur les activités et la profitabilité du Groupe. Par ailleurs, le Groupe peut avoir investi des ressources sans obtenir les permis et autorisations nécessaires et devoir ainsi se retirer d'un projet ou y renoncer, ce qui pourrait avoir un impact négatif sur son activité ou son développement.

Certaines activités du Groupe, par exemple la production nucléaire, thermique et hydraulique en France, sont soumises à une fiscalité particulière, qui pourrait s'alourdir. Cela aurait un impact négatif sur les résultats financiers du Groupe.

Le Groupe exerce parfois ses activités de production, de transport ou de distribution dans le cadre d'octroi de concessions de droit public et n'est pas toujours propriétaire des actifs qu'il exploite.

Le Groupe n'est pas toujours propriétaire des actifs qu'il utilise pour ses activités et, dans ce cas, opère fréquemment sous le régime de la concession de droit public.

Ainsi, en France, EDF n'est pas propriétaire des réseaux de distribution mais elle les exploite dans le cadre de contrats de concession passés avec les collectivités locales (voir section 6.2.2.2.2 (« Concessions »)). Il résulte de la loi du 8 avril 1946 et de la loi du 10 février 2000 que seule EDF peut être désignée comme gestionnaire de leur réseau de distribution par les collectivités locales, à l'exception des réseaux exploités sous le régime des ELD. Ainsi, lors du renouvellement du contrat de concession, EDF ne peut pas être mise en concurrence avec d'autres acteurs. Le Groupe ne peut toutefois pas garantir que de telles dispositions ne seront pas modifiées dans le futur par voie législative, ou ne seront pas remises en cause par la Cour de Justice des Communautés Européennes ou considérées comme contraires au droit européen. Par ailleurs, le renouvellement de ce type de contrat pourrait être obtenu à des conditions économiques dégradées pour EDF.

En France, RTE-EDF Transport est gestionnaire du réseau public de transport en application d'un cahier des charges type de concession, signé par le Ministre de l'Industrie (décret n° 2006-1731 du 23 décembre 2006) (voir section 6.5.2.2 (« Législation française »)). Le Groupe ne peut garantir que ce cahier des charges n'évoluera pas dans le futur pour contenir des obligations plus contraignantes pour RTE-EDF Transport, notamment de nature financière, que celles actuellement applicables.

Les ouvrages de production hydraulique de 4,5 MW et plus sont également exploités dans le cadre de concessions accordées par l'Etat. Le renouvellement de chacune de ces concessions doit dorénavant faire l'objet d'une mise en concurrence et le concessionnaire sortant ne bénéficie, en l'état de la réglementation en vigueur, d'aucune indemnisation (voir section 6.2.1.1.4.4 (« Les enjeux actuels et futurs de la production hydraulique »)). Le Groupe EDF ne peut garantir qu'il obtiendra le renouvellement en sa faveur de chacune des concessions qu'il exploite actuellement ou qu'un tel renouvellement ne se fera pas dans des conditions économiques dégradées, ce qui pourrait avoir un impact négatif sur ses activités et ses résultats financiers.

Le Groupe exerce ses activités également dans le cadre de concessions de distribution ou de production d'électricité dans d'autres pays où il est présent (notamment Royaume-Uni, Allemagne, Italie). En fonction du contexte propre à chaque pays, ces concessions pour-

raient ne pas être maintenues ou renouvelées en sa faveur ou alors à des conditions économiques dégradées, ce qui aurait un impact négatif sur ses activités et ses résultats financiers.

Le Groupe doit respecter des règles de plus en plus contraignantes en matière environnementale et sanitaire, qui sont des sources de coûts et peuvent engager la responsabilité du Groupe.

Les activités du Groupe sont soumises à des règles en matière de protection de l'environnement et de santé publique de plus en plus nombreuses et contraignantes. Ces règles concernent les activités industrielles du Groupe, production, transport et distribution d'énergie ainsi que les activités de commercialisation d'énergie et de fourniture de services énergétiques, qui doivent par exemple intégrer dans leurs offres la notion de maîtrise de la demande d'énergie (pour une description des réglementations en matière d'environnement et d'hygiène et de sécurité applicables au Groupe, et des réglementations futures susceptibles d'avoir un impact sur ses activités voir section 6.5.4.4 (« Autres réglementations en matière d'environnement, de santé, d'hygiène et de sécurité »)).

En France, la loi 2005-781 du 13 juillet 2005 fixant les orientations de la politique énergétique (voir section 6.5.2.2 (« Législation française »)), telle que complétée par les dispositions réglementaires en vigueur, prévoit certaines dispositions en matière d'économies d'énergie. L'objectif visé est de diminuer de 2 % par an en moyenne d'ici 2015 l'intensité énergétique finale, c'est-à-dire le rapport entre la consommation d'énergie et le PIB. EDF a choisi de mettre en place un programme d'actions d'efficacité énergétique couvrant l'ensemble de ses marchés et visant à lui permettre de satisfaire à ses obligations légales et réglementaires. A ce stade, EDF ne peut cependant garantir que les actions menées par le Groupe en faveur de la maîtrise de la demande d'énergie seront suffisantes pour atteindre les objectifs fixés par les pouvoirs publics. EDF ne peut également pas plus garantir que les exigences légales et réglementaires ne se renforceront pas en la matière, notamment en ce qui concerne les obligations d'économies d'énergie. Cela pourrait avoir un impact financier négatif pour EDF.

Les réglementations relatives à la qualité de l'air et aux rejets des grandes installations de combustion pourraient se durcir. Notamment, la stratégie CAFE (« Clean Air for Europe ») élaborée par la Communauté Européenne fixe des objectifs très ambitieux en terme de réduction des principaux polluants dans l'air (voir section 6.5 (« Environnement législatif et réglementaire »)). L'adoption de cette stratégie au cours du premier semestre 2006 ouvre le chantier de révision des directives « Qualité de l'air » (échéance 2010) et « Plafonds d'émission (NEC : échéance en 2007 pour une application en 2020) ». De nouveaux plafonds seront ainsi introduits pour certains polluants (NOx, SO_2, etc,...). Ces révisions conduiront très vraisemblablement à des contraintes environnementales supplémentaires, ce qui pourrait avoir un impact négatif sur la disponibilité, la compétitivité, le renouvellement ou le développement du parc de production thermique du Groupe.

Des investissements importants pourraient en outre être nécessaires pour le Groupe afin de se conformer à la mise en œuvre de la directive européenne établissant un système d'échange de quotas de Gaz à Effet de Serre (« GES »). Des réglementations transposant la directive GES ont été adoptées ou sont en cours d'élaboration dans les pays européens. L'attribution de quotas de GES au Groupe, le dépassement par ce dernier des quotas d'émissions de CO_2 qui lui sont attribués et l'achat éventuel de quotas supplémentaires pourraient entraîner des dépenses supplémentaires importantes non prévues par le Groupe. Le risque concerne plus particulièrement les filiales et participations européennes d'EDF hors de France pour la période courant jusqu'à la fin 2007, et l'ensemble des actifs du Groupe en Europe à partir de 2008, les contraintes étant fortement susceptibles d'être durcies entre 2008 et 2012. En effet, pour la seconde période (2008-2012), le Plan National d'Allocation des Quotas (PNAQ) adressé par la France à la Commission Européenne fin décembre 2006 réduit le volume des quotas alloués de 155,6 Mt à 132,8 Mt par an, et une réduction de 24 % des quotas est affectée au secteur de l'énergie. Au-delà de 2012, les incertitudes demeurent élevées quant à l'évolution possible du système. En outre, les différences entre les réglementations adoptées par les différents pays d'Europe pour l'allocation de quotas de GES pourraient engendrer des distorsions de concurrence au détriment du Groupe.

Par ailleurs, la loi sur l'eau et les milieux aquatiques, publiée le 30 décembre 2006, impacte la fiscalité et les conditions d'exploitation des ouvrages d'EDF (voir section 6.5.4.4 (« Autres réglementations en matière d'environnement, de santé, d'hygiène et de sécurité »)).

Enfin, le Groupe est soumis à des réglementations relatives aux polychlorobiphényles (PCB) et polychloroterphényles (PCT) dans les différents pays où il exerce ses activités, notamment en Europe et en Amérique Latine (voir section 6.5.4.4 (« Autres réglementations en matière d'environnement, de santé, d'hygiène et de sécurité »)).

D'autres réglementations actuelles et futures, dans le domaine de l'environnement et de la santé, et concernant les activités du Groupe ou ses actifs, pourraient également avoir un impact financier significatif pour le Groupe.

La responsabilité du Groupe pourrait se trouver engagée, même s'il n'a commis aucune faute ou violation des règles applicables, ou en réparation de violations, dommages ou préjudices causés par des entités qui ne faisaient pas alors partie du Groupe EDF et dont le Groupe aurait ensuite repris les installations.

Les règles actuelles, et leurs évolutions à venir ont eu et devraient avoir pour résultat d'accroître le niveau des charges d'exploitation et d'investissements nécessaires pour respecter ces règles. Le Groupe pourrait même se trouver dans l'obligation de fermer certaines installations qui ne pourraient être mises en conformité avec les règles nouvelles. Par ailleurs, d'autres règles, plus contraignantes ou portant sur des domaines nouveaux, qui ne sont pas envisagées aujourd'hui, pourraient être adoptées par les autorités compétentes et avoir un effet similaire.

Le développement d'un marché européen intégré de l'électricité pourrait être freiné par l'insuffisance des interconnexions entre réseaux de transport aux frontières.

Ainsi que cela est indiqué à la section 6.3.1 (« Europe »), le développement d'un marché européen intégré de l'électricité souffre de l'in-

suffisance des interconnexions aux frontières. Cette situation a pour effet de limiter la capacité d'échange entre acteurs de pays différents, notamment la capacité d'adapter rapidement l'offre à la demande (risque de « black-out »), et laisse subsister entre les différents pays des différences de prix qui n'existeraient pas dans un marché européen intégré efficient. Elle contribue à freiner l'émergence d'acteurs de taille européenne efficients car elle limite les possibilités de synergies entre les sociétés d'un même groupe situées de part et d'autre d'une frontière.

S'il existe actuellement plusieurs projets de développement d'interconnexions, leur construction est toutefois ralentie notamment par des considérations environnementales, financières, réglementaires et d'acceptabilité locale.

Ainsi, l'absence d'interconnexions suffisantes entre les pays où le Groupe est implanté ou leur développement trop lent pourrait limiter les synergies industrielles que le Groupe a pour objectif de réaliser entre ses différentes entités ou provoquer des coupures sur le réseau dans les pays où le Groupe est implanté, ce qui pourrait avoir un impact négatif sur ses résultats, ses activités et ses perspectives.

Des coupures de courant généralisées du système électrique en France ou sur un territoire desservi par une filiale du Groupe, pourraient avoir, en particulier si elles étaient imputables au Groupe, des conséquences sur les activités, les résultats et l'image du Groupe.

L'Italie, la Grande-Bretagne, le Danemark, la Suède et une partie importante des Etats-Unis et du Canada ont connu des « black-outs » significatifs en 2003. En France, le dernier événement de cette gravité remonte à 1978. Les causes de ces « black-outs » sont diverses : déséquilibre local ou régional entre la production et la consommation d'électricité, rupture accidentelle d'alimentation, ruptures en cascade plus difficiles à circonscrire dans un marché d'échanges frontaliers, problèmes d'interconnexion aux frontières, investissements insuffisants, difficulté à coordonner les acteurs dans un marché libéralisé.

Le Groupe pourrait être à l'origine d'un « black-out » ou se trouver impliqué dans un « black-out », même si l'événement l'ayant causé s'est produit sur un autre réseau ou est imputable à un autre acteur. Ainsi, le 4 novembre 2006, à la suite d'un incident dont l'origine a été détectée sur le réseau allemand, une rupture d'alimentation de grande ampleur a touché plusieurs pays européens. Toutefois, un « black-out » européen a pu être évité et la durée de cette rupture d'alimentation limitée à moins d'une heure en France.

De telles ruptures d'alimentation (généralisées ou non) ont en premier lieu un impact sur le chiffre d'affaires du Groupe. Elles pourraient également avoir pour conséquence des dépenses de réparation pour la remise sous tension du réseau et entraîner des dépenses d'investissement s'il était décidé par exemple de créer des capacités supplémentaires de production ou de réseaux. Elles auraient enfin un impact négatif sur l'image du Groupe auprès de ses clients, en particulier si cette rupture d'alimentation s'avérait lui être imputable.

Des catastrophes naturelles, des variations climatiques significatives, ou tout événement important dont l'ampleur est difficilement prévisible, pourrait avoir un impact négatif significatif sur les activités industrielles et commerciales du Groupe.

En France, les tempêtes de décembre 1999 et la canicule de l'été 2003 ont entraîné des dépenses supplémentaires pour EDF. Outre ces événements, d'autres catastrophes naturelles (inondations, glissements de terrain, séismes, etc,...), d'autres variations climatiques significatives (sécheresses, etc,...) ou tout autre événement dont l'ampleur est difficilement prévisible (épidémie de grande ampleur, etc,...) pourraient affecter les activités du Groupe.

Le Groupe EDF, à partir du retour d'expérience de chacun de ces événements, met en œuvre les mesures qui permettent d'en limiter les conséquences s'ils devaient se reproduire. Ainsi, à la suite des tempêtes de décembre 1999, EDF a engagé un programme de sécurisation de ses réseaux de transport et de distribution. A la suite de la canicule de l'été 2003, EDF a élaboré un plan « Aléas climatiques » de façon à mieux anticiper et prévenir les conséquences de telles situations (tel que cela fut le cas pour la canicule de l'été 2006). Les mesures prises peuvent également être coûteuses au-delà des frais de réparation des dégâts causés par la catastrophe naturelle et du manque à gagner correspondant à l'interruption de la fourniture.

Par ailleurs, à la suite des tempêtes de décembre 1999, EDF a mis en place pour son réseau de distribution une couverture spécifique contre le risque tempêtes (voir section 4.1.3.3.2 (« Couvertures tempêtes »)). Le Groupe ne peut pas garantir que ce programme de couverture spécifique sera toujours disponible ou que son coût ne deviendra pas plus élevé qu'il ne l'est aujourd'hui ou qu'il arrivera à maintenir une telle couverture. Hormis ce cas, les réseaux aériens du Groupe, y compris ceux de RTE-EDF Transport, ne bénéficient d'aucune couverture « dommages aux biens ». En raison de l'absence de couverture, des dommages à ces réseaux aériens pourraient avoir un impact négatif sur la situation financière du Groupe.

Enfin, dans l'hypothèse d'une épidémie sanitaire de grande ampleur, EDF a élaboré, et testé, en 2006 un plan visant à assurer la continuité de la fourniture d'électricité, en fonction de l'intensité de la crise, tout en garantissant la sécurité des installations et en minimisant les risques sanitaires encourus par ses salariés.

Malgré la mise en place de toutes ces mesures, le Groupe ne peut garantir que la survenance d'une catastrophe naturelle, d'un aléa climatique ou de tout autre événement, dont l'ampleur est par nature difficilement prévisible, n'aura pas des conséquences négatives significatives sur son activité, ses résultats et sa situation financière.

Risques liés aux conditions climatiques et à la saisonnalité de l'activité

La consommation d'électricité a un caractère saisonnier et dépend notamment des conditions climatiques. Ainsi, la consommation d'électricité est traditionnellement plus importante pendant les mois d'hiver. Par ailleurs, la production disponible peut aussi dépendre des conditions climatiques : faible hydraulicité, fortes chaleurs contraignant la production du fait de l'obligation de respecter les températures limites des fleuves en aval des ouvrages, etc.

Les résultats du Groupe reflètent donc le caractère saisonnier de la demande en électricité et peuvent être affectés négativement par des variations climatiques significatives car le Groupe pourrait alors compenser la moindre disponibilité des moyens de production économiques par des moyens ayant un coût de production plus élevé, ou bien recourir au marché de gros à des prix élevés.

Les choix technologiques effectués par le Groupe pourraient se trouver concurrencés par des technologies plus performantes.

Les activités du Groupe reposent sur un certain nombre de choix technologiques qui pourraient être concurrencés par des technologies nouvelles qui s'avéreraient plus efficaces, plus rentables et encore plus sûres. L'utilisation de telles technologies par les concurrents du Groupe pourrait avoir pour effet de diminuer l'avantage concurrentiel dont le Groupe dispose au travers de certaines de ses technologies, et donc avoir un impact négatif sur ses activités, ses résultats financiers et ses perspectives.

La survenance de maladies professionnelles ou d'accidents du travail ne peut être exclue.

Bien que le Groupe mette tout en œuvre pour être en conformité avec les dispositions légales et réglementaires relatives à l'hygiène et à la sécurité dans les différents pays dans lesquels il exerce ses activités et considère avoir pris les mesures destinées à assurer la santé et la sécurité de ses salariés et des salariés des sous-traitants, le risque d'accidents du travail ou de maladies professionnelles ne peut, par principe, être exclu. Or, la survenance de tels événements pourrait donner lieu à des actions en justice à l'encontre du Groupe, et donner lieu, le cas échéant, au paiement de dommages et intérêts qui peuvent s'avérer significatifs.

Pour une description des mesures prises par le Groupe en matière de rayonnements ionisants, voir section 6.2.1.1.3.2 (« Environnement, Sûreté, Radioprotection »).

Concernant l'amiante, le Groupe a pris des mesures de traitement des matériaux, d'information et de protection décrites à la section 17.7 (« Santé et sécurité »). Pour une description des procédures en cours, voir section 20.6 (« Procédures judiciaires et d'arbitrages »).

Le Groupe est exposé aux risques des marchés de gros de l'énergie et des permis d'émission de CO_2.

Le Groupe opère sur les marchés dérégulés de l'énergie (principalement en Europe) dans le cadre de ses activités de production, de commercialisation et de distribution. A ce titre, le Groupe est exposé aux variations de prix des marchés de gros de l'énergie (électricité, gaz, charbon, produits pétroliers) et du marché des permis d'émissions de CO_2.

Le Groupe gère son exposition aux risques à travers des achats et des ventes sur les marchés de gros et via des contrats long terme. Il s'agit, exception faite des marchés des produits pétroliers, de marchés récents qui sont encore en cours de développement. Ainsi, le manque de produits ou de profondeur peut limiter la capacité du Groupe à couvrir son exposition aux risques marchés énergies. Par ailleurs, ces marchés restent, pour certains, en partie cloisonnés par pays, en raison notamment de l'insuffisance des interconnexions. En outre, ces marchés peuvent connaître des fluctuations importantes et difficilement prévisibles de prix à la hausse comme à la baisse, ainsi que des crises de liquidité. Ces fluctuations peuvent avoir un impact aussi bien favorable que défavorable. La gestion des risques marchés énergies s'inscrit dans le cadre de la politique risques marchés énergies déployée par le Groupe (voir section 4.1.1.2 (« Gestion et contrôle des risques marchés énergies »)). Le Groupe assure la couverture de ses positions sur ces marchés par l'intermédiaire de produits dérivés tels que futures, forwards, swaps et options négociées sur les marchés organisés ou de gré à gré. Le Groupe ne peut cependant pas garantir une protection totale notamment contre les fluctuations importantes des cours, qui pourraient avoir un impact négatif significatif sur ses résultats financiers.

Le Groupe est exposé aux variations de prix et de disponibilité des matériels ou des prestations (hors combustibles) qu'il achète dans le cadre de l'exercice de ses métiers.

Le Groupe pourrait voir le coût d'approvisionnement de certains produits ou prestations se renchérir : hausse du prix de certaines matières premières, tel que le cuivre qui entre dans la composition de biens intermédiaires qu'EDF achète en grande quantité (câbles, transformateurs, etc,...). Cette hausse pourrait en outre entraîner une diminution de l'offre, si certains fournisseurs étaient, de ce fait, obligés de réduire leur marge. Certains matériels ou certaines prestations font par ailleurs l'objet d'une demande accrue qui pourrait avoir un impact sur leur disponibilité, notamment les matériels pour cycles combinés à gaz, les turbines éoliennes et les prestations et matériels dans le secteur nucléaire.

Le Groupe est exposé à des risques financiers.

De par ses activités, le Groupe EDF est exposé aux risques financiers :

- risque de taux d'intérêt pesant sur l'activité de financement trésorerie et la valeur des actifs ;
- risque de change lié à la détention de filiales opérant dans des devises autres que l'euro ou aux approvisionnements en devises notamment de combustibles et de matériels ;
- risque sur actions notamment lié aux titres détenus dans le cadre de la gestion des actifs dédiés constitués pour couvrir le coût des engagements de long terme liés au nucléaire d'EDF et aux titres détenus dans le cadre de ses activités de trésorerie ;
- risque de liquidité ;
- risque de contrepartie inhérent aux relations contractuelles.

L'organisation et les principes de gestion de ces risques sont décrits à la section 4.1.1.3 (« Gestion et contrôle des risques marchés financiers ») et les mesures de ces risques sont exposées à la section 9.10 (« Gestion et contrôle des risques financiers ») du présent Document de Référence. Cependant, le Groupe ne peut pas garantir une protection totale, notamment en cas de fluctuation importante des taux de change, des taux d'intérêt et des marchés d'actions.

4.2.3 Risques spécifiques liés aux activités nucléaires du Groupe

Le Groupe EDF est le premier exploitant nucléaire européen. L'électricité nucléaire représente plus de 80 % de sa production en France et la part du nucléaire dans le mix électrique d'EDF présente un atout compétitif important. Tout événement affectant de manière négative le nucléaire est susceptible d'avoir des conséquences sur les activités, la productivité, la situation financière et les résultats du Groupe, comparativement plus importantes que pour ses concurrents qui ont proportionnellement moins recours à cette source d'énergie.

Un accident nucléaire grave intervenant dans un pays étranger pourrait avoir des conséquences significatives sur le Groupe.

Certaines centrales nucléaires dans le monde ne bénéficient pas du même niveau de sûreté, de surveillance et de protection que les centrales du Groupe. Quelles que soient les précautions prises à la conception ou à l'exploitation, un accident grave est toujours possible et pourrait avoir pour effet de provoquer un rejet du nucléaire par l'opinion publique, entraînant la décision par les pouvoirs publics de durcir sensiblement les conditions d'exploitation des centrales, ou les amenant à envisager de mettre fin à la production d'électricité d'origine nucléaire. Il ne peut être exclu qu'une décision de ce type soit prise même en dehors du contexte d'un accident. Cela aurait un impact négatif significatif sur le modèle économique, la stratégie, les activités, les résultats et la situation financière ainsi que les perspectives du Groupe.

En raison de ses activités nucléaires, le Groupe est exposé à des risques substantiels de responsabilité ainsi qu'à un éventuel surcoût significatif d'exploitation.

Même si le Groupe a mis en place des stratégies et des procédures de contrôle des risques correspondant à des standards élevés pour ses activités nucléaires, ces dernières restent par leur nature potentiellement risquées. Le Groupe pourrait ainsi devoir faire face à une responsabilité substantielle, notamment en raison d'incidents et d'accidents, d'atteintes à la sécurité, d'actes de malveillance ou de terrorisme, de chutes d'aéronefs, de catastrophes naturelles (telles que des inondations ou des tremblements de terre), de dysfonctionnements d'équipements ou de dysfonctionnements dans l'entreposage, la manutention, le transport, le traitement et le conditionnement des matières et des matériaux nucléaires. De tels événements pourraient avoir des conséquences graves, notamment en raison de contaminations radioactives et d'irradiations de l'environnement, des personnes travaillant pour le Groupe et de la population, ainsi qu'un impact négatif significatif sur les activités et la situation financière du Groupe.

En effet, l'exploitant nucléaire assume la responsabilité de la sûreté nucléaire de ses installations. Le régime de responsabilité applicable aux exploitants européens d'installations nucléaires, et les assurances associées, sont décrits aux sections 6.5.4.2 (« Réglementation spécifique applicable aux installations nucléaires ») et 4.1.3.4.1 (« Responsabilité civile »). Ce régime repose sur le principe de la responsabilité sans faute de l'exploitant. En cas d'événement causant un dommage, le Groupe se trouverait automatiquement responsable dans la limite d'un plafond financier fixé par la loi en France, indépendamment de la cause de l'événement causant un dommage et sans pouvoir se prévaloir des mesures de sûreté mises en place.

Le Groupe ne peut pas garantir que, dans les pays où il est exploitant nucléaire, les plafonds de responsabilité fixés par la loi ne seront pas augmentés ou supprimés. Ainsi, les protocoles portant modification de la Convention de Paris et de la Convention de Bruxelles, actuellement en cours de ratification, prévoient un relèvement de ces plafonds. Le Groupe ne peut pas garantir également que les assurances couvrant cette responsabilité seront toujours disponibles ou que leur coût ne deviendra pas plus élevé qu'il ne l'est aujourd'hui, ou qu'il arrivera toujours à maintenir ces assurances.

Enfin, les dommages matériels affectant les installations nucléaires d'EDF sont couverts par un programme d'assurance (voir section 4.1.3.4.2 (« Assurances dommages aux installations nucléaires»)).

Malgré cette couverture, tout événement qui entraînerait des dommages importants sur une installation nucléaire d'EDF pourrait avoir un impact négatif sur l'activité, les résultats financiers et la situation financière du Groupe.

L'activité nucléaire est soumise à une réglementation particulièrement détaillée et contraignante, qui pourrait se durcir.

L'activité nucléaire est soumise à une réglementation particulièrement détaillée et contraignante, avec un régime de surveillance et de réexamen périodique des autorisations d'exploitation, qui relève au premier chef de la sûreté nucléaire, de la protection de l'environnement et de la santé publique, mais aussi de considérations de sécurité nationale (menace terroriste notamment). Cette réglementation peut faire l'objet d'un durcissement significatif de la part des autorités nationales ou européennes (voir description du « paquet nucléaire » et de la loi sur la transparence et la sécurité en matière nucléaire à la section 6.5.4.2 (« Réglementation spécifique applicable aux installations nucléaires »)). Un tel événement pourrait se traduire par une augmentation significative des coûts relatifs au parc nucléaire du Groupe, ce qui aurait un impact négatif sur sa situation financière.

Le Groupe dépend, pour ses activités nucléaires, d'un nombre restreint d'acteurs.

Même si le Groupe met en œuvre une politique de diversification de ses fournisseurs dans le domaine du nucléaire, il dépend actuellement d'un nombre restreint d'acteurs.

Cette situation :

- limite la mise en concurrence entre fournisseurs,
- crée un risque d'exposition à la défaillance de l'un de ces fournisseurs.

Cela pourrait avoir un impact négatif sur les résultats et la situation financière du Groupe.

Le Groupe est exposé aux variations de prix de l'uranium et des services de conversion et d'enrichissement.

Une partie des coûts d'exploitation du Groupe est constituée d'achats de combustibles nucléaires.

EDF s'approvisionne en uranium, en services de conversion et d'enrichissement au travers de contrats à long terme pourvus de mécanismes de couverture permettant d'atténuer et de lisser dans le temps les fluctuations de prix. Le fournisseur principal est le groupe Areva, mais EDF mène une politique de diversification en se fournissant auprès d'autres industriels (voir sections 4.3 (« Facteur de dépendance ») et 6.2.1.1.3.4 (« Le cycle du combustible nucléaire et les enjeux associés»)). Les prix de l'uranium et des services de conversion et d'enrichissement subissent des fluctuations qui dépendent de facteurs ne relevant pas du contrôle du Groupe, notamment politiques et économiques.

Le Groupe ne peut garantir que les mécanismes de protection en place dans ses contrats de fourniture, ni que sa politique de diversification, lui permettra de se protéger complètement contre des variations brutales ou importantes des prix à la hausse. Le Groupe ne peut pas non plus garantir qu'à l'échéance des contrats long terme, il pourra les renouveler, notamment à des conditions de prix aussi favorables. Nonobstant la part modérée des coûts d'approvisionnement en uranium dans les coûts de production du nucléaire et le délai de plusieurs années entre l'achat de l'uranium et son utilisation en centrale, des variations brutales et importantes du prix de l'uranium pourraient avoir un impact négatif sur les résultats financiers du Groupe.

Risques liés au transport du combustible nucléaire.

Le transport de combustible nucléaire, neuf ou usé, est une opération très particulière qui nécessite des mesures de sûreté et de sécurité spécifiques et contraignantes. Divers facteurs qui échappent au contrôle du Groupe (protestations des riverains ou d'associations anti-nucléaire par exemple, sous forme de manœuvres d'empêchement des transports de déchets) peuvent ralentir ces opérations. Elles pourraient même se trouver interrompues, notamment en cas d'accident. Dans ce cas, EDF devrait ralentir, voire interrompre, tout ou partie de la production sur les sites concernés soit du fait de l'abstention de livraison d'assemblages neufs, soit du fait de la saturation des dispositifs d'entreposage des sites, ce qui pourrait avoir un impact négatif sur les résultats financiers du Groupe.

Le parc nucléaire exploité par le Groupe est très standardisé. Dès lors, tout défaut de conception ou de fabrication sur une centrale doit être potentiellement corrigé sur les autres.

Le parc de centrales nucléaires exploitées par le Groupe en France est très standardisé (voir section 6.2.1.1.3.1 (« Le parc nucléaire d'EDF »)). Ceci représente pour le Groupe un avantage : cela lui permet de réaliser des économies d'échelle dans l'achat des équipements et l'ingénierie, de répercuter sur l'ensemble de son parc les améliorations effectuées sur les centrales plus récentes, d'anticiper, en cas de dysfonctionnement dans une centrale, les mesures à prendre dans les autres.

Cette standardisation a pour corollaire le risque d'un dysfonctionnement commun à plusieurs centrales ou générations de centrales. Le Groupe ne peut exclure qu'il soit un jour confronté à des réparations ou modifications lourdes et coûteuses, à effectuer sur l'ensemble ou une partie du parc, ni même qu'il survienne un événement pouvant avoir un impact sur le fonctionnement du parc, et entraîner un arrêt momentané ou la fermeture de tout ou partie du parc.

Un tel événement aurait un impact négatif sur les résultats financiers du Groupe et ses activités.

EDF pourrait ne pas réussir à exploiter ses centrales nucléaires sur une durée de vie d'au moins 40 ans.

EDF estime qu'une durée de vie de 40 ans est aujourd'hui acquise d'un point de vue technique grâce aux actions et moyens mis en œuvre pour atteindre cet objectif. EDF poursuit une politique de R&D soutenue portant sur les comportements à long terme des matériaux. Par ailleurs, la politique de maintenance s'adapte pour mieux prendre en compte le risque et la connaissance des phénomènes de vieillissement. Une exploitation sur une durée plus longue est même envisageable pour certaines centrales de technologie similaire, à la lumière des prolongations de durée de vie d'ores et déjà accordées par les autorités compétentes aux Etats-Unis. Les prolongations de durée de vie concernent des centrales nucléaires de technologie similaire (PWR).

Toutefois, l'exploitation par EDF des tranches nucléaires sur une durée de 40 ans et au-delà reste soumise à l'accord des autorités de sûreté, en particulier lors des examens approfondis de sûreté de périodicité décennale. Le Groupe ne peut garantir qu'il obtiendra les autorisations nécessaires le moment venu, ou que ces autorisations ne seront pas obtenues sous réserve de conditions entraînant pour le Groupe des dépenses ou des investissements supplémentaires.

Or, une exploitation sur 40 ans est l'hypothèse retenue par le Groupe pour le calcul des incidences comptables liées à la durée de vie du parc nucléaire (dotations aux amortissements pour actifs immobilisés, provisions, etc,...). Si les autorités de sûreté optaient pour une fermeture de certaines tranches ou centrales avant 40 ans, cela rendrait nécessaire le remplacement plus rapide des capacités de production correspondantes par des investissements supplémentaires ou le recours à des achats d'électricité sur le marché. Il conviendrait de plus de revoir le plan d'amortissement pour réapprécier la durée résiduelle des centrales concernées. Cela aurait un impact négatif significatif sur les résultats financiers du Groupe et sa situation financière.

La construction de l'EPR pourrait rencontrer des difficultés ou ne pas aboutir.

Le Groupe a engagé la réalisation de l'European Pressurized water Reactor, EPR à Flamanville (voir section 6.2.1.1.3.5 (« Préparation de l'avenir du parc nucléaire »)) en vue de renouveler son parc nucléaire. Toutefois :

- le Groupe pourrait ne pas obtenir les autorisations nécessaires au démarrage de la construction et à la mise en service de l'EPR ou voir celles-ci remises en cause par des décisions judiciaires ;
- s'agissant d'un réacteur « tête de série », des difficultés techniques ou autres pourraient survenir lors de son développement, sa construction et le début de son exploitation. Ces difficultés pourraient ralentir ou empêcher la construction de l'EPR et sa mise en service, renchérir son coût global ou affecter ses performances.

Le programme EPR pour le renouvellement du parc de production est stratégique pour le futur du Groupe. Tout événement entraînant un retard ou un blocage de ce programme ou affectant la construction de la « tête de série » EPR ou des tranches suivantes aurait donc un impact négatif significatif sur l'activité et la situation financière du Groupe.

Le Groupe reste responsable de l'ensemble des déchets radioactifs issus de ses centrales nucléaires, et notamment des déchets à haute activité et à vie longue issus des combustibles usés.

Le cycle du combustible nucléaire est présenté à la section 6.2.1.1.3.4 (« Le cycle du combustible nucléaire et les enjeux associés»). En France, ainsi qu'il est indiqué dans ce paragraphe, en tant qu'exploitant et producteur des déchets, EDF est responsable des combustibles usés depuis leur sortie de centrale, lors des opérations de traitement et durant la gestion à long terme des déchets radioactifs, et assume cette responsabilité conformément aux orientations définies avec les pouvoirs publics et sous leur contrôle.

La responsabilité du Groupe pourrait être recherchée en particulier en tant qu'exploitant nucléaire ou producteur au sens de la législation sur les déchets, en cas d'accident et en cas de dommage aux tiers ou à l'environnement liés aux combustibles usés ou aux déchets, même s'ils sont manipulés, transportés, détenus, entreposés ou stockés par d'autres intervenants qu'EDF (en particulier groupe Areva, ANDRA), notamment en cas de défaillance de ces derniers. Dans le cas où EDF serait reconnue responsable pour des dommages causés aux tiers et/ou à l'environnement, le régime spécifique de responsabilité civile sans faute de l'exploitant nucléaire trouverait à s'appliquer, dans la limite des plafonds prévus par ce régime (voir section 6.5.4.2 (« Réglementation spécifique applicable aux installations nucléaires »)).

En France, la gestion à long terme des déchets radioactifs a fait l'objet de divers travaux dans le cadre de la loi dite Bataille et de l'adoption de la loi n° 2006-739 de programme relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs le 28 juin 2006 (voir section 6.2.1.1.3.4 (« Le cycle du combustible nucléaire et les enjeux associés »)). Le Groupe ne peut garantir que l'ensemble de ses déchets de haute et moyenne activité à vie longue constituera des « déchets radioactifs ultimes » au sens de l'article 6 de la loi n° 2006-739, et que ces déchets seront en conséquence directement stockés en couche géologique profonde. Le Groupe ne peut non plus garantir dans quel délai les autorisations permettant un tel stockage seront attribuées par les pouvoirs publics, ce qui continuerait à faire peser des incertitudes sur le devenir des déchets, de la responsabilité et des coûts qui en résultent pour EDF. La survenance de l'un de ces événements aurait un impact négatif sur les résultats financiers et la situation financière du Groupe.

Les provisions constituées par le Groupe pour les opérations de traitement du combustible usé et pour la gestion à long terme des déchets pourraient s'avérer insuffisantes.

Le Groupe a constitué des provisions pour les opérations de traitement du combustible nucléaire usé (voir note 29.2 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2006) à partir des conditions de prix et de volume de l'accord signé avec Areva en août 2004 qui couvre la période 2001-2007. Le montant des provisions actuellement constituées pour couvrir la période postérieure à 2007 pourrait s'avérer insuffisant si les conditions du renouvellement de ce contrat pour cette période se révélaient plus onéreuses que celles actuellement applicables.

EDF a constitué des provisions pour la gestion à long terme des déchets, évaluées sur l'hypothèse du stockage géologique et sur la base d'une déclinaison raisonnable des travaux menés en 2006 par un groupe de travail réunissant l'ANDRA, les pouvoirs publics et les producteurs de déchets nucléaires (voir note 29.2.2 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2006 et section 6.2.1.1.3.4 (« Le cycle du combustible nucléaire et les enjeux associés — B. L'Aval »)). Si la loi n° 2006-739 du 28 juin 2006 de programme relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs conforte, sans exclure d'autres axes de recherches complémentaires, que les « déchets radioactifs ultimes » doivent faire l'objet d'un stockage en couche géologique profonde, le Groupe ne peut garantir que l'ensemble de ses déchets de haute et moyenne activité à vie longue sera considéré comme tel, ni dans quel délai ce type de stockage, s'il était retenu, pourrait être effectué. En conséquence, le coût final de la gestion à long terme de déchets du Groupe pourrait être supérieur aux provisions constituées dans ses comptes. EnBW a également constitué des provisions pour couvrir ses engagements de long terme du nucléaire. Le Groupe ne peut garantir que le montant de ces provisions s'avérera suffisant.

L'évaluation de ces provisions est sensible aux hypothèses retenues en termes de coûts, de taux d'inflation, de taux d'actualisation à long terme et d'échéanciers de décaissements. Compte tenu des éléments de sensibilité évoqués, la modification de certains paramètres pourrait conduire à une révision significative des montants provisionnés.

Si tel était le cas, l'insuffisance des provisions relatives aux engagements de long terme du nucléaire pourrait avoir un impact négatif significatif sur les résultats financiers et la situation financière du Groupe.

La déconstruction du parc nucléaire existant pourrait présenter des difficultés qui ne sont pas envisagées aujourd'hui ou s'avérer sensiblement plus coûteuse que ce qui est aujourd'hui prévu.

La déconstruction du parc nucléaire d'EDF et d'EnBW est présentée aux sections 6.2.1.1.3.6 (« La déconstruction des centrales nucléaires ») et 6.3.1.2.3.1 (« Métiers de l'électricité »). Compte tenu de la taille du parc nucléaire du Groupe, sa déconstruction représente un enjeu technique et financier très important.

Tout en ayant évalué les défis notamment techniques que représente la déconstruction (en particulier au travers de la déconstruction des centrales de première génération) et identifié les solutions à développer, le Groupe EDF n'a jamais déconstruit de centrales nucléaires similaires à celles actuellement en service. Le Groupe a constitué des provisions pour couvrir ses dépenses de déconstruction. EnBW doit également déconstruire ses centrales et a constitué des provisions à cet effet.

Le Groupe ne peut garantir que les provisions ainsi constituées seront suffisantes ce qui dans ce cas aurait un impact négatif sur ses résultats financiers et sa situation financière.

Les actifs dédiés constitués par le Groupe pour couvrir les coûts de ses engagements de long terme dans le nucléaire (déchets radioactifs et déconstruction) pourraient s'avérer insuffisants.

Le montant total de ces actifs dédiés s'élevait, au 31 décembre 2006 à environ 6,3 milliards d'euros pour EDF contre 3,3 milliards d'euros au 31 décembre 2005 (voir section 6.2.1.1.3.6 (« La déconstruction des centrales nucléaires – Les actifs constitués pour la couverture des engagements nucléaires de long-terme (hors cycle d'exploitation) »)). Ces actifs sont constitués progressivement, sur la base de l'estimation des dépenses que le Groupe aura à supporter et de leur échéancier.

EDF a décidé, en septembre 2005, d'accélérer la constitution des actifs dédiés pour couvrir la totalité de l'assiette d'ici 2010. La loi du 28 juin 2006 relative à la gestion durable des matières et des déchets radioactifs a conforté cette décision, dans la mesure où celle-ci impose aux opérateurs nucléaires une couverture totale des engagements nucléaires de long terme (hors cycle d'exploitation) dans un délai de 5 ans après promulgation de la loi. En outre, chaque opérateur est tenu, en 2007 puis ensuite tous les 3 ans, de transmettre à l'autorité administrative compétente un rapport portant notamment

sur l'évaluation des charges relatives à la déconstruction des centrales nucléaires, les méthodes de calcul desdites provisions et la constitution des actifs dédiés correspondants. Par ailleurs, le décret du 23 février 2007 et l'arrêté du 31 mars 2007 ont précisé le dispositif de sécurisation du financement des charges nucléaires en établissant une nomenclature de l'ensemble de ces charges, en distinguant celles relevant du cycle d'exploitation, en encadrant leur évaluation ainsi que le taux d'actualisation retenu par les exploitants nucléaires pour le calcul des provisions afférentes. Ces textes fixent par ailleurs des règles d'investissement et de gestion pour les actifs dédiés et organisent le rôle des organes sociaux et de direction ainsi que les dispositifs de contrôle à mettre en place par les exploitants nucléaires (voir section 6.2.1.1.3.6 (« La déconstruction des centrales nucléaires – Les actifs constitués pour la couverture des engagements nucléaires de long-terme (hors cycle d'exploitation) »)).

Les actifs dédiés d'EDF pourraient être jugés insuffisants au regard des textes réglementaires d'application de la loi du 28 juin 2006 ou par l'autorité administrative, après analyse du rapport d'EDF, et donner lieu à des mesures de régularisation (et notamment une dotation complémentaire aux actifs dédiés). Ces actifs dédiés pourraient aussi, au moment du paiement effectif, s'avérer insuffisants, si les charges réelles étaient sensiblement différentes ou si l'échéancier des dépenses de démantèlement ou de stockage était modifié. Cela aurait un impact négatif significatif sur sa situation financière. En outre, un durcissement des contraintes réglementaires nationales (en particulier celles qui pourraient avoir un impact sur l'assiette des actifs dédiés à constituer par EDF) ou communautaires, pourrait conduire à un renforcement des exigences en matière de constitution d'actifs dédiés et avoir une incidence sur la situation financière d'EDF.

Enfin, ces actifs sont constitués et gérés selon des règles prudentielles strictes (voir section 6.2.1.1.3.6 (« La déconstruction des centrales nucléaires – Les actifs constitués pour la couverture des engagements nucléaires de long-terme (hors cycle d'exploitation) »)). Le Groupe ne peut cependant garantir que les variations des cours des marchés financiers n'auront pas un impact négatif significatif sur la valeur de ces actifs (voir section 9.10.6 (« Gestion du risque financier sur le portefeuille d'actifs dédiés d'EDF ») pour une analyse de sensibilité).

4.2.4 Risques liés à la structure et à la transformation du Groupe

Les différentes réorganisations nécessitées par l'ouverture du marché pourraient avoir des conséquences opérationnelles et financières pour EDF.

L'ouverture du marché a notamment pour conséquence une réorganisation majeure des structures mixtes au travers desquelles EDF et Gaz de France gèrent leurs ventes, leurs facturations, leurs services clientèle et leurs réseaux de distribution.

Cette réorganisation pourrait avoir des impacts sur le fonctionnement de ces activités, notamment :

- dans les relations avec les consommateurs résidentiels ou ceux n'ayant pas fait jouer leur éligibilité ;
- dans les rapports avec les clients éligibles ayant choisi un autre fournisseur qu'EDF et envers lesquels EDF, en qualité de distributeur, doit avoir un comportement neutre ;
- dans les rapports avec les collectivités locales dans le cadre des contrats de concession.

Elle pourrait par ailleurs générer des coûts importants liés notamment à l'adaptation des systèmes d'information et des organisations.

Enfin, la réglementation européenne prévoit la séparation juridique des activités de distribution au 1er juillet 2007. Cela pourrait avoir un impact négatif significatif sur les activités et les résultats financiers du Groupe.

EDF devra adapter ses compétences pour réussir l'ouverture totale à la concurrence le 1er juillet 2007.

La préparation de l'ouverture totale des marchés en juillet 2007 nécessite un redéploiement des compétences plus important que les adaptations nécessitées par l'ouverture du marché aux professionnels et aux PME-PMI en juillet 2004. Le Groupe ne peut garantir qu'EDF sera en mesure de mener cette préparation avec succès, ce qui pourrait avoir un impact négatif sur son activité, ses résultats financiers et sa situation financière.

La stratégie de développement du Groupe pourrait par ailleurs ne pas être mise en oeuvre conformément aux objectifs définis par le Groupe.

En particulier, la mise en œuvre de la stratégie gazière du Groupe pourrait se heurter à des difficultés importantes.

Le développement des activités gazières du Groupe est un enjeu majeur tant du point de vue de l'utilisation du gaz pour la production d'électricité que pour le développement des offres duales gaz/électricité.

La demande de gaz en Europe est en croissance et les réserves non exploitées de gaz sont importantes dans le monde. Toutefois, les sources d'approvisionnement sont éloignées et les capacités de transport (par gazoduc ou par méthanier), de réception du GNL et de stockage sont encore limitées. Pour servir son ambition gazière, le Groupe doit non seulement avoir accès à des sources d'approvisionnement compétitives, mais aussi disposer d'un accès aux infrastructures logistiques (stockage, gazoduc, terminal gaz naturel liquéfié (« GNL »)) pour acheminer son gaz dans un périmètre proche de ses points de consommation et mettre en œuvre des synergies entre les différentes entités du Groupe (y compris les entités non contrôlées) en coordonnant et en connectant entre elles les positions du Groupe.

Le Groupe ne peut pas garantir qu'il sera en mesure, à des conditions financières acceptables, soit d'accéder à ces actifs gaziers, soit de les acquérir ou de participer à leur développement, ni qu'il sera en mesure de dégager les synergies escomptées.

Un de ces facteurs pourrait freiner le développement de la stratégie gazière du Groupe. Cela aurait un impact négatif sur ses activités, ses résultats financiers et ses perspectives.

Le Groupe entend également développer et consolider son offre de solutions intégrées de services, notamment les services d'efficacité énergétique, pour accroître son chiffre d'affaires par client dans le cadre de l'ouverture à la concurrence du marché de l'énergie en Europe, et pour faire face à ses enjeux en matière d'efficacité énergétique et de développement durable.

Le marché des services énergétiques est un marché très compétitif, celui de l'efficacité énergétique, encore émergent, possède un fort potentiel de développement. Le Groupe ne peut garantir que son offre de services se développera avec succès.

Si le Groupe n'est pas en mesure de mettre en oeuvre sa politique de développement dans ce domaine, cela pourrait avoir un impact négatif sur ses résultats financiers et ses perspectives.

Le Groupe entend enfin poursuivre son développement dans le métier de l'électricité en France et à l'étranger, conformément à son projet industriel, en fonction de son modèle d'activité dans chaque zone et au regard du retour d'expérience correspondant (équilibre amont-aval, stratégie de commercialisation, développement dans les ENR ou dans d'autres modes de production : le nucléaire, l'hydraulique, le charbon, les cycles combinés gaz, etc,...). Il met ainsi en place des programmes de réorganisation, d'accroissement de la rentabilité (voir facteur de risque ci-dessous intitulé « *Le Groupe met en oeuvre des programmes visant à améliorer la performance opérationnelle et financière et renforcer sa flexibilité financère* »), de développement et de cessions.

Le Groupe pourrait être confronté à une évolution imprévue du contexte réglementaire, économique et concurrentiel rendant inadéquats les choix retenus, rencontrer des difficultés de mise en œuvre de sa stratégie ou modifier cette stratégie. Le Groupe pourrait aussi être amené à ne pas réaliser les cessions qu'il envisage ou les réaliser à une valeur différente de la valeur souhaitée, du fait, notamment, de contraintes contractuelles financières ou réglementaires ou encore d'interventions politiques hors de France. Le Groupe pourrait enfin être amené à acquérir ou développer des actifs qui s'avéreraient finalement ne pas générer la rentabilité qu'il escomptait au départ. Cela pourrait avoir un impact négatif sur les résultats financiers, la situation financière et les perspectives du Groupe.

Risques liés aux systèmes d'information.

Le Groupe exploite des systèmes d'information multiples et très complexes (serveurs, réseaux, applications, base de données, etc,...) qui sont indispensables à la conduite de son activité commerciale et industrielle. Une défaillance de l'un de ces systèmes pourrait avoir des conséquences défavorables significatives sur le Groupe. En particulier, si les systèmes d'information nécessaires à la mise en oeuvre de l'ouverture des marchés en juillet 2007 n'étaient pas disponibles à temps ou étaient disponibles avec des performances insuffisantes, cela pourrait avoir des conséquences négatives significatives pour EDF.

Enfin d'une façon générale, le Groupe ne peut garantir que la politique de renforcement des programmes de secours des systèmes d'information ne connaisse pas de difficultés techniques de déploiement ou/et des retards de mise en oeuvre, ce qui pourrait — en cas de sinistre majeur — avoir un impact négatif significatif sur l'activité, les résultats financiers et la situation financière du Groupe.

EDF est contrôlée par l'Etat en sa qualité d'actionnaire majoritaire.

En application de la Loi du 9 août 2004, l'Etat est l'actionnaire principal d'EDF et doit demeurer propriétaire d'au moins 70 % de son capital. En droit français, un actionnaire majoritaire contrôle la plupart des décisions sociales, et notamment les résolutions devant être adoptées en assemblée générale (en particulier l'élection et la révocation des membres du Conseil d'administration, la distribution de dividendes et la modification des statuts). Par ailleurs, la limite légale de dilution de la participation de l'Etat pourrait limiter la capacité d'EDF à recourir aux marchés de capitaux ou à réaliser des opérations de croissance externe.

Une partie importante des effectifs du Groupe appartient à des structures communes à EDF et Gaz de France ; le Groupe dépend en conséquence en partie des mécanismes de gestion mis en place dans ces structures communes.

A ce jour, environ 58 500 personnes employées par le Groupe appartiennent à des structures communes à EDF et Gaz de France (pour la quasi-totalité à la direction EDF Gaz de France Distribution). Un certain nombre de décisions prises dans le cadre de ces structures communes peuvent en conséquence avoir un impact sur EDF, en particulier sur ses coûts salariaux et sur la gestion de ses ressources humaines. Par ailleurs, EDF et Gaz de France pourraient avoir des divergences d'intérêts concernant ces structures communes. De telles contraintes pourraient avoir un impact négatif sur le résultat et la situation financière du Groupe.

Le Groupe ne détient pas de majorité de contrôle au sein de certaines de ses filiales et participations considérées comme stratégiques ou doit partager le contrôle de ces entités avec d'autres actionnaires.

Ainsi que cela est décrit à la section 6.3.1.2.2 (« Détail de la participation d'EDF dans ENBW »), le Groupe EDF partage le contrôle d'EnBW avec OEW. Ce contrôle commun est exercé dans le cadre d'un pacte d'actionnaires. Le Groupe ne peut pas néanmoins garantir qu'il pourra toujours s'entendre avec OEW sur la politique à mener au sein d'EnBW.

Il en est de même au sein d'Edison où les deux actionnaires, EDF d'une part, AEM Milan et ses partenaires d'autre part, ont le contrôle conjoint et dont les relations sont régies par un pacte d'actionnaires conclu le 12 mai 2005 (voir section 6.3.1.3.1.2 (« Prise de contrôle conjoint d'Edison par EDF et AEM Milan »)). Par ailleurs, les avantages qui doivent résulter de l'opération de prise de contrôle conjoint d'Edison par EDF et AEM Milan, notamment au regard de la stratégie gazière du Groupe, dépendent en partie de la possibilité de combiner les activités d'Edison avec celles du Groupe d'une manière efficace et performante.

D'autres activités du Groupe sont, ou seront à l'avenir, exercées au sein d'entités dont le Groupe partage le contrôle, ou dans lesquelles il est actionnaire minoritaire. Dans ces situations, le Groupe pourrait se trouver confronté à des cas de blocage lorsque les partenaires sont en désaccord, ou des décisions contraires à ses intérêts pourraient être prises.

Cela pourrait limiter la capacité du Groupe à mettre en œuvre les stratégies définies et avoir un impact négatif significatif sur ses activités, ses résultats financiers, sa situation financière et ses perspectives.

Les actionnaires de certaines des filiales et participations du Groupe disposent d'options de vente leur permettant de faire racheter leurs actions par le Groupe, lequel pourrait donc être contraint de racheter ces titres à un moment ou à des conditions défavorables.

La structure et les conditions des options de vente dont disposent notamment les actionnaires d'EnBW et d'EDF Energies Nouvelles sur le Groupe sont décrits aux sections 6.3.1.2 (« Allemagne — EnBW ») et 6.4.1.2.1.2 (« EDF Energies Nouvelles »).

En outre, l'actionnaire historique aux côtés du Groupe EDF dans EDF Energies Nouvelles a cédé, lors de l'introduction en bourse de cette société en novembre 2006, des actions à EDF dont le règlement pourrait intervenir au plus tard d'ici le 31 décembre 2010 sur la base d'une moyenne du cours de bourse.

Le Groupe pourrait être contraint, en cas d'exercice d'options de vente, d'acquérir les titres sous-jacents à des conditions de prix, dictées par les termes des accords en vigueur, qui pourraient s'avérer supérieures à leur valeur de marché. Par ailleurs, le financement de ces acquisitions pourrait interférer avec d'autres dépenses d'acquisition ou d'investissement du Groupe, les retarder, ou obliger le Groupe à rechercher un financement à des conditions moins favorables. Cela pourrait avoir un impact négatif sur la situation financière du Groupe.

Le Groupe pourrait se trouver contraint de lancer une offre publique d'acquisition sur des sociétés cotées dans lesquelles il détient une participation.

Le Groupe dispose de participations dans certaines sociétés cotées pour lesquelles la législation applicable peut contraindre, sous certaines conditions, toute personne dépassant certains seuils de détention du capital, à lancer une offre publique d'achat sur l'ensemble des titres de capital existants. Le Groupe pourrait ainsi se trouver contraint de lancer une telle offre à des conditions, notamment de prix, défavorables, ce qui pourrait avoir un impact négatif sur sa situation financière.

Risques liés à la dimension internationale des activités du Groupe.

Certains investissements et engagements du Groupe sont exposés aux risques et incertitudes liés aux activités exercées dans les pays pouvant connaître, ou ayant récemment connu, une période d'instabilité politique ou économique. Plusieurs pays dans lesquels le Groupe est présent ont une réglementation juridique moins développée et moins protectrice, maintiennent ou pourraient mettre en place des contrôles ou restrictions sur le rapatriement des bénéfices et des capitaux investis, fixent ou pourraient fixer des taxes et redevances affectant les activités du Groupe, mettent en place ou pourraient mettre en place des règles contraignantes quant à l'activité des groupes internationaux. Dans ces pays, le secteur de l'électricité fait également l'objet d'une régulation parfois en forte évolution ou qui pourrait être influencée par des considérations politiques, sociales et autres, qui pourraient influer sur les activités ou la situation financière des filiales du Groupe et être ainsi contraires à ses intérêts. La survenance de l'un de ces événements pourrait avoir un impact négatif sur les activités, les résultats financiers et la situation financière du Groupe.

Enfin, le Groupe a développé ou construit un portefeuille d'« *Independent Power Plants* » (« IPP ») dans différentes régions du monde et notamment au Mexique, au Brésil, au Vietnam, au Laos et en Chine, dans lequel il assure un ou plusieurs rôles (ingénierie, maîtrise d'ouvrage, maîtrise d'œuvre, investisseur, exploitant). A ces différents titres, la responsabilité du Groupe peut se trouver engagée ou la performance financière du Groupe peut être affectée, notamment par une rentabilité économique des IPP inférieure à ses prévisions, par la remise en cause des contrats d'achats d'électricité long terme ou des clauses de « *pass-through* » lorsqu'elles existent ou par une évolution notable des règles du marché de l'électricité du pays concerné.

EDF devra aussi poursuivre le renouvellement d'une partie importante de son personnel et assurer le transfert d'expérience et de compétences aux nouveaux arrivants.

En France, une part importante de certains personnels d'EDF atteindra bientôt l'âge de la retraite. Ainsi, dans la production nucléaire et dans la maintenance des réseaux, environ 45 % des effectifs partiront à la retraite d'ici 2015. Même si cette situation constitue une opportunité d'adaptation des compétences du personnel d'EDF aux nouveaux enjeux du Groupe, le renouvellement de ces personnels nécessite d'anticiper le transfert des connaissances.

Le Groupe ne peut garantir qu'EDF sera en mesure de renouveler ces personnels et ces compétences en temps utile ou à des conditions satisfaisantes, ce qui pourrait avoir un impact sur sa capacité de production, la qualité de son service et sa productivité.

Le Groupe EDF pourrait être obligé de faire face à des engagements importants en matière de retraites et autres avantages du personnel.

En France, le financement du régime de retraites de la branche des Industries Electriques et Gazières (« IEG ») a fait l'objet d'une réforme inscrite dans la Loi du 9 août 2004 (voir section 17.8 (« Régime des retraites et régime complémentaire maladie ») et les notes 29.5.2 à 29.5.6 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2006).

Les principales mesures de la réforme du financement du régime spécial de retraites des IEG sont ainsi entrées en vigueur au 1er janvier 2005.

Les provisions comptabilisées au titre du régime spécial de retraite correspondent aux droits spécifiques des agents liés aux prestations non couvertes par les régimes de droit commun.

Sont donc compris dans la provision au titre des retraites :

- les droits spécifiques des agents des activités non régulées ou concurrentielles ;
- les droits spécifiques acquis par les agents à compter du 1er janvier 2005 pour les activités régulées – transport et distribution (les droits passés étant financés par la Contribution Tarifaire d'Acheminement (« CTA »)) ;
- les droits spécifiques des agents bénéficiant d'un départ anticipé par rapport à l'âge de départ légal du régime général.

L'évaluation tient également compte de la part des frais de gestion de la CNIEG qui sont à la charge de l'entreprise, la CNIEG assurant la gestion et le versement des pensions auprès des inactifs.

Le montant de la provision pour retraite s'élève à 8 874 millions d'euros au 31 décembre 2006.

Hors de France, les principaux engagements de retraite concernent EDF Energy et EnBW. Les fonds de pension constitués par EDF Energy ont été, sur la base de la dernière évaluation actuarielle au 31 décembre 2006, estimés insuffisants à hauteur d'environ 311 millions de livres sterling. EDF Energy verse des contributions additionnelles visant à compenser ces insuffisances (voir section 6.3.1.1.3 (« Financements - Retraites »)). Les engagements d'EnBW sont intégralement provisionnés.

Aux engagements au titre des retraites, s'ajoutent d'autres engagements pour avantages du personnel postérieurs à l'emploi (avantages en nature énergie, indemnités de fin de carrière, indemnités de secours immédiat) et pour avantages à long terme du personnel en activité (rentes accidents du travail et maladies professionnelles, médailles du travail, rentes d'invalidité, etc,...) (voir notes 29.5.2 et 29.5.3 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2006).

Les montants de ces engagements, les provisions constituées et, pour EDF Energy, les fonds de pension mis en place et les contributions additionnelles visant à compenser les insuffisances de fonds, sont calculés sur la base d'estimations qui reposent 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 d'augmenter les engagements actuels du Groupe au titre des retraites et autres avantages au personnel et donc nécessiter d'augmenter le montant des provisions correspondantes (et des contributions additionnelles pour EDF Energy). Cela pourrait avoir un impact négatif sur la situation financière et les résultats financiers du Groupe.

Par ailleurs, en France, la Loi du 9 août 2004 instaure une solidarité entre les entreprises de la branche des IEG pour la part du financement des droits spécifiques qui leur incombe. En cas de défaillance d'une entreprise de la branche des IEG, EDF pourrait donc être amenée à financer une partie des obligations de cette entreprise. Cela pourrait également avoir un impact négatif sur la situation financière et les résultats financiers du Groupe.

Le régime spécial d'assurance maladie des salariés et anciens salariés des IEG reste à sécuriser sur le moyen et le long terme.

Des négociations de branche se poursuivent et visent deux objectifs :

- préserver et sécuriser, pour les agents actifs et inactifs des industries électriques et gazières, le régime spécial de sécurité sociale en matière d'assurance maladie ;
- améliorer la couverture maladie globale en la rendant comparable à celle assurée par les grands groupes français.

A défaut d'accord satisfaisant, les employeurs de la branche des IEG, dont EDF, pourraient se trouver en situation de devoir financer tout ou partie du déficit du régime ce qui pourrait avoir un impact négatif sur la situation financière du Groupe.

Les conflits sociaux pourraient avoir un impact négatif 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 de manière négative par des perturbations sociales.

Le Groupe met en œuvre des programmes visant à améliorer sa performance opérationnelle et financière et renforcer sa flexibilité financière. Les objectifs fixés dans le cadre de ces programmes pourraient ne pas être atteints.

Le Groupe met en œuvre des programmes visant à améliorer sa performance opérationnelle et financière et renforcer sa flexibilité financière, notamment le Programme Altitude.

Le Groupe ne peut garantir que ces programmes auront les résultats escomptés dans le calendrier prévu. Ceci pourrait avoir un impact négatif significatif sur les résultats financiers, la situation financière et les perspectives du Groupe.

Risques liés à l'évolution des normes IFRS applicables par le Groupe.

Les comptes consolidés d'EDF au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2006 ont été établis, comme pour l'exercice clos au 31 décembre 2005 selon les normes comptables internationales applicables telles qu'approuvées par l'Union européenne (voir note 1.2 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2006).

Ce référentiel évolue et de nouvelles normes ou interprétations sont actuellement en cours de préparation et/ou d'approbation par les organismes internationaux compétents. En ce qui concerne les normes ou interprétations en cours d'approbation ou d'homologation par les organismes internationaux compétents, le Groupe étudie l'impact potentiel que ces dernières (notamment IFRIC 12, voir note 2.12.1 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2006) pourraient avoir sur ses états financiers. Concernant les normes ou interprétations en cours de préparation par les organismes internationaux compétents, le Groupe ne peut préjuger ni de l'évolution possible que ces dernières pourraient entraîner sur le référentiel, ni des impacts éventuels qu'elles pourraient avoir sur ses états financiers.

4.2.5 Risques liés à la structure du capital d'EDF et à la cotation de ses actions

4.2.5.1 Volatilité significative du cours des actions

Les marchés boursiers ont connu ces dernières années d'importantes fluctuations qui n'ont pas toujours été en rapport avec les résultats des sociétés dont les actions sont négociées. De telles fluctuations de marchés pourraient affecter de manière significative le cours des actions EDF.

Le cours des actions EDF pourrait également être affecté de manière significative par de nombreux facteurs affectant le Groupe EDF, ses concurrents, ou les conditions économiques en général et le secteur de l'énergie en particulier.

4.2.5.2 Fluctuation du taux de change

Les actions EDF sont admises aux négociations uniquement en euros et tout paiement futur de dividendes sera réalisé en euros. La contre-valeur en devise du cours de l'action et de tout dividende versé à un actionnaire d'EDF pourrait être affectée de manière significative par une dépréciation de l'euro.

4.2.5.3 Risques liés aux futures cessions par l'Etat d'actions EDF

Au 3 janvier 2007, l'Etat détenait 87,3 % du capital d'EDF. Si l'Etat décidait de réduire davantage sa participation dans le capital d'EDF, une telle cession par l'Etat ou la perception qu'une telle cession est imminente, pourrait affecter d'une manière négative le cours des actions EDF.

4.3 - FACTEUR DE DÉPENDANCE

En 2006, EDF (hors RTE-EDF Transport) s'adresse à 22 915 fournisseurs (29 965 en 2005). Les 5 premiers fournisseurs d'EDF représentent 16 % du montant commandé total d'EDF[1], les 10 premiers représentent 21,9 %.

Certains fournisseurs et sous-traitants de produits ou prestations achetés par le Groupe dans le cadre de son activité ne sont pas substituables. La question de la dépendance d'EDF vis-à-vis de ses fournisseurs se présente essentiellement dans le domaine du nucléaire et, dans une moindre mesure, dans le domaine de l'informatique et des télécommunications.

Le Groupe EDF a développé une compétence d'architecte ensemblier de son parc de production et d'intégrateur du cycle du combustible nucléaire, compétence qui lui apporte une expertise technique indépendante de celle de ses fournisseurs.

Le Groupe EDF a des relations commerciales très importantes avec le groupe Areva, qui intervient lors de chacune des étapes du cycle du combustible nucléaire. Le groupe Areva intervient également dans le domaine de la construction, de l'équipement et de la maintenance du parc de production nucléaire.

Le groupe Areva est le premier fournisseur d'EDF dans le domaine nucléaire. A cet égard, EDF estime être en situation d'interdépendance vis-à-vis d'Areva. Les relations entre EDF et le groupe Areva relatives au cycle du combustible sont régies par des contrats le plus souvent pluriannuels actuellement en cours de renégociation dans le cadre de leur renouvellement. Les conditions commerciales des accords qui seraient ainsi renouvelés avec le groupe Areva pourraient se révéler moins favorables que les conditions actuellement applicables. Pour l'amont du cycle du combustible nucléaire (voir section 6.2.1.1.3.4 (« Le cycle du combustible nucléaire et les enjeux associés — A. L'Amont »)), EDF s'appuie encore pour une part importante mais décroissante sur le groupe Areva, qui représentait en 2005 environ 80 % et en 2006, 78 % des achats d'EDF dans l'amont du cycle :

- le groupe Areva fournit à EDF une part importante de ses besoins en uranium naturel. Toutefois, EDF mène actuellement une politique de diversification de ses sources d'approvisionnement, en vue d'équilibrer les parts de marché entre le groupe Areva et les autres fournisseurs ;
- en matière de conversion, la part prépondérante des besoins d'EDF est assurée par l'usine Comurhex du groupe Areva en concurrence avec d'autres fournisseurs mondiaux ;
- dans le domaine de l'enrichissement, EDF s'appuie majoritairement sur le groupe Areva, en particulier via les services d'enrichissement de son usine Georges Besse I. EDF et Areva ont prolongé en 2006 leur relation contractuelle relative à l'utilisation de Georges Besse I. Ils négocient actuellement les conditions de la poursuite de cette relation pour 2007 et les années suivantes. Ces négociations pour les années ultérieures sont menées sans contrainte de date. A défaut de conclusion, les prestations concernées sont assurées dans le cadre d'avenants reconduits annuellement. EDF achète également des services d'enrichissement auprès d'autres fournisseurs maîtrisant déjà la technologie de l'ultracentrifugation ;
- dans la filière uranium de retraitement (URT), EDF s'appuie pour certains types de prestations sur le groupe Areva et d'autres, notamment l'enrichissement, sur des fournisseurs étrangers (Tenex et Urenco) ;
- pour la fabrication des assemblages de combustible, EDF fait appel à deux fournisseurs : les groupes Areva et Westinghouse.

Pour l'aval du cycle du combustible nucléaire, voir section 6.2.1.1.3.4 (« Le cycle du combustible nucléaire et les enjeux associés — B. L'Aval »).

L'intégralité des opérations de traitement du combustible usé est effectuée dans l'usine du groupe Areva de La Hague. Ces opérations sont réalisées dans le cadre d'un protocole de 2001 conclu pour la période 2001-2015 et d'un accord de 2004 pour la période 2001-2007. Les conditions commerciales du renouvellement de cet accord sont en cours de négociation.

[1] Hors RTE-EDF Transport et hors achat de combustible

Dans le domaine du développement et de la maintenance des centrales

Le groupe Areva était, ces dernières années, le principal fournisseur du Groupe EDF en ce qui concerne le développement et la maintenance des centrales. En particulier, le groupe Areva fournit les chaudières nucléaires et leurs pièces de rechange et une partie importante de la chaudronnerie, tuyauterie et robinetterie de l'îlot nucléaire. Depuis plusieurs années, une diversification a été engagée, en particulier auprès de Westinghouse et de Mitsubishi, pour le remplacement de gros composants (générateurs de vapeur en particulier).

Pour préparer le renouvellement de son parc de production, EDF a choisi de s'appuyer sur la technologie EPR, développée avec le groupe Areva, en lançant la réalisation d'une tête de série. Dans le cadre de la réalisation de cette tête de série, EDF a conclu un contrat avec Alstom concernant le groupe turbo-alternateur et ses auxiliaires généraux (voir section 6.2.1.1.3.5 (« Préparation de l'avenir du parc nucléaire »)). En raison de la conclusion de ce contrat, le groupe Alstom est devenu, au titre de l'exercice 2006, le plus important fournisseur d'EDF dans le domaine du développement et la maintenance des centrales.

De plus, pour la maintenance de certains composants de ses centrales nucléaires et thermiques à flamme, EDF entretient également des relations avec le groupe Alstom. Les produits et services fournis par Alstom à EDF sont particulièrement importants pour ce qui concerne la maintenance des groupes turbo-alternateurs des centrales nucléaires, ainsi que pour la maintenance de certains gros composants du parc thermique à flamme. EDF n'estime pas être en situation de dépendance vis-à-vis du groupe Alstom.

Enfin, le Groupe EDF estime ne pas être globalement en situation de dépendance vis-à-vis d'un client particulier.

5 Informations concernant l'émetteur

5.1 HISTOIRE ET ÉVOLUTION DE LA SOCIÉTÉ 32
5.2 INVESTISSEMENTS 33

5.1 - HISTOIRE ET ÉVOLUTION DE LA SOCIÉTÉ

Dans le présent Document de Référence, la référence aux statuts correspond aux status de la Société tels qu'approuvés par le décret n° 2004-1224 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 (« la Loi du 9 août 2004 ») et tels que modifiés par l'Assemblée générale mixte en date du 14 février 2006.

5.1.1 Dénomination sociale et siège social

La dénomination de la Société est : « Electricité de France ». La Société peut aussi être légalement désignée par le seul sigle « EDF ».

Le siège social est fixé à Paris 8ème : 22-30, avenue de Wagram.

5.1.2 Registre du commerce et des sociétés, code APE

La Société est immatriculée au Registre du Commerce et des Sociétés de Paris sous le numéro 552 081 317.

Son code APE est 401 E.

5.1.3 Date de constitution et durée de la Société

EDF a été constituée, en vertu de la loi n° 46-628 du 8 avril 1946, sous la forme d'un Etablissement Public Industriel et Commercial (« EPIC »).

EDF a été transformée en société anonyme par la Loi du 9 août 2004 et le décret du 17 novembre 2004. La durée de la Société est de 99 ans à compter du 20 novembre 2004, sauf dissolution anticipée ou prorogation.

5.1.4 Forme juridique et législation applicable

Depuis le 20 novembre 2004, EDF est une société anonyme à Conseil d'administration régie par les lois et règlements applicables aux sociétés commerciales, notamment le Code de commerce, dans la mesure où il n'y est pas dérogé par des dispositions plus spécifiques telles que, notamment, la loi n° 46-628 du 8 avril 1946, la loi n° 83-675 du 26 juillet 1983, la loi n° 2000-108 du 10 février 2000, la Loi du 9 août 2004, la loi du 7 décembre 2006 relative au secteur de l'énergie et par ses statuts.

5.1.5 Historique

Les éléments suivants présentent les grandes étapes du développement du Groupe.

EDF a été créée en 1946. Avant 1946, le secteur électrique s'était développé autour de nombreuses sociétés locales sur l'ensemble du territoire français. A la fin des années 30, coexistaient en effet environ 200 entreprises de production, une centaine pour le transport, 1 150 pour la distribution. Cette multitude de sociétés privées, auxquelles s'ajoutaient 250 régies locales, prenait en charge environ 20 000 concessions de distribution. De cet apparent émiettement se sont dégagés un certain nombre de grands groupes, soit dans la production, soit dans la distribution.

En 1946, les secteurs de l'électricité et du gaz sont nationalisés. La loi du 8 avril 1946 crée EDF sous la forme d'un EPIC et fonde le statut du personnel des Industries Electriques et Gazières (les « IEG »). La loi laisse toutefois subsister un certain nombre de Distributeurs Non Nationalisés (« DNN ou Entreprises locales de Distribution, ELD »).

Les années 1946-2000 sont celles du développement de l'outil industriel. Il s'agit d'abord du parc thermique au charbon puis au fioul et du parc hydraulique, avec notamment la construction des barrages de Tignes en 1952 et Serre-Ponçon en 1960. En 1963, à la suite de la décision du Gouvernement d'assurer l'indépendance énergétique de la France par l'énergie nucléaire, EDF met en service la première unité de production nucléaire de taille commerciale à Chinon (70 MW), première d'une série de 6 tranches de la filière Uranium Naturel Graphite Gaz (« UNGG ») dont la construction s'est échelonnée jusqu'en 1972. Les chocs pétroliers de 1973 et 1979 se traduisent par une accélération de la substitution du thermique par du nucléaire. En 1969, la filière UNGG est abandonnée pour la filière à Eau Pressurisée (« REP ») qui sera utilisée pour les nouvelles centrales : palier de 900 MW, 34 tranches dont la construction s'échelonnera jusqu'en 1988, puis palier de 1 300 MW, 20 tranches dont la construction s'échelonnera jusqu'en 1994, puis palier N4 de 1 450 MW, 4 tranches mises en service en 2000 et 2002.

C'est à partir des années 90 qu'EDF s'implante de manière significative à l'étranger. En 1992 le Groupe prend une participation au capital de la société Edenor, société de distribution - commercialisation située en Argentine. Cette participation sera par la suite portée à 90 %. En mai 1996, EDF acquiert 11,34 % du capital de l'électricien brésilien Light, société de distribution - commercialisation située dans l'Etat de Rio de Janeiro. EDF détient 94,8 % du capital de cette société au 31 décembre 2004. En décembre 1998, EDF acquiert 100 % de London Electricity (devenue EDF Energy le 30 juin 2003). Cette politique se poursuit en 2001, avec l'acquisition de 34,5 % d'EnBW et la montée au capital de l'italien Edison par le consortium IEB (63,8 %), dont EDF détient 18,03 %, et en 2002, où London Electricity acquiert 100 % du capital de EPN Distribution plc et de Seeboard plc, deux sociétés de distribution d'électricité situées respectivement dans l'Est et le Sud-Est de l'Angleterre.

En France, le développement majeur de ces dernières années est l'ouverture du marché, sous l'impulsion des textes européens. En février 1999, les sites dont la consommation d'électricité dépasse 100 GWh/an, soit 20 % du marché, peuvent choisir leur fournisseur. Le seuil d'éligibilité est ensuite progressivement abaissé. En mai 2000, c'est 30 % du marché qui est ainsi ouvert à la concurrence, puis 37 % en février 2003. En juillet 2004, l'ensemble du marché des professionnels, soit 69 % du marché total, est ouvert. En juillet 2007, l'ouverture sera réalisée à 100 % avec les résidentiels.

Parallèlement, les structures nécessaires au bon fonctionnement d'un marché concurrentiel sont mises en place. La Commission de régulation de l'électricité (devenue Commission de régulation de l'énergie — CRE) est créée en mai 2000. La même année, afin de garantir un accès non discriminatoire à tous les acteurs du marché, EDF crée le Réseau de Transport d'Electricité (devenu, en 2005, filiale à 100 % d'EDF sous la dénomination « RTE-EDF Transport »), entité interne et indépendante en charge de gérer le réseau public de transport haute tension et très haute tension de l'électricité. Une réorganisation similaire de la distribution a lieu le 1er juillet 2004. En 2000, le Groupe forme, avec le spécialiste du négoce Louis Dreyfus, la société de négoce EDF Trading. Elle deviendra une filiale à 100 % en 2003. En 2001, Euronext et différents acteurs industriels et financiers du marché de l'électricité, dont EDF, créent Powernext, la bourse française de l'électricité. En 2002, en contrepartie de la prise de participation d'EDF dans EnBW, la Commission européenne demande à EDF de mettre en place un système d'enchères de capacités de fourniture d'électricité (*Virtual Power Plants* — VPP), pour faciliter l'accès au marché à d'autres commercialisateurs. En 2003, le Groupe EDF cède sa participation dans la Compagnie Nationale du Rhône à Suez.

Le 20 novembre 2004, en application de la Loi du 9 août 2004, EDF devient une société anonyme à Conseil d'administration.

Le 12 mai 2005, EDF et AEM Milan ont conclu des accords relatifs à leur décision de prise de contrôle conjointe d'Edison. Suite au lancement d'une offre publique d'achat le 4 octobre 2005, cette prise de contrôle conjointe a été finalisée le 26 octobre 2005, date de clôture de l'offre.

Dès 2005, puis en 2006, le Groupe EDF a mis en œuvre sa stratégie de recentrage sur l'Europe en cédant le contrôle de ses filiales Edenor et Light.

Enfin, EDF a été introduite en bourse au dernier semestre de l'année 2005. Cette opération a été effectuée par la mise à disposition du marché de 196 371 090 actions nouvelles émises par la Société et par la cession de plus de 34,5 millions de titres détenus par l'Etat auprès de salariés et anciens salariés d'EDF et de certaines de ses filiales.

Fin novembre 2006, EDF Energies Nouvelles, filiale détenue à 50 % par le Groupe EDF, a été introduite en bourse. Cette opération a donné lieu à l'émission de 18 946 854 actions nouvelles EDF Energies Nouvelles dont 4 798 464 étaient réservées au Groupe EDF.

5.2 - INVESTISSEMENTS

Pour une description des principaux investissements réalisés par la Société au cours de la période 2006/2005, voir section 9.9.1.2 (« Flux de trésorerie nets liés aux activités d'investissement ») du présent Document de Référence. Concernant la politique d'investissement du Groupe pour les exercices futurs, voir section 6.1.4 (« Politique d'investissement ») ci-après.

6 Aperçu des activités

6.1 STRATÉGIE 34
6.2 PRÉSENTATION DE L'ACTIVITÉ DU GROUPE EDF EN FRANCE 36
6.3 PRÉSENTATION DE L'ACTIVITÉ DU GROUPE EDF À L'INTERNATIONAL 72
6.4 AUTRES ACTIVITÉS ET FONCTIONS TRANSVERSES 98
6.5 ENVIRONNEMENT LÉGISLATIF ET RÉGLEMENTAIRE 108

Le Groupe EDF est un énergéticien intégré, présent sur l'ensemble des métiers de l'électricité : la production, le transport, la distribution, la commercialisation et le négoce d'énergies. Il est l'acteur principal du marché français de l'électricité et détient des positions fortes sur les trois autres principaux marchés européens (Allemagne, Royaume-Uni, Italie) qui en font l'un des électriciens leader en Europe et un acteur gazier reconnu. Avec une puissance installée de 123,7 GW en Europe (128,2 GW dans le Monde), il dispose, parmi les grands énergéticiens européens, du parc de production le plus important et le moins émetteur de CO_2 grâce à la part du nucléaire et de l'hydraulique dans son mix de production. Le Groupe EDF fournit de l'électricité, du gaz et des services associés à plus de 37,8 millions de clients dans le monde et en Europe (dont plus de 28 millions en France).

Les activités du Groupe EDF traduisent le choix d'un modèle équilibré entre France et international ainsi qu'entre opérations concurrentielles et régulées.

En 2006, le Groupe a réalisé un chiffre d'affaires consolidé de 58 932 millions d'euros, un résultat net part du Groupe de 5 605 millions d'euros et a dégagé un excédent brut d'exploitation de 13 930 millions d'euros.

A partir du 1er juillet 2007, le Groupe EDF exercera ses activités de commercialisation dans un marché européen de l'énergie totalement ouvert à la concurrence.

6.1 - STRATÉGIE

Au niveau européen, la part de marché du Groupe sur la production d'électricité est aujourd'hui de l'ordre de 19 % (part de marché exprimée en TWh produits dans l'Union Européenne — source : EDF). L'ambition du Groupe est de valoriser et poursuivre la consolidation ainsi que le renforcement de ses positions existantes en électricité et en gaz. Le Groupe EDF entend développer l'intégration progressive de certaines activités (achats, optimisation amont/aval, gaz et services et échanges de « meilleures pratiques ») sur ses principaux marchés (France, Grande-Bretagne, Allemagne et Italie).

6.1.1 Objectifs industriels et commerciaux en France

Le Groupe compte poursuivre sa stratégie d'acteur intégré reposant notamment sur un équilibre entre activités régulées (transport et distribution) et activités non régulées (production et commercialisation).

Pour les activités régulées, le Groupe entend être un opérateur exemplaire et transparent en particulier lors de la mise en œuvre de l'obligation de séparation juridique de la distribution. En outre, il compte réaliser de nouveaux gains de productivité et poursuivre sa politique d'investissements soutenue, notamment pour maintenir la qualité de ses services de transport et de distribution, qui se situe parmi les meilleures d'Europe, et participer au développement des interconnexions. Pour les activités non régulées, dans un contexte d'ouverture totale du marché au 1er juillet 2007, le Groupe privilégie une stratégie commerciale différenciée par segment de clientèle, destinée à préserver et accroître la valeur de son portefeuille clients. Cette stratégie s'appuie sur la marque EDF et inclut le développement d'offres multi-services et bi-énergies (électricité et gaz), notamment pour la clientèle résidentielle, ainsi que de nouvelles prestations à plus forte valeur ajoutée. En matière de production, EDF se fixe pour objectif de porter la durée d'exploitation moyenne des centrales nucléaires REP (« Réacteurs à Eau Pressurisée ») actuelles au-delà de 40 ans. Par ailleurs, EDF a décidé en mai 2006 d'engager la réalisation d'une tête de série EPR à Flamanville, pour maîtriser cette filière et permettre, le moment venu, le renouvellement du parc nucléaire actuel. Dans un contexte de croissance régulière du marché de l'électricité et de tensions accrues sur l'équilibre offre-demande, le Groupe entend poursuivre le renforcement de ses capacités de pointe à moyen terme au travers de la réactivation de centrales au fioul (capacité totale supplémentaire de 2 600 MW à l'horizon 2008) et du développement de turbines à combustion (capacité totale supplémentaire de 500 MW à l'horizon 2008-2009). Un projet de transformation des centrales au fioul du site de Martigues en deux cycles combinés à gaz fonctionnant en semi-base est aussi à l'étude. EDF entend préserver son potentiel de production hydraulique à l'occasion du processus de renouvellement des concessions désormais ouvert à la concurrence. EDF a ainsi pour objectif d'obtenir le renouvellement des concessions qui présentent un enjeu pour l'équilibre de son parc de production. Le Groupe entend également contribuer au développement des autres énergies renouvelables, principalement au travers de sa filiale EDF Energies Nouvelles.

6.1.2 Objectifs industriels et commerciaux sur les positions européennes du Groupe

Le Groupe EDF a constitué des positions solides sur les trois principaux marchés européens de l'énergie, en dehors de la France.

Au Royaume Uni, le Groupe poursuit le déploiement de son modèle d'activité verticalement intégré au sein de EDF Energy, avec pour objectif de :

- développer son portefeuille d'actifs de production pour améliorer l'équilibre amont/aval ;
- renforcer la marge production/commercialisation par une gestion plus intégrée ;

- exploiter et valoriser la base de clientèle par des efforts de fidélisation en veillant à la compétitivité des offres ; et
- sur l'activité « réseaux », réaliser des gains de productivité supérieurs à ceux retenus dans le cadre de la dernière révision tarifaire.

Le Groupe est prêt à participer à des investissements notamment dans la filière nucléaire, dans le cadre des nouvelles orientations définies dans l' « *Energy Review* » réalisée par le gouvernement britannique au printemps 2006 (voir section 6.3.1.1.2.1 (« EDF Energy – Production »)).

En Allemagne, le Groupe souhaite poursuivre son développement sur le premier marché énergétique en Europe, au travers de sa participation dans EnBW. La stratégie d'EnBW s'articule autour d'un double objectif :

- consolider sa position sur son marché cœur (en Bade-Wurtemberg) à travers le renouvellement de son parc de production et la gestion des contrats de concessions arrivant à échéance ;
- poursuivre son développement tant en Allemagne que dans les pays à plus forte croissance d'Europe centrale, orientale et du sud-est.

En Italie, à travers sa participation dans Edison, le Groupe compte prendre part à un marché offrant des opportunités de croissance aussi bien dans l'électricité que dans le gaz.

Edison a pour objectif de continuer le renforcement de ses capacités de production en électricité.

Dans le domaine du gaz, Edison est également actif en matière d'exploration et de production (E&P), avec des investissements prévus principalement dans le bassin méditerranéen, et participe également au développement d'infrastructures gazières.

Sur le plan commercial, Edison ambitionne un développement significatif de ses ventes d'électricité et de gaz :

- aux grands clients industriels ;
- sur les autres segments de clientèle (principalement la clientèle résidentielle), contribuant ainsi à la consolidation de sa position aval.

Par ailleurs, en Suisse, pays situé au coeur des échanges d'électricité européens, le Groupe EDF a participé en 2006 à la restructuration capitalistique de Motor Columbus et de sa filiale Atel, dont il détenait déjà une participation au travers de Motor Columbus. Avec cette opération, le Groupe a consolidé sa position et pérennisé son rôle d'actionnaire industriel aux côtés de ses partenaires, participant ainsi à la création d'un pôle énergétique leader en Suisse occidentale. En outre, le Groupe EDF entend renforcer son accès aux capacités de production de pointe suisses, complémentaires au parc existant du Groupe.

6.1.3 Développement

Développement dans le gaz

Le Groupe a pour ambition de devenir un acteur gazier important en Europe, en renforçant son activité dans ce domaine avec un double objectif :

- développer sa présence sur le marché final : ventes de gaz naturel pour accroître la valeur de son portefeuille de clients en proposant une offre bi-énergie et alimentation de nouveaux moyens de production d'électricité au gaz (cycles combinés gaz) ;
- sécuriser à long terme ses approvisionnements : un portefeuille diversifié et compétitif de contrats de long terme, voire de réserves de gaz naturel et des prises de positions dans les capacités d'acheminement et de stockage (investissement et/ou réservations contractuelles de droits).

Sur le marché français, EDF a pour objectif à moyen terme une position de numéro deux du secteur dans la vente de gaz naturel. Au niveau européen, le Groupe vise à manipuler à moyen terme, un volume annuel global de gaz de 450 à 500 TWh.

Développement géographique

Dans le cadre de la constitution progressive du marché européen de l'énergie et de la convergence des prix de l'électricité, le Groupe examine les opportunités de croissance sur les différents marchés proches en Europe.

Le Groupe compte rationaliser et renforcer ses positions actuelles dans les pays d'Europe centrale et orientale (« PECO ») et participer aux programmes de privatisation attendus et au renouvellement/accroissement des parcs de production.

Hors d'Europe, le Groupe entend valoriser et maintenir au meilleur niveau ses compétences en matière d'ingénierie en participant à de nouveaux projets de développement de capacités de production à l'international, portant sur les filières nucléaire, thermique à flamme (charbon et gaz à haut rendement) et hydraulique, notamment en Chine et dans la région du Grand Mekong (Viet-Nam, Laos et Thaïlande). La relance de nouveaux projets nucléaires dans le monde présente des opportunités pour le Groupe, notamment aux Etats-Unis d'Amérique où la nouvelle politique énergétique prévoit des aides au développement de nouvelles tranches nucléaires (Energy Policy Act, EPACT).

Développement dans les énergies renouvelables

Le Groupe entend également renforcer ses capacités de production dans l'éolien qui représente un marché en forte croissance, principalement au travers de sa filiale « EDF Energies Nouvelles », introduite en bourse fin novembre 2006. Le Groupe compte atteindre, seul ou avec des partenaires, une puissance installée de l'ordre de 3 300 MW à l'horizon 2010/2011.

Développement dans les services associés à l'énergie

Enfin, le Groupe envisage de développer ses activités dans les services associés à l'énergie avec pour objectif de proposer à l'ensemble de ses clients, en s'appuyant sur la notoriété de sa marque et sur son expertise technique, des solutions élargies dans un contexte de marché marqué par la recherche de l'amélioration de l'efficacité énergétique et le développement des énergies renouvelables. Il entend développer une offre de solutions globales, intégrées et efficaces, qui soient adaptées à chaque segment de clientèle.

6.1.4 Politique d'investissement

Lors de son ouverture du capital fin 2005, EDF a annoncé dans le cadre de son projet industriel des investissements de renouvellement et de croissance organique, de développement et de croissance externe d'environ 40 milliards d'euros sur la période 2006-2010, dont 26 milliards d'euros sur la période 2006-2008.

Les investissements de renouvellement et de croissance organique sont destinés à maintenir l'outil industriel, valoriser et renforcer la flexibilité du parc de production, développer les capacités au rythme du marché européen et rentabiliser les actifs de réseaux.

Les investissements de développement et de croissance externe visent, en particulier, à compléter de manière sélective et rentable les activités cœur du Groupe, notamment par le renforcement des activités dans le gaz, l'éolien et les services, prioritairement en Europe de l'Ouest.

Ces investissements seront réalisés selon une gouvernance stricte et des critères d'investissement rigoureux, privilégiant la création de valeur :

- le ratio valeur actuelle nette/investissement doit être supérieur à 10 % ;
- un effet relutif sur le résultat net avant trois ans.

En 2006, les investissements du Groupe EDF se sont élevés à 6,6 milliards d'euros contre 5,3 milliards d'euros en 2005[2] et 5,1 milliards[3] d'euros en 2004[4].

L'année 2006 marque la relance des investissements de renouvellement et de croissance organique du Groupe EDF : ces investissements, d'un montant de 5,9 milliards d'euros sont en hausse de 14,8 % par rapport à 2005 (voir section 9.9.1.2 (« Flux de trésorerie nets liés aux activités d'investissement »)). En France, les investissements de production et de réseaux s'élèvent, en 2006, à 3,8 milliards d'euros contre 3,1 milliards en 2005, en hausse de 21,5 %. Les investissements de production augmentent en 2006 de 53 % par rapport à ceux de 2005.

A l'international, en 2006, les investissements s'élèvent à 2,1 milliards d'euros.

A ces 5,9 milliards d'euros d'investissments de renouvellement et de croissance organique, se sont ajoutés 0,7 milliard d'euros d'investissments de croissance externe.

Pour la période 2007-2009, EDF entend investir près de 31 milliards d'euros, dont près de 17 millards d'euros en France.

6.2 - PRÉSENTATION DE L'ACTIVITÉ DU GROUPE EDF EN FRANCE

6.2.1 Opérations non régulées France

Les opérations non régulées d'EDF en France, activités en concurrence, comprennent la production et la commercialisation d'électricité. EDF met en œuvre un modèle intégré pour la gestion opérationnelle conjointe de ses portefeuilles d'actifs amont (production - achats d'énergie et de combustibles) et aval (ventes en gros - commercialisation) pour garantir la fourniture à ses clients avec la meilleure maîtrise possible des risques liés aux aléas physiques et de marché dans une optique de maximisation de la marge brute.

6.2.1.1 Production d'électricité

EDF regroupe l'essentiel de ses activités de producteur d'électricité en France au sein de la Direction Production Ingénierie qui dispose de l'ensemble des compétences et des leviers de performance nécessaires pour exploiter le premier parc de production d'électricité européen et assurer son développement et sa pérennité.

Au 31 décembre 2006, la Direction Production Ingénierie comptait 35 233 salariés. Elle est organisée autour de trois grands métiers : le nucléaire, l'hydraulique et le thermique.

Via son ingénierie, elle apporte ses compétences techniques et industrielles à l'ensemble du Groupe.

6.2.1.1.1 Présentation générale du parc de production d'EDF

6.2.1.1.1.1 Composition et caractéristiques du parc installé

Avec une puissance installée totale de 96,4 GW en France continentale[5] au 31 décembre 2006, EDF dispose du parc de production le plus important d'Europe, représentant environ 16 % de la puissance installée totale des principaux pays européens (soit les 22 pays membres de l'UCTE — *Union for the Coordination of Transmission of Electricity* — qui comprennent notamment l'Allemagne, l'Italie, l'Espagne et le Royaume-Uni). En 2006, la production du parc d'EDF a été de 485,2 TWh.

Le parc métropolitain se compose, au 31 décembre 2006, de :

- 58 tranches nucléaires fonctionnant à partir des réacteurs à eau pressurisée (REP) (une tranche étant définie comme une unité de production regroupant un réacteur, des générateurs de vapeur, une turbine, un alternateur et leurs auxiliaires) :
  – ces tranches sont réparties sur 19 sites ;
  – elles possèdent des puissances électriques variables : 34 tranches ont une puissance de 900 MW, 20 tranches ont une puissance de 1 300 MW et 4 tranches ont une puissance de près de 1 500 MW ;
  – elles ont une moyenne d'âge de 21 ans (entre 5 et 29 ans)[6].
- 30 tranches thermiques à flamme en fonctionnement, dont 13 tranches au charbon, 8 tranches au fioul, 2 au gaz sidérurgique et 7 turbines à combustion ; ces tranches ont une moyenne d'âge d'environ 35 ans ; à ces tranches viennent s'ajouter 8 tranches à l'arrêt y compris les trois dernières tranches au fioul mises en réserve qu'EDF a décidé de réactiver d'ici 2008.
  Par rapport au 31 décembre 2005, 2 tranches au charbon et 2 tranches au gaz ont été, en 2006, mises en retrait définitif d'exploitation suite à la décision du Conseil d'administration du 25 mai 2005.
- 447 centrales hydrauliques, ayant une moyenne d'âge d'environ 50 ans.

A cela viennent s'ajouter :

- les capacités de production éoliennes d'EDF Energies Nouvelles (voir section 6.4.1.2.1.2 (« EDF Energies Nouvelles ») ci-dessous) et des usines d'incinération du Groupe TIRU (voir section 6.4.1.2.3.2 (« Groupe TIRU ») ci-dessous) ;

[2] Ce chiffre s'entend hors investissements liés à la prise de contrôle conjointe du Groupe Edison qui était déjà en cours de finalisation lorsque le Groupe a communiqué sur sa politique d'investissement.

[3] Ce chiffre ne prend pas en compte le rachat à EnBW de titres d'auto-contrôle résultant d'accords signés en 2004 entre EDF, OEW et EnBW.

[4] Le montant des investissements de 2004 fait l'objet d'une discussion à la section 9.5.1.2 « Flux nets liés aux activités d'investissement » du Document de Référence 2005.

[5] Pour la Corse et les DOM, voir section 6.2.2.3 (« Systèmes énergétiques insulaires »).

[6] Moyenne arithmétique calculée à partir de la mise en service industriel.

- 64 centrales hydrauliques rattachées au périmètre opérationnel de la Direction Production Ingénierie mais détenues par des filiales du Groupe : SHEMA (100 %), FHYM (65,7 %) et FHYT (49,5 %), représentant un total de 66,5 MW de capacité installée en 2006 et 218 GWh de productible.

6.2.1.1.1.2 Evolution de la puissance installée et de la production du parc au cours des trois dernières années

Le tableau ci-dessous présente l'évolution du parc installé au cours des trois dernières années :

Parc installé[1]	Au 31 décembre 2004		Au 31 décembre 2005		Au 31 décembre 2006	
	En MW	%	En MW	%	En MW	%
Nucléaire	63 130	64	63 130	65	63 130	65
Hydraulique [2]	20 049	20	19 990	21	20 062	21
Thermique [3]	16 177	16	13 920	14	13 206	1
TOTAL	**99 356**	**100**	**97 040**	**100**	**96 398**	**100**

(1) Exprimé en MW de puissance couplée au réseau.

(2) Hors Corse et DOM, soit 371 MW en 2006.

(3) Hors Corse et DOM, soit 1 407 MW en 2006.

Le tableau ci-dessous présente l'évolution de la production du parc installé d'EDF au cours des trois dernières années :

Production	Au 31 décembre 2004		Au 31 décembre 2005		Au 31 décembre 2006	
	En TWh	%	En TWh	%	En TWh	%
Nucléaire	427,1[4]	88	429,2[4]	88	428,1	88
Hydraulique [1] [3]	43,9	9	37,5	8	40,2	8
Thermique [2]	16,5	3	21,4	4	16,9	4
TOTAL	**487,5**	**100**	**488,1**	**100**	**485,2**	**100**

(1) Hors Corse et DOM, soit 1,4 TWh en 2006.

(2) Hors Corse et DOM, soit 4,2 TWh en 2006.

(3) Production brute ne prenant pas en compte la consommation d'électricité nécessaire au fonctionnement des stations de transfert d'énergie par pompage (STEP) (7,5 TWh en 2006).

(4) A partir de 2005, la production nucléaire est enregistrée aux bornes des comptages RTE-EDF Transport alors qu'auparavant elle l'était aux bornes des comptages du producteur EDF, soit un écart de l'ordre de —0,9 TWh entre les deux.

6.2.1.1.2 Atouts du parc de production

Avec une puissance installée totale de 96,4 GW en France au 31 décembre 2006, EDF détient en France continentale le parc de production le plus important d'Europe. Ce parc possède des atouts significatifs :

- **Un mix de production compétitif avec de faibles coûts variables de production et une exposition limitée aux fluctuations des marchés des hydrocarbures grâce aux parcs nucléaires et hydrauliques.**
- **Une diversité des moyens de production permettant de répondre de façon adéquate à la couverture des besoins du portefeuille « aval » d'EDF (clients finals, VPP, ventes sur les marchés de gros, etc,...).** L'appel aux différentes composantes du parc est géré en donnant, à chaque instant, la priorité aux moyens offrant les coûts variables les plus bas. L'hydraulique au fil de l'eau est utilisée en production de base. Le nucléaire, en raison de son coût variable de production peu élevé, fonctionne en base et semi base. L'hydraulique modulable (correspondant à des barrages de retenue) et le parc thermique à flamme sont sollicités en production de semi-base et de pointe.
- **Un parc nucléaire standardisé et important dont la maîtrise de l'ensemble du cycle de vie permet à EDF de bénéficier d'avantages compétitifs.** Par ailleurs, EDF met en œuvre les actions visant à allonger la durée de vie de ses centrales et à en améliorer les performances techniques.
- **Un parc produisant à plus de 95 % sans émission de CO_2** grâce à la prépondérance du nucléaire et de l'hydraulique, ce qui représente un avantage concurrentiel dans un contexte réglementaire de plus en plus contraignant.
- **Une position géographique à la croisée des échanges d'électricité entre la plaque continentale et les péninsules électriques** (Italie, Espagne, Royaume-Uni).

6.2.1.1.3 Production nucléaire

La production d'électricité réalisée par EDF à partir de son parc de centrales nucléaires constitue, au 31 décembre 2006, 88 % de sa production totale d'électricité. Les caractéristiques de ce parc sont détaillées ci-après.

6.2.1.1.3.1 Le parc nucléaire d'EDF

EDF décline son modèle de réacteur REP selon trois niveaux, ou paliers, de puissance électrique disponible :

- le palier 900 MW composé de 34 tranches d'environ 900 MW (soit une puissance totale de 30 770 MW) ;
- le palier 1 300 MW composé de 20 tranches d'environ 1 300 MW (soit une puissance totale de 26 370 MW);
- le palier N4, le plus récent, composé de 4 tranches d'environ 1 500 MW (soit une puissance totale de 5 990 MW) ;

soit un ensemble de 58 tranches en fonctionnement réparties sur 19 sites et constituant une puissance totale installée de 63 130 MW au 31 décembre 2006.

La première tranche du palier 900 MW a été mise en service industriel à Fessenheim en 1978. La tranche la plus récente a été mise en service industriel à Civaux en 2002. Aujourd'hui, ce parc est fort d'un retour d'expérience équivalent à plus de 1 200 années-réacteurs (somme arithmétique des années d'exploitation des centrales REP EDF). Le parc nucléaire d'EDF est arrivé à maturité, mais reste encore jeune, avec un âge moyen d'environ 21 ans pour une durée de vie technique estimée supérieure à 40 ans.

EDF est propriétaire de 50 % de Tihange en Belgique et détient des participations dans des centrales allemandes, au travers de sa participation dans EnBW.

EDF est propriétaire des sites des installations nucléaires, ce qui présente un avantage pour le renouvellement du parc. En effet, EDF dispose déjà des emplacements nécessaires à la construction de nouvelles tranches.

Les centrales d'EDF issues des filières de première génération ont été progressivement mises à l'arrêt et sont actuellement en cours de déconstruction.

Contrats d'allocation de production

EDF a développé une coopération industrielle avec des opérateurs européens dans le domaine nucléaire, sous forme de contrats d'allocation de production adossés à des tranches du parc nucléaire français d'EDF. Ainsi, EDF compte, dans son parc, 4 centrales en participation (à hauteur de 1,4 GW) avec les énergéticiens européens suivants :

- Fessenheim 1-2 : EnBW (17,5 %) et un groupement d'électriciens suisses CNP (15 %) ;
- Bugey 2-3 : Electricité de Laufenbourg en Suisse (17,5 %) ;
- Tricastin 1-4 : Electrabel (12,5 %) ;
- Cattenom 1-2 : EnBW (5 %).

Le principe de ces contrats d'allocation de production, au niveau de chaque tranche concernée, est de mettre à disposition des partenaires — en contrepartie du règlement de leur quote-part des frais de construction, des coûts annuels d'exploitation (incluant le coût du combustible), des taxes locales et spécifiques au nucléaire et des coûts liés à sa déconstruction — la part de l'énergie produite leur revenant effectivement. Dans ces opérations, les partenaires ont partagé avec EDF les risques industriels lors du développement du parc (3 têtes de série sont concernées) et assument ceux de l'exploitation actuelle des centrales. En revanche, ils n'ont aucun rôle opérationnel.

Par ailleurs, EDF a conclu un second type de contrat d'allocation de production (pour un total de 2 GW) permettant aux partenaires d'EDF de bénéficier d'une quote-part de production d'électricité adossée à un parc de centrales déterminé. Ces contrats concernent les centrales suivantes :

- Chooz B1-B2 (tête de série N4) : Electrabel et la société belge SPE (25 %).
- Cattenom 3-4 : Electricité de Laufenbourg en Suisse (7,8 %) et un groupement d'électriciens suisses CNP (21,8 %).

6.2.1.1.3.2 Environnement, Sûreté, Radioprotection

A. Le respect de l'environnement

EDF entreprend des efforts importants afin de réduire le volume et l'impact des rejets gazeux et liquides de ses centrales nucléaires dans l'environnement. De 1990 à 2002, tout en étant déjà largement inférieur aux limites réglementaires, EDF a divisé par 30 les rejets liquides (hors tritium et carbone 14). Depuis, la réduction des rejets liquides s'est poursuivie puisqu'ils ont été plus que divisés par deux entre 2002 et 2006. Ces rejets ont aujourd'hui atteint un niveau plancher très bas.

Sur le plan de la gestion des déchets d'exploitation de faible et moyenne activité (déchets « FAMA »), EDF poursuit ses actions afin de limiter leur entreposage sur l'ensemble des sites nucléaires. Par ailleurs, l'évacuation des déchets de très faible activité (« TFA ») vers le centre de stockage des déchets à très faible activité (« CS-TFA ») de Morvilliers de l'Agence Nationale pour la Gestion des Déchets Radioactifs (l'« ANDRA ») s'effectue depuis 2004.

Pour une description du traitement des déchets nucléaires de l'aval du cycle du combustible et de la déconstruction, voir respectivement les sections 6.2.1.1.3.4 (« Le cycle du combustible nucléaire et les enjeux associés — B. L'Aval ») et 6.2.1.1.3.6 (« La déconstruction des centrales nucléaires ») ci-dessous.

Une démarche de certification ISO 14001 (voir section 6.4.3.3 (« L'organisation et les modalités de mise en œuvre de la politique de développement durable ») ci-dessous) a été entreprise en 2002 pour l'ensemble des unités de production nucléaire. En 2004, toutes les unités étaient certifiées. La certification a été renouvelée en 2005.

Tous les sites nucléaires ont été mis en conformité en 2006 avec les normes définies par l'arrêté portant sur la Réglementation Technique Générale Environnement (arrêté « RTGE » du 31 décembre 1999 modifié par l'arrêté du 31 janvier 2006) applicable aux installations nucléaires de base (limitation des nuisances sonores et des risques de pollutions, non utilisation de produits toxiques, etc,...).

B. Une démarche de sûreté nucléaire omniprésente

EDF, en sa qualité d'exploitant nucléaire, assume la responsabilité de la sûreté nucléaire et, dans un contexte en évolution rapide (marché concurrentiel, enjeux environnementaux, etc,...), réaffirme la priorité absolue que représente la sûreté nucléaire.

La réalisation du programme électronucléaire français a conduit à la mise en place par EDF d'une démarche de sûreté qui :

- prend en compte, dès la conception, les risques qui pourraient survenir en cours d'exploitation des centrales, qu'ils soient liés au fonctionnement propre des installations ou à des agressions internes ou externes ;
- repose sur l'application de règles d'exploitation rigoureuses mais aussi sur l'attitude prudente et interrogative des équipes techniques au travers de la formation et de la mise en place d'une véritable « culture de la sûreté » ;
- s'appuie sur l'expérience accumulée de l'exploitation d'un parc standardisé de 58 réacteurs (soit plus de 1 200 années réacteurs) ;
- bénéficie d'une ingénierie nucléaire et d'une R&D intégrées au Groupe pour anticiper la résolution de défaillances, maintenir les installations en l'état, faire évoluer les matériels de manière continue, réévaluer les marges de sûreté, assurer la veille technologique ainsi que la mise en œuvre de techniques nouvelles plus performantes et la maîtrise d'ouvrage des installations en déconstruction.

La sûreté nucléaire fait l'objet de nombreux contrôles, tant internes qu'externes. Le contrôle externe de la sûreté des installations nucléaires en France est assuré par l'Autorité de Sûreté Nucléaire (« ASN »).

EDF fait l'objet des contrôles externes suivants :

- A l'échelon national :
  - des inspections réglementaires sont menées sur sites par l'ASN, de façon programmée ou inopinée (environ 400 inspections par an) ;
  - un processus de réexamen décennal de sûreté a également été mis en place depuis 1990. Il vise à renforcer la maîtrise de la conformité au référentiel de sûreté et à réévaluer ce dernier en fonction du retour d'expérience et des nouvelles connaissances acquises. Ce référentiel ainsi réévalué est ensuite stabilisé jusqu'au réexamen suivant. Les objectifs sont fixés par l'ASN (qui en contrôle le respect), EDF propose des solutions pour y répondre et les met en oeuvre après approbation de l'ASN. Le premier réexamen de sûreté a été engagé dans le cadre des deuxièmes Visites Décennales : le processus de réévaluation du référentiel de sûreté s'est terminé en 2004 pour le palier 900 MW. En octobre 2006, l'ASN s'est prononcée favorablement, à l'issue de leur réexamen de sûreté, sur la poursuite de l'exploitation par EDF des centrales du palier 1 300 MW jusqu'à ce qu'elles atteignent l'âge de 30 ans. Le réexamen de sûreté associé aux troisièmes Visites Décennales du palier 900 MW ainsi que celui associé aux premières Visites Décennales du palier 1 500 MW sont en cours d'instruction par l'ASN. Le réexamen décennal de sûreté constitue une étape essentielle de l'allongement de la durée de vie des centrales (voir section 6.5.4.2 (« Réglementation spécifique applicable aux installations nucléaires ») ci-dessous).

Les contrôles, vérifications et modifications à réaliser sur les tranches en fonction du référentiel de sûreté réévalué sont effectués durant les Visites Décennales. Les deuxièmes Visites Décennales ont été réalisées à fin 2006 sur 30 tranches du palier 900 MW sur un total de 34. Elles ont débuté sur le palier 1 300 MW et se poursuivront jusqu'en 2014.

- A l'échelon international, des inspections permettant la mise en commun d'une expérience acquise dans le monde, ont lieu régulièrement :
  - les OSART (*Operational Safety Review Team*) de l'AIEA (Agence Internationale de l'Energie Atomique), sont effectuées à la demande de l'ASN et ont pour objectif de formuler des recommandations et de procéder à la diffusion de bonnes pratiques ;
  - les visites internationales « *Peer Review* » menées par le WANO (*World Association of Nuclear Operators*) sont organisées à la demande d'EDF et portent sur l'évaluation des performances de sûreté par rapport aux meilleures pratiques internationales.

Par ailleurs, EDF a mis en place des procédures de contrôle interne. A titre d'exemple :

- EDF réalise tous les trois à quatre ans pour chaque unité nucléaire des Evaluations Globales de Sûreté qui se déroulent sur 3 semaines et impliquent environ 30 inspecteurs ;
- l'Inspecteur Général pour la sûreté nucléaire et la radioprotection, rattaché à et nommé par la Présidence d'EDF, effectue des audits qui permettent de porter chaque année un avis sur la sûreté globale du parc nucléaire et de proposer à la direction de l'entreprise des actions de progrès.

EDF veut atteindre, en ce qui concerne l'état de ses installations, un niveau comparable aux meilleurs exploitants mondiaux, ce qui nécessite la poursuite de l'amélioration des comportements et des pratiques sur les chantiers de maintenance, ainsi que la réalisation d'investissements ciblés sur des rénovations de locaux et de matériels. Fin 2006, le programme « Obtenir un état exemplaire des installations » a été engagé pour amener l'ensemble des sites nucléaires au niveau des meilleurs standards internationaux en matière de tenue des installations. Ce programme d'investissement et de maintenance porte sur plusieurs centaines de millions d'euros d'investissements sur une période de 5 ans.

Le contexte réglementaire de l'exploitation des centrales nucléaires a évolué en 2006 à la suite de la promulgation la loi du 13 juin 2006 relative à la transparence et à la sécurité en matière nucléaire (voir section 6.5 (« Environnement législatif et réglementaire »)). Cette loi réforme notamment la gouvernance de la sûreté et de la radioprotection en garantissant à tout individu l'accès à l'information en ce qui concerne les impacts sur la santé et l'environnement et en formalisant la transparence sur la sécurité nucléaire.

C. Mise en place d'un dispositif d'alerte

En cas de situation accidentelle, une organisation de crise est prévue pour permettre de limiter les conséquences sur l'environnement et les populations. Pour assurer la sécurité de l'installation et la protection des populations, le dispositif s'appuie sur deux plans étroitement coordonnés, conçus pour le niveau national et le local : il s'agit du Plan d'Urgence Interne (« PUI »), élaboré par EDF, et du Plan Particulier d'Intervention (« PPI »), élaboré par les préfets en collaboration avec les services de l'Etat et EDF. Afin d'assurer une meilleure efficacité et donc une meilleure protection des populations, ces plans ont récemment évolué, notamment en matière de prise en compte du risque d'actes de malveillance.

La pertinence du dispositif d'alerte, d'information et de protection des populations est évaluée régulièrement au travers d'exercices de simulation d'accidents, qui permettent d'assurer le bon fonctionnement de l'organisation de crise mais aussi d'améliorer son contenu, en clarifiant notamment les rôles et en validant l'ensemble des moyens matériels et humains sollicités. Chaque année, une centaine d'exercices sont organisés pour l'ensemble du parc nucléaire français, soit environ un tous les trois jours. Une dizaine d'entre eux sont d'ampleur nationale, sous la direction de l'ASN et impliquent EDF, la préfecture et les pouvoirs publics.

D. Evénements significatifs dans le domaine de la sûreté (ESS)

Les événements sont classés sur une échelle à 7 niveaux (de 1 à 7) suivant leur importance (échelle INES — *International Nuclear Event Scale*). Ceux sans conséquence pour la sûreté nucléaire sont qualifiés « d'écarts » ou encore nommés événements de niveau 0.

Depuis la mise en place en 1987 d'une échelle de ce type en France, aucun événement de niveau 3 (incident grave — très faible rejet à l'extérieur, et exposition du public représentant une fraction des limites réglementaires) et au-delà n'a eu lieu sur le parc nucléaire français. Il y a depuis 2002 au maximum un événement de niveau 2 (incident assorti de défaillances importantes des dispositions de sûreté et/ou contamination importante ou surexposition d'un travailleur) déclaré par an sur l'ensemble du parc nucléaire français, résultant seulement de défaillances des dispositions de sûreté (avant 2002, en moyenne 2 événements étaient recensés par an). La moyenne annuelle de déclaration d'événements de niveau 1 (ano-

malie sortant du régime de fonctionnement autorisé pour cause de défaillance de matériel, d'erreur humaine ou d'insuffisances dans les procédures) se situe autour de un par réacteur. Le nombre d'événements classés par an pour le parc nucléaire est donc de l'ordre de un par réacteur.

En 2006, aucun événement de niveau 2 n'a été répertorié. Le nombre moyen d'événements recensés de niveau 0 et plus est en 2006 de 10,2 par réacteur et le nombre moyen d'événements classés (recensés de niveau 1 et plus), est de 1,2 par réacteur. Les résultats de sûreté sur les cinq dernières années sont globalement stables.

E. Radioprotection

La mobilisation des acteurs de terrain a permis une amélioration continue des performances en matière de protection des personnels contre les effets des rayonnements ionisants. Ainsi, la dose collective annuelle moyenne de l'ensemble des intervenants, salariés d'EDF et d'entreprises extérieures, amenés à intervenir dans les centrales a été divisée par deux en moins de dix ans. En 2006, la dose collective moyenne est de 0,69 homme-sieverts par réacteur et par an, niveau comparable aux valeurs moyennes enregistrées par des exploitants allemands, japonais ou américains pour des réacteurs de même technologie, c'est-à-dire à eau pressurisée.

EDF poursuit ses efforts afin de continuer à baisser les doses individuelles des expositions aux rayonnements au-delà de la limite réglementaire. Ainsi, en 2006, le nombre d'intervenants, EDF et prestataires, ayant reçu une dose cumulée sur 12 mois comprise entre 16 et 20 mSv (limite réglementaire annuelle) est de 17 (29 en 2005), et parmi eux, aucun n'a dépassé 18 mSv. Pour les années à venir, compte tenu des niveaux déjà atteints, l'effort devra porter de préférence sur les centrales dont les résultats dosimétriques sont les moins bons, notamment en procédant à l'assainissement des circuits.

L'amélioration continue des résultats en radioprotection implique une élévation de la qualité de la culture de la radioprotection au même niveau que la culture de la sûreté. Cette ambition se traduit notamment par la volonté de renforcer les équipes de spécialistes de radioprotection sur le terrain en nombre et en compétences.

6.2.1.1.3.3 Les performances d'exploitation du parc nucléaire

Le nucléaire est un moyen de production dont le coût variable, essentiellement constitué par le combustible, est faible puisqu'il représente moins de 30 % des coûts d'exploitation[7]. Le niveau de production atteint et l'optimisation des coûts d'exploitation fixes sont donc les principaux leviers de compétitivité du parc nucléaire. Les leviers relatifs au cycle du combustible sont abordés par ailleurs à la section 6.2.1.1.3.4 (« Le cycle du combustible nucléaire et les enjeux associés ») ci-dessous. EDF cherche à accroître, toutes choses égales par ailleurs, sa production d'origine nucléaire et à diminuer les coûts d'exploitation hors combustible.

A. Mode de fonctionnement du parc nucléaire

Cycle de production

Les centrales REP alternent des cycles de production de plusieurs mois et des arrêts afin que soit remplacée une fraction du combustible chargé en cœur.

A chaque fin de cycle de production, il y a une alternance entre deux types d'arrêts programmés :

- l'arrêt pour simple rechargement (« ASR ») durant lequel le rechargement du combustible est la seule opération réalisée. Cet arrêt a actuellement une durée moyenne d'environ 35 jours ;
- la Visite Partielle (« VP »), consacrée au rechargement du combustible et à la maintenance dont la durée moyenne est de l'ordre de 55 jours.

Tous les dix ans, la centrale est mise en arrêt pour une durée moyenne de près de 100 jours pour effectuer une Visite Décennale (« VD »), lors de laquelle un contrôle approfondi des principaux composants est réalisé par EDF.

Fonctionnement du parc nucléaire d'EDF

Les moyens de production nucléaire, en raison de leur coût variable peu élevé, sont en premier lieu utilisés en base, juste après l'hydraulique au fil de l'eau. Les variations de consommation de la clientèle finale d'EDF durant une année (été-hiver, jour-nuit) et la fluidité actuellement restreinte des marchés de gros en raison d'interconnexions limitées, conduisent ainsi à un fonctionnement du nucléaire également en semi-base. La forte saisonnalisation de la consommation en France (un facteur de l'ordre de 1,6 a été observé en 2005 entre la consommation mensuelle d'août et celle de décembre) et sa variabilité importante en hiver (pour une baisse de 1°C en hiver, la consommation en France augmente de 1 500 MW) imposent la concentration des arrêts programmés du parc nucléaire autour de la période estivale et conduisent à un fonctionnement du nucléaire également en semi-base. Suite à la canicule de 2003, la programmation des arrêts de tranches en été prend en compte un maximum de 20 % de tranches « bord de mer », dont le mode de refroidissement est indépendant des fleuves et rivières.

Afin de concilier les enjeux liés à la forte saisonnalisation de la consommation en France, à la disponibilité des tranches des centrales, et à l'utilisation efficiente du combustible en réacteur, EDF répartit aujourd'hui son parc de centrales entre des cycles de production de 12 et 18 mois. Fin 2006, cette répartition était la suivante :

- 28 tranches du palier 900 MW et les 4 tranches N4 ont un cycle de production de 12 mois ;
- 6 tranches du palier 900 MW et les 20 tranches du palier 1 300 MW ont un cycle de production de 18 mois.

B. Production et performances techniques

La production du parc nucléaire s'élève à 428,1 TWh en 2006 en léger retrait (- 0,3 % soit de l'ordre de 1 TWh) par rapport à 2005. La baisse de production est due essentiellement à une année 2006 globalement plus douce que 2005. En effet, dans le contexte actuel d'un fonctionnement du parc nucléaire en base et semi-base, la production annuelle d'origine nucléaire reste tributaire des aléas climatique et hydraulique.

[7] Les coûts d'exploitation se comprennent comme des coûts « cash » et se définissent de la façon suivante : coûts du combustible (y compris les charges de l'aval du cycle du combustible), dépenses de fonctionnement (achats et services extérieurs, personnel) et dépenses de maintenance (charges et investissements). Ils ne comprennent pas les investissements liés à la construction, les charges de déconstruction, ni les dotations aux amortissements et provisions.

Le taux de production du parc nucléaire français (qui se définit comme l'énergie produite rapportée à l'énergie théorique maximale, cette dernière notion correspondant à un fonctionnement à la puissance installée toute l'année), encore appelé « *load factor* » (« Kp »), atteint 77,4 % en 2006. Ce taux s'explique par un coefficient de disponibilité (énergie disponible[8] rapportée à l'énergie théorique maximale précitée (« Kd »)) de 83,6 % en amélioration par rapport à 2005 et un coefficient d'utilisation (énergie produite rapportée à l'énergie disponible (« Ku »)) de 92,6 %.

- Entre 2001 et 2005, le Kd s'est amélioré de 2,2 points essentiellement en raison de la réduction des durées d'arrêt. En 2006, les actions se sont poursuivies contribuant à une augmentation supplémentaire du Kd.

  L'augmentation de la disponibilité du parc nucléaire s'est accompagnée depuis 2001 d'une meilleure saisonnalisation du planning d'arrêts, avec un nombre de centrales en arrêt programmé en hiver en nette baisse (au maximum 2 arrêts programmés sur la période hivernale depuis 2004 contre près de 6 arrêts sur l'hiver 2001-2002) afin de faire face à la demande soutenue sur cette période.
  Les performances techniques d'exploitation du parc nucléaire peuvent encore progresser. Pour ce faire, les leviers de performance suivants restent à concrétiser :
  – mise en œuvre intégrale du plan de réduction des durées d'arrêt ;
  – passage à des cycles de production de 18 mois au lieu de 12 mois pour les quatre tranches du palier 1 500 MW, à partir de 2007 avec un plein effet prévu à partir de 2010.

  Les effets de ces leviers seront toutefois atténués par des programmes d'arrêt plus lourds dans les prochaines années en raison d'un nombre annuel plus important de visites décennales et d'opérations importantes de maintien du patrimoine en vue de garantir la prolongation de la durée de vie des centrales.

  L'objectif pour le coefficient de disponibilité reste d'atteindre 84 % de manière durable. Toutefois, un écart de conformité a été détecté fin 2006 sur des générateurs de vapeur dans plusieurs unités de production. Le traitement de cette anomalie est effectué lors d'arrêts programmés des centrales. L'anomalie a déjà eu un effet sur le Kd en 2006, il en aura probablement encore un en 2007 et 2008. En variation par rapport à 2006, l'impact pourrait être de l'ordre de 0,5 point sur le Kd.

  Certains parcs nucléaires étrangers performants (Allemagne, Etats-Unis) affichent un coefficient de disponibilité de près de 90 % (source : CEA Elecnuc « les centrales nucléaires dans le monde »). Les spécificités d'exploitation du parc français justifient l'essentiel de cet écart :
  – exigences réglementaires applicables en France, notamment en matière de législation du travail ;
  – un cycle de production de 12 mois pour la moitié du parc français (à comparer avec des cycles de production de 18 à 24 mois aux Etats-Unis) ;
  – un fonctionnement en « suivi de charge » (c'est-à-dire un fonctionnement épousant la courbe de la consommation sollicitant plus les matériels et entraînant des indisponibilités).

- Le coefficient d'utilisation (Ku) s'est établi ces dernières années autour de 93 % en raison :
  – des contraintes liées aux réglementations environnementales (échauffement des rivières, débit des fleuves, etc,…) ;
  – des choix d'optimisation effectués par EDF dans le cadre du fonctionnement de son parc :
    - o le parc nucléaire d'EDF contribue à la fourniture de « services » au réseau électrique correspondant à la mise à disposition d'une réserve de puissance pour faire face à un incident réseau ;
    - o le parc nucléaire d'EDF fonctionne, au-delà de la durée standard d'un cycle de production, à puissance réduite (« *stretch* ») pour valoriser pleinement le combustible nucléaire ;
    - o le parc nucléaire d'EDF ne fonctionne pas uniquement en base comme c'est le cas de la plupart des parcs étrangers, mais est amené à fonctionner en suivi de charge.

EDF considère qu'il existe à terme un potentiel d'amélioration du « *load factor* » (Kp) notamment par le développement des interconnexions à l'échelle européenne, qui permettrait au parc nucléaire français de trouver des débouchés supplémentaires.

6.2.1.1.3.4 Le cycle du combustible nucléaire et les enjeux associés

La production nucléaire française a représenté 428,1 TWh en 2006, ce qui correspond à un volume d'environ 1 200 tonnes de combustibles consommés (tonnes de métal lourd, uranium et plutonium) chaque année, dont environ 1 080 tonnes de combustibles UO2 (uranium naturel fluoré puis enrichi), 100 tonnes de combustibles MOX (combustible fabriqué à partir du plutonium issu du retraitement) et 20 tonnes de combustible URT (uranium de retraitement).

Le cycle du combustible nucléaire regroupe l'ensemble des opérations industrielles menées en France et à l'étranger qui permettent de livrer le combustible pour produire de l'énergie en réacteur, puis d'assurer son évacuation et son traitement. Le cycle se décompose en trois étapes :

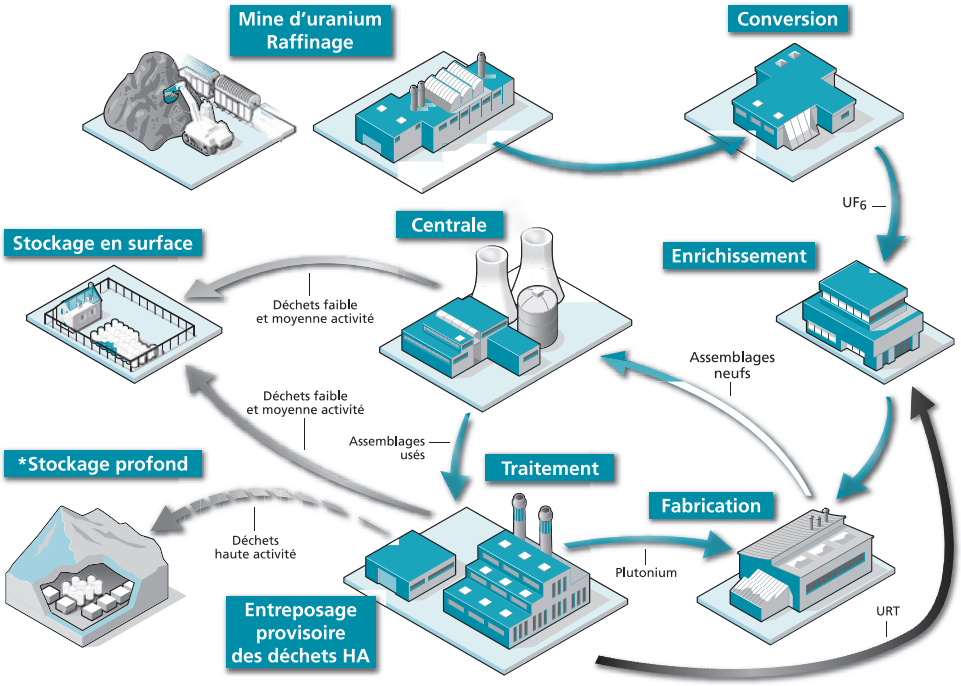
- l'amont du cycle : le traitement des concentrés issus du minerai d'uranium, la conversion, l'enrichissement et la fabrication du combustible (plus de deux ans) ;
- le cœur du cycle qui correspond à l'utilisation en réacteur : réception, chargement, exploitation et déchargement (trois à cinq ans) ;
- l'aval du cycle : l'entreposage en piscine, le traitement des combustibles usés, le conditionnement des déchets radioactifs et le recyclage des matières valorisables, l'entreposage des déchets conditionnés avant leur stockage, tel que prévu dans la loi n° 2006-739 du 28 juin 2006 de programme relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs (« la loi du 28 juin 2006 »).

EDF organise la cohérence d'ensemble des opérations du cycle du combustible. Celles de l'amont et de l'aval sont réalisées par des prestataires, généralement au travers de contrats pluriannuels. EDF assure les opérations du cœur du cycle et acquiert l'essentiel des matières premières au stade de l'extraction du minerai, le reste étant acheté, sous forme de produits plus élaborés, au stade de la conversion ou de l'enrichissement. EDF est propriétaire et responsable du combustible durant toutes les étapes suivantes.

[8] L'énergie disponible est égale à l'énergie théorique maximale moins les pertes de production pour causes techniques inhérentes à la centrale, c'est-à-dire les arrêts programmés, les arrêts fortuits sur avaries ou pour impératifs de sûreté ainsi que la réalisation d'essais réglementaires.

Aperçu des activités

Le schéma ci-dessous présente les différentes étapes de ce cycle :



* En ce qui concerne le stockage profond des déchets de haute activité à vie longue, voir section « Le stockage des déchets ultimes conditionnés » figurant ci-dessous.

Le coût du combustible se décompose à hauteur d'environ deux tiers à l'amont et un tiers à l'aval. Au sein de l'amont du cycle, les matières premières (dont la conversion), l'enrichissement et la fabrication des combustibles représentent chacun environ un tiers du coût du combustible.

A. L'amont

Afin d'assurer la continuité et la sécurité d'approvisionnement de ses réacteurs, EDF conserve la maîtrise globale de l'ensemble des opérations du cycle à chaque étape, et gère, dans une perspective de long terme, un portefeuille de contrats.

Par la constitution de stocks aux différentes étapes de l'amont du cycle du combustible (uranium naturel, uranium converti ou enrichi, assemblages neufs en magasin), EDF cherche à éviter d'avoir recours au marché de court terme en cas d'aléas de production dans les mines ou les usines du cycle. Ces stocks apportent des garanties en termes de sécurité d'approvisionnement et de prix, dans un marché des matières et services de l'amont caractérisé par de fortes tensions.

L'approvisionnement en uranium naturel

La plus grande partie des approvisionnements en uranium d'EDF est assurée à long terme par des contrats de 7 à 15 ans déjà signés ou par des engagements réciproques devant être confirmés à terme par des contrats définitifs (options garantissant l'accès à des volumes sous conditions de négociations de prix). Cette politique d'achat a pour objectif premier de garantir la sécurité des approvisionnements d'EDF à long terme et contribue également à la couverture partielle du risque prix.

Une part importante des approvisionnements est assurée par Areva à partir de sources géographiques diverses, en particulier le Canada et le Niger. A partir de 2004, toujours pour renforcer la sécurité de ses approvisionnements, EDF a mené une politique de diversification qui l'a conduit à renforcer le recours à des fournisseurs autres qu'Areva, permettant l'accès à des zones géographiques à fort potentiel (en particulier Australie et Communauté des Etats Indépendants).

Ces contrats d'approvisionnements à long terme ont été conclus par EDF entre fin 2004 et début 2006 sur la base de prix inférieurs aux prix de marché spot et long terme actuels. Ces prix sont révisés selon des formules comprenant généralement, dans des proportions variables :

- un prix de base fixe, réévalué ou non suivant les cas, selon des taux d'inflation ;
- une part variable liée à différents indices (incluant, l'indice des prix publié par l'EURATOM représentatif des prix d'approvisionnement des électriciens européens), issus pour la plupart de contrats long terme conclus antérieurement ;
- dans certains cas, des prix planchers et plafonds.

Ces formules d'indexation atténuent et lissent dans le temps les variations à la hausse des prix de marché tout en permettant de bénéficier d'éventuelles baisses.

La conversion

Une part importante des besoins d'EDF est assurée par l'usine Comurhex (groupe Areva), ainsi que par les autres producteurs mondiaux, Cameco au Canada, Converdyn aux Etats-Unis et Tenex en Russie.

La pérennisation de ce portefeuille passe par un cycle de négociations en cours. EDF estime que les enjeux financiers liés à cette étape du cycle sont limités. Le poids financier de l'étape de conversion est faible dans le coût du combustible.

L'enrichissement en Uranium 235
La majorité des services d'enrichissement achetés par EDF provient de l'usine Eurodif-Georges Besse I (groupe Areva) qui utilise la technologie dite de la diffusion gazeuse. Le groupe Areva a décidé de remplacer l'usine actuelle d'Eurodif au début de la prochaine décennie par une nouvelle installation (Georges Besse II) qui utilisera la technologie de l'ultracentrifugation plus modulaire et peu consommatrice d'électricité.

EDF et Areva négocient actuellement les conditions dans lesquelles EDF sera preneuse d'une partie de la production future de George Besse II. Par ailleurs, EDF et Areva ont prolongé en 2006 leur relation contractuelle relative à l'utilisation de George Besse I et négocient les conditions de la poursuite de cette relation.

Parallèlement, pour améliorer au plus tôt la compétitivité de son approvisionnement par le recours à des services d'enrichissement par ultra-centrifugation, EDF s'est assurée d'une couverture significative de ses besoins auprès d'Urenco et de Tenex, à partir de 2006.

La filière uranium de retraitement — URT
Cette filière permet d'utiliser l'uranium issu du traitement du combustible usé. Elle fournit actuellement une à deux recharges de combustible par an, qui sont chargées sur deux tranches de la centrale de Cruas. La quantité annuelle non actuellement utilisée est stockée sous forme stable de façon à pouvoir être utilisée ultérieurement, selon l'évolution du marché de l'uranium naturel. L'augmentation actuelle du prix de l'uranium naturel conduit EDF à examiner l'intérêt économique d'étendre cette filière à d'autres réacteurs.

La fabrication des assemblages de combustible
Les contrats avec les fabricants de combustibles sont conclus pour des durées de trois à cinq ans pour l'ensemble des besoins et intègrent les évolutions de produits.

Le contrat conclu avec Areva NP en décembre 2002 couvre les produits UO_2, URT et MOX et assure la part prépondérante des besoins d'EDF. Pour le MOX, ce contrat a été conclu en application du protocole d'août 2001 avec Areva NC sur le traitement du combustible usé.

L'autre fournisseur d'EDF pour les fournitures UO_2 est Westinghouse.

Le renforcement de la compétitivité par l'amélioration du rendement énergétique des combustibles
EDF met en œuvre une stratégie d'augmentation progressive des performances du combustible nucléaire sur ses différents paliers. L'objectif est d'accroître le rendement énergétique du combustible par augmentation du taux de combustion et d'optimiser les cycles d'exploitation afin d'augmenter la disponibilité des centrales nucléaires tout en permettant des profils d'arrêt cohérents avec la saisonnalité de la demande. Le taux de combustion moyen de l'UO_2 est passé de 33 GWj/t au début des années 80 à 45 GWj/t aujourd'hui.

B. L'aval

EDF assume sa responsabilité concernant le devenir et le traitement de ses combustibles usés et des déchets associés. Areva est en charge du traitement et l'ANDRA, conformément aux orientations définies par la loi du 28 juin 2006 relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs, est en charge des opérations de gestion à long terme de stockage des déchets ultimes.

La stratégie d'EDF, en accord avec l'Etat, actuellement retenue en matière de cycle du combustible est de pratiquer le traitement des combustibles usés et le recyclage du plutonium ainsi séparé sous forme de combustible MOX. Les options actuelles conduisent à traiter environ 850 tonnes de combustible usé par an, sur environ 1 200 tonnes de combustibles consommées par an. Cette stratégie associée à l'amélioration des rendements du combustible, permet de s'assurer, avec les flexibilités industrielles existantes, que les quantités de combustibles usés en attente restent cohérentes avec les capacités existantes des piscines d'entreposage.

Le traitement des combustibles usés issus des centrales nucléaires d'EDF
Les combustibles usés en attente de traitement sont entreposés dans les piscines de refroidissement sous eau, dans des conditions reconnues sûres sur des échelles de temps de plusieurs décennies. A l'issue d'une période de 15 ans environ après leur déchargement du réacteur, les combustibles UO_2 usés sont traités à l'usine Areva NC de La Hague afin de séparer les produits réutilisables des déchets. Les déchets sont ensuite conditionnés et entreposés sur le site de La Hague dans des installations spécifiques.

Les relations entre EDF et Areva NC relatives au transport, au traitement des combustibles usés et à leur recyclage pour la période 2001-2015 ont été formalisées par un protocole signé en août 2001.

Ce protocole a notamment été mis en œuvre par un contrat en date du 24 août 2004, applicable pour la période 2001-2007. Ce contrat organise les activités de transport, de traitement et de conditionnement en vue du recyclage du combustible nucléaire usé issu des centrales d'EDF jusqu'à fin 2007. Il prévoit :

- la prise en charge et le transport des combustibles nucléaires usés depuis les centrales EDF jusqu'à l'usine de retraitement de La Hague ;
- la séparation des matières combustibles recyclables (uranium, plutonium) des déchets de haute activité pour 5 250 tonnes de combustibles usés, soit une moyenne de 850 tonnes par an à compter de la date de signature du protocole de 2001 ;
- le conditionnement des déchets radioactifs contenus dans le combustible usé ;
- l'entreposage des déchets conditionnés dans l'attente de leur évacuation vers un centre de stockage.

Par cet accord, EDF et Areva ont réaffirmé leur communauté d'analyse des perspectives de long terme pour l'aval du cycle du combustible nucléaire, ainsi que leur volonté de partager et de maintenir une vision cohérente de l'utilisation des infrastructures industrielles existantes. EDF et Areva travaillent à la mise en place d'un accord pour la période post-2007.

Le stockage des déchets ultimes conditionnés
Les déchets radioactifs, suivant leur nature, leur niveau de radioactivité et la durée de vie des radionucléides les constituant, ont été classés en différentes catégories : des déchets HA (haute activité) aux déchets TFA (très faible activité) en passant par les déchets FA et MA (faible et moyenne activité). Ils sont dits à vie longue lorsque leur période d'activité dépasse 30 ans, à vie courte dans le cas contraire.

- Déchets de haute activité à vie longue (« HAVL »)

La loi n° 91-1381 du 30 décembre 1991, dite « loi Bataille », a prévu des actions de recherche concernant les différentes options possibles

de gestion des déchets de haute activité à vie longue et a précisément identifié trois solutions concernant le devenir de ces combustibles usés (voir section 6.5 (« Environnement législatif et réglementaire »)) :
- la séparation - transmutation (qui consiste à séparer les éléments radioactifs à vie longue et à les transmuter en éléments à vie plus courte) ;
- le stockage en couches géologiques profondes ;
- ou l'amélioration des procédés de conditionnement et d'entreposage de longue durée.

En s'appuyant sur les travaux menés dans le cadre de la loi dite Bataille, la loi du 28 juin 2006 définit un programme de recherche pour la gestion à long terme des déchets de haute activité à vie longue.

Elle institue un plan national de gestion des matières et des déchets radioactifs et dispose que « *[…] après entreposage, les déchets radioactifs ultimes ne pouvant pour des raisons de sûreté nucléaire ou de radioprotection être stockés en surface ou en faible profondeur font l'objet d'un stockage en couche géologique profonde* ». Elle indique notamment que : « *pour assurer [...] la gestion des déchets radioactifs à vie longue de haute ou moyenne activité, les recherches et études relatives à ces déchets sont poursuivies [...] et notamment le stockage réversible en couche géologique profonde […] en vue de choisir un site et de concevoir un centre de stockage, de sorte que la demande de son autorisation [...] puisse être instruite en 2015 et, sous réserve de cette autorisation, le centre mis en exploitation en 2025* ».

Le traitement des combustibles usés permet la vitrification des déchets HAVL qui assure un conditionnement de très haute qualité, sous un volume réduit. L'ensemble des déchets HAVL ainsi produits, correspondant à l'exploitation du parc uranium naturel graphite gaz (« UNGG ») et à 40 années d'exploitation du parc REP, représentera un volume de 6 700 m³. Dans l'attente des décisions à prendre sur le stockage en couches géologiques profondes dans le cadre de la loi du 28 juin 2006, les déchets HAVL conditionnés sont entreposés à La Hague dans des installations spécifiques.

• Déchets de moyenne activité à vie longue (« MAVL »)

Les structures des assemblages (coques et embouts, morceaux de gaines, etc,...) également issus du traitement du combustible usé représentent des déchets de structure activés. A la différence des HAVL, ces déchets ne dégagent pas de chaleur et constituent des déchets MAVL. Ils sont aujourd'hui compactés et conditionnés dans des conteneurs en acier inoxydable. D'autres déchets MAVL sont produits par la recherche ou l'industrie du cycle du combustible. Leur volume, incluant les déchets issus de l'exploitation du parc uranium naturel graphite gaz et ceux issus de 40 années d'exploitation du parc REP, représentera environ 60 000 m³ dont la moitié représente la part EDF. Ils se prêtent à un stockage plus rapide que les déchets HAVL, l'absence de dégagement de chaleur n'entraînant pas la nécessité d'un entreposage long pour refroidissement avant stockage.

De même que les déchets HAVL, les déchets MAVL sont entreposés à La Hague dans des installations spécifiques, dans l'attente des décisions sur le stockage en couches géologiques profondes qui seront à prendre dans le cadre de la loi du 28 juin 2006.

• Déchets de faible et très faible activité (« FA » et « TFA »)

Les déchets FA à vie courte proviennent des installations nucléaires (gants, filtres, résines, etc,...). Ils sont stockés en surface au centre de stockage de l'Aube géré par l'ANDRA. Pour les déchets de faible activité à vie longue (FAVL) tels les déchets radifères et les déchets de graphite, des stockages dédiés sont à l'étude (voir section 6.2.1.1.3.2 (« Environnement, Sûreté, Radioprotection — A. Le Respect de l'Environnement ») ci-dessus). La loi du 28 juin 2006 prévoit « *la mise au point de solutions de stockage pour les déchets graphites et les déchets radifères, de sorte que le centre de stockage puisse être mis en service en 2013* ».

Les déchets TFA sont des déchets dont la radioactivité est comparable à la radioactivité naturelle. Provenant principalement de la déconstruction des installations nucléaires, ce sont surtout des gravats de démolition (béton, ferrailles, calorifuges, tuyauteries, etc,...). Un contrat a été conclu le 21 février 2005 entre EDF, Areva NC, le CEA et l'ANDRA concernant la prise en charge par cette dernière des déchets TFA produits en vue de leur stockage sur le centre de Morvilliers pendant 30 ans à compter du 26 septembre 2003. Un protocole d'application a également été signé pour préciser les obligations des parties sur la période 2003-2008.

Prise en compte des charges futures concernant le traitement des combustibles usés et le stockage des déchets radioactifs

EDF constitue, chaque année des provisions pour l'aval du cycle du combustible nucléaire en France (voir notes 29.2.1 et 29.2.2 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2006).

Le coût de stockage des déchets d'exploitation à vie courte peut être déterminé sur la base des contrats en cours avec l'ANDRA. Ces coûts constituent des charges constatées au fur et à mesure de la mise en stockage de ces déchets. En conséquence, elles ne font pas l'objet de provisions spécifiques dans les comptes du Groupe. En revanche, le coût de stockage des déchets issus de la déconstruction des centrales fait partie intégrante des provisions de déconstruction.

Les coûts de gestion future des déchets de moyenne et haute activité à vie longue issus du traitement des combustibles usés font l'objet de provisions. Afin de dimensionner le montant des provisions assurant la couverture des charges futures relatives à leur gestion à long terme, EDF a retenu l'hypothèse d'un stockage géologique profond des déchets, en ligne avec le choix d'autres pays (Suède, Finlande, Belgique).

A l'initiative des pouvoirs publics, un groupe de travail réunissant les pouvoirs publics, l'ANDRA et les producteurs de déchets nucléaires (EDF, AREVA, CEA) a travaillé de juin 2004 au 1er semestre 2005 sur une réévaluation du coût d'un stockage géologique des déchets de moyenne et haute activité à vie longue, afin de disposer d'un référentiel commun et partagé. EDF a effectué en 2005 une déclinaison raisonnable des éléments issus de ces travaux, en s'assurant également de la cohérence avec les données internationales. Cette déclinaison prend en compte la part relative des déchets dont EDF est responsable et les volumes produits à la date de l'arrêté comptable (voir note 29.2.2 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2006).

La loi du 28 juin 2006 (voir notes 5.1.1.3 et 29.2.2 aux comptes de l'exercice clos au 31 décembre 2006) a instauré l'obligation pour les producteurs de déchets de dimensionner leurs provisions en retenant l'hypothèse d'un stockage de ces déchets en couche géologique profonde.

Conformément aux prescriptions de ladite loi, EDF a révisé à la hausse le montant de ses provisions en prenant en compte notamment les

nouveaux délais fixés par la loi, les besoins exprimés de financement de l'ANDRA et des Groupements d'Intérêt Public de Haute-Marne et Meuse ainsi que ses propres projets d'accompagnement territorial (tels que ces besoins et projets sont évalués au 31 décembre 2006) (voir notes 5.1.1.3 et 29.2.2 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2006).

Des décrets d'application et des arrêtés ministériels sont en cours d'élaboration.

6.2.1.1.3.5 Préparation de l'avenir du parc nucléaire

EDF estime que le nucléaire constitue à ce jour une réponse durable et économiquement efficace aux besoins énergétiques futurs, dans un contexte d'épuisement des ressources fossiles ; en effet, les réserves mondiales prouvées d'énergies fossiles sont limitées, sur la base de la consommation actuelle, à environ 40 ans pour le pétrole, 65 ans pour le gaz naturel et 165 ans pour le charbon (AIE — *World Energy Outlook 2006*). Selon les mêmes sources, les réserves d'uranium estimées se montent à une centaine d'années au niveau de production nucléaire actuel. Le développement de réacteurs de nouvelle génération (dite de 4ème génération, voir ci-après) permettrait de diviser de façon significative la consommation d'uranium naturel et de porter le niveau de ces réserves énergétiques à plusieurs milliers d'années. Par ailleurs, l'énergie nucléaire présente l'avantage de ne pas émettre de gaz à effet de serre.

La loi de programme fixant les orientations de la politique énergétique du 13 juillet 2005 (la « LPOPE ») (voir section 6.5 (« Environnement législatif et réglementaire »)), a prévu l'engagement rapide d'un réacteur EPR en France, confirmant le maintien de l'option nucléaire. Pour EDF, la préparation de l'avenir du parc nucléaire s'appuie sur deux axes stratégiques :

- l'allongement de la durée de vie des centrales nucléaires au-delà de 40 ans ;
- la préparation de leur renouvellement, avec le développement d'une tranche EPR tête de série.

Ces deux aspects de la préparation de l'avenir du parc nucléaire sont complémentaires :

- au-delà des enjeux économiques liés à la durée d'exploitation des tranches actuelles, l'objectif d'EDF de prolonger la durée de vie de ses centrales au-delà de 40 ans lui permettra d'optimiser le rythme de renouvellement du parc et de lisser les coûts associés. EDF entend étaler au moins sur 20 ans le renouvellement de son parc ;
- la réalisation d'une tête de série EPR permettra de disposer d'une solution fiable et éprouvée à l'horizon du renouvellement et renforcera les capacités industrielles qui favoriseront l'exploitation du parc actuel, dans la durée, en améliorant continûment son niveau de sûreté.

A. Durée de vie du parc REP d'EDF

Les études d'EDF ont montré qu'une durée de vie de 40 ans était techniquement acquise pour les tranches existantes, sans qu'EDF puisse préjuger de l'accord formel, centrale par centrale, de l'Autorité de Sûreté Nucléaire. En mobilisant sa R&D, son ingénierie, et en adaptant sa politique de maintenance, EDF se fixe pour objectif d'accroître la durée de vie de ses tranches nucléaires au-delà de 40 ans.

Les efforts en recherche et développement et les avancées techniques rendent envisageable l'utilisation des centrales pour une durée supérieure à 40 ans (notamment pour la cuve du réacteur et les enceintes de confinement, considérées comme non remplaçables). Aux Etats-Unis, les licences d'exploitation de nombreuses centrales ont d'ailleurs déjà été étendues de 40 à 60 ans : fin 2006, 47 licences avaient ainsi été prolongées (dont 31 pour des réacteurs à eau pressurisée) et 8 étaient en cours d'instruction. (source : *US Nuclear Regulatory Commission*). En Suède, le processus a également été entamé.

Aucun texte législatif ou réglementaire ne limite a priori la durée d'exploitation des centrales à 40 ans. Néanmoins, l'autorisation de fonctionnement d'une centrale doit être validée par l'ASN tous les 10 ans à l'occasion du réexamen de sûreté effectué sous le contrôle de cette autorité.

B. L'European Pressurized water Reactor (« EPR ») et les enjeux associés

1. EPR : un enjeu industriel majeur

Dans l'attente de la mise au point industrielle des réacteurs de nouvelle génération (4ème génération : réacteurs rapides à sodium, réacteurs à haute température à gaz, réacteurs rapides refroidis au gaz ou au plomb-bismuth, etc,...) qui n'apparaîtront pas de façon industrielle sur le marché avant les années 2040, la plupart des grands pays ou constructeurs nucléaires mettent au point des réacteurs de génération intermédiaire (génération 3 et 3+) qui constituent une amélioration (en matière de coût et de sûreté) par rapport aux réacteurs actuels et qui seront disponibles sur le marché à plus court terme, tels que l'AES92 russe, l'AP1000 de Westinghouse, l'ESBWR de General Electric et l'EPR.

EDF a fait le choix de s'appuyer sur la technologie EPR pour préparer le renouvellement de son parc nucléaire en exploitation. Ce réacteur est issu de l'expérience conjointe de l'exploitation des deux plus grands parcs nucléaires européens — les parcs français et allemand — et son référentiel de sûreté a été examiné par les autorités de sûreté allemande et française.

Dans le contexte de renouvellement du parc de production européen, EDF souhaite conserver l'avantage comparatif qu'elle a su bâtir dans les années 1970 et 1980, avec le développement d'un parc nucléaire standardisé et industriellement maîtrisé.

Les décisions de renouvellement du parc nucléaire d'EDF interviendront au plus tôt à l'horizon 2015 pour des mises en service après 2020, notamment au regard des perspectives d'allongement de la durée de vie du parc existant.

Ainsi, EDF a engagé, en assumant le rôle d'architecte ensemblier, la réalisation d'une tête de série EPR en France, avec le projet de Flamanville 3, afin d'être prêt au plan industriel à l'horizon du renouvellement de son parc :

- en maîtrisant un modèle de réacteur techniquement éprouvé et conforme aux exigences de l'Autorité de Sûreté Nucléaire ;
- en disposant d'une organisation industrielle opérationnelle, mise en œuvre lors de la construction du premier modèle ;
- en ayant acquis l'expérience d'exploitation suffisante d'une tête de série, avant de mettre en chantier une éventuelle série.

Ce réacteur délivrera par ailleurs, à partir de sa mise en service prévue en 2012, une énergie de base compétitive utile pour faire face aux évolutions de la demande. En effet, le coût complet[9] de Flamanville 3 s'établit en 2006 à 46 euros / MWh (en euros 2005).

2. Le projet industriel « EPR »

L'EPR est un réacteur d'environ 1 600 MW développé depuis le début des années 90 par Areva NP (Groupe Areva 66 % et Siemens 34 %), en partenariat avec EDF et les électriciens allemands qui ont participé au financement du développement et ont apporté le savoir-faire technique résultant de l'exploitation de leur parc nucléaire.

L'EPR appartient à la même filière que les réacteurs à eau pressurisée actuellement en service en France. Déjà analysé par les autorités de sûreté, il bénéficie des avancées technologiques et opérationnelles des réacteurs français et allemands les plus récents.

L'ampleur du projet industriel EPR répond ainsi à des objectifs ambitieux en matière de :

- sûreté ;
- protection de l'environnement ;
- performances techniques et économiques ;
- organisation optimisée de la maîtrise d'œuvre de cette tranche nucléaire.

La sûreté. Le développement du nouveau type de réacteur EPR est l'occasion pour EDF de renforcer encore la sûreté de son parc nucléaire en réduisant encore plus la probabilité d'occurrence d'un accident grave et en limitant encore plus les conséquences potentielles. Ces enjeux de sûreté ont été retenus dès la conception du réacteur afin de limiter au maximum les conséquences d'un tel accident.

La protection de l'environnement. Le projet EPR s'inscrit dans la démarche EDF d'acteur de la protection de l'environnement en améliorant sensiblement ses performances par rapport au parc actuel dans une logique de progrès continu bénéficiant du retour d'expérience.

Par rapport aux tranches 1 300 MW actuelles, le projet EPR a ainsi pour objectif de réduire :

- le volume de déchets radioactifs de 30 % (gain sur les quantités de matières irradiées en réacteur : uranium et déchets de structure) ;
- les rejets radioactifs liquides par MWh produit de 30 % (hors tritium et carbone 14) ;
- les rejets radioactifs gazeux par MWh produit de 30 à 40% (hors carbone 14).

Au niveau de la radioprotection, la dose annuelle collective visée est deux fois moins importante que le résultat moyen actuel des tranches en exploitation en France.

Les performances techniques et économiques. Les objectifs de performance du projet EPR sont les suivants :

- obtenir une puissance thermique de 4 300 à 4 500 MW pour une puissance électrique nette d'environ 1 600 MW ;
- atteindre une disponibilité de 91 % grâce à certains principes de conception issus des réacteurs allemands qui permettent le fonctionnement des tranches tout en effectuant des opérations de maintenance ;
- utiliser au mieux le combustible (60 000 MW jour par tonne) ;
- atteindre une durée de vie technique de 60 ans.

En substitution au parc REP actuel, l'EPR devrait permettre de réaliser des économies sur les dépenses d'exploitation par kW et par kWh grâce à ses performances techniques et à l'effet de taille constaté aujourd'hui entre les paliers REP 900 et REP 1 300.

La maîtrise d'œuvre de la tête de série.

Pour le renouvellement de son parc, EDF souhaite conserver la maîtrise directe :

- de la conception et du fonctionnement des centrales ;
- de l'organisation des projets de développement ;
- du planning de réalisation et du coût de construction ;
- des relations avec l'ASN ;
- de l'intégration directe du retour d'expérience d'exploitation.

Cette maîtrise définit le rôle d'architecte ensemblier et correspond à la position adoptée par EDF lors du développement, de la rénovation ou de la déconstruction de ses actifs de production, et s'appuie sur ses compétences internes d'ingénierie.

La compétence d'ingénierie intégrée au Groupe EDF est par ailleurs un atout important pour la maîtrise, dans la durée, des performances et de la sûreté de ses actifs de production nucléaire, hydraulique et thermique.

3. Etat d'avancement du projet

Lancement d'une tranche nucléaire EPR. En 2004, le Conseil d'administration d'EDF a décidé d'engager le processus de construction d'une tranche nucléaire EPR en France à Flamanville.

Ce projet a fait l'objet d'un débat public organisé et animé par la Commission Nationale du Débat Public (CNDP) d'octobre 2005 à février 2006. Un débat public distinct mais coordonné avec celui relatif à l'EPR s'est aussi tenu sur le projet de construction de la ligne très haute tension associée. Au terme de ce débat qui n'a remis en cause ni les options techniques du projet, ni sa localisation, EDF a affiché sa volonté :

- en ce qui concerne le suivi du projet Flamanville 3, de conforter une politique de transparence et d'ouverture et de progresser encore pour faciliter l'accès à l'information ;
- en matière d'accompagnement du chantier, d'être présent aux côtés des acteurs locaux dans le développement du territoire.

Faisant suite à la publication, le 11 avril 2006, par le Président de la CNDP du rapport du débat public sur le projet de construction d'une tête de série EPR, le Conseil d'administration d'EDF du 4 mai 2006 a décidé d'engager la réalisation du réacteur EPR sur le site de Flamanville. Le Décret d'Autorisation de Création de l'installation nucléaire Flamanville 3 est paru au Journal Officiel du 11 avril 2007.

[9] Somme actualisée des charges prévisionnelles exprimées en euros constants par MWh, incluant les coûts de construction, les intérêts intercalaires, les frais de déconstruction, les coûts d'exploitation et de maintenance, la fiscalité et les coûts des combustibles y compris les charges relatives à l'aval du cycle.

EDF poursuit les autres démarches nécessaires à la construction et à l'exploitation de Flamanville 3. L'objectif est un commencement des travaux de construction fin 2007 et une mise en service industriel de ce réacteur en 2012. Les travaux préparatoires, essentiellement de terrassement, ont démarré en 2006.

Etudes de réalisation. Les études de conception sont terminées. Les études de réalisation sont liées au choix des fournisseurs.

Ainsi les études détaillées de l'îlot nucléaire réalisées par SOFINEL (filiale 55 % EDF et 45 % AREVA) sont en cours. Ces études ont pour objectif de produire les documents d'exécution nécessaires pour la construction de Flamanville 3 (plans de génie civil, schémas d'installation des tuyauteries, plans de câblage électrique, etc,...).

Le programme d'ensemble des études prévoit qu'a minima 40 % des études seront réalisées à la date du premier béton de manière à minimiser les risques lors de la construction, celle-ci devant durer environ 54 mois.

Contrats de fourniture et de travaux. Concernant la chaudière nucléaire de la tête de série EPR, EDF a signé avec Areva NP en juillet 2005 un accord qui définit le périmètre de sa fourniture, son coût et l'ordonnancement des contrats qui permettront de la réaliser.

EDF a attribué en 2006, à la suite d'appels d'offre internationaux, les principaux contrats relatifs à la construction de Flamanville 3. Parmi eux figurent notamment le contrat de génie civil principal et celui du groupe turbo-alternateur et de ses auxiliaires généraux. Le contrat de génie civil principal, attribué au groupe Bouygues, porte sur les études et l'ensemble des travaux de génie civil principal sur le site pour la construction de tous les bâtiments industriels (bâtiment réacteur, bâtiment combustible, bâtiments auxiliaires nucléaire et de sauvegarde, station de pompage, charpente principale de la salle des machines, etc,...). Le contrat de la salle des machines, attribué au groupe Alstom porte sur les études et la fourniture de la salle des machines (groupe turbo-alternateur et ses auxiliaires généraux).

Au total, environ 150 contrats seront attribués à de grands groupes internationaux et à des entreprises régionales. Début 2007, environ 80 % du montant total de l'ensemble de ces contrats sont attribués.

Aux conditions économiques de 2005, le coût d'investissement de la tête de série EPR à Flamanville 3 est estimé à 3,3 milliards d'euros.

Rapport de sûreté et autorisations. Au-delà du Décret d'Autorisation de Création de Flamanville 3, plusieurs autorisations sont également nécessaires pour réaliser les travaux sur site (permis de construire, autorisation de prises et rejets d'eau et d'effluents, autorisation d'occupation du domaine public maritime, etc,…).

Certaines de ces autorisations obtenues pour les travaux préparatoires ont fait l'objet de recours contentieux par des associations (voir section 20.6 (« Procédures judiciaires et d'arbitrages »)).

Conformément à ses engagements lors du débat public, EDF a mené des actions visant à assurer une meilleure transparence. Ainsi EDF a diffusé en septembre 2006 une version publique du rapport préliminaire de sûreté et a signé le 6 novembre 2006 une convention avec la Commission locale d'information (CLI) de Flamanville et l'association nationale des CLI (ANCLI) permettant à des experts de ces organismes d'avoir accès aux informations techniques du projet et de pouvoir les analyser.

Travaux sur site. Depuis l'été 2006, EDF a entrepris sur site des travaux préparatoires à la construction de la centrale. Ces travaux concernent principalement les activités de terrassement et de réalisation d'ouvrages enterrés (galeries, murs de soutènement, etc,...).

Les travaux de génie civil principal commenceront fin 2007, après l'obtention du Décret d'Autorisation de Création et du permis de construire principal.

Partenariat industriel.

Le développement de nouvelles capacités nucléaires est un enjeu contribuant à garantir la sécurité d'approvisionnement et l'indépendance énergétique de l'Union Européenne.

Dans ce contexte, Enel a confirmé son intérêt pour le projet EPR lancé par EDF en 2004, en souhaitant participer à l'investissement dans la tête de série Flamanville 3.

Au titre d'un accord de coopération, EDF et Enel ont défini les conditions d'un partenariat industriel :

- Enel participe financièrement au projet Flamanville 3 à hauteur de 12,5 % de l'ensemble des dépenses de construction et d'exploitation, ainsi que des coûts de déconstruction et de gestion à long terme des déchets nucléaires ;
- Enel met un groupe d'ingénieurs notamment à disposition des équipes en charge du projet dans le but d'acquérir les compétences nucléaires souhaitées ;
- Enel reçoit en contrepartie 12,5 % de la production d'électricité de Flamanville 3 sur la durée de son exploitation, livrée en France sur le réseau de transport RTE-EDF Transport ;
- EDF reste l'exploitant nucléaire, assume en conséquence la responsabilité ultime nucléaire, et prend, in fine, toutes les décisions.

Enel envisage la possibilité d'investir dans les cinq tranches EPR suivantes éventuellement réalisées en France par EDF, dans les mêmes conditions que pour la tête de série Flamanville et dispose d'options en ce sens.

Enel devra par ailleurs proposer à EDF de participer, dans les mêmes conditions, aux projets nucléaires de technologie EPR susceptibles d'être engagés en Italie ou en Europe ou, le cas échéant, dans d'autres projets d'investissement de même nature.

Préalablement à la réalisation effective de ces investissements, EDF a offert à Enel depuis le 1er janvier 2006, la possibilité d'acquérir progressivement de l'énergie issue de la production de son parc nucléaire à concurrence d'une capacité totale de 1 200 MW.

Les termes de l'accord de coopération sont aujourd'hui finalisés. Enel et EDF ont confirmé leur intérêt pour ce partenariat, mais à ce jour l'accord de coopération n'est pas signé.

Enfin, dans le cadre de la relance du processus de cession des participations d'EDF (18,75 %) et Charbonnages de France (16,25 %) dans la SNET, Enel souhaitait participer au processus compétitif de sélection d'un acquéreur qui avait été mis en place. Ce processus a été suspendu suite au lancement d'offres publiques sur Endesa, actionnaire majoritaire de la SNET avec 65 % du capital.

6.2.1.1.3.6 La déconstruction des centrales nucléaires

EDF assume l'entière responsabilité, financière et technique, de la déconstruction de ses centrales. Pour EDF, les enjeux sont de démontrer, au travers du processus de déconstruction, sa maîtrise de l'ensemble du cycle de vie des moyens de production nucléaire.

La déconstruction de centrales nucléaires comporte trois niveaux, selon une typologie définie en 1980 par l'AIEA :

- Niveau 1 : arrêt de la centrale, déchargement du combustible, vidange des circuits (99,9 % de la radioactivité est éliminée), puis mise à l'arrêt définitif : démontage d'installations non nucléaires définitivement mises hors service, accès limité ;
- Niveau 2 : démontage des bâtiments non nucléaires et des bâtiments nucléaires hors bâtiment réacteur, conditionnement et évacuation des déchets vers les centres de stockage, isolement — confinement — mise sous surveillance de la partie entourant le réacteur ;
- Niveau 3 : démontage complet et enlèvement du bâtiment réacteur, des matériaux et équipements encore radioactifs, la surveillance n'est plus nécessaire, le site peut être réutilisé.

En pratique, les opérations conduisant aux niveaux 1 puis 2 sont effectuées à la suite l'une de l'autre sur une durée de l'ordre de 10 ans après l'arrêt de production du réacteur. Une période d'attente entre la fin des opérations conduisant au niveau 2 et le début de celles conduisant au niveau 3 est possible pour permettre la décroissance radioactive des matériaux irradiés. Cette période d'attente est de durée variable, en fonction des intérêts comparés entre la décroissance radioactive et la durée de surveillance des installations, et peut dépendre de la réutilisation envisagée pour le site. A l'issue de cette période d'attente, la durée des opérations conduisant au niveau 3 peut être évaluée à environ dix à quinze ans.

1. La déconstruction des centrales de 1ère génération arrêtées

Concernant les centrales à l'arrêt (un REP : Chooz A, un réacteur à eau lourde : Brennilis, le réacteur à neutrons rapides de Creys-Malville et les six réacteurs de la filière UNGG), le choix effectué par EDF est de les déconstruire intégralement d'ici 2025. Ces sites demeurant la propriété d'EDF, ils resteront placés sous sa responsabilité et sa surveillance. Concernant les centrales REP, les options de déconstruction n'ont pas à ce jour été définitivement décidées.

Dans le cadre de son rôle de propriétaire responsable/maître d'ouvrage, EDF assure la maîtrise d'ouvrage de la déconstruction.

Le cadre réglementaire de la déconstruction a été établi et le processus d'autorisation est finalisé depuis 2003. Il se caractérise par un décret d'autorisation unique, après avis de l'Autorité de Sûreté Nucléaire, permettant la déconstruction totale, ainsi que par des rendez-vous clés avec l'ASN et un processus d'autorisation interne de l'exploitant entre chaque rendez-vous, indépendant des opérationnels et audité par l'ASN (voir section 6.5 (« Environnement législatif et réglementaire »)).

L'année 2006 a été marquée par la signature des premiers décrets de déconstruction totale de réacteurs d'EDF, concernant les sites de Brennilis et Creys. Concernant les sites UNGG, les dossiers de demande de déconstruction totale de Saint-Laurent et Chinon A3 ont été déposés ainsi que la mise à jour du rapport de sûreté du démantèlement de Bugey 1 prenant en compte les études d'Avant Projet Détaillé réalisées. En 2006, des enquêtes publiques ont eu lieu pour Chooz A et Bugey 1.

La déconstruction des neuf centrales nucléaires de première génération d'EDF à l'arrêt produira 1 000 000 tonnes de déchets primaires se décomposant de la façon suivante : 2/3 de gravats non radioactifs, aucun déchet de haute activité, 1/3 de déchets de très faible à moyenne activité incluant environ 7 % de déchets nécessitant de nouvelles filières d'entreposage et de stockage.

Ces filières d'évacuation des déchets sont en cours de mise en œuvre :

- Le projet d'Installation de Conditionnement et d'Entreposage des Déchets Activés qui a été lancé sur le site de Bugey L'enquête publique réalisée à l'été 2006 a reçu un avis favorable. L'instruction technique est en cours par l'ASN. L'appel d'offres pour la conception et la réalisation est en cours.
- Le Centre de Stockage Graphite qui est inscrit dans la loi du 28 juin 2006 relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs pour une mise en service en 2013.

2. Les coûts de déconstruction et les actifs constitués pour la couverture des engagements de long-terme

Les coûts de déconstruction

Depuis le début de l'exploitation de ses centrales, EDF constitue des provisions pour couvrir les travaux de déconstruction, l'ingénierie, la surveillance et la maintenance des installations, la sécurité du site, ainsi que le conditionnement, le transport, le stockage (par l'ANDRA) des déchets de déconstruction (voir note 29.3.3.1 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2006). Les montants provisionnés correspondent à l'estimation par EDF des charges de déconstruction pour atteindre le niveau 3.

Dans le cas des réacteurs de la filière REP, les provisions sont constituées sur la base d'un montant prévisionnel équivalent à 294 euros (2006)/kW[10] installé, soit environ 15 % du coût complet d'investissement de la partie nucléaire des installations. Cette estimation de coût de déconstruction, initialement évaluée par la Commission Peon (1979), a été confirmée par des études détaillées effectuées en 1999 à partir d'un exemple représentatif : le site de Dampierre (site comportant quatre réacteurs). Par ailleurs, une comparaison internationale réalisée par l'OCDE fin 2003 montre que les estimations d'EDF sont cohérentes avec les estimations des autres pays. EDF se situe à environ 25 % au-dessus des estimations réalisées pour les centrales espagnoles et 15 % en dessous des estimations réalisées pour les centrales allemandes. Pour ce dernier pays, l'écart avec l'évaluation d'EDF s'explique par une politique différente pour la gestion des déchets TFA, FAVL et MAVL (retraitement et entreposage en Allemagne — stockage en France).

Contrairement au parc REP en exploitation, les réacteurs de première génération à l'arrêt sont différents les uns des autres et l'estimation des charges de déconstruction a été réalisée réacteur par réacteur.

[10] Contre 288 euros (2005)/kW, 282 euros (2004)/kW et 277 euros (2003)/kW. La mention de « 277 euros (2005)/kW » figurant dans le Document de Référence 2005 du Groupe EDF ainsi que la mention de « 280 euros (2004)/kW » figurant dans le Document de Base du Groupe EDF constituaient deux erreurs d'impression que les données ci-avant entendent corriger.

• Installations de tiers : La Hague

Dans le prolongement du contrat signé le 24 août 2004 sur le retraitement du combustible (voir section 6.2.1.1.3.4 (« Le cycle du combustible nucléaire et les enjeux associés »)), EDF et Areva ont souhaité clarifier leurs responsabilités respectives, en négociant les conditions juridiques et financières du transfert à Areva NC de la contribution financière d'EDF au démantèlement des installations de La Hague et aux opérations de reprise et conditionnement des déchets anciens. Les taux d'inflation et d'actualisation, de même que l'assiette, la quote-part d'EDF et l'échéancier des dépenses prévisionnelles, ont fait l'objet d'un accord entre EDF et Areva NC fin septembre 2003. Les négociations concernant les modalités de cet accord ont abouti sur le principe du versement d'une soulte libératoire à Areva NC selon des modalités qui restent à fixer (voir note 29.2.1. de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2006).

Les actifs constitués pour la couverture des engagements nucléaires de long-terme (hors cycle d'exploitation)
Conformément à une décision du Conseil d'administration d'EDF de juin 1999, des actifs dédiés ont été progressivement constitués par EDF à compter de l'exercice 2000 au moyen de dotations annuelles. Ils représentaient au 31 décembre 2006 une juste valeur de marché de 6,3 milliards d'euros (voir note 22.3.2.1 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2006).

Le 5 septembre 2005, le Conseil d'administration d'EDF a validé la proposition consistant à accélérer le rythme de constitution des actifs dédiés, pour couvrir, d'ici fin 2010, la totalité des engagements :

- liés à la déconstruction des centrales nucléaires du parc REP en exploitation (8,1 milliards d'euros), mais aussi des centrales à l'arrêt (2,1 milliards d'euros au 31 décembre 2006) ;
- liés au stockage définitif des déchets (4,4 milliards d'euros au 31 décembre 2006) ; et
- liés au traitement du combustible usé et au stockage des déchets relatifs à la partie non consommée du dernier cœur des centrales (0,4 milliard d'euros au 31 décembre 2006).

Le montant total des provisions à couvrir au moyen de la constitution d'actifs dédiés s'élève ainsi, fin 2006, à 15 milliards d'euros.

Certaines provisions ont été exclues de l'assiette des actifs de couverture à constituer, car elles correspondent à des charges considérées comme relevant directement du cycle d'exploitation (voir arrêté du 31 mars 2007) :

- La provision pour retraitement (provision de 10,2 milliards d'euros au 31 décembre 2006) composée :
  – de la provision pour retraitement du combustible usé. Cette provision fait l'objet de dotations et de reprises chaque année et peut être assimilée à un élément du cycle d'exploitation, au même titre que d'autres éléments (stock de combustible par exemple). Confirmant l'analyse d'EDF, la loi du 28 juin 2006 a spécifiquement exclu de l'assiette des actifs dédiés les éléments du cycle d'exploitation. Les textes d'application de l'article 20 de cette loi (décret n° 2007-243 du 23 février 2007 et arrêté du 31 mars 2007), qui précisent la notion de « cycle d'exploitation », pourraient cependant conduire EDF à réintégrer dans l'assiette des actifs dédiés, à compter de l'exercice 2007, une fraction de la provision pour traitement du combustible usé ;
  – de la provision pour la quote-part d'EDF dans la déconstruction d'installations de tiers (la Hague), pour laquelle EDF et Areva se sont accordées sur le principe du versement d'une soulte libératoire, qui devrait alimenter le fonds du fournisseur.

- La quote-part de la provision pour dernier cœur correspondant à la non-utilisation du stock de combustible se trouvant dans le réacteur lors de son arrêt définitif, par définition déjà financée (voir note 29.3.5 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2006).

La décision du Conseil d'administration d'EDF du 5 septembre 2005 d'accélérer la constitution des actifs dédiés a été confortée par la loi du 28 juin 2006 relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs dans la mesure où celle-ci impose aux opérateurs nucléaires une couverture totale des provisions liées aux engagements nucléaires de long-terme (hors cycle d'exploitation) au plus tard dans un délai de cinq ans après promulgation de la loi[11], soit fin juin 2011. Cette loi prévoit en outre l'obligation pour les opérateurs nucléaires d'affecter de façon exclusive les actifs nécessaires à la couverture des provisions, ainsi que de les comptabiliser de façon distincte[12] (voir section 6.5.4.2 (« Réglementation spécifique applicable aux installations nucléaires »)). Aux termes de la loi, EDF est tenu de transmettre en juin 2007, puis tous les trois ans, à l'autorité administrative compétente, un rapport décrivant notamment l'évaluation des charges relatives à la déconstruction de son parc de centrales nucléaires, le stockage des déchets radioactifs produits, les méthodes appliquées pour le calcul des provisions afférentes à ces charges et les choix retenus en ce qui concerne la composition des actifs dédiés. L'autorité administrative précitée pourra, si elle constate une insuffisance dans l'évaluation des charges, le calcul des provisions ou le montant, la composition ou la gestion des actifs affectés à ces provisions, prescrire les mesures nécessaires à la régularisation de cette situation.

Le décret du 23 février 2007 et l'arrêté du 31 mars 2007 mentionnés ci-dessus ont principalement précisé le dispositif de sécurisation du financement des charges nucléaires en établissant une nomenclature de l'ensemble de ces charges, en distinguant celles relevant du cycle d'exploitation, en encadrant leur évaluation ainsi que le taux d'actualisation retenu par les exploitants nucléaires pour le calcul des provisions afférentes. Ces textes fixent par ailleurs des règles d'investissement et de gestion pour les actifs dédiés et organisent le rôle des organes sociaux et de direction ainsi que les dispositifs de contrôle à mettre en place par les exploitants nucléaires.

La dotation nette au portefeuille d'actifs dédiés d'EDF au titre de l'exercice 2006 s'élève à 2 845 millions d'euros (voir note 22.3.2.1 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2006). Conformément à la décision du Conseil d'administration du 5 septembre 2005, EDF devrait effectuer sur la période 2007-2010 un versement de 2,35 milliards d'euros (exprimés en euros 2005) pour chacune des quatre années composant cette période. Cet échéancier qui ne devrait pas être remis en cause en ce qui concerne l'année 2007, pourrait toutefois être adapté dans le futur pour tenir compte des éventuels impacts sur l'assiette des actifs dédiés à constituer par EDF, du décret du 23 février 2007, de l'arrêté du 31 mars 2007 et des autres textes réglementaires d'application de la loi du 28 juin 2006 qui pourraient être adoptés dans le futur.

[11] Article 20 III al.5 de la loi.

[12] Article 20 II de la loi.

6.2.1.1.4 Production hydraulique

La production d'électricité réalisée par EDF à partir de son parc de centrales hydrauliques a représenté en 2006, 8 % de sa production totale d'électricité.

6.2.1.1.4.1 Le parc de production hydraulique d'EDF

Le parc hydraulique d'EDF en France continentale comprend 447 centrales :

- environ 10 % des centrales ont une puissance unitaire supérieure à 100 MW ; elles représentent environ 50 % de la production totale ;
- environ 50 % des centrales ont une puissance unitaire inférieure à 12 MW ; elles représentent environ 10 % de la production totale.

L'âge moyen du parc est d'environ 50 ans et 25% des installations ont plus de 75 ans.

Les centrales se trouvent principalement dans les massifs montagneux des Pyrénées, des Alpes, du Massif Central et du Jura, ainsi que sur le Rhin. L'ensemble représente une puissance installée d'environ 20 GW (hors DOM et Corse), soit 20 % du parc d'EDF, pour une énergie productible (c'est-à-dire maximale) annuelle d'environ 46 TWh, contribuant à placer la France au rang de premier producteur d'électricité renouvelable de l'Union Européenne.

Les différents aménagements hydrauliques sont conçus pour optimiser l'exploitation de la ressource en eau des vallées. Du fait de la taille et de la variété de son parc, EDF dispose d'aménagements qui sont capables de répondre à tous les types d'usages souhaités, en « base » ou « pointe », et qui offrent des leviers d'optimisation de par leur souplesse d'utilisation :

- les aménagements au « fil de l'eau », comme sur le Rhin, ne possèdent pas de capacité de stockage et produisent de l'énergie en fonction des apports d'eau du moment. Ils représentent une puissance totale de 3 400 MW et un productible de 17,1 TWh ;
- EDF dispose d'une usine marémotrice, sur la Rance : elle utilise le mouvement ascendant et descendant de la marée pour créer le dénivelé indispensable à la production d'énergie, fournissant de cette manière de l'électricité de manière très régulière. Cette usine représente une puissance totale de 240 MW et un productible de 540 GWh ;
- les éclusées font intervenir une réserve d'eau de moyenne importance (plus faible que celle d'un lac), destinée à une utilisation ponctuelle en cours de semaine ou de journée, pour couvrir les pointes de demande. Elles représentent une puissance totale de 3 300 MW et un productible de 10,6 TWh ;
- les Stations de Transfert d'Energie par Pompage (STEP) se composent d'un bassin amont et d'un bassin aval. L'eau est pompée du bassin aval vers le bassin amont en période de faible consommation, de manière à constituer un stock, qui sera utilisé pour produire de l'énergie en période de pointe (l'eau sera alors « turbinée » du bassin amont vers le bassin aval). Elles représentent une puissance totale de 4 300 MW qui permet d'une part, le pompage de plus de 7 TWh et le turbinage d'environ 6 TWh, et d'autre part, une production de 1,1 TWh, grâce aux apports naturels d'eau dans le bassin supérieur de certaines STEP ;
- les aménagements de « lacs » situés dans les massifs montagneux (Alpes, Massif Central et Pyrénées) représentent une puissance totale de 8 800 MW et un productible de 16,5 TWh. Ils sont utilisés pour leur grande capacité de stockage de saison à saison. Ils peuvent ainsi, en fonction de la demande, profiter des périodes propices pour remplir leur réservoir et être disponibles en période de forte consommation ou pour garantir l'équilibre du système électrique. Pour assurer l'équilibre et l'optimisation de son portefeuille d'actifs amont/aval en France, EDF dispose ainsi, par l'intermédiaire de leur capacité de stockage, d'une valeur optionnelle sur une trentaine d'installations de « lacs » significatives.

6.2.1.1.4.2 La sûreté hydraulique

La sûreté hydraulique est l'ensemble des dispositions prises lors de la conception et de la gestion des aménagements hydroélectriques et a pour objectif de maîtriser les risques que la présence ou le fonctionnement des aménagements hydrauliques créent pour les personnes, les biens et l'environnement (voir section 4.1.2.2 (« Gestion du risque de sûreté hydraulique »)). Elle comporte trois activités principales :

- la maîtrise des variations de niveaux ou de débits à l'aval des ouvrages ;
- la gestion des ouvrages durant les périodes de crues, pour assurer la sécurité des installations et des populations ;
- la prévention du risque majeur que représente la rupture d'un ouvrage hydraulique par la surveillance et la maintenance des ouvrages sous le contrôle des services de l'Etat, principalement des Directions Régionales de l'Industrie, de la Recherche et de l'Environnement (DRIRE). Parmi les barrages les plus importants, 68 d'entre eux font l'objet d'une procédure particulière (« Plan Particulier d'Intervention ») mise en œuvre par le Préfet compétent.

EDF pratique une surveillance et une maintenance régulière de ses barrages, notamment par une auscultation continue des barrages. Le relevé et l'analyse en temps réel, sur chaque site, de multiples données (suivi des mesures de tassements, de pression, de fuites conjugués à l'inspection visuelle du béton, et au contrôle des parties mécaniques, etc…) permet à EDF d'établir en permance un diagnostic sur la santé de ses barrages. A Grenoble et à Toulouse, les équipes d'EDF peuvent analyser à distance, grâce une série de capteurs, les barrages les plus importants ou les plus difficiles d'accès.

Enfin, pour chacun des 150 grands barrages, un check-up complet est réalisé tous les dix ans, assorti d'une vidange ou d'une inspection de la structure avec des moyens subaquatiques. Ces opérations sont effectuées sous le contrôle rigoureux des services de l'Etat (DRIRE et STEEG — Service Technique de l'Energie Electrique et des Grands Barrages, au sein du Ministère de l'Economie, des Finances et de l'Industrie). En 2006, EDF a réalisé 7 visites décennales sur ces ouvrages.

La sûreté hydraulique est une priorité absolue dans le domaine de la production hydraulique, à l'origine d'une évolution en profondeur des pratiques et des politiques d'exploitation au cours des dernières années. Elle constitue un élément déterminant pour orienter les décisions en matière de maintien du patrimoine.

6.2.1.1.4.3 La performance du parc de production

Un parc fortement automatisé

Afin d'exploiter au mieux la souplesse de son outil de production hydraulique, EDF a engagé depuis de nombreuses années des programmes ambitieux d'automatisation, de conduite à distance de ses centrales hydrauliques et de gestion centralisée de vallée.

Aujourd'hui, les 100 centrales les plus importantes du parc hydraulique d'EDF, représentant plus de 75 % de sa puissance hydraulique installée, sont gérées à distance depuis 4 centres de conduite capables de mobiliser 14 000 MW en moins de 20 minutes.

L'importance pour EDF de pouvoir disposer d'un potentiel hydraulique souple et réactif a été mise en évidence le 4 novembre 2006. Alors qu'un incident survenu sur le réseau électrique allemand entraînait un déficit brutal de puissance - de l'ordre de 10 000 MW - et une baisse de la fréquence du réseau, le démarrage immédiat de 5 000 MW hydrauliques a apporté un précieux concours pour rétablir l'alimentation électrique de 50 % des clients français touchés par l'événement en moins de trente minutes et de la totalité en moins d'une heure.

Performances techniques du parc

L'année 2006 a été à nouveau globalement sèche (hydraulicité inférieure à la normale) avec une production d'électricité d'origine hydraulique (hors déduction de 7,5 TWh de consommation d'électricité nécessaire au fonctionnement des stations de transfert d'énergie par pompage) de 40,3 TWh.

Sujette aux aléas de la ressource en eau, la production hydraulique varie suivant les années : ainsi, lors de la sécheresse de 2005, EDF estime avoir subi une perte de production hydraulique de 13 TWh par rapport à une année d'hydraulicité normale.

La disponibilité globale du parc hydraulique, c'est-à-dire le pourcentage du temps dans l'année pendant lequel la centrale est disponible à pleine puissance, s'est établie en moyenne aux environs de 92 % au cours des dernières années.

L'indisponibilité résiduelle du parc hydraulique d'EDF (environ 8 %) provient pour 5 à 6 % de travaux d'entretien et de maintien du patrimoine (indisponibilité programmée) et pour 2 à 3 % de prolongements de travaux et d'avaries (indisponibilité fortuite).

Le taux de réponse à la sollicitation du parc, c'est-à-dire le taux de réussite de la réponse aux ordres de démarrage ou d'arrêt reçus par les centrales, est supérieur à 99 % depuis plusieurs années, dans un contexte d'augmentation significative de la sollicitation des ouvrages de production hydraulique. A titre d'exemple, des centrales conçues pour répondre à 5 séquences de démarrage-arrêt par semaine sont régulièrement sollicitées plus de 5 fois par jour.

Dans la continuité de la démarche initiée en 2005 pour l'identification des risques de défaillances par famille de matériel et dans un contexte marqué par quelques avaries ayant entraîné l'indisponibilité d'installations sur du moyen terme (barrage de Tuillères en Dordogne, etc,...), EDF a décidé en 2006 d'engager un programme de mise à niveau technique et de maintenance renforcée des ouvrages pour un montant global de l'ordre de 500 millions d'euros sur la période 2007-2011 afin de rénover certaines installations, de maintenir, dans la durée, un niveau élevé de sûreté hydraulique et de préserver à terme les performances techniques de son parc.

Ce programme de rénovation du patrimoine hydraulique intitulé Sûreté et Performance de l'Hydraulique « SuperHydro » d'une durée de 5 ans entraînera, transitoirement pendant la durée des travaux, des indisponibilités plus conséquentes que celles enregistrées ces dernières années. EDF affine actuellement la séquence de réalisation de ce programme pour tenter de limiter les conséquences sur la production hydraulique.

Au-delà de cette période transitoire, EDF se fixe pour objectif de maintenir un taux de disponibilité de 92 %.

6.2.1.1.4.4 Les enjeux actuels et futurs de la production hydraulique

La filière hydraulique s'attache aujourd'hui à répondre aux enjeux suivants :

Le renouvellement des concessions

Les ouvrages de production hydraulique sont exploités dans le cadre :

- de concessions accordées par le Ministre chargé de l'industrie, pour les ouvrages de plus de 100 MW ou par le préfet, pour les ouvrages dont la puissance est comprise entre 4,5 MW et 100 MW ;
- d'autorisations préfectorales pour les ouvrages de moins de 4,5 MW.

EDF est aujourd'hui le concessionnaire de la majorité des chutes hydroélectriques en France.

D'une durée initiale de 75 ans, conformément à la loi du 16 octobre 1919 relative à l'utilisation de l'énergie hydraulique, les concessions sont en général renouvelées pour des durées de 30 à 40 ans sur la base des cahiers des charges existants. Le renouvellement des titres peut être l'occasion d'une évolution dudit cahier qui peut alors intégrer de nouvelles exigences en termes de gestion de la ressource en eau.

Du fait de son statut de société anonyme, et par application de la loi Sapin (1993) (voir section 6.5.4.3 (« Réglementations applicables aux autres modes de production du Groupe EDF ») ci-dessous), EDF est désormais soumise à la concurrence en ce qui concerne le renouvellement de ses concessions hydrauliques. EDF estime que ce nouveau cadre réglementaire ne devrait pas entraîner de conséquences importantes dans l'immédiat. En effet, la durée moyenne résiduelle des titres de concession d'EDF est de 22 ans. Les concessions qui arrivent à échéance d'ici 2020 (étant précisé que le processus de renouvellement doit débuter 11 ans avant l'échéance de la concession) représentent moins de 20% de la puissance totale installée d'EDF en France (environ 15 % de la production). Le processus de renouvellement est déjà engagé pour une partie d'entre elles. Enfin, 50 % de la puissance hydraulique installée actuelle d'EDF en France repose sur des concessions dont la date d'échéance est comprise entre 2020 et 2045.

Dans l'hypothèse où une concession ne serait pas reconduite, le concessionnaire sortant ne bénéficie, en l'état de la réglementation en vigueur, d'aucune indemnisation. A l'échéance de la concession, toutes les installations appartenant à l'Etat (ouvrages allant du barrage à la turbine) doivent être en « bon état d'entretien ». La loi de finances rectificative pour 2006 prévoit le remboursement des dépenses non amorties liées soit aux travaux de modernisation, soit aux travaux permettant d'augmenter les capacités de production. La loi de finances rectificative pour 2006 prévoit également pour les concessions hydrauliques l'établissement, lors de leur renouvellement, d'une redevance annuelle plafonnée à 25 % des recettes résultant des ventes d'électricité issues de l'exploitation des ouvrages hydroélectriques concédés, versée à l'Etat et affectée en partie aux départements. Les décrets d'application sont en cours d'élaboration.

EDF cherchera à obtenir le renouvellement des concessions qui présentent un enjeu pour l'équilibre de son parc de production.

La gestion de l'accès à l'eau

Les 220 barrages exploités par EDF en France permettent le stockage de 7,5 milliards de m^3 d'eau, soit 75 % des réserves nationales de stockage de surface.

Les aménagements hydrauliques ont des effets positifs tant sur le développement économique que dans le domaine de l'environnement et EDF mène une politique active de gestion concertée de la ressource hydraulique en coopération avec les différents acteurs de l'eau : des conventions sont conclues avec les élus locaux, agriculteurs, pêcheurs, responsables de sites touristiques, industriels.

EDF privilégie la voie de la concertation avec les acteurs de terrain. Cette démarche vise d'abord à mesurer les effets réels de l'exploitation hydraulique sur l'environnement et les autres usages, et d'essayer de diminuer ces effets lorsque cela est techniquement possible et économiquement raisonnable.

Ainsi, 700 millions de m^3 d'eau sont lâchés chaque année depuis les barrages pour satisfaire d'autres usages que la production d'électricité (alimentation en eau potable, soutien d'étiage, irrigation, production de neige artificielle, sports d'eau vive, etc,...).

La loi sur l'eau et les milieux aquatiques du 30 décembre 2006 contient des dispositions relatives à la gestion de la ressource en eau (notamment la valeur des débits réservés[13], la souplesse d'exploitation des centrales hydrauliques). EDF estime que ces nouvelles dispositions entérinées devraient avoir des conséquences limitées à moyen terme sur son activité hydraulique (voir section 6.5 (« Environnement législatif et réglementaire »)).

Le développement

En Europe et plus particulièrement en France, 95% du potentiel hydraulique est actuellement exploité.

Le développement de l'activité hydraulique d'EDF repose actuellement sur l'aménagement de Gavet. Il consiste à remplacer les six centrales hydrauliques en fin de vie installées sur la Romanche, par une seule, la centrale de Gavet, d'une puissance de l'ordre de 90 MW pour une production d'environ 540 GWh.

Des projets sont en cours de réalisation ou à l'étude dans les domaines suivants :

- la production à partir des débits réservés. L'objectif est d'équiper un certain nombre de barrages pour turbiner le débit réservé et récupérer une partie de l'énergie associée. EDF a réalisé quatre équipements en 2006 et prévoit de poursuivre ensuite à raison d'environ cinq projets par an ;
- le développement de la « Petite Hydraulique » (centrales de puissance inférieure à 12 MW). A titre d'exemple, SHEMA, filiale à 100 % du Groupe EDF, est actuellement en phase d'étude pour environ 5 aménagements nouveaux devant être réalisés d'ici 2010, représentant une capacité totale de 14 MW.

Par ailleurs, EDF se donne pour objectif d'exploiter toutes les opportunités de développement qui peuvent lui être offertes, en particulier :

- étudier les possibilités de « suréquipement » (augmentation de puissance d'ouvrages hydrauliques existants, etc,...) offertes par la loi n° 2005-781 du 13 juillet 2005 de programme fixant les orientations de la politique énergétique (dite la « LPOPE » voir section 6.5.2.2 (« Législation française »)) pour contribuer au développement de moyens de pointe ;
- réaliser dans le cadre du renouvellement des concessions, des adaptations des ouvrages (modernisation, optimisation de la production, etc,…).

6.2.1.1.5 Production thermique à flamme (« THF »)

La production d'électricité réalisée par EDF à partir de son parc de centrales thermiques à flamme en France continentale a représenté, en 2006, environ 4 % de sa production totale d'électricité. Ce parc, dont l'âge moyen est d'environ 30 ans, dispose à cette même date d'une puissance en fonctionnement de 9 426 MW (pour une puissance installée totale de 13 206 MW). Les moyens de production THF présentent un certain nombre d'atouts :

- une grande réactivité et flexibilité (démarrage rapide et modulation de la puissance) ;
- la capacité à être placés en arrêt prolongé (mises en réserve) ou, au contraire, à être remis en exploitation dans des délais courts ;
- un coût d'investissement plus faible que le nucléaire ou l'hydraulique et des délais de construction réduits.

Par ailleurs, les centrales thermiques à flamme les plus modernes offrent une meilleure maîtrise des différentes émissions (dioxyde de carbone, dioxyde de soufre, oxyde d'azote et poussières).

Les moyens de production THF constituent ainsi une des composantes essentielles du mix énergétique pour assurer en temps réel l'équilibre production–consommation et pour répondre aux fluctuations de la consommation d'électricité. Avec une partie des installations hydrauliques (lacs, STEP), ils répondent aux besoins en électricité de semi-base et de pointe.

Ils jouent aussi un rôle important dans l'adaptation des capacités de production d'EDF en réponse à l'évolution des besoins de ses clients. Leur performance présente néanmoins une sensibilité à différents facteurs pouvant conduire à un coût de production plus élevé :

- le durcissement des réglementations environnementales (émission de produits polluants, qualité de l'air) ;
- le respect des quotas d'émissions de gaz à effet de serre ;
- l'évolution du coût des combustibles (dont les hydrocarbures).

6.2.1.1.5.1 Le parc de production thermique à flamme d'EDF

Composition du parc

Au 31 décembre 2006, le parc thermique à flamme en exploitation d'EDF est composé de capacités de production diversifiées, tant au niveau du combustible que de la puissance :

- Tranches charbon :
  - 9 tranches d'une puissance de 250 MW, mises en service entre 1965 et 1971 (Blénod 2, 3 et 4, Bouchain 1, Le Havre 1, La Maxe 1 et 2 et Vitry 3 et 4) ;
  - 4 tranches de 600 MW : Le Havre 2, mise en service en 1969, et 3 tranches plus récentes (Q600) mises en service entre 1983 et 1984 (Cordemais 4 et 5, Le Havre 4).
- Tranches fioul :
  - 3 tranches de 250 MW, mises en service entre 1971 et 1973 (Martigues 1, 2 et 3) ;
  - 3 tranches de 600 MW, mises en service entre 1973 et 1975 (Porcheville 2, 3 et 4) ;

[13] Débit minimal maintenu à l'aval des barrages pour préserver la vie aquatique.

– 2 tranches de 700 MW, mises en service en 1976 et 1977 (Aramon 2 et Cordemais 2).
- Tranches au gaz sidérurgique (« gaz de haut fourneau ») : 2 tranches mises en service en 1959 et 1961 (Richemont 3 et 5).
- Turbines à Combustion (« TAC ») : 7 tranches réparties sur 4 sites (Arrighi, Brennilis, Dirinon et Gennevilliers) mises en service entre 1980 et 1997, qui constituent des moyens de super pointe très réactifs.

La puissance installée du parc en exploitation s'établit à 9 426 MW.

EDF prévoit de réactiver d'ici 2008, 3 tranches au fioul mises en réserve représentant 1 955 MW (Aramon 1, Porcheville 1, Cordemais 3). Par ailleurs, 5 tranches d'une puissance totale de 1 825 MW sont à l'arrêt. La puissance installée totale s'établit donc à 13 206 MW.

L'approvisionnement en combustibles fossiles

Cet approvisionnement est assuré par EDF Trading, filiale d'EDF chargée du trading de combustibles fossiles. A partir de ses prévisions sur l'appel du parc THF, EDF commande à EDF Trading les quantités prévisionnelles de combustible nécessaires pour des livraisons à deux mois pour le charbon et un mois pour le fioul (voir section 6.2.1.3.3 (« EDF Trading ») ci-dessous).

EDF dispose de la possibilité d'ajuster ses besoins et ses stocks en demandant à EDF Trading de procéder à des achats supplémentaires ou, exceptionnellement, à des reventes de quantités jugées excédentaires. De plus, pour des raisons de sécurité d'approvisionnement des centrales, il est demandé à EDF Trading de maintenir au profit d'EDF un stock de sécurité réparti à l'appréciation d'EDF dans différents ports.

6.2.1.1.5.2 Les enjeux de la production THF

La rénovation et le renforcement du parc actuel

EDF a décidé en 2003 d'arrêter progressivement les tranches fioul et charbon d'une puissance de 250 MW devenues obsolètes compte tenu des contraintes environnementales et de l'évolution du marché de l'électricité. La puissance installée concernée s'établissait à plus de 1 700 MW. Ce processus s'est achevé en 2006 avec l'arrêt de la centrale d'Albi.

La rénovation des moyens de production au charbon les plus récents pour répondre aux besoins de semi-base
En semi-base, le maintien des tranches charbon les plus récentes (c'est-à-dire les plus performantes) constitue la meilleure solution pour disposer de capacités compétitives. EDF a donc engagé ces dernières années un programme de rénovation et de fiabilisation courant jusqu'en 2009 de ses centrales charbon 250 MW et 600 MW les plus récentes.
Les tranches charbon 600 MW les plus récentes bénéficient de coûts de revient du combustible les plus bas au sein du parc thermique à flamme (meilleur rendement, tranches en bord de mer, sites de grande capacité). Leur puissance ainsi que la flexibilité de leur production sont des atouts essentiels. Elles sont déjà équipées d'un système de désulfuration des fumées (réduction de 90 % des émissions de dioxyde de soufre) et sont en cours d'équipement d'une installation de dénitrification poussée qui leur permettra, d'ici 2008, de se conformer aux contraintes environnementales prévues au-delà de 2015 avec presque dix ans d'anticipation.

Le renforcement du parc pour répondre aux besoins de pointe
Pour faire face à l'augmentation des besoins de pointe au cours des prochaines années, EDF a engagé un programme d'augmentation de ses capacités de pointe de 3 100 MW entre 2006 et 2008 qui viendront s'ajouter au parc actuellement en fonctionnement.

EDF a décidé en 2005 de remettre en fonctionnement quatre tranches fioul 600-700 MW mises en réserve (Porcheville 1-2 pour les hivers 2006-2007 et 2008-2009, Cordemais 3 pour l'hiver 2007-2008, et Aramon 1 pour l'hiver 2008-2009) qui représentent une puissance de près de 2 600 MW.

En effet, malgré des coûts variables élevés, le fioul reste plus compétitif dans le contexte actuel que le charbon pour des fonctionnements de pointe et de secours (c'est-à-dire en dessous de 1 500 heures par an). Enfin, la réglementation devrait permettre à EDF, jusqu'à l'horizon 2015, de globaliser les rejets et de bénéficier des efforts accomplis sur les tranches charbon d'une puissance de 600 MW.

La tranche 2 de Porcheville est de nouveau en exploitation depuis décembre 2006, après d'importants travaux de modernisation de 18 mois. Elle utilise désormais du fioul à très basse teneur en soufre (fioul dit « TTBTS » à 0,55 % de soufre), ce qui renforce ses performances environnementales.

EDF estime que l'expérience acquise pour la réactivation de cette centrale bénéficiera aux prochaines remises en service décidées.

Par ailleurs, EDF prévoit de mettre en service 500 MW de capacités d'extrême pointe (quelques centaines d'heures de fonctionnement par an) au moyen de la mise en service de trois turbines à combustion, la première pour l'hiver 2007-2008 et les deux autres pour l'hiver 2008-2009 sur les sites de Vitry-sur-Seine et Vaires-sur-Marne.

Les turbines à combustion constituent, pour EDF, le moyen de production neuf le plus adapté à ses besoins d'extrême pointe en raison du démarrage rapide de ce type de moyen de production (douze à vingt minutes suffisent pour produire à pleine puissance).

Préparation de l'avenir de la production thermique à flamme

EDF prépare dès à présent le renforcement de ses capacités de pointe et de semi-base pour la période 2010-2015.

EDF a ainsi mis à l'étude en 2006 le projet de transformation (« repowering ») de trois tranches au fioul du site de Martigues (3 x 250 MW) en deux cycles combinés au gaz de 440 MW chacun. Ce projet de modernisation permettra de réduire les émissions atmosphériques de CO_2 et d'oxydes d'azote et de supprimer les émissions de soufre. L'étude du projet se poursuit en 2007, et la décision d'investissement n'interviendra qu'à l'issue de cette phase, si les résultats de l'étude confirment la faisabilité et la rentabilité de l'opération.

Pour la période post 2010, EDF étudie la possibilité d'implanter des turbines à combustion pour les besoins de pointe et de développer de nouveaux moyens de semi-base (cycle combiné à gaz et centrale charbon disposant de la meilleure technologie disponible) pour faire face à l'augmentation de la consommation. Dans le cadre de ces développements, les principaux atouts du Groupe EDF seront la propriété des sites actuels de centrales thermiques à flamme et les compétences industrielles d'exploitant et de développeur acquises dans le

cadre de réalisations internationales. En effet, au cours des dernières années, EDF a réalisé un programme de développement d'IPP à l'étranger (essentiellement en Chine et au Mexique — voir sections 6.3.3.1.2 (« Activités du Groupe EDF en Chine ») et 6.3.2.3 (« Mexique ») ci-dessous). Ce programme a permis d'acquérir les compétences nécessaires à la maîtrise de la conception, du développement et de l'exploitation de cycles combinés à gaz. EDF pourra par ailleurs faire émerger les synergies Groupe en terme de stratégie industrielle (Allemagne-EnBW, Italie-Edison, Royaume Uni-EDF Energy).

L'évolution du cadre réglementaire environnemental

Le parc thermique à flamme est aujourd'hui exploité dans le cadre de la réglementation applicable aux installations classées pour la protection de l'environnement ainsi que de la réglementation relative aux émissions de gaz à effet de serre (voir section 6.5.4.4 (« Autres réglementations en matière d'environnement, de santé, d'hygiène et de sécurité »)) ci-dessous pour une description de ces réglementations) et d'une réglementation spécifique sur la qualité de l'air.

La réglementation sur les émissions de gaz à effet de serre a conduit à la mise en place, en 2005, du plan national d'allocation de quotas CO_2. Sur la première période (2005 – 2007), EDF estime que ces quotas devraient être suffisants pour permettre un fonctionnement du parc thermique à flamme conformément aux prévisions actuelles. Cela a bien été le cas en 2005 et 2006. Cette réglementation est actuellement en cours de finalisation pour la période 2008-2012 (voir section 6.5.4.4 (« Autres réglementations en matière d'environnement, de santé, d'hygiène et de sécurité »)).

L'adaptation du parc thermique engagée par EDF répond notamment aux exigences des réglementations sur la réduction des émissions de polluants atmosphériques et sur la qualité de l'air, dont les principes sont définis à l'horizon 2015. Toutefois, un risque de durcissement de cette dernière réglementation avant 2015 ne peut être exclu et son évolution future constitue un enjeu important pour EDF, en particulier pour l'exploitation de ses tranches fioul au-delà de cette date.

En raison de la mise à l'arrêt des centrales thermiques à flamme les plus anciennes, de la rénovation des centrales les plus récentes, de l'installation de procédés de dépollution et de l'utilisation de combustible à teneur en soufre réduite, EDF estime que les émissions de polluants atmosphériques de son parc thermique à flamme en France continentale pourraient être diminuées, à production équivalente, de 30 à 40 % à l'horizon 2010 (voir section 6.5 (« Environnement législatif et réglementaire »)).

Production et performances techniques

La production thermique à flamme, qui a représenté en 2006, 16,9 TWh, est en baisse de plus de 20 % par rapport à 2005 essentiellement en raison du climat (températures de 2006 globalement plus clémentes que celles de 2005) et d'une hydraulicité plus importante. Elle correspond à 4 % de la production annuelle d'EDF en France continentale et couvre 20 % des services d'ajustement.

Le parc thermique à flamme est aujourd'hui plus fiable avec un coefficient de disponibilité qui s'établit en 2006 à 71,7 % en nette amélioration depuis deux ans par rapport à 64 % en 2004, mais surtout avec des indisponibilités non programmées (fortuites et prolongation d'arrêts) en recul : 13,4 % en 2006 et 13,5 % en 2005 pour près de 21 % en 2004.

La maîtrise des indisponibilités non programmées est l'objectif essentiel pour des moyens de production fonctionnant en semi-base et pointe tels que le THF. L'enjeu pour ces moyens de production sollicités de façon variable tout au long de l'année (les centrales THF d'EDF fonctionnent annuellement entre 1 500 et 6 000 heures pour le charbon, entre 200 et 1 500 heures pour le fioul et quelques centaines d'heures pour les turbines à combustion) est d'assurer la sécurité du système grâce à une fiabilité et à une disponibilité maximales.

EDF a pour objectif de réduire dès 2009 en deçà de 10 % les indisponibilités non programmées de son parc thermique à flamme. Cet objectif devrait être atteint grâce à une démarche menée sur l'ensemble du parc et dont les actions portent en priorité sur les causes principales identifiées d'indisponibilité, sur un renforcement de la surveillance des matériels, sur un meilleur échange entre sites des bonnes pratiques et sur un suivi rapproché de tous les incidents.

La déconstruction du parc actuel

EDF a planifié l'ensemble des opérations de déconstruction de son parc thermique à flamme actuel. Les provisions relatives à ces opérations ont été constituées pour un montant correspondant aux charges de déconstruction de l'ensemble des tranches en exploitation et aux travaux de dépollution des sites (voir note 29.3.3.2 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2006). Il subsiste toutefois un risque résiduel lié à l'accroissement des exigences de dépollution (évolution de la réglementation applicable, modification de la destination future des terrains nécessitant un processus de dépollution complémentaire).

Des travaux de déconstruction sur les sites mis en retrait définitif d'exploitation ont été réalisés en 2006 : destruction de la cheminée du site de Vaires-sur-Marne et du bâtiment chaudière du site de Pont sur Sambre, etc.

6.2.1.2 Commercialisation

Les activités de commercialisation d'EDF en France sont regroupées au sein de la Direction Commerce, qui commercialise de l'énergie et des services à plus de 27 millions de clients (hors DOM et Corse), représentant près de 33 millions de sites (points de livraison).

La Direction EDF Commerce comptait 5 941 agents statutaires au 31 décembre 2006.

6.2.1.2.1 Ouverture du marché français de la commercialisation d'électricité

La consommation intérieure de la France au titre de l'exercice 2006 s'est élevée à 478,4 TWh[14], en baisse de 1 % par rapport à l'exercice 2005. Cette baisse s'explique par une année 2006 un peu moins froide que 2005 et par la baisse de la consommation d'un grand client du secteur de l'énergie. Corrigée de ces deux effets, la croissance de la consommation d'électricité est de 1,3 % en 2006 par rapport à 2005.

[14] Source : Bilan provisoire RTE 2006, y compris Corse.

En 2006, la part de marché d'EDF pour les clients éligibles était de 82,4 % contre 84,8 % en 2005.

L'ouverture du marché français de la commercialisation d'électricité s'est effectuée selon les étapes suivantes :

DATE	Seuil d'éligibilité	% d'ouverture totale au regard de la consommation (en volume)	Total des sites/clients éligibles
Février 1999	100 GWh/an	20%	200 sites
Mai 2000	16 GWh/an	30%	1 600 sites
Février 2003	7 GWh/an	37%	3 200 sites et 99 ELD*
Juillet 2004	Ensemble des clients non-résidentiels	69%	2,2 millions de clients
Juillet 2007	Ensemble des clients	100%	27 millions de clients

** Entreprises locales de distribution*

La Commission européenne a annoncé le 13 juin 2005 l'ouverture d'une enquête sectorielle afin d'identifier les éventuelles distorsions de concurrence sur les marchés européens du gaz et de l'électricité. Pour plus de détails sur cette enquête, voir section 6.5.1.1 (« Législation européenne — Ouverture du marché ») ci-dessous.

Afin de couvrir l'approvisionnement du marché ouvert, les commercialisateurs concurrents du Groupe EDF ont accès :

- à leur propre capacité de production ;
- à un peu plus de 41 TWh mis à disposition en 2006 par le Groupe EDF par l'intermédiaire des « Enchères de Capacité » (VPP) décrites à la section 6.2.1.3.4 (« Les enchères de capacité ») ;
- aux importations ;
- au marché de gros de l'électricité.

Le paysage énergétique pourrait évoluer prochainement avec l'émergence possible d'un concurrent de premier ordre pour EDF si la fusion Suez / Gaz de France était conduite à son terme.

6.2.1.2.2 Prix et tarifs

Dans le contexte d'ouverture du marché de l'énergie, il convient aujourd'hui de distinguer, pour la vente d'électricité en France :

- d'une part, les barèmes tarifaires applicables par l'opérateur historique aux clients non éligibles ou aux clients éligibles n'ayant pas fait jouer leur éligibilité ;
- d'autre part, pour les clients ayant exercé leur éligibilité, le choix entre des prix proposées par les différents commercialisateurs et, en application de la loi du 7 décembre 2006, le tarif réglementé transitoire d'ajustement au marché qui leur est applicable de plein droit pour une durée maximale de deux ans sous réserve qu'ils en fassent la demande écrite auprès de leur fournisseur avant le 1er juillet 2007 (voir section 6.2.1.2.2.2 (« Les prix de vente de l'électricité aux clients éligibles ») et 6.5.1.2 (« Législation française ») ci-dessous).

Concernant l'irréversibilité de l'exercice de l'éligibilité, il résulte de la loi LPOPE du 13 juillet 2005, telle que modifiée par la loi n° 2006-1537 du 7 décembre 2006 et par la loi n° 2007-290 du 5 mars 2007 instituant le droit au logement opposable :

- qu'un client domestique ou non ayant exercé son éligibilité sur un site donné, ne pourra plus prétendre au bénéfice des tarifs réglementés pour ce site ;
- qu'un client domestique ou non domestique, emménageant sur un site pour lequel le précédent occupant avait exercé son éligibilité, ne pourra prétendre au bénéfice des tarifs réglementés pour ce site ;
- qu'un client domestique ou non, emménageant sur un site dont l'occupant précédent n'aura pas exercé son éligibilité, pourra prétendre au bénéfice des tarifs réglementés pour ce site ;
- qu'un client domestique ou non domestique emménageant sur un nouveau site (que ce soit ou non un logement social) pourra prétendre au bénéfice des tarifs réglementés si ce site est raccordé aux réseaux publics de transport ou de distribution avant le 1er juillet 2010.

6.2.1.2.2.1 Le barème tarifaire

Le barème tarifaire regroupe une gamme de tarifs réglementés de vente d'électricité. Il s'applique aux clients non éligibles ainsi qu'aux clients éligibles n'ayant pas exercé leur éligibilité.

La structure des tarifs est fixée par décret en Conseil d'Etat, après avis de la CRE et du Conseil de la concurrence. L'évolution des tarifs, à structure inchangée, est fixée par arrêté du ministre chargé de l'Economie, des Finances et de l'Industrie et du ministre chargé de l'énergie, après avis de la CRE.

Ces tarifs réglementés comprennent un abonnement pour la mise à disposition de la puissance et une part variable proportionnelle à la consommation avec des prix éventuellement horo-saisonnalisés. La gamme tarifaire est conçue pour tenir compte des variations de consommation des clients avec différentes options (heures pleines/heures creuses pour la clientèle résidentielle par exemple).

En outre, dans le cadre de ses missions de service public, EDF propose depuis le 1er janvier 2005 un tarif de première nécessité selon les modalités fixées par le décret n° 2004-325 du 8 avril 2004.

Le tarif est un tarif dit « intégré » car il couvre globalement les éléments suivants :

- la part « énergie » fondée principalement sur les coûts d'exploitation et les coûts long terme (investissements dans les moyens de production, aval du cycle, recherche et développement) ;
- les coûts de gestion de la clientèle et de commercialisation, qui forment avec la part « énergie », la part « fourniture » du tarif (environ 40 % de la facture TTC) ;

- la part « réseaux » comprenant les coûts d'utilisation du réseau public de transport géré par RTE-EDF Transport et des réseaux publics de distribution gérés par les gestionnaires du réseau de distribution, dite aussi part « acheminement », (environ 40 % de la facture TTC).

Les clients bénéficiant des tarifs intégrés reçoivent une facture d'électricité unique pour la fourniture et l'acheminement, sur laquelle figure la part du coût d'utilisation des réseaux calculée à partir du « Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics de transport et de distribution d'électricité » (« TURP ») fixé sur proposition de la CRE (voir section 6.2.2.4 (« Tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité (« TURP ») ») ci-dessous). La séparation des activités de production-commercialisation, en concurrence, et des activités de transport-distribution, en monopole, est ainsi mise en évidence.

Les taxes suivantes (représentant plus de 20 % de la facture TTC) viennent s'ajouter à la facture d'électricité :

- les taxes locales municipales et départementales, collectées et intégralement rétrocédées par EDF aux collectivités locales ;
- la contribution aux charges de service public (« CSPE ») instituée par la loi du 3 janvier 2003 (voir section 6.5.1.2 (« Législation française ») ci-dessous), fixée à 4,5 euros/MWh pour 2005 et 2006 et plafonnée à 500 000 euros par site ;
- la TVA.

Par ailleurs, la CTA (Contribution Tarifaire Acheminement) qui contribue à la couverture d'une partie des droits passés du régime des retraites (voir section 17.8.1 (« Régime spécial de retraite ») ci-dessous) viendra s'ajouter à la facture d'électricité. De façon transitoire et dans l'attente de l'externalisation de la CTA des tarifs réglementés, la CTA est calculée en dedans du tarif intégré et fait l'objet d'une comptabilisation en diminution du chiffre d'affaires.

Les tarifs réglementés ont augmenté de 1,7 % à compter du 15 août 2006. Cette évolution s'applique aux clients particuliers ainsi qu'aux entreprises qui ont choisi, dans le cadre de l'ouverture des marchés, de rester facturées au tarif réglementé. Cette augmentation est conforme au Contrat de service public (voir section 6.4.3.4 (« Service public »)), signé entre EDF et l'Etat le 24 octobre 2005 qui garantit que la hausse des tarifs de vente de l'électricité pour les particuliers ne sera pas supérieure à l'inflation les 5 premières années.

6.2.1.2.2.2 Les prix de vente de l'électricité aux clients éligibles

Les clients éligibles sont libres de quitter à tout moment, et sans préavis le barème tarifaire pour une offre d'EDF ou d'un autre commercialisateur.

A l'exception des clients raccordés au réseau de transport, qui doivent impérativement souscrire des contrats distincts pour le transport et l'acheminement, tous les autres clients ayant exercé leur option d'éligibilité peuvent conclure un contrat unique avec le commercialisateur de leur choix pour la fourniture et l'acheminement de leur électricité. Leur facture d'électricité comprend alors les trois composantes suivantes :

- le prix de la fourniture d'« énergie électrique ». Le contrat conclu avec le commercialisateur recouvre le prix de facturation des activités ouvertes à la concurrence, à savoir un prix de marché correspondant au coût d'approvisionnement en électricité (généralement indexé sur le prix du marché de gros de l'électricité), de commercialisation et gestion clientèle, et de services énergétiques associés à la fourniture ;
- le tarif d'accès aux réseaux de transport et de distribution (TURP) ;
- les prélèvements publics : la CSPE, la CTA, les taxes locales et la TVA mentionnées à la section 6.2.1.2.2.1 (« Le barème tarifaire ») ci-dessus.

L'article 15 de la loi n° 2006-1537 du 7 décembre 2006 relative au secteur de l'énergie prévoit la création d'un tarif transitoire d'ajustement du marché pour les clients ayant fait jouer leur éligibilité. Ce tarif est applicable de plein droit durant deux ans, à ces consommateurs pour les contrats en cours sous réserve qu'ils en fassent la demande écrite auprès de leurs fournisseurs avant le 1er juillet 2007 (voir section 12.3 (« Impact du tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché »).

L'arrêté du 3 janvier 2007 dispose que le tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché hors taxes applicable à un site de consommation est égal au tarif réglementé de vente hors taxes applicable à un site de consommation présentant les mêmes caractéristiques, majoré de :

- 10 % pour les consommateurs finals raccordés en basse tension dont la puissance souscrite est inférieure ou égale à 36 kVA ;
- 20 % pour les consommateurs finals raccordés en basse tension dont la puissance souscrite est strictement supérieures à 36 kVA ;
- 23 % pour les consommateurs finals raccordés aux domaines de tension HTA et HTB.

6.2.1.2.2.3 Direction EDF Commerce

En 2006, les ventes d'électricité d'EDF Commerce concernant ses 27 millions de clients se sont élevées à 382 TWh[15] (245 TWh aux clients éligibles et 137 TWh aux clients résidentiels et services généraux d'immeubles).

Depuis fin 2005, EDF propose du gaz naturel à tous ses clients éligibles. En 2006, la Direction Commerce a commercialisé 9 TWh, auprès de 40 000 sites.

La satisfaction clientèle est au cœur de la démarche commerciale d'EDF. Des études qualitatives et quantitatives sont réalisées régulièrement et servent à piloter l'activité. En 2006, la satisfaction s'est maintenue à un niveau élevé même si on observe un léger recul sur le segment des éligibles qui s'explique en partie par les changements induits par la séparation effective des activités de distribution et de commercialisation.

Dans le prolongement du rôle qu'il a historiquement joué auprès de ses clients en matière de promotion d'usages efficaces de l'électricité, le Groupe EDF a intégré les impératifs d'économie d'énergie prévus par la réglementation applicable, dans le cadre de l'élaboration de sa politique commerciale.

En effet, la loi de programme fixant les orientations de la politique énergétique du 13 juillet 2005 et les décrets associés ont prévu la mise en place d'un dispositif lié à la création de certificats d'économie d'énergies qui se caractérise notamment par la définition d'un objec-

[15] Données hors Corse et Départements d'Outre-Mer, hors traitement à façon (Eurodif et Sollac), hors ventes internes et hors ventes aux opérateurs étrangers.

tif national d'économies d'énergie (54 TWh d'énergie finale cumulée actualisée (CUMAC) sur la période du 1er juillet 2006 au 30 juin 2009) devant être respecté par les fournisseurs d'énergie soumis au respect de ces obligations.

L'arrêté du 27 septembre 2006 a fixé à 30 TWh d'énergie finale cumulée actualisée, le montant d'économies d'énergie devant être réalisé par EDF au titre de la période 2006-2009.

Afin de prendre en compte cet objectif d'économie d'énergie, les offres d'EDF sur chacun de ses marchés intègrent dès à présent la promotion de l'efficacité énergétique et des énergies renouvelables.

EDF a également organisé de la mi-septembre à la mi-octobre 2006, dans 10 villes de France, une tournée sur le thème « Ensemble, économisons l'énergie ». L'objectif était de proposer au grand public, aux professionnels, aux entreprises et aux collectivités locales des solutions visant à une meilleure maîtrise de leur consommation énergétique.

A. Les Clients de la Division Entreprises

La Division Entreprises regroupe plus de 200 000 clients pour des ventes d'électricité s'élevant à 219 TWh[16] pour l'exercice .

Aux clients souhaitant faire valoir leur éligibilité, EDF propose des gammes d'offres par segment de clientèle.

Pour les Grands Comptes et les Grandes Entreprises, les offres sont modulaires et constituent des solutions « sur mesure » adaptées aux demandes des directions des achats ou aux appels d'offres pour des acteurs publics. Pour les PME-PMI et les petites collectivités territoriales, EDF a mis en place des solutions « packagées » qui répondent à leurs attentes de simplicité.

Les Grandes Entreprises et les Grands Comptes

Ce segment de clients regroupe les grandes entreprises dont la facture annuelle d'électricité excède 150 000 euros hors taxes, acheminement compris, ainsi que les grands groupes, opérant souvent à l'échelle européenne, et dotés le plus fréquemment d'une structure d'achat centralisée. Ils font l'objet d'une relation commerciale très personnalisée.

Par ailleurs, le Groupe EDF a mis en place des solutions énergétiques multi-pays dans le cadre de son réseau commercial coordonné qui couvre 11 pays (France, UK, Allemagne, Belgique, Espagne, Italie, Autriche, Slovaquie, Hongrie, Pologne et République Tchèque).

Au sein du segment des Grands Comptes, certains clients présentent la particularité d'être des consommateurs électro-intensifs, c'est-à-dire des clients pour lesquels le coût de l'électricité représente une part importante de leurs charges. Plusieurs dispositifs ont été développés pour ces clients :

- avant l'ouverture des marchés, EDF a signé avec certains de ces consommateurs des contrats long terme dont l'économie ne correspond pas à celle du marché de l'électricité actuel, les prix pratiqués ne couvrant pas les coûts complets d'acheminement et de production. Ces contrats font l'objet de provisions dans les comptes de l'entreprise ;
- le 5 avril 2007, EDF et Exeltium (le consortium de clients électro-intensifs fondé par 7 industriels dont notamment Alcan, ArcelorMittal, Air Liquide, Rhodia et Solvay), ont signé un contrat de partenariat industriel précisant les termes du protocole d'accord qui avait été conclu le 15 janvier 2007 conformément au dispositif créé par la loi de finances rectificative en date du 31 décembre 2005. Ce contrat permet à Exeltium de bénéficier d'une visibilité sur le prix d'approvisionnement en électricité sur le long terme en contrepartie d'un partage de risques concernant le développement et l'exploitation du parc nucléaire d'EDF. Les volumes en jeu sont de l'ordre de 350 TWh répartis sur 24 ans. Cet accord vient conclure la période de négociation faisant suite à l'appel d'offres lancé en mai 2006 par Exeltium auprès des fournisseurs d'électricité pour la fourniture d'un volume maximal de 28 TWh par an. La cinquantaine d'industriels susceptibles de rejoindre les premiers actionnaires du consortium se prononcera dans les semaines suivant la signature de ce contrat de partenariat. En fonction du calendrier d'obtention du financement par Exeltium et sous réserve de l'accord de la Commission européenne, les premières livraisons d'électricité pourraient commencer au début de l'été 2007.

Nouvelles offres commerciales aux Grands Comptes et aux Grandes Entreprises

Aux clients Grands Comptes et Grandes Entreprises, EDF propose une gamme d'offres comprenant :

- de la fourniture d'énergie électrique et gaz naturel ;
- de la fourniture d'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables (offre Equilibre) ;
- des « contrats de progrès » dans lesquels EDF s'engage à réduire la facture énergétique globale du client en lui proposant la mise en œuvre d'actions d'économie d'énergie ;
- des services de gestion ;
- des services leur permettant de piloter leurs courbes de consommation énergétiques ;
- des services de diagnostics dans les domaines de l'optimisation énergétique et de la qualité du kWh ;
- la fourniture de services énergétiques, via les filiales, participations et partenaires du Groupe EDF ;
- une gamme d'offres « Carbone Optimia » qui permet aux clients de mieux appréhender le dispositif de quotas de CO_2 et de gérer leurs allocations afin d'éviter les pénalités :
  - un bilan et un diagnostic qui proposent aux clients un récapitulatif complet de leurs émissions et qui les aident à mettre en place une gestion optimisée de ces émissions ;
  - une offre qui permet aux entreprises de confier à EDF la vente ou les achats de quotas de CO_2.

Par ailleurs en 2004 et 2005, EDF a proposé des offres de contrat à prix ferme sur 5 ans pour répondre aux attentes de stabilité et de visibilité des prix sur le moyen et le long terme des clients confrontés à la volatilité des prix de l'électricté sur les marchés de gros.

Les PME-PMI

Les offres à destination des PME PMI reposent sur des solutions intégrées dont le prix englobe la fourniture d'électricité et de gaz naturel et des services de gestion. Trois solutions sont actuellement commercialisées : les solutions Visibilité, Alliance et Premium.

[16] Hors ventes au tarif bleu gérés par la Division Particuliers & Professionnels pour le compte de clients de la Division Entreprises et y compris ventes aux collectivités territoriales.

Les offres d'électricité produite à partir de sources d'énergies renouvelables (offre Equilibre) ainsi que des offres de gaz naturel sont aussi proposées à ce segment de clientèle.

Les ELD
Les Entreprises Locales de Distribution (« ELD ») commercialisent et acheminent l'énergie électrique auprès des clients finals situés sur leur zone de desserte exclusive. Elles assurent 5 % de la distribution d'électricité en France et sont également parfois productrices d'électricité. Le décret du 27 janvier 2005 relatif aux tarifs de cession de l'électricité aux distributeurs non nationalisés donne aux ELD la possibilité de se fournir auprès d'EDF à des tarifs spécifiques, pour la part de leur fourniture vendue aux clients non éligibles ou n'ayant pas fait jouer leur éligibilité, ainsi que pour leurs pertes réseaux.

B. Les clients de la Division Collectivités Territoriales

Dans un but de lisibilité et de cohérence, une Division dédiée aux Collectivités Territoriales et aux organismes bailleurs sociaux (OPHLM) a été créée en 2006. Elle rassemble sous un même management l'ensemble des interlocuteurs commerciaux de ce segment de marché.

Les offres aux Collectivités Territoriales incluent :

- la fourniture d'électricité et de gaz naturel, dont une offre électricité Equilibre produite à partir de sources d'énergies renouvelables ;
- des services de gestion ;
- des diagnostics (maîtrise de la demande d'énergie, développement des énergies renouvelables) ;
- l'offre montant de charges (« OMC ») destinée aux bailleurs sociaux vise à améliorer l'efficacité énergétique des logements sociaux. Elle permet par ailleurs à EDF de satisfaire à ses obligations en matière d'économies d'énergie et de collecte de certificats ;
- la fourniture de services énergétiques, via les filiales, participations et partenaires du Groupe ;
- des services d'accompagnement des collectivités dans leurs projets territoriaux de développement.

L'année 2006 a été marquée par une prise de conscience accrue de l'importance des problématiques énergétiques par ce segment de clientèle : les collectivités se dotent de compétences dans le domaine de l'énergie et organisent des actions spécifiques en matière de Maîtrise de la Demande d'Energie (MDE) et d'énergie renouvelable. EDF développe la signature de conventions avec les Collectivités Territoriales dans les domaines énergétiques.

C. Clients de la Division Particuliers et Professionnels

Cette division regroupe près de 27 millions de clients résidentiels et professionnels. Pour l'exercice 2006, le volume de ventes d'électricité de la division s'élève à 163 TWh[17].

Offre historique aux clients non-éligibles ou n'ayant pas fait jouer leur éligibilité

Les tarifs réglementés ou historiques incluent un abonnement et une part variable (voir section 6.2.1.2.2.1 (« Le barème tarifaire ») ci- dessus).

Offres aux professionnels souhaitant faire jouer leur éligibilité
EDF a élargi sa gamme d'offres, qui combinent à la fois fourniture d'énergie et service. Depuis le 1er juillet 2004, EDF propose les solutions EDF Pro qui ont pour objectif de simplifier la vie des professionnels, en leur proposant des solutions rapides et efficaces. La gamme de services complémentaires s'est également étoffée, avec l'offre Assistance Dépannage, l'offre Climatisation et des solutions de paiement.

Par ailleurs, en cas de changement ou d'agencement de locaux professionnels, EDF fournit des conseils, des diagnostics et des offres en matière de maîtrise de l'énergie et adresse des bulletins spécialisés susceptibles de constituer un appui pour l'élaboration du cahier des charges techniques.

EDF propose également à ses clients professionnels une offre kWh Equilibre dans laquelle l'électricité achetée est fournie partiellement ou totalement, à partir de sources d'énergies renouvelables.

Depuis le 15 juin 2005, EDF propose une offre duale électricité et gaz naturel. Cette offre répond à une attente très forte de la part des professionnels et constitue un levier de différenciation par rapport aux concurrents mono-énergie.

Offres aux clients résidentiels : préparer l'ouverture du marché
Ce marché regroupe l'ensemble des particuliers. Il est caractérisé par le nombre très important de clients et par un niveau moyen de la facture d'électricité annuelle relativement faible.

La politique commerciale sur le marché des particuliers, historiquement ciblée sur la promotion du chauffage électrique, se positionne sur le confort dans l'habitat et la maîtrise de l'énergie. EDF se prépare à l'ouverture du marché à la concurrence en 2007 en faisant évoluer les offres, la communication et le modèle d'activité de la Division Particuliers et Professionnels.

L'ouverture du marché au 1er juillet 2007 implique pour EDF d'adapter les services aux particuliers selon deux axes : les services « autour de la fourniture » et les services « autour de certains moments clés » tels que la mobilité et les projets de construction ou d'amélioration du confort thermique, y compris l'entretien et la maintenance des installations.

Ainsi, la gamme d'offres autour des usages s'étend et s'étoffe (conseils, offre de financement) pour répondre aux attentes en matière de confort. La gamme d'offres actuelle se compose de Vivrélec habitat neuf, de Vivrélec rénovation, du Diagnostic Confiance Sécurité portant sur les installations intérieures d'électricité, d'Assurélec et d'Objectifs travaux.

La gamme d'offres se développe aussi autour des services « aval compteur » avec notamment la maintenance, la réparation et le remplacement de chaudières fonctionnant au gaz naturel pour les particuliers, les syndics d'immeuble et les offices de gestion HLM au travers de l'acquisition, en juin 2006, de 99 % du capital de la société Fahrenheit.

Au second semestre 2007, une offre gaz naturel sera également proposée.

EDF travaille en partenariat avec les acteurs du marché de la rénovation (constructeurs, lotisseurs, bailleurs sociaux, etc,...) afin de faciliter la réalisation d'actions de Maîtrise de l'énergie.

Depuis le 1er janvier 2007, 5 300 personnes en charge de l'accueil et de la gestion des clients particuliers à EDF Gaz de France Distribution ont rejoint la Direction Commerce, pour constituer les équipes du « commercialisateur Résidentiel » qui assurent l'ensemble des fonc-

[17] Y compris les ventes au tarif bleu gérés par la Division Particuliers & Professionnels pour le compte de clients de la Division Entreprises.

tions commerciale et clientèle. Les structures et processus commerciaux à destination des clients résidentiels sont en cours de redéfinition en prévision de l'échéance du 1er juillet 2007. EDF fait également évoluer ses systèmes d'information afin de garantir la continuité de la gestion des clients après l'ouverture du marché.

Pour l'ouverture du marché résidentiel, EDF s'est fixée les objectifs suivants :

- tout client souhaitant changer de fournisseur devra pouvoir le faire sans aucun problème ;
- tout client pouvant et souhaitant rester au tarif réglementé devra pouvoir le faire en bénéficiant de la même qualité de service.

Pour faire face lors de l'ouverture des marchés à un déficit transitoire de ressources sur ses centres de Relations Clients (CRC), EDF a engagé une démarche afin de recourir à l'appui de prestataires de services dans le domaine de la gestion de la relation client à distance. Pilotés par une entité nationale dédiée, ces prestataires se verront confier des tâches de gestion simples et doivent s'engager dans la démarche d'obtention du Label de Responsabilité Sociale, qu'EDF a déjà obtenu pour l'ensemble de ses propres centres d'appels (certification obtenue auprès du Cabinet Ernst & Young mandaté par le ministère de l'emploi).

EDF participe, aux côtés des autres acteurs concernés par l'ouverture du marché résidentiel, aux travaux du « Groupe de Travail Electricité 2007 (GTE) » de la CRE qui vise à définir les règles de fonctionnement du marché ouvert de l'électricité[18].

6.2.1.2.2.4 Les partenaires de la Direction Commerce

EDF a conclu ces dernières années un certain nombre de partenariats afin de proposer à ses clients résidentiels une offre globale de services.

Domofinance

Dans le cadre de l'accord de partenariat conclu entre EDF et Cetelem en 2003, une société financière, Domofinance, détenue au 31 décembre 2006 à hauteur de 45 % par EDF a été créée en perspective d'un élargissement de l'offre commerciale d'EDF dans un contexte d'ouverture du marché de l'électricité à la concurrence. Domofinance a pour objet d'effectuer toutes opérations de crédit à la clientèle de particuliers d'EDF et de diffuser des produits d'assurances liés à ces crédits ainsi que des produits d'assurances en relation avec l'activité de fourniture d'énergie. Domofinance a été agréée le 29 septembre 2003 en tant que société financière par le CECEI conformément aux articles L. 511-9 à L. 511-14 du Code monétaire et financier.

La commercialisation et la gestion des crédits octroyés par Domofinance incombent à une société en participation dont les résultats reviennent à hauteur de 52 % à Domofinance et de 48 % à Cetelem.

Autres partenariats

EDF a, en outre, conclu deux autres partenariats spécifiques, l'un avec Cardif et l'autre avec le Crédit Foncier. Le partenariat conclu avec Cardif a pour objet la mise en place d'une convention d'assurance collective dénommée « Service Assurélec » qui couvre le règlement des factures d'électricité en cas de décès ou d'incapacité d'un client d'EDF ayant souscrit cette assurance. Le partenariat conclu avec le Crédit Foncier a pour objet la mise en place du « Prêt Vivrélec Habitat Neuf », dispositif de financement bonifié proposé dans le cadre de l'offre commerciale d'EDF Vivrélec.

Par ailleurs, une coopération a été mise en œuvre avec Axa Assistance et Europe Assistance autour du service Assistance Dépannage. La commercialisation de ce service a été généralisée sur l'ensemble du territoire en février 2006.

6.2.1.3 Optimisation amont/aval — Trading

6.2.1.3.1 Rôle et missions de la DOAAT

La Direction Optimisation Amont/Aval & Trading (DOAAT), assure l'équilibre et l'optimisation du portefeuille d'actifs amont/aval d'EDF, ainsi que la gestion des risques associés. A ce titre, elle coordonne et anime l'ensemble de la chaîne « Commercialisation-Production » (« C+P ») :

- en amont : parc de production, contrats d'approvisionnement long-terme, achats sur les marchés de gros, obligations d'achat aux producteurs décentralisés ;
- en aval : contrats de fourniture long-terme, portefeuille clients finals, ventes sur les marchés de gros, enchères VPP, capacités d'effacement.

Le rôle de la DOAAT est de garantir la disponibilité des ressources pour approvisionner les clients d'EDF (clients finals et engagements commerciaux du marché de gros) en maximisant la valeur de la chaîne « production-achats et ventes en gros-commercialisation », tout en minimisant les risques physiques et financiers.

Pour ce faire, elle effectue à tous les horizons de temps des arbitrages entre les différentes sources d'approvisionnement et opportunités de débouchés offerts par les moyens propres d'EDF et par le marché de gros européen. Elle propose aussi des évolutions des portefeuilles d'actifs amont et aval.

La DOAAT gère les approvisionnements en combustibles fossiles — charbon et fuel — des centrales d'EDF.

Le domaine de compétence de la DOAAT comprend également l'activité trading d'EDF assurée par EDF Trading, filiale à 100 % d'EDF. Pour les transactions sur les marchés de gros de l'électricité et des combustibles fossiles, la DOAAT s'appuie exclusivement sur EDF Trading. Cette filiale effectue, à la demande de la DOAAT et sur l'ensemble des commodités (électricité, gaz, charbon, fioul, CO_2, etc, …) (i) des opérations d'arbitrage s'inscrivant dans le cadre des stratégies d'optimisation définies par la DOAAT et (ii) des opérations de couverture (*hedging*) des engagements commerciaux d'EDF visant à minimiser leurs risques physiques et financiers. EDF Trading a également des activités de trading pour compte propre.

En septembre 2006, l'activité de la DOAAT s'est étendue au secteur du gaz par la création d'une entité « optimisation gaz ». Sa mission est d'assurer l'équilibre du portefeuille amont/aval gaz jusqu'à un horizon de trois ans ainsi que la logistique transport et stockage associée depuis les points de livraison aux frontières ou sur les Points d'Echange de Gaz (« PEG ») de la France. Elle gère également l'exposition du portefeuille amont/aval gaz au risque d'évolution des prix et apporte un appui au montage des offres des commercialisateurs d'EDF pour ses clients en France.

[18] EDF participe également aux travaux du « Groupe de Travail Gaz 2007 (GTG) » de la CRE.

La DOAAT a vocation à développer les coopérations avec les autres sociétés européennes du Groupe. C'est l'objectif de la filière métier optimisation-trading qui rassemble en son sein la DOAAT, EDF Trading et les entités optimisation-trading d'EnBW (Allemagne), d'Edison (Italie), d'EDF Energy (Royaume-Uni) et d'Everen (Pologne). La filière a d'ores et déjà permis l'émergence d'un projet créateur de valeur pour l'ensemble des entités du Groupe : le lancement d'un Fonds Carbone Groupe géré par EDF Trading en novembre 2006 (voir section 6.2.1.3.3.2 (« Négoce d'émission de CO_2 »)).

En outre, la DOAAT gère directement un certain nombre d'activités commerciales : le mécanisme des enchères de capacités (« VPP ») décrit dans la section 6.2.1.3.4 (« Les enchères de capacité ») (41 TWh en 2006), les contrats long terme de participation avec les énergéticiens européens décrits dans la section 6.2.1.3.5 (« Contrats d'achat/vente d'électricité de long terme ») (46 TWh vendus et 9 TWh achetés en 2006), les obligations d'achat (23 TWh en 2006) d'EDF.

La DOAAT emploie aujourd'hui environ 700 salariés, dont environ la moitié de salariés d'EDF Trading. Elle a géré un volume de flux électriques de 527 TWh[19] en 2006.

6.2.1.3.2 Activités d'optimisation de l'équilibre amont/aval

La DOAAT a en charge la gestion des risques physiques pesant sur le portefeuille amont/aval d'EDF et leurs conséquences financières.

La DOAAT optimise la marge brute énergies de l'ensemble « C+P », en actionnant les leviers de flexibilité disponibles des portefeuilles amont, aval et marché et en proposant des évolutions en valeur et en structure de ces portefeuilles, et ce aux différents horizons de temps :

A long terme (5 ans et plus), la DOAAT contribue à l'élaboration du programme d'investissement de production, et notamment de renouvellement du parc, en parallèle avec l'évolution prévisible des débouchés aval à long terme.

A moyen terme (3 à 5 ans), le rôle de la DOAAT est de construire une vision optimisée et équilibrée du portefeuille Commercialisation et Production d'EDF, en déterminant les trajectoires financières et le paysage des risques physiques et financiers souhaités. Les leviers principaux sont alors : la recherche de nouvelles modalités de maintenance ou d'exploitation visant à améliorer la disponibilité ou la flexibilité des moyens et l'adaptation de la composition du parc ; les stratégies de part de marché par segment, les évolutions tarifaires, le calibrage des effacements et la recherche de nouvelles offres commerciales ; l'adaptation de contrats long terme existants et la recherche de nouveaux contrats structurés adaptés.

La gestion de l'équilibre offre/demande se décline également **à des horizons plus courts** (1 mois à 3 ans), au travers de la mise en œuvre des politiques de risques extrêmes (risque volume) et de risques prix élaborées conformément aux directives de la Direction du Contrôle des Risques Groupe telles que validées par le Directeur Général Délégué Opérations Dérégulé France. Au plan physique, trois aléas — température (ex : une baisse de température de 1°C en hiver entraîne une hausse de la consommation de 1500 MW), hydraulicité (ex : entre 2 années extrêmes, l'écart peut atteindre jusqu'à 15 TWh) et disponibilité du parc (ex : arrêt fortuit de tranches nucléaires) — exposent EDF à un risque volume sur sa production. La DOAAT gère également l'exposition du portefeuille amont/aval d'EDF aux variations de prix des marchés de gros de l'énergie (électricité, gaz, charbon, produits pétroliers) et du marché des permis d'émission de CO_2.

Pour faire face au « risque volume », la DOAAT prend des marges physiques de puissance suffisantes pour limiter la probabilité de défaillance d'EDF chaque semaine à la pointe, hors recours au marché spot. La DOAAT possède un ensemble de leviers d'action : programmation des opérations d'entretien des moyens de production (notamment nucléaires), gestion des stocks (combustibles fossiles, réserves hydrauliques et capacité d'effacement clients), achats/ventes sur les marchés de gros. La DOAAT gère le risque « prix » par l'intermédiaire d'EDF Trading, seul habilité à prendre des engagements en fonction d'arbitrages économiques sur les marchés de gros, à partir des anticipations d'évolution des prix de marché.

A court terme (de l'infra-journalier à l'horizon hebdomadaire) La DOAAT porte, vis-à-vis de RTE-EDF Transport, la charge de « responsable d'équilibre » sur le périmètre d'EDF. L'optimisation consiste à communiquer la veille à RTE-EDF Transport un programme d'offre équilibré avec la demande pour le lendemain qui permet de minimiser le coût de fourniture des engagements contractuels d'EDF. Pour garantir l'équilibre sur le périmètre EDF, la DOAAT peut exploiter les souplesses du portefeuille clients (notamment effacements) ou des actifs de production (déplacements d'arrêts/essais, actifs mobilisables en quelques heures comme le parc thermique à flamme - voire en quelques minutes comme les turbines à combustion ou les actifs hydrauliques) en fonction de leur valeur économique et en arbitrant l'appel à ces leviers avec les opportunités d'achats ou de ventes « spot » d'électricité réalisés par EDF Trading. La flexibilité du portefeuille clients et production permet même des arbitrages en cours de journée.

L'activité d'optimisation de la DOAAT est rendue plus visible lors d'événements climatiques extrêmes. Elle permet d'en circonscrire les conséquences à la fois physiques mais aussi financières. Ainsi l'impact net de la canicule de juillet 2006 sur la marge d'EDF a été limité à 100 millions d'euros contre 300 millions d'euros pour le dernier épisode similaire en août 2003. La proximité physique et organisationnelle de l'optimiseur et du trader avec les autres acteurs de la chaîne amont-aval, production et commercialisation a permis d'utiliser efficacement l'ensemble des leviers disponibles : décalage d'arrêts de centrales sur la période d'été, réalisation d'effacements de contrats long terme et de grands clients industriels et optimisation via EDF Trading des achats sur les marchés de gros.

En outre, la DOAAT analyse et évalue l'impact sur l'équilibre physique et financier du portefeuille C+P des évolutions réglementaires et institutionnelles pouvant affecter les métiers d'EDF : mécanisme d'allocation de capacités aux frontières, durcissement des contraintes environnementales, sécurité de l'approvisionnement et de l'équilibre du système électrique.

Certains producteurs français (EDF, GDF, Suez et SNET) sous l'égide de l'Union Française de l'Electricité ont mis en place un dispositif de communication quotidienne d'information sur la production réalisée de leurs installations ainsi que sur leurs prévisions de disponibilité. Depuis le 15 novembre 2006, ces informations sont publiées quotidiennement sur le site web de RTE – EDF Transport. Elles sont agrégées par filière de production et concernent :

- des informations relatives au parc de référence et à la production française réalisée, ainsi qu'une information hebdomadaire sur le niveau du stock hydraulique français ;

[19] Au périmètre d'activité C+P.

- des informations relatives à la disponibilité prévisionnelle des capacités de production à court, moyen et long terme.

Ce dispositif a été salué par les acteurs du marché en raison de la transparence qu'il apporte dans le fonctionnement du marché européen de l'électricité. Il permet d'accroître la visibilité de l'ensemble des acteurs du marché sur la formation des équilibres du marché entre l'offre et la demande d'électricité en France jusqu'à un horizon de 3 ans.

6.2.1.3.3 EDF Trading

Le négoce d'électricité et de combustibles fossiles est un élément clé d'optimisation des activités de production et de fourniture d'EDF, dans la mesure où les contraintes des producteurs et des fournisseurs doivent être prises en compte de manière conjointe, et non séparément, en cas de recours aux marchés de gros.

EDF Trading est l'entité en charge des activités de négoce sur les marchés de gros de l'électricité, du gaz naturel et du combustible fossile pour le compte d'EDF, tirant ainsi profit de la position de premier plan occupée par EDF en Europe. EDF Trading est également en charge de l'achat et de la vente de capacités de transport au sein de réseaux de transport en Europe et d'interconnexions de la France, des activités de négoce de gaz sur les marchés de gros afin de contribuer au développement de la stratégie gazière du Groupe et de l'alimentation des centrales au charbon et au fioul d'EDF. En 2006, EDF Trading a négocié environ 1 019 TWh d'électricité, 189 Gm^3 de gaz naturel, 387 millions de tonnes de charbon et les capacités de transport afférentes ainsi que 242 millions de barils de pétrole (dont 229 millions de barils sous forme de produits financiers).

Les activités de négoce d'EDF Trading sont entièrement intégrées à la stratégie d'optimisation de la DOAAT. Ainsi, le Directeur Optimisation Amont Aval Trading (DOAAT) siège au Conseil d'administration d'EDF Trading. De même le Directeur Général d'EDF Trading fait partie de l'équipe de direction de la DOAAT.

EDF Trading a ouvert, début avril 2006, une succursale de trading en France, chargée des activités de trading journalier et infra-journalier sur l'électricité, notamment en France et en Allemagne. Outre l'accroissement immédiat de réactivité de l'optimisation d'EDF en France face aux marchés, cette entité développe des activités créatrices de valeur pour le Groupe en mettant l'expertise marché d'EDF Trading au service de la gestion du portefeuille d'actifs d'EDF en France. L'entité est placée sous le contrôle d'EDF Trading et s'appuie pleinement sur cette dernière pour la gestion de ses risques. Il s'agit d'une succursale d'EDF Trading Markets Limited, elle même filiale à 100 % d'EDF Trading, basée à Londres et réglementée par l'autorité financière britannique (la Financial Services Authority).

La réduction du risque de crédit associée aux activités de négoce est assurée par la mise en place d'accords collatéraux entre les acteurs du marché (« *netting agreements* »).

6.2.1.3.3.1 Négoce d'électricité

EDF Trading a la responsabilité exclusive de l'interface entre EDF (DOAAT) et les marchés de gros de l'électricité. Il assure ainsi l'optimisation et la mise en oeuvre des achats-ventes journaliers et réalise les opérations de couverture à terme décidées par la DOAAT.

Cette responsabilité a permis à l'origine un développement rapide d'EDF Trading sur les principaux marchés de gros de l'électricité en Europe. EDF Trading est aujourd'hui reconnu comme l'un des négociants les plus importants et les plus performants en Europe Continentale et au Royaume-Uni.

La plupart des activités d'EDF Trading dans le domaine de l'électricité reposent essentiellement sur des opérations bilatérales négociées de gré à gré. La proportion des opérations effectuées au moyen d'instruments financiers et dont le règlement-livraison se fait en numéraire uniquement a augmenté de façon graduelle et constante au cours des dernières années en raison de la volonté des nouveaux entrants de réduire leur exposition aux risques physiques et de crédit. Néanmoins, l'ampleur de ce développement reste limitée dans la mesure où les acteurs actuels du marché créent, utilisent et commercialisent les produits sous-jacents et ont besoin d'une livraison physique des produits.

6.2.1.3.3.2 Négoce d'émission de CO_2

EDF Trading est un acteur significatif sur le marché européen des permis d'émissions de CO_2. EDF Trading est par ailleurs l'interface exclusive d'EDF et d'EDF Energy avec les marchés de gros pour leurs opérations de couverture. EDF Trading est également actif sur le marché des mécanismes de développement propre. Ce dispositif, défini par le Protocole de Kyoto permet d'acquérir des crédits d'émission générés par des projets de réduction d'émission de gaz à effet de serre dans les pays émergents (Chine, Inde, Brésil). En novembre 2006, EDF a lancé un Fonds Carbone Groupe, dont la gestion a été confiée à EDF Trading, associant les grandes entités du Groupe EDF, EDF, EDF Energy, EnBW et Edison. En permettant de mutualiser les capacités du Groupe en matière d'achat de crédits d'émissions, ce Fonds se positionne comme un des principaux acteurs du marché des mécanismes de développement propre. Avec la création de ce Fonds, les différentes sociétés du Groupe EDF consolident donc leur stratégie de couverture CO_2 en diversifiant leurs ressources en permis d'émission. Elles se donnent ainsi les moyens d'assurer le respect de leurs engagements environnementaux à des conditions économiques optimales.

6.2.1.3.3.3 Négoce de gaz

EDF Trading est l'un des principaux négociants sur les marchés européens du gaz et opère au Royaume-Uni, en Belgique, aux Pays-Bas, en Allemagne et en France. EDF Trading intervient tout au long de la chaîne d'approvisionnement, de l'achat du produit directement au sortir des plates-formes offshore jusqu'à la livraison au client, en passant par le transport et le stockage. Les activités d'EDF Trading dans le domaine du gaz reposent sur un nombre important d'opérations structurées.

En 2006, EDF Trading a réalisé ses premières transactions sur le marché du gaz naturel liquéfié (« GNL ») avec l'acquisition d'une capacité de regazéification sur le terminal gazier de Montoir pour les années 2007 et 2008.

6.2.1.3.3.4 Négoce de charbon et de fret de charbon

EDF a confié à EDF Trading la responsabilité exclusive de l'approvisionnement en charbon de ses centrales thermiques à flamme. EDF Trading a également en charge l'approvisionnement des centrales thermiques classiques d'EDF Energy en ce qui concerne les achats de charbon à l'international. EDF Trading est l'un des acteurs majeurs à

la fois sur les marchés physiques et notionnels, du charbon et du fret correspondant. EDF Trading achète du charbon en provenance des principales zones mondiales de production, notamment l'Afrique du Sud, l'Australie, la Colombie, l'Indonésie et la Pologne, et constitue l'un des principaux importateurs de charbon en Europe. EDF Trading détient également une filiale à Singapour afin de soutenir le développement de ses activités en Asie du Sud Est. EDF Trading a conclu des contrats d'achat à long-terme dans les bassins pacifique et atlantique, et dispose d'équipes spécialisées et très expérimentées dans la logistique maritime et terrestre.

6.2.1.3.3.5 Négoce de pétrole

Compte tenu de l'indexation des prix des contrats de gaz sur les cours des produits pétroliers, EDF Trading a pris des positions financières sur le marché du pétrole. Les activités de négoce dans ce domaine consistent principalement à effectuer des opérations de couverture sur le portefeuille des contrats de gaz et à développer le trading autour de ces positions en fonction des opportunités d'arbitrage qui se présentent sur les marchés, toujours dans le strict respect des limites de risques octroyées par son Conseil d'administration.

6.2.1.3.4 Les enchères de capacité

La DOAAT gère le mécanisme des enchères de capacités (« VPP »).

Les enchères de capacité résultent d'un engagement pris par EDF auprès de la Commission européenne dans le cadre de la prise de participation d'EDF dans EnBW. EDF s'est ainsi engagée depuis 2001 à mettre à disposition du marché une partie de ses capacités de production, et ce, pour une durée estimée initialement à cinq ans soit en principe, jusqu'au 7 février 2006. Cet engagement pris début 2001 était destiné à favoriser l'accès de concurrents au marché français en palliant pendant quelques années les difficultés d'approvisionnement existant sur un marché français alors naissant. Il visait à compenser les effets sur la situation concurrentielle française du rapprochement EDF-EnBW.

En 2006, un peu plus de 41 TWh (pour 43 TWh en 2005) ont ainsi été mis à disposition du marché.

EDF a la possibilité depuis février 2006 de déposer une demande argumentée de sortie du processus d'enchères. A ce jour, EDF a décidé de ne pas exercer ce choix. Après des discussions avec la Commission Européenne et sur propositions d'EDF, la Commission a autorisé en septembre 2006, un certain nombre d'aménagements au processus d'enchère (notamment en proposant à titre expérimental des produits de base allant jusqu'à une durée de 4 ans), sans modification du volume d'énergie annuel mis à disposition par EDF.

Les enchères se poursuivent donc à ce jour. Si un arrêt des enchères devait être envisagé, EDF serait favorable à une sortie progressive du processus, de façon à prévenir toute perturbation sur le marché.

6.2.1.3.5 Contrats d'achat/vente d'électricité de long terme

EDF entretient des relations commerciales au travers de nombreux contrats d'achat et de vente d'énergie avec d'importants opérateurs européens tels qu'Electrabel-Suez, Enel, EnBW, REE, NOK, EGL, Atel, CNR et SNET-Endesa.

En 2006, les quantités vendues et achetées ont respectivement représenté 46 TWh et 9 TWh.

Ces contrats sont de plusieurs natures et confèrent :

- des droits à l'énergie produite par des installations, essentiellement nucléaires, dans lesquelles les contreparties détiennent une participation sur la durée de vie de l'installation (voir section 6.2.1.1.3.1 (« Le parc nucléaire d'EDF — Contrats d'allocation de production ») ci-dessus) ;
- des droits de tirage pour une puissance électrique totalement ou partiellement garantie d'une durée généralement comprise entre 15 et 25 ans ;
- des droits ou obligations vis-à-vis des ex-producteurs liés (principalement SNET et CNR), devenus indépendants d'EDF à l'ouverture des marchés. Les contrats liant EDF et CNR sont arrivés à échéance en 2006, ceux en vigueur avec la SNET devraient arriver à échéance en 2010.

Le portefeuille des contrats est représentatif de la structure du parc de production d'EDF, principalement composé de moyens nucléaires (EDF vend de l'énergie en base et achète de l'énergie de semi-base et de pointe).

S'agissant des interconnexions, depuis le 1er janvier 2006, le régulateur français a pris la décision de supprimer le régime de priorité d'accès aux interconnexions réseaux entre la France et les pays limitrophes membres de l'Union. Le principe de l'accès aux interconnexions relève désormais d'un mécanisme d'enchères à horizon maximal d'un an pour la réservation de capacités d'échanges et s'applique à toutes les transactions y compris les contrats historiques de long terme. La moitié des quantités d'énergie vendues en 2006 à travers ces contrats long terme a donc été livrée aux contreparties sur le réseau de grand transport français. L'autre moitié a été livrée aux points d'interconnexion avec les systèmes électriques suisse et italien en vertu des droits d'accès prioritaires reconnus aux contreparties d'EDF en dérogation des mécanismes de marché pour la réservation des capacités d'interconnexions.

Fin décembre 2006, EDF a signé un accord d'échange de capacités de production électrique sur 15 ans avec Poweo à des conditions économiques équilibrées. Cet accord industriel de long terme porte sur la fourniture, pour une période allant de 2007 à 2021, de 160 MW de base d'origine nucléaire. En contrepartie, Poweo mettra à la disposition d'EDF, pour une même puissance et sur une même durée à partir de 2009, une partie de la capacité de production de sa future centrale thermique à cycle combiné au gaz de Pont-sur-Sambre. Par cet accord, EDF complète la production électrique de semi-base qu'elle réalise à partir de ses centrales à charbon, pour mieux ajuster son offre au profil de consommation de ses clients.

6.2.2 Opérations régulées France

Les opérations régulées France d'EDF comportent :

- le transport, géré par RTE-EDF Transport ;
- la distribution, gérée par EDF Réseau Distribution et EDF Gaz de France Distribution (direction commune avec Gaz de France) ;
- les activités d'EDF dans les Systèmes Energétiques Insulaires (Corse, DOM et Saint-Pierre-et-Miquelon), gérées par la direction Systèmes Energétiques Insulaires (SEI).

Les tarifs de ces opérations régulées sont fixés au travers des tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité (« TURP ») ainsi qu'au travers de la compensation des surcoûts de production dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental (CSPE ZNI) (voir section 6.2.2.4 (« Tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité (« TURP ») »)).

6.2.2.1 Transport — RTE-EDF Transport

Créé le 1er juillet 2000, RTE est le gestionnaire du réseau français de transport d'électricité, dont il est propriétaire et qu'il exploite, entretient et développe. Avec près de 100 000 km de circuits à haute et très haute tension et 44 lignes transfrontalières, ce réseau est le plus important d'Europe. Son positionnement géographique place RTE-EDF Transport au cœur du marché européen de l'électricité. RTE-EDF Transport est garant du bon fonctionnement et de la sûreté du système électrique. Il assure un accès libre et équitable à tous les utilisateurs du réseau et constitue, à cette fin, au sein d'EDF, un service indépendant avec une gestion managériale, comptable et financière dissociée. La filialisation de RTE a été mise en œuvre durant l'année 2005 et RTE devenu RTE-EDF Transport, est désormais une filiale à 100 % de EDF, consolidée en intégration globale dans les comptes du Groupe.

En 2006, RTE-EDF Transport a réalisé un chiffre d'affaires de 4 059 millions d'euros (dont environ 70,9 % provenant des activités d'accès au réseau de transport par les distributeurs), un excédent brut d'exploitation de 1 570 millions d'euros et un résultat net de 431 millions d'euros. Ses emprunts et dettes financières au 31 décembre 2006 s'élevaient à 6 426 millions d'euros (Source : Rapport d'activité 2006 RTE-EDF Transport).

Le tableau ci-dessous fournit un bilan simplifié des flux énergétiques sur le réseau de RTE-EDF Transport au cours des années 2003 à 2006 :

(TWh)	2003	2004	2005	2006*
Injections				
Production	515,8	521,6	522,7	520,5
Soutirages				
Energie prélevée pour le pompage	7,3	7,2	6,5	7,3
Livraisons (y compris pertes)	442,4	452,5	455,8	449,6
Solde exporteur des échanges Physiques	**6,1**	**61,9**	**60,4**	**63,6**

** Chiffres provisoires.*

En 2006, le solde net instantané des échanges physiques avec l'étranger de RTE-EDF Transport a toujours été exportateur, sauf pendant pendant les périodes de froid de janvier-février-mars où le solde a été importateur pendant environ 350 heures.

6.2.2.1.1 Activités de RTE-EDF Transport

En application de la loi du 10 février 2000 (et réaffirmé par la Loi du 9 août 2004, voir section 6.5.1.2 (« Législation française — Le gestionnaire du réseau de transports ») ci-dessous), le gestionnaire du réseau de transport d'électricité exploite, entretient et développe ce réseau de manière indépendante des autres activités d'EDF.

A ce titre, RTE-EDF Transport :

- gère les flux d'énergie : il assure l'équilibre offre/demande et procède aux ajustements, gère les flux d'électricité, gère les droits d'accès aux interconnexions internationales en collaboration avec les gestionnaires de réseaux voisins. Il mobilise les réserves et compense les pertes. Il procède aux ajustements comptables nécessaires et règle les écarts ;
- gère l'infrastructure de transport : RTE-EDF Transport exploite et entretient le réseau public de transport et est responsable de son développement, en minimisant le coût pour la collectivité et en veillant à la sûreté du système, des personnes et des biens ;
- garantit l'accès au réseau de transport : il conclut des contrats avec les utilisateurs du réseau de transport, sur la base des tarifs d'accès aux réseaux et dans le respect des règles de non discrimination.

6.2.2.1.1.1 Gestion des flux d'énergie

Affectation des coûts

Le coût correspondant aux ajustements mis en œuvre par RTE-EDF Transport dus aux écarts négatifs est répercuté aux « responsables d'équilibre » (producteurs, négociants, fournisseurs, etc,...) au prorata de leur écart. En cas d'écart positif, RTE-EDF Transport compense financièrement les responsables d'équilibre.

Interconnexions

RTE-EDF Transport gère l'accès aux interconnexions internationales en collaboration avec les gestionnaires de réseaux de transport européens voisins.

Les réseaux de transport d'électricité européens sont interconnectés, permettant d'assurer le transit de l'énergie d'un pays à l'autre. Ces interconnexions sont utilisées pour assurer la sûreté de fonctionnement des réseaux de transport d'électricité (par exemple, pour compenser la défaillance brutale d'un équipement de production ou de transport d'électricité en France en faisant appel aux producteurs et transporteurs voisins et réciproquement) et pour développer le marché européen de l'électricité en permettant à un fournisseur d'électricité de vendre son énergie à un client situé dans un autre pays de l'Union Européenne. De surcroît, ces interconnexions, en jouant sur les écarts temporels des pointes de charge de part et d'autre des frontières, permettent de mieux mutualiser les moyens de production à l'échelle européenne.

Durant l'année 2006, la capacité d'échanges d'énergie a été renforcée entre la France et la Belgique à hauteur d'environ 1 000 MW, avec l'installation d'un deuxième circuit sur la ligne 400 kV entre Avelin et Avelgem et la création d'une liaison Avelgem – Mastaing, en 2005.

Concernant le projet de ligne France – Espagne, la désignation d'un « coordonnateur européen » par la Commission Européenne, conformément aux nouvelles dispositions règlementaires, devrait permettre de faire avancer ce projet.

Des études examinent la faisabilité technique d'une augmentation de 1 000 MW de la capacité d'interconnexion entre la France et l'Angleterre.

Tri Lateral Market Coupling

Les capacités d'échange aux frontières étant limitées, des règles ont été définies au niveau européen par le règlement européen n° 1228/2003 afin de traiter les problèmes de congestion de réseau pour l'allocation des capacités d'interconnexion (voir section 6.5 (« Environnement législatif et réglementaire »)). En pratique, deux méthodes permettent d'être en conformité avec ce règlement :

- l'allocation de capacité d'interconnexion par enchères explicites : mise en vente de droits de programmer des échanges ;
- l'allocation par enchères implicites : la priorité d'accès aux interconnexions est donnée aux blocs d'énergie coûtant le moins cher.

Dans ce dernier cas, des « couplages de marchés » se sont mis en place. Le couplage de marché est fondé sur le fonctionnement des bourses d'électricité et revient à fusionner les carnets d'ordre (achat/vente) de deux bourses voisines et à renvoyer un prix unique commun aux deux bourses, dans la limite des capacités d'échange import et export.

Le couplage des trois marchés électriques France – Belgique – Pays-Bas, appelé « Tri Lateral Market Coupling » a été initié le 21 novembre 2006. Il constitue une première expérience en Europe (hors Nordpool).

Panne du 4 novembre 2006

La panne d'électricité qui a touché une partie de l'Europe le samedi 4 novembre 2006 à 22h13 est consécutive à une défaillance de l'un des Gestionnaires de réseau de transport allemands.

En ce qui concerne la France, il apparaît que la panne a été bien gérée sur le plan technique ayant ainsi permis de limiter sa durée à moins d'une heure.

Une commission d'enquête a été constituée par l'UCTE (*Union for the Coordination of Transmission of Electricity*) pour déterminer les causes précises et l'enchaînement de l'incident, ses conséquences, et la coordination entre gestionnaires allemands. L'UCTE a publié, le 30 janvier 2007, son rapport définitif ; les conclusions confirment notamment la responsabilité de l'un des Gestionnaires de réseau de transport allemands et la coordination insuffisante entre l'ensemble d'entre eux. La commission d'enquête formule des recommandations pour améliorer le respect des règles de sécurité et la coopération entre Gestionnaires de réseau.

En ce qui concerne les pouvoirs publics français, la CRE a diligenté une enquête et le Ministre de l'Energie a confié une mission au Conseil Général des Mines. La CRE a rendu public le 7 février 2007 le rapport résultant de l'enquête diligentée par ses services. Ce rapport vise à établir la chronologie des faits et les causes de ladite panne. Si la CRE observe que le système électrique français a largement contribué à réduire les conséquences de la panne sur le système électrique européen, elle a constaté certaines insuffisances dans la mise en œuvre de mesures palliatives d'urgence et édicté certaines recommandations à l'égard des gestionnaires des réseaux de distribution, notamment en ce qui concerne les dispositifs de délestage.

Cette panne d'électricité souligne l'intérêt de propositions déjà formulées par la France :

- un Centre européen de coordination des GRT (Gestionnaires de Réseau de Transport) pour la gestion opérationnelle des flux transfrontaliers ;
- un groupe formel des GRT pour élaborer des propositions de règles techniques harmonisées sur la sécurité des systèmes électriques.

6.2.2.1.1.2 Gestion de l'infrastructure de transport

Maintenance

RTE-EDF Transport assure la maintenance du réseau de transport au travers de l'entretien quotidien, du dépannage d'urgence et du renouvellement des ouvrages en fin de vie ou endommagés.

A la suite des tempêtes de 1999, RTE-EDF Transport a engagé un programme de sécurisation mécanique correspondant à un engagement de 100 millions d'euros par an, inscrit dans le contrat de service public, qui devrait s'échelonner sur environ 15 ans. Ce projet, mené avec de nombreux prestataires extérieurs, vise à renforcer la tenue mécanique des lignes aériennes pour qu'elles résistent à des vents soufflant jusqu'à 150 km/h et à transformer ou installer environ 16 400 pylônes anti cascade pour prévenir l'effet « domino » si les vitesses du vent étaient supérieures.

Développement

RTE-EDF Transport poursuit par ailleurs le développement du réseau. Les nouveaux projets visent à renforcer le réseau national et l'ancrage du réseau de transport français dans le système européen.

RTE-EDF Transport élabore chaque année un programme pluriannuel d'investissements soumis à l'autorisation de la Commission de Régulation de l'Energie. En 2006, RTE-EDF Transport a dépensé 638 millions d'euros au titre du développement de son réseau contre 582 millions d'euros en 2005.

Réalisation de nouveaux investissements sur le réseau de transport

• Ligne Boutre - Broc – Carros
A la suite de l'annulation, par le Conseil d'Etat, le 10 juillet 2006, de la déclaration d'utilité publique de la ligne Boutre – Broc-Carros devant sécuriser l'alimentation de la région niçoise, RTE-EDF Transport a décidé le lancement de plusieurs projets d'investissements substitutifs pour l'amélioration partielle de la sécurité électrique de la région. La mise en service des aménagements envisagés s'échelonnera sur 2008 et 2009 pour un investissement de 70 millions d'euros.

• Lignes Chaffard - Grande Ile et Marlenheim –Vigy
Les déclarations d'utilité publiques obtenues en 2006 pour les lignes Chaffard – Grande Ile et Marlenheim – Vigy permettront de renforcer la sécurité d'alimentation électrique de la région de Chambéry pour la première et de la région Alsace pour la seconde.

• Bretagne
Dans des régions soumises à de fortes contraintes de transit, comme la Bretagne, qui ne produit que 5 % de sa consommation électrique, RTE-EDF Transport investit pour tirer le meilleur parti de ses installations existantes.

Par ailleurs, RTE-EDF Transport a lancé en 2006 un appel d'offres pour la réservation de disponibilités sur une installation de production localisée dans la région de Saint-Brieuc.Un accord a été conclu le 6 décembre 2006 avec Gaz de France.

• Cotentin - Maine
Un débat public a été organisé de fin 2005 à mi-2006 par la Commission Nationale du Débat Public, saisie par RTE-EDF Transport, sur le projet de ligne électrique 400 kV Cotentin-Maine. Cette ligne d'une longueur d'environ 150 km est destinée à garantir la sûreté du système électrique français lors de la mise en service du groupe de production de Flamanville 3.

• Alimentation électrique du TGV Est
Le 13 novembre 2006, RTE-EDF Transport a raccordé au réseau à très haute tension la sous-station électrique de Vézilly, dans l'Aisne (liaison 225 kV Ormes – Soissons). Désormais, la ligne TGV Est européenne dispose de l'ensemble de l'énergie électrique nécessaire au fonctionnement du TGV Est.

Bilan énergétique 2006

Légère baisse de la consommation intérieure d'électricité et hausse des appels de pointe.
En 2006, la consommation intérieure française d'électricité a atteint 478,4 TWh soit 4,8 TWh de moins qu'en 2005, représentant une baisse de 1 % ; il s'agit de la première diminution de la consommation enregistrée depuis 1997. La consommation, corrigée des aléas climatiques, atteint 470,9 TWh, en relative stabilité par rapport à 2005 (-0,2 %). Les aléas climatiques ont entraîné un accroissement de la consommation de 7,5 TWh, dont 6,5 TWh sur l'hiver et l'automne, et 1 TWh pendant la vague de chaleur de juillet. Un nouveau record absolu de consommation en France a été enregistré le 27 janvier 2006 avec un pic à 86 280 MW.

Le recul de la consommation intérieure est imputable principalement à la baisse de la consommation des entreprises du secteur énergie ; la consommation de la grande industrie, hors secteur énergie, baisse de 0,8 % tandis que la consommation des PME-PMI progresse de 0,9 % et celle de la clientèle raccordée en basse tension de 2,0 %.

Les échanges commerciaux transfrontaliers (exportations+importations) diminuent de 4,2 % (-5,2 TWh) en 2006 par rapport à 2005 où le niveau record de 123 TWh avait été atteint.

Ces résultats confirment le diagnostic porté par RTE-EDF Transport dans l'actualisation du Bilan Prévisionnel réalisée en 2006 quant à la nécessité de nouveaux investissements de production et de transport.

6.2.2.1.1.3 Activités de RTE-EDF Transport à l'international

RTE a décidé en 2004 de développer l'activité de vente de services à l'international. Cette activité représente pour 2006 environ 5 millions d'euros de recettes, pour 4 millions d'euros de dépenses, au titre de l'exercice 2006.

Aux termes des statuts du RTE-EDF Transport tels que rédigés à l'issue de son processus de filialisation, la conduite des activités de ventes de prestations à l'international nécessitait la création d'une filiale.

Au 1er septembre 2006, une société par actions simplifiée unipersonnelle, dont RTE-EDF Transport est l'associé unique a alors été créée, avec pour objet social « la vente de prestations à l'international », et pour dénomination RTE International, et une dotation de 2 millions d'euros de fonds propres.

Les premiers contrats avec des clients de la nouvelle entité au titre de RTE International sont en cours de finalisation, notamment en Serbie, à Papeete, en Croatie et en Turquie.

6.2.2.1.2 Organisation de RTE-EDF Transport

L'article 12 de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 précise que le gestionnaire du réseau public de transport est indépendant sur le plan de la gestion des autres activités d'EDF. Il exerce ses missions dans des conditions fixées par un cahier des charges type de concession approuvé par décret en Conseil d'Etat, après avis de la CRE. Un nouveau cahier des charges type de concession du réseau public de transport a été approuvé par le décret n° 2006-1731 du 23 décembre 2006. L'Etat et RTE-EDF Transport se rapprocheront afin de conclure un contrat de concession auquel sera annexé ce cahier de charges.

RTE-EDF Transport : une société anonyme à directoire et conseil de surveillance
En application de la loi n° 2004-803 du 9 août 2004, le décret n° 2005-1069 du 30 août 2005 approuvant les statuts de la société RTE-EDF Transport prévoit que la société est contrôlée par un conseil de surveillance et dirigée par un directoire.

Le Conseil de surveillance de RTE-EDF Transport est composé de douze membres, dont six nommés par l'Assemblée Générale Ordinaire, quatre représentants des salariés et deux représentants de l'Etat. La durée de leur mandat est de cinq ans.

Le Directoire de RTE-EDF Transport est composé d'au maximum cinq membres, personnes physiques, nommées pour une durée de cinq ans, qui exercent leurs fonctions sous le contrôle du Conseil de surveillance. Le Conseil de surveillance désigne, après accord du Ministre chargé de l'énergie, le Président du Directoire ainsi que, sur proposition de ce dernier, les autres membres du Directoire.

En application de l'article 14 de la loi du 10 février 2000, le Président du Directoire soumet chaque année à l'approbation de la CRE le programme d'investissement du réseau public de transport d'électricité, compatible avec le plan financier à moyen terme de RTE-EDF Transport.

6.2.2.1.3 Tarif d'utilisation du réseau public de transport

Le tarif d'utilisation du réseau public de transport (dont EDF estime qu'il est l'un des plus bas d'Europe) est une composante du TURP (voir section 6.2.2.4 (« Tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité (« TURP ») ») ci-dessous).

6.2.2.2 Distribution

L'activité de distribution a pour objet principal l'acheminement d'électricité vendue par les fournisseurs d'électricité aux clients finals. EDF dessert environ 34 000 des quelques 36 500 communes françaises, ce qui représente 95 % des volumes d'électricité distribués en France, la différence étant distribuée par des entreprises locales de distribution (ELD).

Le distributeur délivre l'électricité aux bornes (comptage) des installations des clients du réseau où sont réalisés les soutirages. Sur le réseau de distribution, divers opérateurs injectent de l'électricité. Ce sont principalement :

- RTE-EDF Transport, qui assume en France les responsabilités de transporteur (voir section 6.2.2.1 (« Transport — RTE-EDF Transport ») ci-dessus) : les injections correspondantes se font au niveau des postes sources répartis sur le réseau ;
- des producteurs au titre d'installations dont la taille permet une injection directe sur le réseau de distribution.

A tout moment, ces injections doivent compenser les soutirages des clients et les pertes du réseau sous peine de dégradation de la qualité du produit délivré (qualité de l'onde, tension, voire continuité de fourniture).

Pour l'année 2005, les volumes d'électricité qui ont transité sur le réseau de distribution EDF ont été :

- injections :
  – par le RTE-EDF Transport : 335,6 TWh ;
  – par les producteurs décentralisés : 13,3 TWh ;
- soutirages : 329,6 TWh ;
- pertes : 19,3 TWh.

Le réseau de distribution génère des pertes, dont une part de pertes techniques dues à des raisons physiques (effet Joule) qui dépendent directement de la quantité d'électricité acheminée. Le distributeur doit compenser ces pertes pour fournir la quantité d'électricité demandée par les clients finals. En 2005, le taux de pertes a été d'environ 5 % de l'électricité injectée sur le réseau, soit 19,3 TWh. Ce taux est comparable à celui des principaux réseaux de distribution européens. Le coût pour le distributeur s'est élevé en 2005 à 797 millions d'euros.

Pour compenser ces pertes, le distributeur achète l'électricité correspondante sur le marché par le biais d'appels d'offre en mettant en concurrence une vingtaine de fournisseurs qualifiés. L'activité du distributeur ainsi décrite repose sur six métiers :

- gestion des investissements et des actifs : assurer en tant que concessionnaire la gestion des actifs en concession (extension, renforcement et renouvellement du réseau) ;
- gestion de l'accès au réseau : assurer les relations avec les utilisateurs du réseau dans le cadre des dispositifs contractuels en vigueur ;
- exploitation et maintenance : conduire et maintenir le réseau en état de fonctionnement optimal ;
- réalisation des travaux : réaliser les interventions sur le réseau, soit directement, soit par appel à la sous-traitance ;
- gestion des comptages :
  – gérer le parc des compteurs ;
  – acquérir, traiter et transmettre les données relatives à la consommation des utilisateurs du réseau ;
- jusqu'en 2007, accueil et gestion des clients non éligibles.

Préparation du Distributeur à l'ouverture des marchés 2007
Au sein du Groupe de travail électricité « GTE » 2007, le distributeur EDF participe aux différents groupes de travail en charge de la redéfinition des procédures du parcours clients à l'ouverture des marchés, et plus généralement de l'ensemble des règles de fonctionnement partagées par les différents acteurs du marché (voir section 6.2.1.2 (« Commercialisation »)).

6.2.2.2.1 Réseau de distribution

Caractéristiques techniques
Le réseau de distribution dont EDF est concessionnaire (voir section 6.2.2.2.2 (« Concessions ») ci-dessous) est principalement constitué, au 31 décembre 2006, d'environ :

- 592 200 km de lignes moyenne tension à 20 000 volts (HTA) ;
- 663 800 km de lignes basse tension à 400 volts (BT) ;
- 762 500 transformateurs HTA/BT.

En général, les limites de ce réseau sont :

- en amont, le poste source, propriété d'EDF pour la partie qu'elle exploite, qui fait l'interface entre le réseau de transport et le réseau de distribution ;
- dans certains cas, toujours en amont, le poste de raccordement avec les installations de production directement connectées au réseau de distribution ;
- en aval, le compteur et le disjoncteur installés chez le client et qui relèvent de la concession.

Évolution des Investissements
En 2006, 1 671 millions d'euros ont été investis, dont 494 millions en majorité liés aux raccordements des nouveaux clients et des producteurs. Cela représente une augmentation de 8 % par rapport à 2005, en conformité avec le Contrat de service public signé avec l'Etat dans lequel EDF s'est engagée à accroître ses investissements bruts de distribution d'au moins 6 % en 2006 et 6 % en 2007. Les ressources supplémentaires ainsi dégagées ont été consacrées à la sécurisation des réseaux, à la sécurité et à la préservation de l'environnement, trois domaines où les attentes identifiées des clients et des collectivités locales sont particulièrement fortes. Au total, de 2005 à 2007, c'est environ 5 milliards d'euros qui auront été investis par EDF sur les réseaux de distribution en France continentale. En complément, les autorités concédantes ont investi 702 millions d'euros en 2006. Au total, c'est donc 2 373 millions qui ont été investis en 2006 en France continentale sur les réseaux de distribution.

Des investissements importants sont consacrés à la résorption des écarts inter-régions ou entre zones géographiques et à la diminution de la sensibilité des ouvrages aux aléas climatiques exceptionnels (tempête, enneigement, inondation). L'objectif est de maintenir le niveau de qualité atteint et de progresser dans des zones prioritaires où des besoins d'amélioration de la qualité sont identifiés.

En outre, EDF, afin de répondre aux objectifs du contrat de service public, ainsi qu'à des objectifs environnementaux et esthétiques, s'est engagée à enterrer 90 % des nouvelles lignes HTA et à réaliser en « technique discrète » les 2/3 des nouvelles lignes BT. La politique du « tout enfouissement » n'est pas appliquée par EDF. Un réseau enterré reste soumis aux risques de coupure comme un réseau aérien. Il peut subir des agressions extérieures (canicule, inondations, travaux, etc.) et le temps nécessaire à la localisation de l'incident et à la réalimentation des clients peut être plus long que dans le cas d'un réseau aérien.

Projets du distributeur
Le Distributeur EDF, à la recherche des gisements de productivité sur le périmètre de ses activités, a décidé d'engager l'expérimentation pilote d'une nouvelle génération de compteurs communicants, qui permettront au distributeur de relever et d'intervenir à distance et au client de recevoir ses factures sur index réel. Cette expérimentation, ouvrant des perspectives de réduction des coûts, devrait concerner, avant 2010, 300 000 clients. Elle permettra d'envisager le renouvellement à plus long terme de l'ensemble du parc des 34 millions de compteurs du Distributeur EDF.

La qualité de la desserte consolidée
La qualité de la desserte, qui constitue un objectif majeur du distributeur, se traduit par le maintien d'une tension régulière, la plus proche de sa valeur contractuelle et par l'absence de coupures. En ce qui concerne la qualité de la tension, plus de 99 % des clients sont considérés en 2006 comme « bien alimentés » au regard des normes couramment admises. En revanche, l'accumulation d'événements climatiques extrêmes (neige collante et pluies verglaçantes en janvier et mars, violents orages en juillet, tempêtes en octobre et décembre) et la panne européenne du 4 novembre 2006 ont fait passer la durée cumulée moyenne d'interruption de 60 minutes ces dernières années, à 94 minutes en 2006.

Pour réduire l'impact des phénomènes climatiques, le plan d'actions Aléas climatiques a été élaboré et lancé en 2006 dans le cadre du contrat de service public (voir section 6.4.3.4 (« Service public »)). Appuyé sur un diagnostic complet des fragilités potentielles du réseau vis-à-vis des phénomènes climatiques, le plan Aléas climatiques prévoit, en particulier, l'enfouissement de plus de 30 000 km de réseaux moyenne tension.

Pour répondre aux incidents de grande ampleur, le distributeur EDF a mis en place une Force d'Intervention Rapide (« FIRE ») qui lui permet de mobiliser à tout moment sur une région touchée, les équipes d'autres régions pour rétablir au plus vite l'électricité auprès des clients dont le service a été interrompu.

6.2.2.2.2 Concessions

En France, les réseaux de distribution sont la propriété des communes sur lesquelles ils sont construits. Depuis la loi du 8 avril 1946, EDF est le concessionnaire unique chargé par la loi des réseaux de distribution publique en France, en dehors du cas particulier des communes et groupements de communes qui, antérieurement à cette date, avaient choisi d'exploiter elles-mêmes leur réseau dans le cadre de régies ou d'autres structures juridiques dont certaines ont, depuis, été transformées en Distributeurs Non Nationalisés (DNN). EDF exploite les réseaux de distribution dans le cadre de concessions signées avec les autorités locales concédantes, qui sont dans 97 % des cas un syndicat de communes. EDF gère environ 1200 contrats de concession, et distribue ainsi de l'électricité auprès de 94 % des communes françaises et 95 % de la population.

Modalités des contrats de concessions
Un modèle de contrat de concession et de cahier des charges a été adopté (avec des ajustements selon que le contrat a été passé avec une commune urbaine ou un syndicat de communes) en juin 1992 à la suite de négociations entre EDF et la Fédération Nationale des Collectivités Concédantes et Régies (« FNCCR »), et validé par les représentants des pouvoirs publics. A ce jour, environ 93 % des contrats de concession ont été révisés selon ce modèle.

Au 31 décembre 2006, les contrats de concession de 93 communes sont arrivés à échéance et font l'objet d'une tacite reconduction dans l'attente de la conclusion de la négociation de leur renouvellement. Ces communes représentent moins de 1 % de la population desservie par EDF. Par ailleurs, le contrat de la ville de Paris ne suit pas le modèle de 1992 : signé en 1955, il a fait l'objet de révisions régulières et vient à échéance le 31 décembre 2009.

Le contrat de concession est négocié localement sur la base du modèle de cahier des charges dont les clauses particulières sont présentées à la note 3.1 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2006.

Durée des contrats de concession
Les contrats de concession sont conclus pour une durée généralement comprise entre 20 et 30 ans. Pondérée par les consommations (exprimées en KWh acheminés aux clients aux tarifs bleu, jaune et vert), la durée résiduelle moyenne des concessions est actuellement de 16 ans.

La réalisation de travaux sur les réseaux de distribution : une compétence partagée.
La maîtrise d'ouvrage sur les réseaux — le maître d'ouvrage assurant l'organisation des travaux et du financement — est répartie, selon des principes fixés par le cahier des charges, de la manière suivante :

- en matière de raccordement (extension des réseaux et branchements) et de modification d'ouvrages (renforcement du réseau rendu nécessaire par l'accroissement de la demande d'électricité ou l'amélioration de la qualité de service), EDF et l'autorité concédante se répartissent la maîtrise d'ouvrage au cas par cas en situation de régime d'électrification rurale. Pour les régimes urbains, EDF assure, de manière générale, la maîtrise d'ouvrage ;
- concernant la maintenance et le renouvellement (entretien, élagage, renouvellement à l'identique, déplacement et mise en conformité), EDF est le maître d'ouvrage ;
- pour l'intégration des ouvrages dans l'environnement (enfouissement, esthétique des ouvrages, etc,...), les collectivités locales sont maîtres d'ouvrage exclusifs.

Principales redevances et contributions
Les contrats de concessions prévoient le paiement d'une redevance visant à permettre au concédant de financer des dépenses liées à la concession.

Par ailleurs, EDF doit s'acquitter d'une redevance (« RODP ») pour l'occupation du domaine public des communes et des départements par les ouvrages d'électricité. Selon une formule, révisée par un décret de mars 2002, cette redevance est calculée en fonction, notamment, de la population desservie. Elle est versée aux communes ou aux syndicats concédants et aux départements.

EDF, comme les DNN, versent une contribution au FACE (Fonds d'Amortissement des Charges d'Electrification) assise sur ses recettes de distribution. Le FACE redistribue les fonds collectés aux collectivités locales pour le financement de leurs dépenses d'électrification en régime rural.

En outre, EDF, comme les DNN, participe au mécanisme du FPE (Fonds de Péréquation de l'Electricité) qui répartit entre les gestionnaires de réseau de distribution les charges de péréquation liées à l'obligation de faire bénéficier tous les clients du même tarif d'acheminement sur l'ensemble du territoire.

6.2.2.2.3 Organisation

Depuis 1951, l'ensemble des activités de distribution d'EDF sont effectuées avec Gaz de France au sein d'un service commun. Ce mode d'organisation « mixte » permet une plus grande efficacité et une couverture territoriale optimisée dans le contexte opérationnel des activités de distribution. Ainsi, environ un tiers des interventions techniques et des relevés chez les clients sont des actes simultanés électricité/gaz.

Ce mode d'organisation conduit à des synergies opérationnelles obtenues par la mise en commun des métiers du comptage, des « petites interventions » et de l'accueil des clients du Distributeur (clients finals pour des demandes techniques, fournisseurs, ou tiers, etc,...), auxquelles s'ajoute un intérêt en terme d'évolution de carrière et de motivation des salariés. Il permet, dans le même temps d'obtenir une couverture territoriale fortement appréciée des collectivités territoriales et des autorités concédantes.

L'obligation, issue des directives communautaires, d'assurer l'indépendance organisationnelle des gestionnaires des réseaux de distribution d'électricité et de distribution de gaz par rapport aux autres activités de leurs maisons-mères a nécessité une modification de cette organisation. Cette réforme a visé à préserver les synergies liées à la mixité et elle a intégré le caractère transitoire de la situation jusqu'à l'échéance de 2007.

Dans ce cadre, la nouvelle organisation mise en place au 1er juillet 2004 repose sur :

- un gestionnaire de réseau de distribution pour l'électricité au sein d'EDF, « EDF Réseau Distribution » ;
- un opérateur commun à EDF et Gaz de France, défini par la Loi du 9 août 2004, « EDF Gaz de France Distribution ».

En parallèle, Gaz de France a mis en place un gestionnaire de réseau de distribution pour le gaz en son sein : « Gaz de France Réseau Distribution ».

Filialisation du distributeur

L'article 15 de la directive 2003/54/CE du 26 juin 2003 prévoit que lorsque le gestionnaire du réseau de distribution fait partie d'une entreprise verticalement intégrée, il doit être juridiquement indépendant de l'organisation et de la prise de décision, des autres activités non liées à la distribution, et pour le 1er juillet 2007 au plus tard.

La Loi du 9 août 2004 a été modifiée par la loi relative au secteur de l'énergie, afin de refléter la transposition des dispositions de la directive précitée du 26 juin 2003 relatives à la séparation juridique du distributeur. Le périmètre de cette filialisation englobe les activités d'EDF Réseau Distribution (« ERD ») et celles d'EDF Gaz de France Distribution (« EGD »). Le scénario de référence retenu et partagé avec Gaz de France est celui d'une filialisation des deux gestionnaires de réseaux (électricité et gaz), EGD devenant un service commun de ces deux filiales.

En application de la Loi du 9 août 2004, EDF envisage de conclure, au cours du premier semestre 2007, après avis des institutions représentatives du personnel, un traité d'apport partiel d'actifs (soumis au régime des scissions) avec la société C6 détenue à 100 % par EDF. Ce traité prévoira, conformément à la Loi du 9 août 2004, l'apport par EDF à C6 des ouvrages du réseau public de distribution de l'électricité et des biens de toute nature dont EDF est propriétaire et qui sont liés à l'activité de distribution de l'électricité. Il prévoit également l'apport des droits, autorisations et obligations dont EDF est titulaire et des contrats conclus quelle que soit leur nature, dès lors qu'ils sont liés à l'activité de gestionnaire du réseau public de distribution d'électricité tels que ces ouvrages, biens, droits, autorisations, obligations et contrats existeront à la date de réalisation de l'apport. Cet apport inclura l'ensemble des biens, droits, autorisations et obligations qui seront par la suite affectés par C6 à l'activité du service commun EGD.

En application de la Loi du 9 août 2004, ce transfert ne peut emporter une quelconque modification des contrats en cours d'exécution et n'est pas de nature à justifier la résiliation ou la modification de l'une quelconque de leurs clauses ni, le cas échéant, le remboursement des dettes qui en résultent.

Les apports seront effectués à la valeur nette comptable avec effet rétroactif comptable au 1er janvier 2007. L'opération devrait intervenir au cours du second semestre 2007.

EDF Réseau Distribution : Gestionnaire du réseau de distribution

La direction EDF Réseau Distribution est responsable de la gestion du réseau de distribution d'électricité sur le territoire métropolitain continental. EDF Réseau Distribution a pour mission, notamment, de :

- définir et conduire les politiques d'exploitation, d'investissement et de développement des actifs des réseaux de distribution concédés à EDF ;
- négocier et cosigner les contrats de concession et leurs avenants ;
- assurer le caractère non discriminatoire du raccordement et de l'accès au réseau de distribution ;
- assurer la responsabilité des relations 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.

Au 31 décembre 2006, EDF Réseau Distribution comprenait 1 265 salariés.

Pour mener à bien ces missions, EDF Réseau Distribution s'appuie en partie sur EDF Gaz de France Distribution.

EDF Gaz de France Distribution : Opérateur commun à EDF et Gaz de France

Missions d'EDF Gaz de France Distribution

EDF Gaz de France Distribution assure la gestion du service public de proximité que constitue la distribution des énergies.

En ce qu'il relève d'EDF, EDF Gaz de France Distribution a pour missions :

- la réalisation des travaux de construction, de développement et de maintenance des ouvrages de distribution d'électricité ;
- l'exploitation technique du réseau et des ouvrages de distribution ;
- la réalisation des activités de comptage ;
- la gestion des relations quotidiennes avec les collectivités locales, les autorités concédantes ;
- la réalisation des activités techniques chez les clients (raccordements, dépannages, interventions sur le compteur, etc,…).

Au 31 décembre 2006, EDF Gaz de France Distribution compte 54 895 salariés, dont 41 646 salariés affectés conventionnellement à EDF et 13 249 salariés affectés conventionnellement à Gaz de France compte tenu de la répartition de leurs activités. Ils sont dirigés à l'échelle départementale au niveau de 95 centres de distribution couvrant ainsi le territoire métropolitain continental.

Les activités techniques ont représenté pour EDF et Gaz de France en 2006, plus de 88 millions de relevés de compteurs et 10,8 millions d'interventions chez les clients, dont 6 millions avec un contact. Elles sont effectuées par près de 11 200 techniciens « mixtes » répartis sur environ 750 centres d'intervention. La localisation de ces centres d'intervention permet d'accéder à environ 97 % de la population en moins de 20 minutes.

Pour préparer l'ouverture du marché aux Particuliers, EDF et Gaz de France développent des approches commerciales séparées. Chaque entreprise gère de manière indépendante le portefeuille de ses clients.

Les références des contrats des clients disposant des deux énergies ont été séparées au cours du premier semestre 2006. Les 12 millions de clients concernés reçoivent désormais deux factures distinctes. Au cours du deuxième semestre 2006, la gestion des comptes et des contrats a été spécialisée par énergie et assurée par des équipes distinctes d'EDF Gaz de France distribution puis, depuis le 1er janvier 2007, des commercialisateurs d'EDF et de Gaz de France.

EDF Gaz de France Distribution est en charge de la mise en place de l'accueil des distributeurs EDF et Gaz de France avec comme missions :

- l'accueil des demandes des fournisseurs, à partir du 1er juin 2007 ;
- l'accueil pour le raccordement en électricité, pour tous les clients, les tiers (installateurs, promoteurs, etc,...) et les fournisseurs, à partir du 1er avril 2007 ;
- l'accueil pour l'accès au gaz, pour tous les clients, les tiers (installateurs, promoteurs, etc,…) et les fournisseurs, à partir du 1er avril 2007.

Relations contractuelles entre EDF et Gaz de France au sein de l'opérateur commun

Dans le cadre de la mise en place de la nouvelle organisation en matière de distribution telle que décrite ci-dessus, EDF et Gaz de France ont conclu le 18 avril 2005 une convention visant à définir leurs relations vis-à-vis de l'opérateur commun, EDF Gaz de France Distribution, ses compétences et le partage des coûts résultants de son activité. Cette convention a été conclue pour une durée indéterminée et peut être résiliée à tout moment moyennant un préavis de 18 mois durant lequel les parties s'engagent à renégocier une convention. Si à l'issue de ce délai, une nouvelle convention n'est pas conclue, il sera fait application d'une procédure de règlement des différends décrite ci-dessous.

La convention prévoit qu'EDF Gaz de France Distribution conduit et met en œuvre les activités entrant dans le domaine de la distribution (qu'il s'agisse d'activités exercées par EDF Gaz de France Distribution pour le compte exclusif d'EDF ou de Gaz de France ou d'activités exercées de façon simultanée et indifférenciée pour le compte des deux parties) et met en œuvre les politiques et décisions relatives aux missions qui lui sont confiées dans une logique de recherche de performance. EDF Gaz de France Distribution est solidairement responsable avec chaque gestionnaire du réseau de distribution (EDF Réseau de Distribution et Gaz de France Réseau de Distribution) de la performance des activités de distribution qui leur sont confiées. Toutefois, les obligations d'EDF et Gaz de France au titre de la convention sont distinctes et non solidaires.

EDF et Gaz de France ont par ailleurs défini dans cette convention les principes et modalités de gouvernance d'EDF Gaz de France Distribution (organisation, pilotage et évolution). Cette convention prévoit que chaque entreprise a la liberté de faire évoluer les activités qui lui sont propres au sein d'EDF Gaz de France Distribution. En cas de décision d'une entreprise ayant un impact, notamment économique, sur l'autre entreprise au travers d'EDF Gaz de France Distribution, 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'EDF Gaz de France Distribution. Les missions respectives de chaque instance sont établies en cohérence avec les délégations de pouvoirs conférées aux différents responsables :

- 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'EDF Gaz de France Distribution participe également à ce comité mais ne dispose pas d'un droit de vote ;
- 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'EDF Gaz de France Distribution 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 EDF, ni Gaz de France 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 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* ».

D'autre part, la convention peut être modifiée :

- ***A l'initiative d'EDF et Gaz de France***. A cet effet, une étude d'impact pourra, le cas échéant, être réalisée.
- ***En cas de changement de loi***. La convention devra être adaptée, tout en respectant l'équilibre global de la convention, pour tenir compte des évolutions du cadre législatif et réglementaire applicable.
- ***En cas de changement des circonstances économiques***. Les conditions, notamment financières, stipulées dans la convention, ont été arrêtées en fonction des dispositions en matière de comptabilité, de fiscalité et de gestion de la trésorerie en vigueur à la date de sa signature. Elles ont également été arrêtées en fonction des circonstances économiques ou juridiques constatées à cette date.

En conséquence, si par suite de la modification des circonstances ayant amené EDF et Gaz de France à conclure la convention :
– une des parties venait à être soumise à toute mesure ou événement fiscal, juridique, économique, financier ou autre, ou à un contentieux, entraînant des conséquences, notamment financières, importantes pour cette partie, ou
– des dispositions de la convention viendraient à être irrégulières ou illégales, ayant pour effet d'augmenter les coûts engendrés pour cette partie par les obligations souscrites aux termes de la convention, de réduire de façon significative les avantages que cette partie retire de la convention ou encore de rendre la convention irrégulière ou illégale,

la partie concernée en avisera immédiatement l'autre partie. Les parties négocieront de bonne foi afin de prendre en compte ces circonstances nouvelles.

Par ailleurs, la convention organise les modes de règlement des différends entre les parties. En cas de différend relatif à la convention, les parties devront se réunir pour mettre en place tous moyens nécessaires pour parvenir à un accord amiable sur la résolution de leur différend dans un délai maximum d'un mois à compter de cette réunion. A défaut d'accord amiable à l'issue de ce délai, et dès lors que l'examen du litige ne porte pas atteinte à l'indépendance de gestion des gestionnaires de réseau de distribution, EDF et Gaz de France transmettent d'un commun accord sans délai, dans les règles de confidentialité requises, aux membres du directoire mentionné ci-dessus qui ont reçu délégation à cet effet, les éléments du litige afin de rechercher une solution amiable dans un délai de 20 jours.

A défaut d'accord amiable entre les parties, le différend sera soumis, avant toute saisine du tribunal compétent, à une procédure de médiation externe. Les parties, d'un commun accord, nommeront le médiateur et définiront sa mission et les délais de réalisation de celle-ci. La solution proposée par le médiateur ne sera ni obligatoire ni exécutoire.

En cas de rejet de la solution du médiateur par une partie, le différend pourra être soumis à la compétence des tribunaux de Paris, qui pourront seuls trancher toute contestation relative à la formation, la validité, l'exécution ou l'interprétation de la convention.

Affectation des charges et des biens

Il existe au sein de l'opérateur commun EDF Gaz de France Distribution différentes catégories de charges :

- Les charges afférentes aux activités d'EDF Gaz de France Distribution qui relèvent directement de l'une des entreprises, et ce quelle que soit leur nature, sont directement imputées à cette entreprise. Elles ne donnent donc pas lieu à des flux financiers entre les deux entreprises. Ainsi, pour le personnel de l'opérateur commun affecté de manière fixe à des activités électricité uniquement, les charges correspondantes sont directement imputées à EDF ;

- Les charges relatives aux activités exercées de manière simultanée et indifférenciée pour le compte d'EDF et de Gaz de France, et ce quelle que soit leur nature, font l'objet d'une répartition entre les parties en application de clés de répartition contractuelles. Ces charges sont réparties entre EDF et Gaz de France à la source, c'est-à-dire dès le fait générateur de la dépense, et la quote-part revenant à chaque entreprise est directement enregistrée dans la comptabilité de l'entreprise concernée. Elles ne donnent donc pas non plus lieu à des flux financiers entre EDF et Gaz de France. La définition des éléments de calcul (assiette, etc,...) de chaque clé de répartition est identique entre EDF et Gaz de France. La clé de répartition la plus fréquemment utilisée est la clé « utilisateurs des réseaux ». A titre indicatif, les nouvelles clés de répartition aboutissent à un partage global d'environ 75 % pour EDF et 25 % pour Gaz de France en 2006. Ainsi, pour le personnel de l'opérateur commun affecté de manière fixe à des activités mixtes électricité/gaz, les charges correspondantes sont directement réparties, et imputées en comptabilité, entre EDF et Gaz de France selon la clé de répartition applicable ;

- En revanche, certaines charges peuvent être d'abord comptabilisées dans les comptes de l'une des deux entreprises et ensuite donner lieu à refacturation à l'autre entreprise. Ainsi, certains membres du personnel de l'opérateur commun sont rattachés administrativement (et donc comptablement) à l'une des deux entreprises, mais peuvent, de manière variable, effectuer des tâches pour le compte de l'autre entreprise. Les heures travaillées pour l'autre entreprise sont collectées quotidiennement et sont refacturées chaque mois. En 2006, 74 millions d'euros ont ainsi été facturés par EDF à Gaz de France, et 73 millions d'euros ont été facturés par Gaz de France à EDF. De même, pour le reste, certaines prestations de service effectuées pour l'ensemble de l'opérateur commun sont assurées (et prises en charge comptablement) par l'une des deux entreprises, puis celle-ci refacture l'autre, toujours sur la base d'une clé de répartition contractuelle. Il s'agit principalement de l'informatique et des télécommunications, des services automobiles et de l'immobilier. En 2006, au titre de ces services communs (hors immobilier), 53 millions d'euros ont ainsi été facturés par EDF à Gaz de France et 27 millions d'euros ont été facturés par Gaz de France à EDF. Au titre de l'immobilier d'EDF Gaz de France Distribution, EDF a facturé en 2006 à Gaz de France 76 millions d'euros et Gaz de France a facturé à EDF 62 millions d'euros. En 2005, au titre de ces services communs, 122 millions d'euros avaient été facturés par EDF à Gaz de France et 82 millions d'euros avaient été facturés par Gaz de France à EDF.

6.2.2.3 Systèmes énergétiques insulaires

Les Systèmes Energétiques Insulaires (« SEI ») regroupent les systèmes électriques opérés par EDF et non interconnectés ou faiblement connectés à la plaque continentale : principalement les Départements d'Outre-Mer, la Corse et la collectivité territoriale de St-Pierre-et-Miquelon. L'ensemble de ces territoires correspond aux « zones non interconnectées au réseau métropolitain continental » définis par la loi du 10 février 2000. Ils partagent les caractéristiques suivantes :

- d'une part, ces territoires bénéficient de la péréquation tarifaire avec le territoire métropolitain continental ;
- d'autre part, la faible taille de leur système électrique et l'inexistence ou la faiblesse de leur interconnexion avec un réseau continental fait que les coûts de production y sont structurellement beaucoup plus élevés qu'en métropole, et de ce fait très supérieurs à la part qui en est reflétée dans les tarifs.

Cet état de fait a deux conséquences :

- les surcoûts de production dans ces SEI sont considérés par le législateur comme une charge de service public, et à ce titre compensés par le biais de la contribution au service public de l'électricité

(« CSPE ») (voir section 6.4.3.4 (« Service public ») ci-dessous)) ;
- le maintien de la péréquation tarifaire avec les prix de la métropole continentale fait que tout développement d'un marché concurrentiel de l'électricité y est de fait impossible.

La Loi du 9 août 2004 applique la dérogation prévue par la directive de 2003 à l'obligation de constituer des gestionnaires de réseaux indépendants pour les DOM, la Corse et la collectivité territoriale de Saint-Pierre-et-Miquelon. L'organisation d'EDF dans chacun de ces territoires repose donc sur le maintien d'une structure intégrée, assurant à la fois la majeure partie de la production et l'ensemble des fonctions de gestionnaire de l'équilibre offre/demande, de gestionnaire de réseaux (HTB, HTA et BT) et de fournisseur.

Compte tenu de l'écart existant, dans ces systèmes, entre le coût de production du MWh et le prix de vente au tarif péréqué, l'activité commerciale d'EDF consiste à y mener, seul ou en partenariat avec l'Agence de l'Environnement et de la Maîtrise d'Energie (l'« ADEME ») et les institutions locales, des actions de maîtrise de la demande d'énergie.

La plupart des SEI connaissent cependant une croissance importante de leur consommation (forte croissance démographique et/ou rattrapage du retard dans l'équipement des ménages). Cette croissance de la demande doit être couverte par l'apparition de nouveaux moyens de production, décidés par le Ministre de l'Industrie dans le cadre de la Programmation Pluriannuelle des Investissements, soit par recours à une procédure d'appel d'offres, soit en autorisant des projets développés à l'initiative d'opérateurs. L'intérêt des opérateurs, dont EDF, à investir dans l'activité de production des SEI a été renforcé par un arrêté pris par le Ministre délégué à l'Industrie le 23 mars 2006, fixant à 11 % le taux de rémunération nominal avant impôt du capital immobilisé dans les investissements de production réalisés en Corse, dans les départements d'Outre-Mer, à Saint-Pierre-et-Miquelon et à Mayotte.

Evolutions récentes et perspectives à moyen terme

• Législation relative aux Systèmes Energétiques Insulaires
La loi n° 2006-1537 du 7 décembre 2006 est venue consolider la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 en précisant dans son article 2, que l'activité de gestionnaire de réseaux dans les zones non interconnectées au territoire métropolitain continental restait confiée à EDF.

• Investissements prévisionnels d'ici 2015
En tant que gestionnaire des réseaux dans les SEI, EDF a participé, courant 2005, aux travaux d'élaboration de la Programmation Pluriannuelle des Investissements. L'arrêté ministériel entérinant cette programmation pluriannuelle a été pris le 7 juillet 2006 : il chiffre les objectifs de mise en œuvre de moyens de production centralisée pour les SEI à 890 MW à l'horizon 2010, et 1 230 MW à l'horizon 2015.

A la suite de cette parution, la stratégie du Groupe EDF en matière de production dans les SEI a été arrêtée. EDF se fixe pour objectifs :
- de demeurer, dans chacun des Systèmes Energétiques Insulaires, l'acteur majoritaire en terme de puissance installée ;
- d'investir dans des nouveaux moyens de production à hauteur d'environ 1 milliard d'euros, d'ici à 2015, soit en déposant des demandes d'autorisation d'exploitation (« DAE »), soit en répondant aux appels d'offre que lancerait le Ministère de l'Industrie.

L'activité de production étant une activité concurrentielle depuis l'adoption de la loi du 10 février 2000 relative au secteur électrique, l'atteinte de ces objectifs suppose que le Groupe EDF puisse proposer ses offres (dépôts de demandes d'autorisation ou réponses à appels d'offre) dans des conditions analogues à celles de ses compétiteurs.

Pour porter ce projet, le Conseil d'administration d'EDF a, lors de sa séance du 13 décembre 2006 :
- autorisé la création de la société holding « EDF Production Electrique Insulaire SAS » ;
- autorisé la création des filiales locales de cette holding qui exploiteront chacune une centrale dans les départements concernés ;
- doté ces filiales des fonds propres nécessaires au démarrage de leur activité.

EDF Production Electrique Insulaire SAS est détenue à 100 % par EDF. Chacune des filiales locales sera elle-même détenue à 100 % par EDF Production Electrique Insulaire SAS, dès lors que le dépôt d'une demande d'autorisation d'exploiter, ou la réponse à un appel d'offres, aura été rendu possible par la maîtrise foncière des terrains sur lesquels la centrale sera construite.

6.2.2.4 Tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité (« TURP »)

En application de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000, les tarifs d'utilisation des réseaux de transport et de distribution sont adoptés conjointement par le ministre de l'économie et le ministre chargé de l'énergie, sur proposition de la CRE.

Les nouveaux tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution, approuvés en date du 23 septembre 2005 par les pouvoirs publics, sont entrés en vigueur le 1er janvier 2006 pour une durée de deux ans. Compte tenu des incertitudes liées à l'organisation de la distribution qui sera retenue dans le contexte de l'ouverture totale à la concurrence au 1er juillet 2007, la CRE a estimé que les règles tarifaires devraient être à nouveau adaptées vers la fin de l'année 2007.

Les nouveaux tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution ont été déterminés de façon à couvrir :

- les coûts des activités de transport et de distribution, tout en intégrant des objectifs de productivité fixés par le régulateur ;
- une rémunération financière égale au produit de la base d'actifs régulée, estimée au 1er janvier 2006 à 10 799 millions d'euros pour le transport et à 26 324 millions d'euros pour la distribution, par un taux fixe de rémunération correspondant à un taux nominal avant impôt de 7,25 % (au lieu de 6,5 % pour le précédent TURP) (voir note 5.1.1.2 aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2006).

6.3 - PRÉSENTATION DE L'ACTIVITÉ DU GROUPE EDF À L'INTERNATIONAL

En 2006, le Groupe EDF a poursuivi une stratégie de consolidation de son portefeuille d'actifs autour du modèle d'activité d'énergéticien intégré en Europe. Il a par ailleurs concrétisé en Asie et aux Etats-Unis, conformément à sa stratégie, des partenariats dans le domaine de la production.

6.3.1 Europe

Eléments du contexte européen

L'environnement du marché de l'énergie en Europe est en pleine mutation. La volonté politique affirmée, particulièrement au niveau de la Commission européenne, d'ouverture des marchés a déjà considérablement modifié le paysage énergétique, avec pour principales conséquences :

- un bouleversement complet des règles de fonctionnement de ces marchés, règles communément jugées comme non encore stabilisées ;
- une sensibilité et une volatilité des prix de l'énergie usuelles dans un marché de commodités mais accentuées par le contexte énergétique mondial ;
- une logique de marchés nationaux qui perdure néanmoins dans la plupart des pays en raison de la faiblesse des interconnexions.

Le renouvellement du parc de production constitue un enjeu majeur : entre 500 et 600 GW de capacités nouvelles sont à construire ou à renouveler à l'horizon 2030 au niveau de l'Union européenne à plus ou moins long terme selon les pays (Source : étude de la DG TREN – Trends to 2030 - update 2005). Dans tous les cas, les contraintes environnementales croissantes impacteront la composition des parcs de production et le niveau des prix.

L'année 2006 a par ailleurs été marquée par des mouvements de restructuration significatifs autour de quelques grands groupes d'énergéticiens intégrés.

Dans ce contexte, la volonté du Groupe EDF est d'être un acteur majeur du développement d'un marché européen fluide de l'énergie en participant activement à la construction de ce nouveau marché (interconnexions, respect des règles UE, etc,...).

Ambition européenne du Groupe

Le Groupe a pour ambition de constituer un ensemble industriel cohérent avec les positions principales dont il dispose en Europe. Le Groupe étudiera également toute nouvelle opportunité de développement rentable, en particulier au Benelux, en Péninsule Ibérique et dans les PECO. Ainsi l'Europe est le « marché de référence » du Groupe EDF avec un modèle d'activité intégré amont-aval et équilibré régulé-non régulé. En outre, le Groupe entend continuer la construction de ses positions gazières, nécessaires à son ambition de devenir un acteur gazier européen important en Europe, afin de sécuriser son offre, proposer à ses clients une offre multi-énergies et disposer de moyens compétitifs de production d'électricité à partir de gaz.

L'ensemble industriel cohérent qui sera ainsi construit à partir des positions industrielles et actionnariales du Groupe permettra à ses principales filiales européennes de devenir des acteurs à part entière de sa stratégie.

Le Groupe met en œuvre les synergies opérationnelles entre ses différentes entités, en France et en Europe, au travers des objectifs suivants :

- améliorer les performances opérationnelles par le partage des meilleures pratiques observées au sein du Groupe ;
- posséder plusieurs entités sur une même plaque électrique pour optimiser les parcs, réduire les coûts de couverture des consommations de pointe et être capable de proposer une offre aux clients multi-sites en Europe ;
- utiliser l'opportunité des projets de construction d'actifs de production dans différentes filiales pour standardiser la conception et grouper les commandes effectuées auprès des équipementiers ;
- coordonner les approvisionnements et les investissements gaziers pour servir les ambitions du Groupe sur le marché du gaz.

Le tableau ci-dessous présente les caractéristiques générales des principales filiales et participations du Groupe EDF en Europe (données au 31 décembre 2006) :

Nom de la société	Activités principales	Données techniques
Allemagne		
EnBW	Production électricité Transport Distribution électricité Transport Distribution gaz Commercialisation électricité et gaz Services	Nombre de clients : environ 6 millions[1] Puissance installée élec. : 14,8 GW Activités gaz : 83,5 TWh[2]
Royaume-Uni		
EDF Energy	Production électricité Distribution électricité Commercialisation électricité et gaz Services	Nombre de comptes-clients : environ 5,5 millions[1] Puissance installée élec. : 4,8 GW Activités gaz : 37 TWh[2]
Italie		
Edison	Production électricité Commercialisation électricité Production, stockage et commercialisation de gaz	Nombre de clients : 177 000 clients[1] Puissance installée élec. : 11,7 GW Activités gaz : 144 TWh[2]
Fenice	Production électricité Services énergétiques et environnement	Puissance installée élec. : 298 MW Puissance installée therm. : 2 627 MWth[3]
Espagne		
Hispaelec Energia S.A.	Commercialisation électricité	Nombre de clients : une cinquantaine de sites
Elcogas	Production électricité	Puissance installée élec. : 335 MW
Pologne		
ECW	Production électricité et chaleur	Puissance installée élec. : 353 MW Puissance installée therm. : 1 225 MWth[3]
Elektrownia Rybnik S.A. (ERSA)	Production électricité	Puissance installée élec. : 1 775 MW
ECK	Production électricité et chaleur	Puissance installée élec. : 460 MW Puissance installée therm. : 1 236 MWth[3]
Kogeneracja	Production électricité et chaleur	Puissance installée élec. : 403 MW Puissance installée therm. : 1 106 MWth[3]
Zielena Gora	Production électricité et chaleur	Puissance installée élec. : 221 MW Puissance installée therm. : 322 MWth[3]
Hongrie		
BERt	Production électricité et chaleur	Puissance installée élec. : 410 MW Puissance installée therm. : 1 527 MWth[3]
Demasz	Distribution électricité Commercialisation électricité	Nombre de clients : 764 908
Slovaquie		
SSE	Distribution électricité gaz et chaleur Commercialisation électricité gaz et chaleur	Nombre de clients : 695 857
Autriche		
Groupe ESTAG	Distribution électricité gaz et chaleur Commercialisation électricité gaz et chaleur Services	Nombre de clients : 430 000
Suisse		
Groupe Atel	Production Négoce Commercialisation électricité Transports Distribution électricité Services	Puissance installée élec. : 3 621 MW Puissance installée therm. : 754 MWth[3]
Emosson/Chatelôt/Mauvoisin	Production hydraulique	0,4 TWh mis à disposition
Belgique		
EDF Belgium[4]	Production électricité Commercialisation électricité Services	Puissance installée élec. : 481 MW

Valeurs brutes non corrigées du pourcentage des participations (y compris minoritaires).

(1) Y compris gaz.

(2) Volumes de gaz globaux bruts manipulés par les sociétés du Groupe, y compris auto-consommation des centrales.

(3) MWth : MW thermique, pour la cogénération, par opposition au MW électrique.

(4) EDF Belgium détient 50 % de la centrale nucléaire de Tihange 1.

Pour les détails relatifs au mode de consolidation au 31 décembre 2006, voir la note 39 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2006.

Par ailleurs, EDF détient une participation de 50 % dans Dalkia International[20] au travers de ses filiales et participations opérant dans le domaine des services énergétiques (voir section 6.4.1.1.4 (« Dalkia ») ci-dessous).

6.3.1.1 EDF Energy

EDF Energy, filiale détenue à 100 % par EDF, est un énergéticien intégré, qui produit, distribue et commercialise de l'électricité et du gaz au Royaume-Uni au travers de ses branches « Energy », « Customers » et « Networks ». En 2006, EDF Energy était le premier distributeur d'électricité (en volume d'électricité distribué et en valeur d'actifs régulés) et le cinquième commercialisateur ex-aequo d'électricité (en nombre de « comptes clients[21]» au Royaume-Uni (source : EDF Energy/Datamonitor). EDF Energy est également un producteur important d'électricité et l'une des entreprises de son secteur les plus actives (en volumes d'investissements) au Royaume-Uni sur le marché des projets d'infrastructures électriques publics et/ou privés (*Private Finance Initiatives/Public Private Partnerships* — « PFI/PPP ») (source : EDF Energy). En 2006, EDF Energy a distribué de l'électricité à plus de 7,9 millions de foyers et d'entreprises à Londres, dans l'Est et au Sud-Est de l'Angleterre, via un réseau de plus de 175 000 kilomètres ; elle a vendu pour 53,5 TWh d'électricité et pour 25,8 TWh de gaz. Fin 2006, EDF Energy avait 5,5 millions de comptes-clients comprenant des clients résidentiels, des PME-PMI et des grandes entreprises. Au 31 décembre 2006, la capacité de production d'EDF Energy s'élevait à 4,8 GW (à l'exclusion des *Power Purchase Agreements* (« PPA »)).

Le chiffre d'affaires d'EDF Energy pour l'exercice clos le 31 décembre 2006 était de 8 319 millions d'euros. EDF Energy employait environ 12 320 personnes.

Le tableau ci-après présente les chiffres clés d'EDF Energy au cours des deux derniers exercices :

	31 décembre 2005[(1)]	31 décembre 2006[(1)]
Chiffre d'affaires *(en millions d'euros)* [(2)]	**6 674**	**8 319**
Electricité	4 754	5 866
Gaz	550	889
Autres	1 370	1 564
Electricité *(en GWh)*	52 719	53 462
Gaz *(en GWh)*	21 287	25 849
Nombre de comptes clients *(en milliers)*	5 052	5 497
Valeur nette des réseaux régulés *(en milliards de livres sterling)*	2,9	3,1
Valeur nette des réseaux régulés *(en milliards d'euros)*	4,2	4,6

(1) Chiffres 2005 et 2006 tels que publiés et contributifs.

(2) Les taux de change utilisés pour les éléments du bilan sont de 1 livre sterling pour 1,459215 euros en 2005 et 1,4892 euros pour 2006 et pour les éléments du compte de résultat 1 livre sterling pour 1,464110 euros pour 2005 et 1,4665 euros pour 2006.

6.3.1.1.1 Environnement de marché – Evolution des prix

En ce qui concerne l'année 2006, le prix moyen de gros de l'électricité au Royaume-Uni a augmenté légèrement pour atteindre un niveau de 53 livres sterling/MWh en mars 2006 (au mois de décembre 2005, le prix était de 52 livres sterling/MWh). Depuis cette date, le prix a baissé de façon régulière pour atteindre un niveau de 41 livres sterling/MWh en décembre 2006.

Ces prix restent plus volatiles que ceux de la plaque franco-allemande en raison principalement de leur plus forte corrélation au prix du gaz et de capacités d'interconnexion limitées.

Après une augmentation significative au cours des trois dernières années, les prix du charbon au Royaume-Uni se sont relativement stabilisés à la fin de l'année 2006 (environ 70,6 USD la tonne au 31 décembre 2006). Entre mars 2006 et décembre 2006, les prix du gaz au Royaume-Uni sont passés d'environ 0,45 livre sterling par therm à environ 0,38 livre sterling par therm. En raison de l'augmentation des prix de gros de l'électricité et du gaz et des coûts liés aux émissions de carbone, EDF Energy a décidé, au cours de l'année 2006, d'augmenter les prix de vente des clients résidentiels et des PME à hauteur de 4,7 % pour l'électricité et de 14,7 % pour le gaz en mars 2006 et puis à hauteur de 8 % pour l'électricité et de 19 % pour le gaz en août 2006.

6.3.1.1.2 Activités d'EDF Energy

6.3.1.1.2.1 Production

La branche « Energie » d'EDF Energy exploite trois centrales dont la capacité totale de production est de 4,8 GW :

[20] Hors participation indirecte détenue par EDF par l'intermédiaire de Véolia Environnement.

[21] A un même client peuvent correspondre jusqu'à deux comptes-clients, un pour l'électricité et un pour le gaz.

- Sutton Bridge, située dans le Lincolnshire. Sutton Bridge est une centrale thermique à cycle combiné au gaz naturel (« CCGT ») avec une capacité de 803 MW. Elle a été mise en service en mai 1999.
- Cottam, située dans le Nottinghamshire. Cottam est une centrale thermique fonctionnant au charbon d'une capacité de 2 008 MW, composée de quatre unités. Elle a été mise en service en 1970.
- West Burton, située dans le Nottinghamshire. West Burton est une centrale thermique fonctionnant au charbon constituée de quatre unités produisant chacune 500 MW et de deux unités thermiques à cycle combiné au gaz naturel de 20 MW chacune, pour une capacité totale de 2 012 MW. Elle a été mise en service en 1970.

La Branche Energie dispose également d'intérêts au sein d'autres producteurs, et détient notamment une participation de 18,6 % dans la centrale de Barking, à Londres, ainsi que dans des champs d'éoliennes situées au Nord-Est et à l'Est de l'Angleterre.

EDF Energy dispose de capacités de production diversifiées réparties entre les centrales thermiques à gaz et au charbon qui peuvent assurer une production en base ou en pointe. EDF Energy a produit 25,4 TWh d'électricité destinée à la vente en 2006. La production des centrales d'EDF Energy permet de couvrir la demande de ses clients résidentiels et petites entreprises, alors que la demande des grandes entreprises, dont la consommation est mesurée toutes les demi-heures, est couverte par les achats sur les marchés de gros.

Achat de combustibles et d'énergie et gestion des risques

Principes généraux

EDF Energy achète et vend de l'électricité et achète du gaz et du charbon sur les marchés de gros afin de satisfaire les besoins de production des centrales et des clients d'EDF Energy.

EDF Energy adopte une stratégie de gestion des risques différente selon les clients, en distinguant :

- les clients dont la consommation est mesurée et relevée toutes les demi-heures ;
- les autres clients, essentiellement les clients résidentiels et entreprises faibles consommateurs.

Pour les clients résidentiels et les entreprises faiblement consommatrices, la stratégie de couverture des risques mise en œuvre par EDF Energy consiste à déterminer à l'avance une exposition minimale au risque de variations des prix de l'énergie sur les marchés de gros. Une fois ce degré d'exposition défini, des niveaux de couverture maximum et minimum ainsi que des limites de contrôle des risques sont fixées et servent de base à la stratégie d'approvisionnement pour l'ensemble des matières premières (charbon, gaz, énergie et carbone).

Pour les clients dont la consommation est mesurée et relevée toutes les demi-heures, la stratégie de gestion des risques consiste à couvrir, dès leur signature, les contrats de vente d'énergie par des contrats d'achat à terme.

Approvisionnement en électricité

Au-delà de sa production propre, EDF Energy s'approvisionne en électricité au travers de :

- contrats d'achats long terme avec la centrale à cycle combiné à gaz de Barking à Londres, la centrale de Teeside et Scottish and Southern Energy. L'ensemble de ces contrats d'achats d'électricité représente annuellement environ 6 TWh, les premiers d'entre eux expirant à partir de 2008 ;
- contrats avec des producteurs directement connectés aux réseaux de distribution, sans passer par le réseau de transport. Il s'agit majoritairement de producteurs d'électricité utilisant des sources d'énergie renouvelables. L'achat de la production de ces producteurs permet à EDF Energy de s'approvisionner en électricité au plus près des zones de demande d'électricité, réduisant ainsi ses coûts de transport. EDF Energy acquiert actuellement environ 1 TWh par an sur ce marché ;
- contrats d'achats en gros, portant sur des quantités et concernant des périodes variables, conçus afin de satisfaire à la stratégie d'EDF Energy dans les limites des paramètres de risques arrêtées à l'avance. EDF Energy acquiert actuellement environ 21,1 TWh par an par ce moyen.

Approvisionnement en gaz et en charbon

La fourniture de gaz, à la fois destinée aux clients finals (25,8 TWh) et à la centrale de Sutton Bridge (11,1 TWh) (centrale à cycle combiné au gaz naturel), repose sur un portefeuille de contrats diversifié en termes de type de contrats, de conditions et de contreparties.

Les achats de charbon s'effectuent sur la base de prévisions de production et des niveaux de stocks de charbon. Le portefeuille de contrats d'EDF Energy est composé pour environ 50 % de charbon en provenance du Royaume-Uni et pour les 50 % de charbon d'origine internationale. En 2003, EDF Energy a conclu un contrat de fourniture de charbon d'une durée de trois ans avec UK Coal, dont le prix est inférieur au prix actuel du marché pour le charbon importé. EDF Energy a conclu avec UK Coal un autre contrat du même type, en vigueur jusqu'en 2009.

Collaboration avec EDF Trading et la Direction Gaz

Depuis le début de l'année 2006, EDF Trading assure la fourniture de la totalité du charbon importé par EDF Energy. Cela permet à EDF Trading, qui est l'un des principaux négociants de charbon en Europe, d'utiliser l'effet de levier résultant de la quantité importante de charbon concernée, à la fois en termes de prix et de gestion de la logistique associée à la livraison du charbon dans les ports britanniques.

Concernant le marché du gaz, EDF Energy étudie les opportunités qui pourraient lui permettre de tirer profit de la position gaz du Groupe EDF afin de conserver des coûts d'approvisionnement compétitifs pour la fourniture du gaz à ses clients résidentiels (environ 1,5 million). En particulier, EDF Energy travaille en collaboration avec la direction Gaz d'EDF et EDF Trading dans le but de constituer un portefeuille d'achat et de stockage à long terme à l'échelle du marché européen.

Concernant le marché des quotas d'émission de CO_2, EDF Trading est responsable de la couverture des besoins d'EDF Energy en matière de certificats d'émission de CO_2.

Consultation lancée par le Gouvernement du Royaume-Uni concernant le marché de l'énergie britannique.

Le 11 juillet 2006, le gouvernement britannique a publié les conclusions de sa consultation relative au marché de l'énergie. Aux termes de ces conclusions, il apparaît que les enjeux majeurs liés au marché de l'énergie sont le contrôle des émissions de CO_2 et la sécurisation de l'approvisionnement. En l'absence d'une démarche volontariste du gouvernement, il semble que les émissions de CO_2 pourraient s'établir en 2050 à un niveau équivalent à celui de 1990, alors même que le gouvernement avait pour objectif de les réduire de 60 %. En matière de sécurisation de l'approvisionnement, le gouvernement estime que d'ici à 2020, le degré de dépendance du Royaume-Uni vis-à-vis des importations de gaz serait de l'ordre de 80-90 %, alors que le Royaume-Uni était quasiment autosuffisant en 2005.

Une des conclusions majeures à retenir de cette consultation est que le gouvernement s'efforcera de faire du prix du carbone un signal de marché pertinent afin que les investisseurs puissent intégrer ces informations dans leur décision d'investissement. Le gouvernement entend atteindre cet objectif dans le cadre de la négociation d'un plan européen du marché des émissions (« EU Emissions Trading Scheme – ETS ») plus contraignant pour la période post-2012. Dans le même temps, le gouvernement conservera, si nécessaire, la possibilité de renforcer ledit plan par d'autres mesures.

L'action du gouvernement sur l'approvisionnement est particulièrement ciblée sur les énergies renouvelables et nucléaire. A compter de 2015, il est prévu que les fournisseurs d'électricité proposent 15 % de la production totale d'énergie à partir d'énergies renouvelables. Le gouvernement souhaite que ce pourcentage atteigne 20 % en 2020, tout en évitant que cela se traduise par un surcoût qui devra être supporté par le consommateur.

Enfin, aux termes de ces conclusions, le gouvernement britannique indique qu'il souhaite que le parc de centrales nucléaires soit modernisé par la construction de nouvelles centrales, mais précise qu'aucune subvention ne sera mise en place pour parvenir à cet objectif. Le gouvernement a en outre lancé au début de l'année 2007 une consultation visant à assouplir le cadre réglementaire en vigueur lié à la construction de nouveaux moyens de productions nucléaires. Cette consultation prendra la forme d'un livre blanc sur l'énergie (« Energy White Paper »).

Rapport Stern

Le rapport de M. Nicholas Stern destiné au Ministre de l'Economie du gouvernement britannique portant sur le changement climatique a été rendu public le 30 octobre 2006. EDF partage la conclusion de ce rapport qui constate qu'une initative rapide visant à réduire les émissions de gaz à effet de serre s'impose. A ce titre, il existe une opportunité notamment en Europe, de remplacer les centrales émettrices de gaz à effet de serre arrivant en fin de vie par des centrales émettant moins de gaz à effet de serre en raison de l'utilisation de l'énergie nucléaire ou renouvelable ou par des centrales possédant des systèmes de rétention et de stockage de ces gaz.

Développement des capacités de production

Afin de préserver sa stratégie d'intégration verticale en dépit de la diminution des volumes résultant des contrats à long terme existants et de la réduction potentielle, en raison des contraintes environnementales, de la production des centrales à charbon, EDF Energy envisage actuellement la conclusion de nouveaux contrats d'achat, à long terme, la prise de participation dans la production de centrales, l'achat de moyens de production additionnels ou la construction de nouveaux moyens de production sur des sites existants.

Une demande d'autorisation a été déposée auprès des autorités compétentes en vertu de l'article 36 de l'« *Electricity Act* » de 1989 concernant une centrale CCGT de 1 280 MW à Sutton Bridge et une centrale CCGT de 1 260 MW à West Burton. En outre, EDF Energy envisage d'élargir son portefeuille (à hauteur de 900 MW) en ce qui concerne les usines de production d'énergie renouvelables (éolien « *onshore* ») à l'horizon 2015. Des projets de développement de parcs éoliens portant sur environ 30 MW sont actuellement en cours et une candidature a été déposée en 2006 pour le développement d'un parc éolien « *offshore* » près de Teesside dans le Nord-Est de l'Angleterre, qui aurait une capacité potentielle de production se situant entre 60 et 108 MW.

Une équipe « Projet Nucléaire » a en outre été mise en place à Londres afin de pouvoir réaliser d'éventuels investissements dans de nouvelles installations nucléaire au Royaume-Uni, en s'appuyant sur l'expertise d'EDF dans ce domaine

6.3.1.1.2.2 Commercialisation

En 2006, EDF Energy a regroupé ses différentes marques de commercialisation sous la marque unique dénommée « EDF Energy ». Au 31 décembre 2006, EDF Energy avait 4,2 millions de clients et 5,5 millions de comptes-clients[22]. Au cours de l'exercice 2006, 19,8 TWh d'électricité ont été fournis à plus de 3,5 millions de comptes-clients résidentiels, 279 000 comptes-clients « petites et moyennes entreprises » et 33,7 TWh d'électricité à 188 000 comptes-clients « grandes entreprises ». Au cours de cette même période, 25,8 TWh de gaz ont été fournis à 1,5 million de comptes-clients.

Les comptes-clients d'EDF Energy ont augmenté de 0,4 million au titre de l'exercice 2006 et les ventes aux grandes entreprises ont augmenté de 320 MWh. EDF Energy est, à présent, un des premiers fournisseurs d'énergie aux grandes entreprises du Royaume-Uni.

6.3.1.1.2.3 Distribution

La Branche Réseaux d'EDF Energy exploite trois réseaux de distribution contigus à Londres, dans l'est de l'Angleterre et dans le sud-est de l'Angleterre. Conformément aux dispositions des règlements de l'Ofgem applicables aux Opérateurs des Réseaux de Distribution (*Distribution Network Operators*, « DNOs »), la Branche Réseaux est filialisée, afin ne pas entraver la concurrence ou générer des distorsions de concurrence, pour la fourniture d'électricité ou de gaz, la production d'électricité ou le transport de gaz.

Réseaux

Le réseau d'EDF Energy couvre plus de 29 000 km² et distribue annuellement 89 TWh d'électricité via 48 000 km de lignes aériennes et 127 000 km de lignes souterraines. Avec 7,9 millions de clients, EDF Energy est le distributeur d'électricité le plus important (en volumes et en valeur d'actifs régulés) au Royaume-Uni.

Chaque réseau de distribution est soumis à des conditions d'exploita-

[22] Un client peut avoir jusqu'à deux comptes-clients : un pour l'électricité et un autre pour le gaz.

tion très différentes, avec notamment un réseau urbain très concentré à Londres et une combinaison de réseaux ruraux et urbains au Sud et à l'Est de l'Angleterre. EDF Energy a investi plus de 354 millions de livres sterling au cours de l'exercice 2006 dans le cadre d'opérations de remplacement, de renforcement et d'extension de son réseau. La performance du réseau d'EDF Energy n'a cessé de s'améliorer au cours des trois dernières années. Les performances du réseau (en termes de continuité d'approvisionnement) sont, néanmoins, plus élevées à Londres que dans les autres régions, en raison d'un réseau presque uniquement souterrain, moins exposé aux variations climatiques extrêmes que les réseaux des autres régions.

L'activité des réseaux génère un revenu via les redevances du *Distribution Use of System* (« DuoS ») prélevées au niveau des fournisseurs avec lesquels le consommateur a conclu un contrat de fourniture. Les redevances prélevées par les Opérateurs des Réseaux de Distribution d'EDF Energy sont parmi les plus faibles du Royaume-Uni.

Tarifs de distribution

Le processus de révision tarifaire conduit par l'Ofgem en 2005 a porté notamment sur le niveau des investissements pour la période 2005-2010 (débutant à compter du 1er avril 2005), le niveau des dépenses d'exploitation, les gains de productivité supplémentaires pouvant être attendus et la rémunération de la base d'actifs. Les nouveaux tarifs sont entrés en vigueur le 1er avril 2005. Cette révision tarifaire a été considérée par EDF Energy comme globalement satisfaisante. Le processus de révision tarifaire a abouti à une augmentation des dépenses d'investissements de 2,2 milliards de livres sterling sur la période considérée. En revanche, l'Ofgem a décidé une diminution du niveau des dépenses d'exploitation autorisées par rapport à la période précédente à la suite de quoi la Branche Réseaux a initié un important programme de réduction des coûts.

La Branche Réseaux a atteint ses objectifs d'investissement pour l'année 2006. Elle a par ailleurs fait des progrès importants en ce qui concerne son programme de réduction des coûts. Parmi ses initiatives, figurent l'introduction d'un nouveau modèle organisationnel visant à une gestion plus efficace des ressources, à la réduction du temps de transport des équipes et à celle du nombre de propriétés occupées.

Câbles souterrains

Comme tous les distributeurs au Royaume-Uni, les réseaux d'EDF Energy comportent des câbles souterrains isolés avec de l'huile sous pression (« *Fluid Filled Cables* » ou « FFC »). Ces câbles peuvent fuir et donc polluer le sous-sol. Ce problème fait l'objet de discussions entre l'Agence britannique de protection de l'environnement, l'Ofgem et les distributeurs.

L'Ofgem suggère qu'au cours de la période tarifaire actuelle pour la période 2005-2010, les distributeurs renforcent leur stratégie de gestion des fuites ; au fur et à mesure que se développera une meilleure analyse de la nécessité de remplacer des câbles, les discussions se poursuivront avec les distributeurs sur le niveau des dépenses.

L'Ofgem confirme que s'il est nécessaire d'accroître significativement le niveau des dépenses par rapport à ce qui est prévu pour la période tarifaire actuelle, elle recherchera préalablement un accord avec les distributeurs sur le traitement de ces dépenses.

Le point de vue général de l'Ofgem est que le mécanisme tarifaire 2005/2010 prévoit des dépenses de remplacement importantes. Ces dépenses s'élèvent à 58 millions de livres sterling pour EDF Energy qui entend utiliser ce montant pour remplacer les FFC dans lesquels un incident a eu lieu ou dont le remplacement est nécessaire pour éviter la survenance d'un tel incident.

La Branche Réseaux s'est conformée aux « meilleures pratiques » en matière de gestion des FFC tout au long de leur durée de vie, notamment en développant sa stratégie de gestion des fuites. La plupart des câbles FFC possédés par la Branche Réseaux ont, à ce jour, été cartographiés sur la carte des zones à risques établie par l'Agence pour l'Environnement (AE), permettant ainsi de déterminer quand les FFC sont proches d'une zone à risques, ou quand ils en traversent une. Cette cartographie, associée au guide des « meilleures pratiques », permet à la Branche Réseaux de mettre en place une politique de remplacement.

6.3.1.1.2.4 Réseaux privés et Financement de projets privés/Partenariats entreprises publiques et privées

EDF Energy réunit les activités de développement, financement, construction et exploitation des projets d'infrastructures électriques publics et/ou privés (« PFI/PPP »).

Dans un projet PFI ou PPP, une entreprise privée (ou un groupe d'entreprises privées) construit ou reconstruit puis exploite un actif public sur une durée de 25 à 30 ans. Le financement de la phase initiale de construction, puis les frais d'exploitation et de maintenance, sont assurés par les capitaux privés, contre le versement d'une redevance mensuelle par l'autorité publique propriétaire de l'actif sur la durée du contrat.

La Branche Développement a co-sponsorisé des projets qui devraient représenter des investissements de plus de 6 milliards de livres sterling au cours des quinze prochaines années. Ses engagements au titre de ces projets s'élèvent à 428 millions de livres sterling, dont environ 370 millions ont déjà été versés.

EDF Energy a développé un large portefeuille de contrats PFI/PPP pour des réseaux de distribution d'électricité tels que :

- les aéroports londoniens de Heathrow, Gatwick et Stansted ;
- l'extension du réseau ferroviaire des docklands à Lewisham ;
- plusieurs immeubles commerciaux dans les docklands de Londres ;
- l'éclairage public pour la municipalité de Dorset et pour les banlieues londoniennes de Islington et de Ealing.

EDF Energy participe également à un certain nombre de projets de joint ventures :

- participation de 80 % dans le consortium Powerlink. Ce projet, remporté en 1998, repose sur un contrat de 30 ans pour maintenir et moderniser le réseau haute tension de distribution électrique du métro de Londres (voir section 20.6.2 (« Procédures concernant les filiales d'EDF – Litige relatif à Powerlink »)) ;
- une participation de 20 % dans le consortium Metronet qui détient deux des trois concessions PFI pour les infrastructures du métro de Londres ;

- une participation de 25 % dans Metronet Alliance, qui gère des prestations de services liées à la modernisation et à la rénovation de stations de métro ainsi qu'à la maintenance, la réparation et le développement de biens publics ;
- une participation de 49,9 % dans MUJV Limited, une joint-venture constituée entre EDF Energy et Thames Water Services, qui a pour objet l'élaboration et la mise en place des canalisations et/ou câbles d'eau, d'eau usagée, de gaz et d'électricité destinés aux nouveaux bâtiments construits par Aspire Defense pour le ministère de la défense.

La performance de Metronet se situe actuellement en deçà des objectifs fixés dans les domaines de la construction, de la distribution opérationnelle et des résultats financiers. Le programme de modernisation des stations du métro de Londres continue de subir des retards. Les coûts de livraison de ce programme sont en outre largement supérieurs au budget initial, en raison notamment de la modification des prestations de service demandées par London Underground. La performance opérationnelle de Metronet, décevante au cours des derniers mois de l'exercice 2006, impacte également son chiffre d'affaires. Des efforts significatifs sont actuellement mis en œuvre par les dirigeants et les actionnaires pour surmonter ces difficultés.

EDF Energy a également conclu plusieurs contrats importants avec des clients tels que Network Rail (amélioration du système de fourniture d'électricité), Pfizer, London Underground (rénovation des stations) et Islington Highway Lighting.

6.3.1.1.3 Financements - Retraites

Financements

Entre 2002 et fin 2006, EDF Energy a refinancé sa dette à hauteur de 2,7 milliards de livres sterling. Sa maturité moyenne a été portée de 8,7 années au début de 2003 à 9,5 années à la fin 2006.

Le coût moyen de la dette a été réduit depuis 2002 pour atteindre 6 % en décembre 2006. Le niveau de trésorerie est garanti par des lignes de crédit confirmées s'élevant à 1,65 milliard de livres sterling en décembre 2006. Ces lignes comprennent une ligne de crédit confirmée de 1,4 milliard de livres sterling consentie par EDF, sur laquelle 1,19 milliard de livres sterling ont été tirés en décembre 2006, et une ligne de crédit syndiqué disponible de 250 millions de livres sterling. Ces deux lignes de crédit sont soumises au respect de certains covenants. Ceux-ci sont à ce jour respectés par EDF Energy.

La plupart des flux de trésorerie sont libellés en livres sterling. Les flux de trésorerie libellés dans d'autres devises font immédiatement l'objet d'opérations de couverture afin de limiter l'exposition aux variations de taux de change.

Retraites

EDF Energy a mis en place deux fonds de pension :

1. le fond de pension *EDF Energy Pension Scheme* (« EEPS ») qui a été crée en mars 2004 et qui rassemble un certain nombre de plans de retraite de London Electricity et de Seeboard. L'adhésion à l'EEPS est ouverte à tous les employés.
2. *EDF Energy Group Electricity Supply Pension Scheme* (« ESPS ») a été créé en septembre 2005 à l'issue de la fusion des fonds de pension des groupes London Electricity et Seeboard. L'adhésion à ESPS n'est pas autorisée aux nouveaux membres.

EEPS et ESPS constituent tous deux des fonds de pension liés au versement des salaires. Il est procédé à des évaluations actuarielles de ces plans tous les trois ans (les dernières ayant été réalisées au 31 mars 2004, les prochaines devant être réalisées au 31 mars 2007). En outre, les dispositions légales applicables au Royaume-Uni imposent depuis 2006 aux trustees de chacun des fonds de pension de délivrer à leurs adhérents des comptes-rendus annuels de dotation.

La position financière d'ESPS s'est améliorée au cours de la période 2004-2006 grâce à une amélioration des marchés de capitaux et aux contributions additionnelles versées par EDF Energy à hauteur de 45,9 millions de livres sterling par an pour les deux fonds de pension pendant une période de 12 ans (du 1er avril 2005 au 31 mars 2017). Fin 2006, l'insuffisance de dotations de l'ESPS était évaluée à 298 millions de livres sterling contre 396 millions de livres sterling au 31 décembre 2005.

Bien que l'EEPS se soit développé en terme de nombre d'adhérents, d'actifs et de passifs, sa position financière n'a pas évolué de manière significative sur la période 2004-2006. Fin 2006, l'insuffisance de dotations de l'EEPS était évaluée à 13 millions de livres sterling contre 16 millions de livres sterling au 31 décembre 2005.

6.3.1.1.4 Evénements récents – Enquêtes à l'encontre d'EDF Energy en matière de droit de la concurrence

L'Ofgem a annoncé en janvier 2007 que l'enquête formelle ouverte en application du Competition Act en juillet 2005 à l'encontre d'EDF Energy pour retrait de fourniture de services à l'égard des tiers ne constituait pas un abus de position dominante prohibé aux termes des dispositions du chapitre II du *Competition Act* et/ou de l'article 82 du traité des Communautés Européennes (voir section 6.5 (« Environnement législatif et réglementaire »)).

Par ailleurs, en août 2006, l'Ofgem a transmis aux trois sociétés de distribution d'EDF Energy une notification en vertu de la section 28 de l'*Electricity Act* visant à la communication d'informations spécifiques en matière de raccordements. Suite à cette demande, une quantité importante de documents et d'informations a été transmise à l'Ofgem dans les délais requis. L'Ofgem a pris connaissance des documents envoyés et a fait part à EDF Energy d'une demande de complément d'information.

6.3.1.2 Allemagne — EnBW

A la date du présent Document de Référence, EDF détient 45,01 % du capital et, en excluant les actions d'autocontrôle qui n'ont pas de droit de vote, 46,07 % des droits de vote d'EnBW.

En 2006, EnBW a généré un chiffre d'affaires (tel que publié par EnBW) de 13,2 milliards d'euros et un EBITDA[23] de 2,3 milliards d'euros (source : Rapport annuel EnBW 2006). EnBW est consolidé par intégration proportionnelle à hauteur de 46,07 % dans les comptes consolidés du Groupe EDF clos au 31 décembre 2006.

[23] Défini dans le rapport annuel 2006 d'EnBW comme le « résultat avant intérêts, impôts sur les bénéfices et dotations aux amortissements ».

EnBW, dont les titres sont admis aux négociations aux bourses de Francfort et de Stuttgart, est le troisième énergéticien allemand derrière E.On et RWE par le chiffre d'affaires réalisé et le nombre de clients. Par ailleurs, il est le premier énergéticien dans sa zone de développement historique : le Bade-Wurtemberg. Son domaine d'activité inclut la production, le transport, la distribution, la commercialisation et le négoce de l'électricité. EnBW est également présent dans le domaine du gaz (transport, distribution, commercialisation et négoce), des services énergétiques, de la gestion des déchets et de l'eau. EnBW détient des participations dans de nombreuses régies communales dans le Bade-Wurtemberg. Ailleurs en Allemagne, EnBW participe également à des régies communales et a développé, à l'échelle nationale, un commercialisateur d'électricité indépendant, la société Yello, le fournisseur d'électricité en Allemagne avec le plus de clients en dehors de sa zone historique.

6.3.1.2.1 Intérêt stratégique de la participation d'EDF dans ENBW

La prise de participation d'EDF dans EnBW fait suite à une longue collaboration entre les deux entreprises, notamment dans le domaine technique et dans celui des échanges d'électricité avec le Bade-Wurtemberg. EnBW dispose d'une forte implantation dans cette région qui est l'une des plus développées d'Europe avec ses 11 millions d'habitants et son tissu d'entreprises performantes et tournées vers l'exportation.

EnBW dispose avec sa marque Yello d'une forte capacité de commercialisation auprès de la clientèle des particuliers et des professionnels ouverte à la concurrence depuis 1998, et d'une expérience dont EDF peut tirer avantage. La participation d'EDF dans EnBW permet aussi d'accompagner les grands clients multi-sites des deux entreprises.

Les participations d'EnBW dans des « *Stadtwerke* » (voir section 6.3.1.2.3.1 (« Métiers de l'électricité — Commercialisation »)), au Bade-Wurtemberg, mais également à Düsseldorf et dans la Saxe dans l'Est de l'Allemagne, lui permettent d'étendre sa présence au-delà de sa zone historique.

De même, l'activité gaz d'EnBW, avec un chiffre d'affaires (tel que publié par EnBW) de 2,76 milliards d'euros (source : Rapport annuel d'EnBW 2006) sur le premier marché gazier européen, constitue un atout pour la stratégie gazière du Groupe EDF.

Par ailleurs, EDF estime qu'une présence en Allemagne — le marché le plus important d'Europe en termes de nombre de clients et de volume consommé d'électricité — est indispensable dans la perspective d'un marché énergétique européen.

L'intérêt stratégique du Groupe EDF en Allemagne réside également dans l'importance de la « plaque allemande » qui comprend l'Allemagne, l'Autriche et dans une certaine mesure la Suisse, et qui donne accès à près de 90 millions de consommateurs. Cette plaque « allemande » peut être considérée comme un seul marché puisque les interconnexions entre les pays concernés sont fortement développées et que les lignes de transport ne sont pas saturées, ce qui permet une fluidité des échanges. Les prix de gros pour les différents produits (base, pointe, sur les marchés spot et à terme) sont ainsi globalement identiques dans les trois pays. Cette plaque occupe une place centrale en Europe et est susceptible à moyen terme de constituer avec la France et le Benelux un « marché régional », si les congestions de réseau sont levées.

L'intérêt d'une présence en Allemagne est renforcé par les possibilités de croissance dans les pays d'Europe centrale et orientale depuis l'élargissement de l'Union européenne. EnBW est d'ailleurs présent à travers des participations, pour la plupart minoritaires, dans des sociétés de production et de distribution d'électricité, notamment en Suisse, en Autriche, en Pologne et en Hongrie, et ambitionne de se développer en Europe centrale et orientale.

Enfin, la proximité géographique d'EDF et d'EnBW, la similitude des métiers exercés — et notamment la part importante de production d'origine nucléaire des deux entreprises — permet des échanges d'expertise et la réalisation de synergies.

6.3.1.2.2 Détail de la participation d'EDF dans ENBW

Actionnariat d'EnBW

A la date du présent Document de Référence, EDF détient 45,01 % du capital et, en excluant les actions d'autocontrôle qui n'ont pas le droit de vote, 46,07 % des droits de vote d'EnBW. Aux côtés d'EDF, le principal actionnaire d'EnBW est OEW, un groupement de collectivités locales du Bade-Wurtemberg qui détient à la date du présent Document de Référence, à l'instar d'EDF, 45,01 % du capital et 46,07 % des droits de vote d'EnBW. EDF et OEW ont conclu un pacte d'actionnaires qui leur donne le co-contrôle de l'entreprise (voir ci-dessous).

A la date du présent Document de Référence, le solde du capital d'EnBW est détenu à hauteur de 5,9 % par différentes municipalités et fédérations de municipalités du Bade-Wurtemberg, de 1,8 % par le public et de 2,30 % par EnBW en auto-contrôle (source : Rapport Annuel 2006).

Pacte d'actionnaires

EDF et OEW ont conclu un pacte d'actionnaires le 26 juillet 2000, aux termes duquel ils sont convenus de détenir ensemble, et à parité, la majorité du capital d'EnBW et de contrôler la société conjointement. Le pacte précise qu'EnBW devra être le véhicule exclusif d'EDF en Allemagne pour tout investissement relatif aux activités d'électricité, de gaz et de déchets, sauf si OEW ou EnBW décline l'investissement proposé. Par ailleurs, le pacte distingue deux catégories d'actions :

- les actions assujetties au pacte d'actionnaires, qui représentent 50,01 % du capital d'EnBW (25,005 % pour chacune des parties) (les « Actions Assujetties ») ;
- les actions non-assujetties au pacte d'actionnaires, qui représentent le solde de la participation de chacun des deux partenaires.

Concernant les Actions Assujetties, le pacte prévoit, que depuis le 1er janvier 2005 et jusqu'au 31 décembre 2011, OEW est soumise à l'accord préalable d'EDF pour la cession de ses Actions Assujetties à un tiers ne faisant pas partie d'OEW.

Toutefois, OEW dispose :

- d'une option de vente sur EDF (« *Put* »), de tout ou partie de ses Actions Assujetties (25,005 %), exerçable à tout moment entre le 1er janvier 2005 et le 31 décembre 2011 au prix de 37,14 euros par action. Le montant de cette option est inscrit par le Groupe EDF au titre de ses engagements hors bilan pour l'exercice 2006 pour 2 322 millions d'euros (voir note 22.5.1 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2006) ;
- d'un droit de préemption sur les Actions Assujetties détenues par EDF ;
- du droit de s'opposer à une vente par EDF de ses Actions Assujetties, si le tiers acheteur n'est pas prêt à acquérir les actions d'OEW au même prix (clause de sortie conjointe).

Concernant les actions non-assujetties, le pacte prévoit un mécanisme de droit de préemption réciproque.

EDF et OEW sont tenues de se concerter afin d'exercer uniformément leurs droits de vote en assemblée générale ou d'adopter une position uniforme sur les décisions examinées en conseil de surveillance et sont également tenues d'adopter une position commune concernant toute décision d'EnBW jugée importante par au moins une partie et de la faire valoir vis-à-vis de la société.

A cette fin, EDF et OEW ont constitué, conformément aux stipulations du pacte d'actionnaires, un comité des actionnaires (présidé par EDF) leur permettant d'arrêter des positions communes. EDF dispose toutefois d'un droit de vote décisif pour les décisions relatives à la mise en œuvre du plan de développement à moyen terme d'EnBW tel qu'élaboré par les parties.

Sur un total de 20 membres au conseil de surveillance, EDF dispose de quatre représentants et OEW de trois (dont le président qui a voix prépondérante). Deux membres ont été désignés par l'assemblée générale d'EnBW (l'un sur proposition d'OEW, l'autre sur proposition d'EDF), dix membres par les salariés d'EnBW, le membre restant étant le Ministre des Finances du Land de Bade-Wurtemberg.

L'un des membres du directoire d'EnBW, composé actuellement de cinq membres, est désigné par EDF.

Le pacte vient à échéance au plus tôt le 31 décembre 2011, mais demeurera en vigueur aussi longtemps qu'EDF et OEW disposeront ensemble de la majorité du capital, et chacun d'au moins 17 % du capital.

Autre accord actionnarial

OEW disposait d'une option de vente (Put) sur EDF portant sur tout ou partie des actions qu'elle a rachetées à la Deutsche Bank et à HSBC Trinkhaus & Burkhardt KgaA le 28 janvier 2005 (5,94 % du capital d'EnBW). Cette option était exerçable à tout moment du 28 janvier 2005 au 30 novembre 2006, mais n'a pas été exercée par OEW. Depuis le 1er décembre 2006 et jusqu'au 31 décembre 2011, EDF dispose, en cas de cession par OEW des actions précitées à un tiers, d'un droit de préemption.

Perspectives d'évolution de l'actionnariat d'EnBW

La poursuite d'un partenariat de qualité avec OEW est pour EDF un objectif important. A l'occasion de son retour à la parité avec EDF dans le capital d'EnBW en avril 2005, OEW a exprimé son objectif de conserver ses actions au moins jusqu'en 2011. Toutefois, cette position reste susceptible d'évolution avant 2011, OEW disposant toujours d'une possibilité d'exercer l'option de vente portant sur les Actions Assujetties avant cette date.

6.3.1.2.3 Détail des activités d'ENBW

Le tableau ci-dessous présente les chiffres clés de l'activité du groupe d'EnBW pour les deux derniers exercices (source : Rapport annuel EnBW 2006) :

	Exercice clos au 31/12 2005	Exercice clos au 31/12 2006
Chiffre d'affaires (en milliards d'euros)(1)	**10,77**	**13,22**
dont électricité	8,15	9,64
dont gaz	2,10	2,76
Ventes d'électricité (TWh)(2)	106,7	119,4
Ventes de gaz (TWh)	88,6	83,5
Clients énergie (millions)	5	6
Effectifs	17 765	21 148

(1) Chiffre d'affaires net, après déduction de l'impôt sur l'électricité et le gaz.

(2) Comprend les ventes d'électricité effectuées par des sociétés dans lesquelles EnBW détient (i) des participations majoritaires consolidées par intégration globale pour lesquelles le volume des ventes est pris en compte à 100 %, et (ii) des participations minoritaires consolidées par intégration proportionnelle pour lesquelles le volume des ventes est pris en compte à hauteur de leur pourcentage de détention.

6.3.1.2.3.1 Métiers de l'électricité

Production

En 2006, la vente d'électricité du groupe EnBW (incluant le montant net des volumes négociés et toutes les participations) s'est élevée à 119,4 TWh. Sa capacité installée est de l'ordre de 14 800 MW. Elle est répartie de la manière suivante :

*(MW)**	Capacités
Nucléaire (y compris contrats EDF)	4 843
Thermique	6 579
Hydraulique	3 354
Autres énergies renouvelables	35
TOTAL	**14 811**

(*) Données brutes ; chiffres consolidés du Groupe EnBW incluant les participations.

(Source : Rapport annuel EnBW 2006)

Les actifs de production d'EnBW en Allemagne sont essentiellement situés dans le Bade-Wurtemberg. Ils se caractérisent par leur mix de production équilibré et peu émetteur de CO_2, une production de base assurée à la fois par le nucléaire et l'hydraulique, et une production de semi-base assurée par les centrales au charbon, et les besoins de pointe par des centrales au gaz et au fioul, ainsi que des stations de pompage. Des projets d'extension de sites hydrauliques ont été développés (comme par exemple un projet d'extension de centrale au fil de l'eau d'une puissance installée de 26 MW à 100 MW sur le site de Rheinfelden). Globalement, les moyens de pointe thermiques et hydrauliques sont suffisants, permettant même de vendre de l'énergie de pointe sur le marché.

Le tableau suivant présente l'approvisionnement en électricité par type d'énergie primaire utilisée :

Charbon, gaz, pétrole	19,3 %
Energie nucléaire	34,0 %
Hydraulique et autres énergies renouvelables (*)	16,3 %
Autres(**)	30,4 %
TOTAL (***)	**100 %**

(*) Selon le paragraphe 42 de la loi allemande du 7 juillet 2005 concernant l'électricité et le gaz.

(**) Source d'énergie inconnue, la plupart de ce volume étant approvisionné par le trading.

(***) Chiffres consolidés du Groupe EnBW incluant les participations (119,4 TWh).

(Source : Rapport annuel EnBW 2006)

EnBW couvre par sa production propre, les contrats d'approvisionnement long terme et ses participations dans des centrales, environ 63 % des besoins du groupe EnBW, soit 74,9 TWh produits sur 119,4 TWh vendus en 2006 (source : Rapport annuel EnBW 2006).

Substitution des capacités

Le nucléaire représente 33 % de la capacité installée d'EnBW (ce qui inclut l'énergie fournie par EDF au titre des contrats de fourniture d'énergie). La sortie programmée du nucléaire, si elle était effectivement réalisée, conduirait EnBW à devoir substituer de l'ordre de 4 450 MW de capacité installée, hors contrats EDF, d'ici 2021. En décembre 2006, EnBW a ainsi décidé d'engager la construction d'une centrale à charbon à Karlsruhe. L'investissement est légèrement supérieur à un milliard d'euros. Enfin, l'étude pour la construction d'une deuxième centrale à gaz à Karlsruhe se poursuit. Ces mesures permettront à EnBW de maintenir un bon niveau de couverture de ses ventes par sa production propre.

Dans ce contexte, EnBW a conclu un contrat de fourniture sur 20 ans avec le producteur STEAG (situé dans la région de la Ruhr), qui mettra à la disposition d'EnBW à partir de 2010, une capacité de production de 250 MW. De plus, EnBW et STEAG ont signé un accord de coopération pour la construction et l'exploitation de centrales thermiques. Deux projets sont ainsi envisagés (un pour chacun des partenaires) avec des participations croisées.

L'échéancier de fermeture des centrales nucléaires d'EnBW, tel qu'il est arrêté aujourd'hui, est indiqué dans le tableau ci-dessous :

Centrale	Mis en service commerciale	Capacité installée (mw)	Arrêt d' exploitation prévu
Neckarwestheim 1	1976	633(*)	2009(**)
Philippsburg 1	1980	890	2012
Philippsburg 2	1985	1 392	2018
Neckarwestheim 2	1989	1 096(*)	2022(**)

(*) Correspond à la quote-part d'EnBW dans la centrale

(**) Ce calendrier ne tient pas compte de la prolongation de la durée de vie de la première tranche de la centrale de Neckarwestheim demandée par EnBW fin 2006.

Les coûts futurs de l'élimination des combustibles irradiés et des déchets d'exploitation ainsi que de la mise à l'arrêt et de la déconstruction des centrales nucléaires sont estimés par EnBW à 4 534 millions d'euros sur une base actualisée au taux nominal de 5,5 %, montant provisionné dans les comptes d'EnBW au 31 décembre 2006. Le calcul de ces provisions est fondé sur des obligations réglementaires et les dispositions des autorisations d'exploitation.

Début 2006, le Ministre Président du Land du Bade-Wurtemberg a pris position pour une prolongation du nucléaire, en particulier en ce qui concerne une prolongation de Neckarwestheim 1. Dans ce contexte, EnBW s'est également déclarée favorable à une modernisation du consensus sur la sortie du nucléaire et a déposé fin 2006 une demande officielle d'autorisation de transfert de volumes de production de la tranche 2 à la tranche 1 de la centrale de Neckarwestheim.

Commercialisation

En 2006, EnBW a commercialisé 119,4 TWh d'électricité (y compris les activités de trading et les participations) auprès de 6 millions de clients (source : Rapport annuel EnBW 2006).

Le groupe EnBW commercialise la vente d'électricité par l'intermédiaire de ses filiales VSG (*EnBW Vertriebs- und Servicegesellschaft*, détenue à 100 %), ODR (*EnBW Ostwürttemberg DonauRies AG*, détenue à 99,72 % par EnBW) et ED (*Energiedienst*, filiale détenue à 75,97 %, présente dans le Bade-Wurtemberg et en Suisse) (source : Rapport annuel EnBW 2006). EnBW commercialise également par l'intermédiaire de quelques participations majoritaires, à titre d'exemple, la société ENSO dans le Land de Saxe (64,8% à la date du présent Document de Référence) et Stadtwerke Düsseldorf en Rhénanie du Nord Westphalie (54,95 %).

EnBW a une participation de 15,07 % dans le capital de MVV (*Mannheimer Verkehrs und Versorgungsbetriebe*). MVV est un important fournisseur d'électricité dans la région de Mannheim. EnBW ne dispose pas d'une influence significative au sein de cette société (EnBW ne siège pas à son conseil de surveillance). MVV n'est pas un canal de commercialisation direct ou indirect d'EnBW.

En dehors du Bade-Wurtemberg, la commercialisation auprès des clients particuliers et professionnels est principalement assurée au travers de la société Yello disposant d'une marque à très forte notoriété. Yello dispose de 1,3 million de clients sur l'ensemble du marché allemand (source : site internet Yello).

Après une montée en puissance coûteuse avec des frais fixes élevés et des prix de vente bas, Yello réalise depuis 2004 un résultat avant impôt positif grâce à une réduction significative des coûts et à une régionalisation de ses tarifs.

Transport — Distribution

EnBW gère une des quatre zones de régulation en Allemagne et est à ce titre le seul exploitant du réseau de transport d'électricité dans le Bade-Wurtemberg. Dans cette zone, EnBW est chargée d'assurer la stabilité et la gestion du réseau de transport à très haute tension 380/220 kV, ainsi que les interconnexions avec les autres réseaux.

EnBW détient la majeure partie du réseau haute et moyenne tension (110 kV à 20 kV) dans sa zone historique et est également très fortement présente dans la distribution (20 kV à 400 V). EnBW dispose de

huit centres régionaux qui exploitent les réseaux de distribution dans le Bade-Wurtemberg, dans le cadre de contrats de concession. EnBW a conclu plus d'un millier de contrats de concession, dont environ 750 contrats directement avec des communes, le solde étant conclu indirectement au travers de filiales ou de participations.

EnBW détient également une cinquantaine de participations dans des Stadtwerke et des entreprises communales qui exploitent des réseaux de distribution, ce qui lui permet d'être présente sur des territoires où elle n'a pas de concessions directes de distribution.

Début 2007, EnBW a augmenté ses participations dans les trois sociétés régionales suivantes :

- Erdgas Südwest GmbH détenue désormais à 79 % (soit une augmentation de 28 % par rapport au 31 décembre 2006) ;
- Energie Sachsen Ost GmbH (ENSO) détenue désormais à 64,8 % (soit une augmentation de 14,5 % par rapport au 31 décembre 2006) ;
- Gasversorgung Sachsen Ost Wärmeservice GmbH & Co. KG détenue désormais à 100 % (soit une augmentation de 76,5 % par rapport au 31 décembre 2006).

La montée dans le capital de ces sociétés permet à EnBW de renforcer sa position en Bade-Wurtemberg et dans l'est de la Saxe, deux marchés importants pour EnBW.

EnBW détient, à la date du présent Document de Référence, une participation de 54,95 % dans le capital de la Stadtwerke Düsseldorf AG (« SWD »), située au cœur du territoire historique de son concurrent RWE. L'exercice en décembre 2005, par la ville de Düsseldorf, d'une option de vente consentie par EnBW et portant sur 25,05 % du capital de SWD, a permis à EnBW de prendre le contrôle de SWD en mars 2006, après l'accord de la Commission Européenne. Le montant correspondant à l'acquisition de cette participation supplémentaire s'élève pour EnBW à 360,8 millions d'euros (voir note 6.1 de l'annexe aux comptes consolidés du Groupe EDF de l'exercice clos au 31 décembre 2006). La ville de Düsseldorf bénéficie d'une seconde option de vente sur EnBW, portant également sur 25,05% du capital de SWD. La période d'exercice de cette seconde option a débuté le 1er janvier 2005 et se terminera le 31 décembre 2007. EnBW dispose en outre de la faculté de prolonger cette période d'exercice, par période d'un an, sur notification écrite de sa part, envoyée au plus tard le 31 octobre de l'année au cours de laquelle la période d'exercice concernée expirera. Au 31 mars 2006, le prix d'exercice de la seconde option de vente était comptabilisé à hauteur d'un montant de 278,5 millions d'euros dans les autres dettes du bilan d'EnBW (source : Rapport financier EnBW 2006).

Le tableau ci-dessous présente la taille du réseau d'EnBW :

Longueur du réseau du Groupe EnBW

Très haute tension :	
380 000 volts	1 958 km
220 000 volts	1 787 km
Haute tension :	
110 000 volts	9 810 km
Moyenne tension :	
30 000, 20 000 et 10 000 volts	48 237 km
Basse tension :	
400 volts	102 334 km

Source : Rapport annuel d'EnBW 2006

Le réseau de distribution d'EnBW, comme les réseaux de distribution allemands en général, se caractérise par un niveau de qualité de fourniture parmi les meilleurs au niveau européen.

EnBW est propriétaire du réseau de transport.

Les réseaux de distribution lui appartiennent pour la durée des concessions. Les réseaux concédés sont comptabilisés dans les immobilisations corporelles, à l'actif du bilan d'EnBW. Les concessions détenues par les régies, dans lesquelles EnBW a une participation minoritaire, sont portées à l'actif du bilan des régies. S'il s'agit d'une participation majoritaire, cette concession apparaît dans les comptes du groupe EnBW.

L'essentiel des contrats de concession conclus par EnBW devra être renouvelé entre 2008 et 2012. L'entreprise s'est préparée à ces échéances et a engagé depuis plusieurs années un plan d'action structuré à cet effet, comprenant de nombreuses actions : analyse de la situation par commune, définition d'un contrat type de concession avec les associations des communes du Bade-Wurtemberg, attribution d'un budget d'investissements spécifique de sécurisation des concessions, etc. Ainsi, en 2006, EnBW a procédé au renouvellement de près de 200 contrats de concessions portant sur des réseaux de distribution d'électricité.

Le non-renouvellement d'une concession ne signifie pas nécessairement la cessation d'activité d'EnBW sur la commune concernée. En effet, la commune qui ne renouvellerait pas sa concession pourrait créer une *Stadtwerke* et offrir une possibilité de participation d'EnBW à son capital, ce qui permettrait à celle-ci de continuer à sécuriser le territoire concerné. En cas de perte de concession, EnBW doit céder le réseau au concurrent ou au Stadtwerke au prix de marché (« Ertragswert »). Si la concession non renouvelée est accordée à un concurrent, EnBW ne perd pas forcément ses clients, car ceux-ci gardent leurs contrats de commercialisation avec EnBW. En revanche, le « nouvel » opérateur de réseau aura un fort intérêt à récupérer ces clients.

EnBW a pour objectif d'étendre sa présence dans les activités de distribution en dehors du Bade-Wurtemberg par voie de prises de participations dans des régies de taille régionale.

Dans le cadre de la mise en place du régulateur en Allemagne faisant suite à l'entrée en vigueur de la loi sur l'énergie de juillet 2005, les tarifs d'accès aux réseaux d'électricité et de gaz ont été notifiés à la baisse aux transporteurs et aux distributeurs. EnBW s'est vu imposer une baisse, par rapport à la demande formulée par l'entreprise, de 8 % pour son réseau de transport d'électricité, de 14 % pour le réseau de distribution d'électricité et de 17 % pour le réseau de distribution de gaz. Les grands concurrents d'EnBW se sont vus également imposer des baisses importantes.

Activité de trading

EnBW Trading GmbH est une filiale à 100 % d'EnBW, responsable de la gestion de l'équilibre amont-aval, c'est-à-dire l'équilibre entre tous les moyens d'approvisionnement (dont les capacités de production propres) et la demande d'électricité. Elle est en charge de la gestion du parc de production, des achats de combustibles et de la gestion des risques associés, ainsi que des contrats d'approvisionnement d'EnBW. Elle effectue également les transactions de quotas de CO_2 et des opérations de négoce pour son propre compte.

EnBW Trading intervient sur les marchés de gros et les bourses d'électricité. Elle a été l'un des premiers acteurs de la place boursière électrique allemande et constitue l'un des plus importants négociants de la bourse européenne de l'énergie de Leipzig.

6.3.1.2.3.2 Activité Gazière

A fin 2006, le groupe EnBW compte environ 500 000 clients gaz. En 2006, EnBW a vendu 83,5 TWh de gaz pour un chiffre d'affaires tel que publié par EnBW de 2,76 milliards d'euros (source : Rapport annuel EnBW 2006).

Transport

Dans le domaine du midstream, EnBW intervient principalement au travers de Gasversorgung Süddeutschland GmbH et EnBW Trading. GVS, dont EnBW détient, à parité avec ENI, 50 % du capital, compte parmi les plus grandes sociétés allemandes régionales de transport de gaz, possède un réseau de 1 892 km de gazoducs et dispose de capacités de stockage de 90 millions de mètres cubes (essentiellement dans le Bade-Wurtemberg). GVS vend du gaz quasi exclusivement aux redistributeurs et a pour seuls clients directs quelques industriels.

GVS s'approvisionne majoritairement auprès de E.On Ruhrgas, mais aussi auprès de Wingas, *joint venture* de Gazprom et de Wintershall, filiale à 100 % de BASF. Depuis 2004, ENI fournit également du gaz à GVS.

En 2006, EnBW Trading a étendu ses activités à des transactions physiques de gaz en Allemagne et dans les pays voisins.

Distribution et commercialisation

Dans le Bade-Wurtemberg, EnBW réalise la commercialisation de gaz auprès des clients résidentiels principalement à travers ses filiales EnBW Gas et ODR. EnBW Gas regroupe plusieurs canaux de distribution régionale et locale (principalement *Erdgas Südwest GmbH*). En Saxe et à Düsseldorf, elle est présente respectivement à travers Enso Erdgas GmbH (anciennement Gasversorgung Sachsen Ost GmbH) et Stadtwerke Düsseldorf.

Ces filiales actives dans la commercialisation du gaz détiennent les concessions. Le régime de concessions de distribution gazière est le même que celui de ses concessions de distribution d'électricité. Au cours de l'exercice 2006, EnBW a procédé au renouvellement de 25 contrats de concessions portant sur des réseaux de distribution de gaz dans le Bade-Wurtemberg.

6.3.1.2.3.3 Services énergétiques et environnementaux

Les activités de services énergétiques et environnementaux regroupent les activités d'élimination de déchets, de distribution d'eau et de prestations de services énergétiques pour l'industrie. Le chiffre d'affaires réalisé par EnBW en 2006 dans ces domaines est de 819 millions d'euros, ce qui représente une augmentation de 51 % par rapport à 2005 (source : Rapport annuel EnBW 2006).

Industrie et Services

EnBW est présent sur le secteur des services énergétiques aux entreprises à travers sa filiale *EnBW Energy Solutions GmbH* (« ESG »), détenue à 100 %. ESG rassemble toutes les compétences d'EnBW en matière de services énergétiques et d'ingénierie pour les clients industriels.

Traitement des déchets

Dans le secteur du traitement des déchets, EnBW est surtout présent via sa filiale à 100 % U-plus. Cette filiale est une holding regroupant plusieurs entreprises d'enlèvement et de traitement de déchets domestiques et industriels. U-plus a réalisé un chiffre d'affaires (tel que publié par U-Plus) de 306 millions d'euros en 2006, avec 1 400 employés, et constitue ainsi un acteur important sur le marché allemand (source : Rapport annuel EnBW 2006 et site internet de U-Plus).

Le groupe U-plus est principalement présent dans le Bade-Wurtemberg, où il est le leader du marché pour la gestion intégrée de déchets industriels. Au-delà de la gestion intégrée de déchets pour les entreprises, U-plus propose également des traitements de déchets spéciaux provenant de produits électroniques, de véhicules ou des résidus d'épuration. Par ailleurs, U-plus exploite un incinérateur de déchets. Des audits sont actuellement réalisés sur les activités de U-Plus afin de définir, le cas échéant, un plan d'action approprié. EnBW a annoncé par communiqué de presse la vente prochaine de U-plus sous réserve de l'approbation du conseil de surveillance d'EnBW et de l'Office des cartels.

Par ailleurs, EnBW exploite à travers sa filiale à 100 % T-plus plusieurs installations de traitement mécano-biologique. Ces installations sont spécialisées dans le traitement des déchets domestiques apportés par les communes. Des déchets provenant de municipalités sont également gérés par T-plus qui détient plusieurs contrats avec des installations d'incinération.

Des problèmes techniques sur les deux installations de traitement mécanico-biologique de T-plus ont conduit EnBW à constituer, dans ses comptes, une dépréciation d'actifs à hauteur de 66 millions d'euros et des provisions sur l'exercice 2006 à hauteur de 106 millions d'euros. Les deux installations concernées seront fermées au cours de l'année 2007.

6.3.1.2.3.4 Axes de développement

EnBW a réalisé sur la période 2003-2006, un programme de réduction des coûts, dénommé « Top Fit ». Ce programme avait pour objectif de dégager des économies d'environ un milliard d'euros entre 2003 et 2006, correspondant à une réduction de 30 % des dépenses maîtrisables d'exploitation et des investissements d'EnBW (périmètre n'incluant pas les achats d'énergie et les investissements nécessaires dans le domaine nucléaire).

A la fin 2006, EnBW a dépassé les objectifs définis par le programme Top Fit (réalisation cumulée à fin 2006 de 1 056 millions d'euros d'économies récurrentes pour un objectif prévu de 1 milliard d'euros) (source : Rapport annuel EnBW 2006). L'ensemble des actions entreprises a permis d'améliorer significativement sa performance et sa structure financière.

L'accord social sur la réduction du temps de travail expirant début 2007 n'a par ailleurs pas été renouvelé.

Tout en gardant comme objectif de maintenir la discipline financière sur les années à venir, l'ambition d'EnBW est de consolider et de développer sa position de troisième énergéticien allemand à fort enracinement régional. Dans ce cadre, la direction d'EnBW a indiqué que la priorité serait donnée à un renforcement de ses positions dans le Bade-Wurtemberg et à son développement en Allemagne. De plus, EnBW compte renforcer sa position en Europe centrale et orientale.

Certaines opportunités de croissance dans cette région et dans le sud-est de l'Europe seront étudiées (source : Rapport annuel EnBW 2006).

EnBW a également augmenté sa participation en octobre 2006 dans la société autrichienne EVN AG, cotée à la bourse de Vienne, de 29,74 % à plus de 35 % du capital, devenant ainsi l'actionnaire le plus important d'EVN après le Land de Niederösterreich (par l'intermédiaire de NÖ Landes-Beteiligungsholding) qui détient 51 % du capital. Depuis janvier 2006, EnBW compte un représentant au Conseil de Surveillance d'EVN (source : Rapport annuel EnBW 2006).

6.3.1.2.3.5 Synergies au sein du groupe EDF

Depuis fin 2003, EDF et EnBW ont engagé un programme commun de réalisation de synergies. Dans ce cadre, une quarantaine de projets ont été développés.

Ainsi dans le domaine des achats, les travaux engagés portent non seulement sur le groupement de volumes, mais plus largement sur les spécifications et le partage d'informations pour les produits tertiaires, les achats pour la distribution et la production. Un programme de réduction des coûts d'achats de systèmes informatiques (OPTEIS) a contribué à la réalisation de gains significatifs pour EDF et EnBW.

Dans le domaine de l'ingénierie, la coopération porte sur des projets internes au Groupe : étude pour la construction de nouvelles centrales thermiques chez EnBW. Dans le domaine hydraulique, EDF et EnBW continuent de coopérer à l'étude d'une cinquième turbine dans la centrale d'Iffezheim (augmentation de capacité de 38 MW) et la construction d'une nouvelle centrale à Kehl et à Breisach (capacité de 4MW). Dans l'exploitation des centrales nucléaires, des « benchmarks » sur les coûts de maintenance et la sûreté ont été réalisés pour optimiser les coûts d'exploitation des centrales. Par ailleurs, un programme de recrutement et de formation conjoint d'ingénieurs bilingues permet de renforcer la coopération.

Dans le domaine commercial, EDF et EnBW ont développé une stratégie commune à l'égard de certains grands clients industriels. Cela a permis à la fois d'accompagner les clients et de développer les ventes. Par ailleurs, dans certains pays, comme la Pologne, les équipes commerciales d'EnBW et d'EDF ont été regroupées. Dans le domaine de la recherche et du développement, EDF (notamment par le biais de EIFER (l'Institut de recherche en collaboration avec l'université de Karlsruhe) et EnBW ont conclu en janvier 2003 un accord instituant un partage de résultats et d'informations dans les domaines touchant les énergies renouvelables, la production répartie et les piles à combustible.

Dans le domaine du gaz, les relations entre EDF et EnBW sont amenées à se développer. Des opérations communes ont déjà été réalisées en matière d'approvisionnement et de transport.

6.3.1.2.4 Evénements récents

L'enquête préliminaire diligentée par le parquet de Manheim contre le Président en exercice du directoire d'EnBW concernant l'exercice 2003 du groupe EnBW, s'est achevée au début du mois de mai 2006. Les soupçons à l'origine de l'ouverture de l'enquête se sont révélés infondés.

La procédure ouverte par le parquet de Karlsruhe contre le Président du directoire d'EnBW au sujet de l'octroi d'avantages en nature indus à des fonctionnaires en exercice liés à l'envoi d'invitations pour des matchs de football suit son cours.

6.3.1.3 Italie

Le Groupe EDF est principalement présent en Italie au travers de sa participation dans Edison, le deuxième acteur du marché italien de l'électricité et troisième acteur gazier. Au 31 décembre 2006, le Groupe détenait directement ou indirectement 16,9 % du capital d'Edison (17,3 % des droits de vote) et 50 % du capital de Transalpina di Energia (« TdE ») qui détenait elle-même 69,4 % du capital d'Edison (71,2 % des droits de vote).

Les accords conclus par le Groupe avec la société AEM S.p.A. (l'électricien de la région de Milan (« AEM Milan »)) au cours de l'année 2005, ont permis la prise de contrôle conjointe d'Edison par EDF et AEM Milan. Les modalités de cette prise de contrôle sont décrites à la section 6.3.1.3.1.2 (« Prise de contrôle conjoint d'Edison par EDF et AEM Milan ») ci-dessous.

Par ailleurs, le Groupe EDF détient en Italie les filiales et participations suivantes :

- Fenice : Au 31 décembre 2006, le Groupe détient 100 % du capital de la société Fenice spécialisée dans la production d'électricité, la fourniture de services énergétiques, le traitement des déchets industriels solides et liquides, et les activités environnementales ;
- Siram : le Groupe détient via Dalkia et Dalkia International une participation d'environ 50 % du capital de la société Siram. Siram est spécialisée dans les services énergétiques aux clients tertiaires, industriels et collectivités locales.

Le Groupe est également présent en Italie au travers de ses participations dans EDEV, Groupe TIRU et EDF Energies Nouvelles qui disposent de filiales locales (voir sections 6.4.1.2.3.2 (« Groupe TIRU ») et 6.4.1.2.1.2 (« EDF Energies Nouvelles ») ci-dessous).

6.3.1.3.1 Edison

Edison est la plus ancienne compagnie électrique italienne. Aujourd'hui, Edison est le deuxième acteur du marché italien de l'électricité (derrière l'acteur historique Enel) et le troisième acteur du marché du gaz, après ENI et Enel. En 2006, la production électrique nette d'Edison s'est élevée à 51,9 TWh, ce qui représente 17,2 % de la production nette d'électricité en Italie, et l'activité de gaz, hors variation de stock, a porté sur 13,1 Gm^3 en Italie, soit 15,7 % de la demande italienne de gaz.

Edison a cédé pour un montant d'environ 294 millions d'euros à la fin de 2006 son réseau électrique (Edison Rete) à Terna, déjà propriétaire de 95% du réseau italien.

En 2006, le groupe Edison a réalisé un chiffre d'affaires de 8 523 millions d'euros[24] et a généré un EBITDA (« *margine operativo lordo* ») de 1 536 millions d'euros (source : Rapport annuel Edison 2006). Dans les comptes consolidés du Groupe EDF au 31 décembre 2006, Edison est consolidé par intégration proportionnelle à hauteur de 51,58 %.

Edison est cotée à la bourse de Milan et à ce titre publie un certain nombre d'informations (notamment son rapport annuel) qui sont disponibles sur son site internet (www.edison.it).

[24] Dont 6 495 millions d'euros avant élimination des opérations intragroupe pour l'électricité et 4 171 millions d'euros avant élimination des opérations intragroupe pour le gaz.

Environnement de marché et évolution des prix

La demande d'électricité en 2006 en Italie a été de 337,8 TWh, en croissance de 2,2 % par rapport à 2005. L'équilibre offre/demande est resté tendu en 2006, malgré l'augmentation des capacités de production liée à la mise en service de nouveaux cycles combinés à gaz (« CCGT »). Les prix de gros ont connu une forte augmentation (environ 27 %). Néanmoins, pour certaines tranches horaires, cette augmentation a été moins importante que celle subie par la plaque franco-allemande, ce qui a pu générer une réduction des flux d'importation vers l'Italie (le solde net avec l'étranger a baissé de 9 % par rapport à 2005).

La demande nationale nette de gaz naturel a atteint 83,5 Gm^3 (- 1,9 % vs 2005 – source : Edison). Cette réduction est principalement due à la diminution des consommations liée aux conditions climatiques particulièrement douces des derniers mois de l'année, qui a plus que compensé l'augmentation des besoins d'approvisionnement en gaz naturel pour la production de l'électricité en raison de l'entrée en service des nouvelles centrales CCGT.

6.3.1.3.1.1 Intérêt stratégique de la participation dans Edison

Le marché électrique italien est, en terme de consommation, le quatrième marché de l'Union européenne avec un taux de croissance et des niveaux de prix élevés. Le développement de nouvelles capacités de production est un enjeu majeur. La concurrence est encouragée par le Gouvernement italien qui a pris plusieurs mesures pour réduire la position de l'opérateur historique.

Le positionnement actuel et les ambitions de développement d'Edison, permettent au Groupe de mettre en œuvre une stratégie équilibrée en Italie, fondée sur les ambitions d'Edison de développer son parc de production électrique, son portefeuille clients et ses activités gazières.

Edison continue d'accroître la puissance installée de son parc de production : 12,5 GW fin 2007 et 14 GW à horizon 2012 (incluant sa part dans Edipower), principalement grâce à la construction de deux CCGT. Edison poursuit également la conversion au gaz de différentes tranches thermiques fonctionnant actuellement au fioul qui généreront une croissance de ses besoins gaziers.

Dans le domaine de la commercialisation, Edison ambitionne, dans les années à venir, de développer de façon significative ses ventes d'électricité sur le segment des petites et moyennes entreprises, ainsi que ses ventes de gaz sur le segment des grands clients industriels. Par ailleurs, Edison a l'intention de développer une offre duale électricité/gaz auprès des clients professionnels (directement ou au travers de régies municipales avec lesquelles ont été conclus des accords de partenariat), dans le but d'accroître significativement ses ventes sur ces segments de marché.

Au delà de l'intérêt stratégique que présentent pour le Groupe EDF la croissance d'Edison et du marché italien de l'électricité, le plan de développement d'Edison permet d'envisager des synergies à court terme avec le Groupe EDF notamment en matière d'ingénierie, d'achats d'équipements, de commercialisation aux grands clients, de services.

Dans le domaine du gaz, Edison offre des opportunités de synergies et tient une place importante dans la composante gaz de la stratégie du Groupe EDF, notamment au travers du Comité des Actifs Gaziers. Ce comité, qu'Umberto Quadrino, administrateur délégué d'Edison a la responsabilité d'animer, a pour rôle l'examen des projets de développement des actifs gaziers du Groupe EDF. Edison développe de plus différents projets d'infrastructures d'acheminement de gaz naturel à destination de l'Italie. Edison vise à disposer, à terme, d'infrastructures indépendantes d'importation (positionnées sur les points d'entrée possibles du gaz méditerranéen et de la mer Caspienne vers l'Europe continentale) permettant ainsi au Groupe de s'affranchir progressivement des infrastructures de ses principaux concurrents. Ces projets, s'ils se concrétisent, pourraient contribuer à faire jouer à l'Italie le rôle de pays de transit du gaz du Sud vers le Nord, ouvrant des opportunités pour satisfaire aussi les besoins du Groupe en France et en Allemagne.

Finalement, le Groupe pourra bénéficier, dans le cadre de la mise en œuvre de sa stratégie gazière, des compétences développées depuis de nombreuses années par Edison sur l'ensemble de la chaîne allant de l'exploration/production à la commercialisation directe du gaz naturel.

6.3.1.3.1.2 Prise de contrôle conjoint d'Edison par EDF et AEM Milan

Le 12 mai 2005, EDF, AEM Milan, WGRM Holding 4 S.p.A. (« WGRM », filiale à 100 % d'EDF), et Delmi S.p.A. (« Delmi », filiale à 95 % d'AEM Milan à cette date) ont signé un *Structure Agreement* et un *Shareholders' Agreement* de droit italien relatifs à la mise en œuvre de leur projet de prise de contrôle conjoint d'Edison et à l'exercice de ce contrôle. A cet effet, une société holding commune, Transalpina di Energia S.p.A. (« TdE »), dont WGRM et Delmi détiennent chacun 50 % du capital, a été constituée.

AEM Milan est un opérateur italien intégré coté à la bourse de Milan, avec des activités de production, d'importation, de commercialisation, de distribution et de vente au client final d'électricité et de gaz.

A la date du présent Document de Référence, Delmi est contrôlée à hauteur de 51 % du capital et des droits de vote par AEM Milan, de 35 % par des partenaires industriels (ENIA, SEL et Dolomiti Energia) et de 14 % par des banques italiennes.

Répartition des droits de vote d'Edison après dilution

L'exercice de la totalité des warrants (soit 1 018 616 924 warrants au 31 décembre 2006, dont 281 549 617 détenus par EDF et WRGM et 210 012 399 par TdE) entraînerait une réduction de la participation de TdE dans Edison de 71,2 % à 61,3 % de droits de vote, sans remettre en cause le contrôle d'Edison par TdE. L'accord de gouvernance avec AEM a en effet été réalisé sur une base totalement diluée, anticipant ainsi l'exercice de ces warrants. La durée de validité desdits warrants court jusqu'au 31 décembre 2007. Le 1er février 2007, Edison a annoncé que 519 554 810 warrants avaient été exercés à un prix de souscription de 1 euro. En conséquence, Edison a encaissé 519,6 millions d'euros. Dans le cadre de l'opération décrite ci-dessus, le Groupe EDF n'a pas exercé les warrants en sa possession.

Par ailleurs, EDF a été assignée en mai 2006 au Tribunal civil de Milan par Carlo Tassara, ancien actionnaire de ItalEnergia Bis (IEBIS), qui, à titre principal réclame le paiement par EDF du prix des warrants IEBIS (voir section 20.6.2 (« Procédures concernant les filiales d'EDF »)).

Dispositions spécifiques du Structure Agreement

Le *Structure Agreement*, dont les stipulations resteront en vigueur jusqu'au 31 décembre 2020, intègre une disposition relative au changement de contrôle d'AEM Milan ou de Delmi. Dans l'hypothèse où un tiers autre que la commune de Milan viendrait à acquérir le contrôle d'AEM ou dans l'hypothèse où un tiers autre qu'AEM vien-

drait à nommer la majorité des membres du Conseil d'Administration de Delmi, cette clause permet à EDF d'imposer à Delmi qu'elle lui cède sa participation dans TdE. Le *Structure Agreement* contient une disposition similaire en ce qui concerne EDF et WGRM vis-à-vis d'AEM.

Exercice du contrôle conjoint sur Edison

Le *Shareholders' Agreement* régit à la fois les relations des actionnaires de TdE, l'exercice du contrôle sur Edison et les relations d'EDF et AEM Milan vis à vis de TdE et d'Edison. Il prévoit que, dans la mesure du possible, la stratégie d'Edison sera orientée de manière à permettre des synergies avec les activités d'EDF, d'AEM Milan et des autres actionnaires industriels de Delmi dans les domaines de l'électricité et du gaz.

Concernant TdE
Le Conseil d'administration de TdE est composé de 10 membres élus par l'assemblée des actionnaires, cinq désignés par EDF et cinq désignés par Delmi. Delmi doit désigner l'Administrateur Délégué (fonction pouvant être comparée à celle exercée par un Directeur Général en droit français) de TdE et EDF, le Président du Conseil d'administration. Les réunions du Conseil d'administration nécessitent un quorum de huit membres et les décisions sont prises à la majorité qualifiée de huit membres. Aucun des administrateurs ne dispose de droit de vote prépondérant.

Concernant Edison
Aux termes du *Shareholders' Agreement*, le Conseil d'administration d'Edison doit être composé de 12 membres élus par l'assemblée des actionnaires. Ces membres doivent être les cinq administrateurs de TdE désignés par EDF, les cinq administrateurs de TdE désignés par Delmi et deux administrateurs indépendants, EDF et Delmi en désignant chacun un. Delmi désigne le Président du Conseil d'administration et le Directeur Financier d'Edison (qui pourra également être administrateur), EDF l'Administrateur Délégué et le Directeur Général Opérationnel. Les réunions du Conseil d'administration nécessitent un quorum de dix membres et les décisions sont prises à la majorité qualifiée de dix membres. Aucun des administrateurs ne dispose de droit de vote prépondérant.

Dispositions spécifiques au Shareholders' Agreement
Le *Shareholders' Agreement* prévoit comme principe fondamental que la gouvernance d'Edison sera déterminée au niveau de TdE exclusivement. Dès lors, EDF, WGRM, AEM Milan et Delmi ont convenu, au titre des actions d'Edison qu'ils détiennent ou pourront détenir en propre (ou au travers de leurs filiales) :

- d'exercer leur droit de vote (ou de s'abstenir de voter ou de participer aux assemblées générales d'Edison), en conformité avec la position de TdE ;
- de ne pas utiliser leurs droits d'actionnaires d'une manière qui serait incohérente avec une décision de TdE ou qui serait contraire au principe énoncé ci-dessus, ou encore pour poursuivre leurs propres intérêts.

Le *Shareholders' Agreement* a une durée minimale de trois ans (cinq ans si Edison cesse d'être cotée) et est ensuite renouvelable automatiquement pour la même durée, sauf dénonciation par l'une des parties, auquel cas il serait procédé à la dissolution de TdE.

Durant la période initiale de trois ans, aucune des parties ne peut céder sa participation dans TdE à un tiers. Les statuts de TdE contiennent en outre un droit de préemption réciproque qui s'appliquera durant toute la vie de la société, mais qui ne joue pas en cas de transfert par WGRM à EDF de l'intégralité de sa participation.

Il sera automatiquement mis fin au *Shareholders' Agreement* si EDF, directement ou indirectement au travers de WGRM, ou si AEM Milan indirectement au travers de Delmi, ne détient plus 50 % au moins des droits de vote pouvant être exercés aux assemblées d'actionnaires de TdE ou si Delmi est liquidée. EDF pourra également mettre fin au *Shareholders' Agreement* si AEM Milan cesse de détenir la majorité des droits de vote de Delmi ou cesse de désigner la majorité des membres du Conseil d'administration de Delmi. AEM pourra également résilier ce *Shareholders' Agreement* si EDF cesse de détenir directement 100 % du capital de WGRM ou si WGRM exerce une quelconque activité substantielle autre que la gestion de sa participation dans TdE ou Edison.

6.3.1.3.1.3 Activités d'Edison dans le secteur de l'électricité

Edison occupe — derrière Enel — la deuxième position sur le marché italien de la production d'électricité.

Production

La capacité de production installée du groupe Edison s'élevait au 31 décembre 2006 à 11,7 GW (intégrant 50 % de la capacité installée d'Edipower) pour une production nette d'électricité de 51,9 TWh en 2006 (source : Edison).

Cette production inclut 12,4 TWh provenant des capacités de production d'Edipower dont Edison dispose au titre d'un Contrat de *Tolling* (droit de tirage sur les capacités de production à un prix convenu) pour les centrales thermiques et d'un *Power Purchase Agreement* pour les centrales hydroélectriques. En vertu de ces contrats, Edison bénéficie d'un droit à 50 % des capacités de production thermique et hydroélectrique existantes et futures d'Edipower entre le 1er janvier 2004 et le 31 décembre 2011. Les 50 % résiduels sont répartis entre Atel (20 %), AEM Milan (20 %) et Iride (10 %), étant précisé que les contractants sont engagés solidairement à l'égard d'Edipower et seraient, en cas de défaillance de l'un d'entre eux, obligés d'acheter la quantité d'énergie revenant au contractant défaillant à hauteur de leur quote-part respective.

Au 31 décembre 2006, Edipower est une société détenue par Edison (40 %), AEM Milan (16 %), Atel (16 %), Iride (8 %), et trois banques italiennes. Ces banques disposent d'une option de vente à Edison de leurs actions Edipower portant sur 10 % du capital exerçable en 2007. Edipower a été constituée, pour l'acquisition, le 31 mai 2002, d'Eurogen, société de production mise en vente par Enel dans le cadre de l'ouverture du marché italien de la production. En 2006, Edipower a pu disposer d'une capacité de production de 7,0 GW.

EDF a été assignée le 19 septembre 2006 devant le Tribunal civil de Rome par la régie municipale de Rome, ACEA, au motif que la prise de contrôle d'Edison par EDF et AEM a conduit au franchissement indirect du seuil de 30 % du capital d'Edipower par des entités publiques, ce qui constituerait, selon l'ACEA, un acte de concurrence déloyale à son égard (voir section 20.6.2 (« Procédures concernant les filiales d'EDF »)).

Les capacités de production d'Edison sont principalement mobilisées pour répondre aux besoins de base et semi-base du marché italien. Edison a recours aux importations et aux autres producteurs et négociants italiens pour couvrir le solde de ses besoins (13,5 TWh en 2006).

Le parc de production d'Edison (incluant sa part dans Edipower) dans l'Union Européenne est le suivant :

Capacité installée 2006 du Groupe Edison (GW)

	Edison[1]	Edipower (50 %d'Edipower)	Total	%
Thermoélectrique	6,5 [2]	3,1	9,6	82
Hydroélectrique	1,4	0,4	1,8	16
Eolien	0,3		0,3	2
TOTAL	**8,2**	**3,5**	**11,7**	**100**

(1) Source : Edison

(2) La capacité installée thermoélectrique d'Edison à fin 2006 comprend 260 MW correspondant à la part (66,3 %) d'Edison dans Serene qui a été vendu à BG Italia SpA en février 2007.

En 2006, la production d'Edison (et d'Edipower) à partir de leur parc situé dans l'Union Européenne se répartit comme suit :

Production 2006 du Groupe Edison (TWH)

	Edison[1]	Edipower (50 %d'Edipower)	Total	%
Thermoélectrique	36,0	11,6	47,6	91,8
Hydroélectrique	3,0	0,8	3,8	7,3
Eolien	0,5		0,5	0,9
TOTAL	**39,5**	**12,4**	**51,9**	**100**

(1) Source : Edison

Projets de développement

Edison a engagé un programme d'investissements portant sur le développement de son parc de production. Les principaux projets de développement en cours sont les suivants :

- Développement de 1,6 GW de capacités nouvelles par la construction de CCGT

Edison achève la construction de la centrale de Simeri Crichi (CCGT de 760 MW) qui devrait être mise en service au cours du second semestre 2007 et prévoit de mettre en service en 2011 un nouveau CCGT d'une capacité de 800 MW dans le centre de l'Italie.

De plus, Edison s'est engagée à moderniser et renforcer la puissance (« *repowering* ») d'une partie de la capacité du parc d'Edipower (centrale au fioul de Turbigo en cours de transformation en CCGT de 800 MW dont la mise en service est prévue pour le second semestre 2007) et de certaines centrales de son parc bénéficiant des subventions CIP6/92.

Edison maintient son objectif d'assurer la croissance de son parc de production à environ 14 GW (y compris quote-part d'Edipower) à l'horizon 2012 avec le développement d'environ 200 MW de projets de production éolienne et 50 MW de capacité hydroélectrique, lui permettant ainsi de disposer des certificats verts correspondants.

- Développement en dehors de l'Italie

A la fin 2007, Edison aura achevé l'essentiel de ses objectifs en capacités de production électrique et se concentrera sur la consolidation de ses positions sur le marché italien tout en envisageant une expansion sur d'autres marchés européens comme la Grèce, les pays méditérranéens et de la région des Balkans.

Renouvellement des concessions hydrauliques

Le parc hydroélectrique d'Edison et d'Edipower est exploité selon un régime de concessions attribuées par les autorités italiennes pour une période de temps limitée. Les concessions relatives à ce parc doivent, à ce jour, être renouvelées entre 2008 et 2020.

Le décret Bersani, qui fixait les modalités et délais de renouvellement des concessions hydrauliques italiennes, prévoyait notamment l'attribution d'un droit de préférence au concessionnaire sortant en présence d'offres équivalentes.

Les modalités d'attribution et de renouvellement des concessions prévues par le décret Bersani ont fait l'objet en 2005 d'une procédure d'infraction diligentée par la Commission européenne qui avait évoqué la possibilité d'une saisine de la Cour européenne de justice. Afin d'éviter cette saisine, le gouvernement italien a promulgué la loi n° 266 du 23 décembre 2005 (« legge finanziaria 2006 »), qui a abrogé les dispositions du décret Bersani relatives à l'attribution d'un droit de préférence au concessionnaire sortant et a étendu la durée des concessions hydroélectriques relatives aux « grandes dérivations » en exploitation au 1er janvier 2006 pour une période de 10 années au-delà de leur date d'expiration. Cette extension reste soumise à la réalisation, par le concessionnaire, d'un programme d'investissements équivalent à au moins 1 euro par MWh produit. Ces dispositions devaient également être adoptées avant le mois d'avril 2006 dans les provinces de Trento et de Bolzano (Edison possède dans ces provinces à statut spécial, des centrales représentant environ le quart de sa capacité hydroélectrique totale en Italie). Cependant, les provinces de Trento et de Bolzano ont contesté ces dispositions devant la Cour constitutionnelle italienne pour rupture de leurs prérogatives d'autonomie. Le parlement italien a finalement approuvé une loi qui spécifie que le prolongement de 10 ans ne s'appliquera pas dans les provinces de Trento et Bolzano. Les concessions attribuées par ces provinces seront donc mises aux enchères aux dates d'échéance prévues au moment de leur attribution et Edison devrait alors se porter candidat au renouvellement desdites concessions.

Fin des contrats CIP6/92

Les contrats de vente CIP6/92 d'Edison conclus avec le GRTN ont une durée de 15 ans et viennent à échéance entre décembre 2007 et 2017. Ces contrats constituent un élément important de la rentabilité d'Edison, de par :

- leur tarif de vente attractif au regard des prix moyens de marchés ;
- la priorité d'appel des centrales ;
- la présence d'un complément de rémunération sur les 8 premières années du contrat.

La disparition progressive du complément de rémunération d'ici à 2009, puis celle des contrats CIP6/92 eux-mêmes d'ici à 2017, présentent pour Edison un enjeu en termes de marge et de débouchés. En conséquence, Edison a engagé, depuis plusieurs années, une adaptation de son outil industriel à travers le développement de nouveaux CCGT, la réduction de sa dépendance par rapport à ENI pour l'approvisionnement en gaz, le programme de *repowering* des centrales CIP6/92, et la cession de certaines centrales CIP6/92. A ce titre, Edison a cédé à BG Italia en février 2007 sa participation (66,3 %) dans la société Serene SPA, qui représente une capacité totale de 400 MW.

En novembre 2006, l'AEEG (*Autorita per l'Energia Elettrica e il Gas*) a décidé de réduire le montant de la composante fuel dans la formule permettant de calculer le montant des subventions versées aux producteurs bénéficiant de contrats CIP6/92, avec effet à compter du 1er janvier 2007. Edison, qui a anticipé cette évolution défavorable, considère que l'impact de cette décision sur l'EBITDA d'Edison pour l'exercice 2007 pourrait être estimé à environ 8 % et variera notamment en fonction du cours du pétrole. Cet impact diminuera progressivement dans les prochaines années au fur et à mesure de l'extinction des contrats CIP6/92. Cet impact devrait également être partiellement compensé par la croissance estimée des volumes en 2007 et par les résultats des programmes mis en œuvre afin d'accroître la compétitivité opérationnelle d'Edison.

Commercialisation

Edison a commercialisé en 2006, 20,8 % de la demande électrique nette totale italienne (65,4 TWh, dont 51,9 TWh de production et 13,5 TWh d'achats sur le marché de gros italien et à l'import). Les ventes d'Edison se répartissent comme suit :

- 40,4 TWh sur les marchés (Acheteur Unique[25], grossistes, clients finals) ;
- 4,9 TWh directement à des clients finals au terme de contrats long terme (principalement production d'électricité sur le site du client dans une centrale construite par Edison) ;
- 20,0 TWh au titre des contrats de vente CIP6/92 ;
- 0,10 TWh d'exportations.

L'activité de commercialisation d'Edison est concentrée sur les clients Entreprises et les PME/PMI. Concernant la clientèle de masse des professionnels et des résidentiels, Edison envisage de développer une offre duale électricité/gaz aux clients gaz des régies municipales avec lesquelles il a conclu une alliance commerciale.

Par ailleurs, Edison a acquis le 19 octobre 2006, 100 % de la participation détenue par le Groupe EDF au sein d'EDF Energia Italia, société spécialisée dans la commercialisation d'électricité aux clients éligibles italiens. Cette acquisition a permis de rationaliser la structure de commercialisation du Groupe EDF en Italie et de renforcer la position commerciale d'Edison sur le segment des grands clients.

6.3.1.3.1.4 Activités d'Edison dans le secteur du gaz

Edison occupe après ENI et Enel la troisième position sur le marché italien pour l'approvisionnement et la commercialisation du gaz, avec une part de marché de 15,7 % en 2006 (source : Edison).

En 2006, Edison a acheté pour 12,5 Gm^3 de gaz, auxquels viennent s'ajouter 1,1 Gm^3 de production propre (dont 0,7 en Italie). Sur les 12,5 Gm^3 d'achats, 4,8 Gm^3 (incluant la variation de stocks et les pertes en réseau) sont achetés sur le marché de gros italien et 7,7 Gm^3 sont des importations.

En 2006, Edison a consommé 8,3 Gm^3 de gaz pour produire de l'électricité et a vendu 1,2 Gm^3 de gaz à des clients industriels, 3,3 Gm^3 à des clients professionnels et résidentiels, 0,5 Gm^3 sur le marché de gros et 0,4 Gm^3 hors d'Italie.

Suite à la forte hausse des prix internationaux du gaz, le régulateur a cherché à limiter la hausse au client final en plafonnant les prix en 2005 et 2006 (résolutions 248/04 et suivantes). Les mesures prises par le régulateur ont conduit Edison à provisionner environ 53 millions d'euros dans ses comptes.

L'importance des quantités de gaz auto-consommées par Edison est due au fait que le gaz est la source principale de sa production d'électricité en raison de l'abandon progressif du fioul lourd.

[25] Entité publique s'approvisionnant en électricité auprès des producteurs CIP6/92, du marché de gros et des importations, pour fournir les distributeurs pour la part correspondant à la consommation des clients non éligibles et des clients éligibles n'ayant pas fait jouer leur éligibilité. Cette entité devrait continuer à assurer cette mission après le 1er juillet 2007.

La sécurisation à moyen et long terme de l'approvisionnement en gaz constitue un enjeu majeur pour Edison. Ainsi, Edison participe au développement d'un terminal de regazéification à Rovigo (8 Gm³/an) qui sera réalisé d'ici à fin 2008 à travers une société commune avec ExxonMobil (45 %) et Qatar Petroleum (45 %), Edison détenant les 10 % restants. L'accord conclu en mai 2005 avec les deux partenaires donne à Edison un accès à un volume de gaz annuel de 6,4 Gm³ pendant une durée de 25 ans.

En septembre 2006, Edison a signé avec Sonatrach un accord portant sur la livraison de 2 Gm³ de gaz, sur la période 2008-2019. Ce gaz sera acheminé via les gazoducs Transmed et TTPC (Trans Tunisian Pipeline Company).

En exploration-production, Edison, dans le cadre d'une joint-venture constituée avec Repsol YPF, RWE Dea et Sonatrach (Edison possédant 18,75 % des parts de cette joint-venture) a démarré avec succès une campagne de recherche sur deux blocs du bassin nord de Regganne dans le désert algérien. Les 3 premiers forages ont été concluants. A l'issue de la période d'essai qui inclut encore 8 forages, les réserves relatives à ces blocs pourraient être déclarées « commerciales » à compter de 2008. En Exploration-Production, l'objectif d'Edison est d'augmenter par rapport à l'ensemble de ses approvisionnements, la part de gaz produit en propre (de 1,5 Gm³ en 2006 à 2,6 Gm³ en 2012) pour atteindre 15 % à plus long terme.

Par ailleurs, Edison est impliqué dans les projets d'infrastructure d'importation suivants :

- **Projet GALSI** : gazoduc destiné à relier l'Algérie et l'Italie par la Sardaigne pour une capacité annuelle de 8 Gm³. La 1ère phase correspondant à l'étude de faisabilité est achevée. Le projet devrait être finalisé pour une décision de réalisation fin 2008. Edison a d'ores et déjà signé avec Sonatrach un accord pour la fourniture de 2 Gm³ conditionné à la réalisation de cet ouvrage. La mise en service est projetée pour l'année 2011.

- **Projet IGI** : gazoduc reliant la Grèce et l'Italie d'une capacité de 8 Gm³, destiné à permettre le transit via la Turquie de gaz provenant notamment de Russie et des pays de la mer Caspienne. La mise en service est projetée pour l'année 2011.

- **Projet Rosignano** : terminal de regazéification pour une capacité annuelle de 8 Gm³. Aucune date n'est encore prévue à ce stade pour la mise en service de ce terminal.

A moyen terme, l'Italie pourrait devenir un pays de transit du gaz depuis le Sud vers le Nord de l'Europe. Dans cette perspective Edison poursuit son développement et sa consolidation dans l'acheminement du gaz afin de réduire sa dépendance vis-à-vis d'ENI et d'améliorer la compétitivité de ses approvisionnements.

Par ailleurs, Edison dispose de deux stockages souterrains, Cellino et Collalto, d'une capacité de 0,3 Gm³. Le développement de Collalto et des nouveaux stockages de Cotignola et de Mafalda devrait porter cette capacité à 2,2 Gm³ d'ici 2012 (dont 0,6 Gm³ de « réserves stratégiques » requis par la réglementation italienne).

6.3.1.3.2 FENICE

A la date du présent Document de Référence, le Groupe EDF détient 100 % de la société Fenice.

Fenice regroupe des installations de production électrique, des réseaux électriques et des actifs environnementaux associés aux sites industriels du groupe Fiat auprès duquel le Groupe EDF a acquis sa participation dans cette société.

En 2006, Fenice a réalisé un chiffre d'affaires de 537 millions d'euros.

6.3.1.3.2.1 Activités de Fenice dans le secteur de l'énergie

Fenice intervient principalement dans le domaine de la gestion externalisée et l'exploitation de centrales de co-génération, de postes électriques, de centrales thermiques avec production de vapeur et d'eau surchauffée pour usage industriel ou chauffage de locaux, de centrales de production de froid, d'unités de production d'air comprimé et de réseaux de distribution internes en électricité, chaud ou froid, air comprimé et gaz industriels.

En termes d'actifs énergétiques, Fenice possédait, en Italie, au 31 décembre 2006 37 sites de production dont :

- 36 disposent d'installations de production d'énergie thermique (vapeur, eau surchauffée, eau chaude) d'une puissance totale de 2 627 MWth ;
- 10 disposent d'installations de production d'électricité d'une puissance totale de 298 MW ; et
- 33 disposent d'installations de production d'air comprimé d'une capacité totale de 920 000 m³/h.

Par ailleurs, Fenice exploitait et entretenait à cette même date 6 centrales de production à cycle combiné en « CIP 6/92 » pour le compte de tiers (600 MW au total).

Ces activités ont représenté 86 % du chiffre d'affaires 2006 de Fenice en Italie.

Les relations commerciales avec le groupe Fiat, contribuent à hauteur de 75 % du chiffre d'affaires de Fenice en raison de la localisation de ses actifs et des liens historiques avec ce groupe.

Le principe du maintien et du développement des relations industrielles et commerciales avec le groupe Fiat a été fixé lors de la cession de Fenice à EDF. Le groupe Fiat a ainsi conclu avec Fenice en 2002 des contrats de prestation de services d'une durée minimale de 8 ans qui ont entraîné des transferts d'actifs à Fenice. Ces contrats ont fait l'objet à la fin de l'année 2006 d'une renégociation ayant abouti à une prolongation de leur durée jusqu'en 2012 ainsi qu'à de nouveaux développements (réalisation et conduite de trois installations de cogénération avec dates de mise en service prévues fin 2012 et fin 2016). Dans l'hypothèse où ces contrats ne seraient pas renouvelés en 2012, Fiat s'est engagé à racheter à Fenice l'ensemble des actifs utilisés au titre desdits contrats pour un montant correspondant à la part non-amortie de ces actifs. Ceci compenserait en grande partie la réduction des cash flows futurs de Fenice. Le personnel correspondant serait retransféré à Fiat.

Depuis son acquisition par le Groupe EDF, Fenice poursuit une politique de diversification de sa clientèle. Fenice propose à des clients autres que Fiat des offres de cogénérations industrielles et des offres élargies en matière de services environnementaux.

6.3.1.3.2.2 Autres activités de Fenice

Fenice développe une activité dans les métiers de l'environnement : construction et exploitation de centrales de traitement de déchets, de traitement des eaux industrielles, etc. Ces activités ont représenté 13 % du chiffre d'affaires de Fenice en Italie en 2006.

6.3.1.4 Reste de l'Europe

6.3.1.4.1 Suisse

La Suisse représente un intérêt industriel pour le Groupe en raison de sa localisation géographique située au cœur des échanges électriques européens ainsi qu'en raison de ses capacités importantes de production de pointe.

Activités du Groupe EDF en Suisse

Le Groupe est présent en Suisse au travers :

1. des participations du Groupe EDF dans les ouvrages de production hydraulique frontaliers qui ont généré pour EDF 0,4 TWh de droits d'énergie en 2006 ;

2. de la participation d'EDF dans Motor Columbus, qui détient elle même 59,06 % du capital d'Atel (Aare Tessin Electricité). EDF détenait, de 1997 à 2006, 20 % du capital de Motor Columbus. Suite aux accords et à l'offre publique d'échange décrits ci-dessous, sa participation se situe à ce jour à hauteur de 36,94 % du capital de cette société. EnBW détient également 4,89 % de Motor Columbus. EDF détient par ailleurs directement 1,23 % d'Atel.

   (a) Description de l'activité d'Atel
   Atel est une entreprise électrique intégrée, très active dans le négoce européen d'électricité. Atel se classe au premier rang des électriciens suisses par son chiffre d'affaires (tel que publié par Atel) avec 11,3 milliards de CHF en 2006 (Source : Rapport annuel Atel 2006). En 2006, Atel a vendu 116 TWh principalement sur les marchés de gros et aux grands clients européens du sud de l'Europe et des pays d'Europe centrale et orientale (« PECO »). Atel assure par ailleurs la desserte d'une centaine de milliers de clients dans le nord-ouest de la Suisse. Cette activité est adossée à des actifs de production et de transport importants en Suisse (19 % du réseau de transport suisse) et dans les pays où Atel développe sa présence. En 2006, Atel dispose d'une puissance installée totale de 3 621 MW, répartie comme suit : 1 567 MW en Suisse (860 MW d'hydraulique et 707 MW de nucléaire), 1 230 MW en Italie et 824 MW dans les PECO.

   Atel a récemment engagé une diversification de ses métiers en développant en Suisse une activité de services énergétiques au travers de sa filiale AIT et de la société de services énergétiques allemande GAH.

   (b) Evolution de la participation d'EDF dans Motor Columbus
   En septembre 2005, EDF a signé un contrat d'acquisition portant sur 17,32 % du capital de Motor-Colombus dans le cadre de la cession par UBS de la totalité de sa participation (55,6 %) dans cette société.

   EDF a conclu à cette occasion, une convention de consortium avec les autres actionnaires principaux de la nouvelle société, à savoir EOSH, le sous-consortium des actionnaires minoritaires d'Atel et Atel.

   EDF a ainsi privilégié une solution qui lui permet de protéger durablement ses intérêts sans prise de contrôle mais en disposant de droits d'actionnaire pérennisés au sein d'un holding élargi.

   Suite à la réalisation définitive de la cession de la participation d'UBS dans Motor-Columbus, le 23 mars 2006, les membres du consortium étaient tenus de soumettre, une offre publique aux actionnaires d'Atel. Cette offre a été lancée par Motor Columbus pour le compte des membres du consortium sous la forme d'une offre publique d'échange. Le 14 juillet 2006, date de clôture de l'offre, 16 640 actions Atel (représentant 0,55 % du capital) avaient été apportées à l'offre publique d'échange.

   Par ailleurs, il est prévu qu'au 1er semestre 2007, Motor-Columbus et Atel soient rapprochés. D'ici fin 2007, Atel ainsi que les activités d'exploitation et actifs d'EOS devraient être rassemblés dans une structure holding nouvellement créée. Le siège social de la holding sera situé à Neuchâtel. A terme, EDF détiendra une participation minoritaire de l'ordre d'au moins 25 % dans cette nouvelle structure. Par ailleurs, EDF continue d'étudier toutes les possibilités d'optimiser ses actifs suisses dans le cadre de cette nouvelle société.

   Les accords conclus en septembre 2005 établissent les bases d'une entreprise électrique leader en Suisse occidentale regroupant les actifs industriels des électriciens de cette région et le cas échéant, les actifs suisses du Groupe EDF. S'appuyant sur un portefeuille de prestations largement complémentaires, la nouvelle société offrira des services liés à l'énergie à travers toute l'Europe, bénéficiera d'une forte position sur le marché helvétique et d'une taille significative au cœur des échanges électriques européens dans chacun des différents métiers (production, réseaux, négoce, commercialisation).

3. De la société EnAlpin, filiale à 100 % d'EnBW, qui produit et commercialise de l'électricité hydraulique au fil de l'eau sur les barrages valaisans du Rhône (1,9 TWh en 2006).

4. De la participation de 75,97 %, au 31 décembre 2006, d'EnBW dans Energiedienst qui produit et commercialise de l'électricité hydraulique au fil de l'eau sur les barrages du Rhin (5,7 TWh vendus en 2006).

Outre cette présence commerciale et capitalistique, le Groupe a entrepris depuis plusieurs années de développer sa présence sur le marché électrique suisse au travers de collaborations opérationnelles avec les principaux acteurs suisses (Atel, EOS, notamment).

6.3.1.4.2 Benelux

Le Benelux, zone électrique cohérente aux interfaces importantes avec la plaque franco-allemande, présente des opportunités de développement rentables de moyens de production électrique. Par ailleurs, il constitue un nœud important du marché gazier européen du fait de ses nombreuses infrastructures d'importation et de transit et du *hub*[26] de Zeebrugge.

[26] Marché de gaz établi sur un point de jonction d'infrastructures de transport où arrive du gaz en provenance de diverses sources offrant la possibilité d'échanges physiques de gaz.

Activités du Groupe EDF au Benelux

Dans le cadre d'une coopération nucléaire de longue date avec Electrabel, EDF détient 50 % de la centrale nucléaire de Tihange 1, au travers de sa filiale belge détenue à 100 %, EDF Belgium S.A. La puissance revenant à EDF représente 3 % des capacités de production belges. La production de Tihange 1 qui revient à EDF Belgium S.A. est vendue en Belgique à un opérateur belge au travers d'un contrat à long terme expirant en 2015.

Les activités de commercialisation d'EDF Belgium S.A. sont orientées vers le marché des clients industriels et celui des PME-PMI. Les ventes en 2006 ont atteint un volume de 4,9 TWh.

EDF assure environ le tiers des importations belges (la Belgique importe 5 % à 10 % de sa consommation).

En juillet 2006, EDF a signé un accord de partenariat avec la société néerlandaise DELTA N.V. pour le développement d'un projet de construction d'une centrale au gaz naturel de 870 MW dans le sud-ouest des Pays-Bas. Le 29 mars 2007, EDF et DELTA ont créé une société commune, Sloe Centrale B.V., ayant pour objet la construction et l'exploitation de la future centrale. Le partenariat prévoit un financement à parité des investissements, une exploitation conjointe des installations et un partage à 50-50% de l'électricité produite. La mise en service est prévue en 2009.

6.3.1.4.3 Espagne

• Hispaelec Energia SA

Hispaelec, créée en 1999, filiale à 100 % du Groupe EDF exerce une activité de commercialisation et ne dispose donc pas d'un parc de production propre. Hispaelec a été créée dans le cadre de la stratégie d'EDF d'accompagnement de ses grands clients en Europe. Elle offre des services personnalisés de fourniture d'électricité, de conseil et d'optimisation.

• Elcogas

Le Groupe EDF détient au 31 décembre 2006, 31,39 % du capital de la société Elcogas. Elcogas exploite à Puertollano un projet innovant de « charbon propre » dans une centrale d'une puissance brute de 335 MW alimentée, en mode GICC (Gazéification de Charbon intégrée à un cycle combiné), grâce à la gazéification de charbon et de petcoke local. Outre le gaz naturel, cette installation permet en effet d'utiliser du charbon et des cokes de pétrole, et ce avec des émissions atmosphériques très inférieures aux normes européennes. Cette installation est actuellement la plus grande centrale en combustible solide de ce type au monde. En 2006, Elcogas a produit 1 237 GWh, dont 982 GWh en mode GICC.

• EDF Peninsula Ibérica S.L.

Le Groupe EDF détient 100 % de EDF Peninsula Ibérica S.L. qui a pour objet la représentation du Groupe sur la Péninsule Ibérique, la prestation de services de promotion et d'appui aux filiales du Groupe et, le cas échéant, la mise en place de projets dans le domaine de la production d'énergie électrique et de gaz.

6.3.1.4.4 Autriche

L'Autriche est située au centre des interconnexions électriques et, surtout, gazières, de la plaque européenne. Elle est fortement intégrée au marché de la plaque germanique et, à ce titre, présente un intérêt pour les investisseurs étrangers. Le parc de production électrique autrichien est composé à 70 % de centrales hydrauliques.

Activités du Groupe EDF en Autriche

Le Groupe EDF détient 80 % (et Gaz de France 20 %) de la Société d'Investissement en Autriche (SIA) qui détient elle-même 25 % plus une action du holding ESTAG (correspondant à la minorité de blocage en droit autrichien). Le Land de Styrie détient le solde des actions d'ESTAG et a conclu avec SIA un pacte d'actionnaires qui donne à SIA des pouvoirs plus étendus que sa minorité de blocage. ESTAG est à la tête d'un groupe de 41 filiales autrichiennes intervenant dans les domaines de l'énergie, de l'eau, du traitement des déchets et des services associés, mais dont la stratégie est de se recentrer sur les métiers de l'énergie. Centré sur la Styrie, le groupe ESTAG développe ses activités dans les autres Lander autrichiens et dans certains pays voisins. Ses deux principales filiales sont Steweag-Steg, principal distributeur et commercialisateur d'électricité du Land de Styrie et Steierische Gas Wärme (STGW), transporteur, distributeur et commercialisateur de gaz et de chaleur dans la même région.

Par ailleurs, EnBW intervient en Autriche au travers :

- d'une participation minoritaire dans Energie-Versorgung Niederösterreich (EVN), société de transport, de commercialisation et de distribution d'électricité, de gaz et de chaleur dans le Land de Basse-Autriche, qui est majoritairement détenue à 51 % par ce même Land ; cette société est le premier distributeur-commercialisateur d'Autriche en nombre de clients ;
- de la gestion des contrats de livraison et d'achat d'électricité avec TIWAG et VKW, deux sociétés de transport et de distribution d'électricité opérant respectivement dans les länder du Tyrol et du Vorarlberg.

6.3.1.4.5 Pays d'Europe centrale et orientale

Présence du Groupe dans les pays d'Europe centrale et orientale

Le Groupe est présent dans trois pays d'Europe centrale et orientale (« PECO ») : la Pologne (production d'électricité, cogénération), la Hongrie (cogénération, distribution) et la Slovaquie (distribution). Outre les participations détenues par EDF, EnBW dispose de participations minoritaires en Pologne (production d'électricité, cogénération et distribution de chaleur), Hongrie (production d'électricité, distribution) et République Tchèque (distribution d'électricité, cogénération). Le Groupe EDF est également présent dans ces pays à travers sa filiale Dalkia International, principalement dans le domaine de la cogénération adossée aux grands réseaux urbains de chaleur.

6.3.1.4.5.1 Pologne

Activités du Groupe EDF en Pologne

Par le contrôle direct de 4 sociétés de production, EDF détient 12 %[27] de parts de marché dans la production, se décomposant en 28 % du marché de l'électricité cogénérée (électricité « rouge ») et 9 % du marché de l'électricité « noire » des centrales thermiques classiques. EDF est ainsi le troisième producteur polonais après les deux groupes publics BOT et PKE.

En outre, avec ses centrales de cogénération, EDF détient aussi environ 20 %[28] de parts de marché de la production centralisée de chaleur en Pologne (c'est-à-dire livrée aux réseaux de chauffage urbain).

[27] Chiffres 2005.

[28] Chiffres 2005.

Le Groupe est présent dans les quatre filiales principales suivantes :

- Le Groupe contrôle le cogénérateur EC Wybrzeze (« ECW ») de la région de Gdansk. ECW dispose d'une capacité installée de 353 MW et 1 225 MWth.
- Le Groupe contrôle la société de production d'électricité ERSA dans la région de Rybnik. La capacité installée est de 1 775 MW.
- Le Groupe contrôle également le cogénérateur de la ville de Cracovie ECK. ECK dispose d'une capacité installée de 460 MW et 1 236 MWth. ECK vend sa production à PSE via un contrat long terme (PPA) expirant en 2013.
- Le Groupe détient en 2006, via ses filiales, 50 % des actions plus une du cogénérateur Kogeneracja de la région de Wroclaw-Czechnica (le pourcentage d'intérêt est de 35,61 %). Sa capacité de production installée est de 403 MW et 1 106 MWth. Ce cogénérateur détient 99,85 % de la société de production d'électricité et de chaleur EC Zielona Gora. Cette dernière, au travers d'un cycle combiné au gaz naturel vend son électricité à PSE via un contrat long terme expirant en 2024.

Les contrats à long terme de vente d'électricité de ECK (courant jusqu'en 2013) et de EC Zielona Gora (courant jusqu'en 2024) sont l'objet d'une enquête formelle de la Commission Européenne qui porte sur l'ensemble des contrats long terme polonais. Si à l'issue de l'enquête, la Commission Européenne assimile ces contrats long terme à des aides d'Etat nouvelles incompatibles avec les règles communautaires, elle pourrait enjoindre les autorités polonaises à mettre ces contrats en conformité avec les directives européennes ou à y mettre fin. EC Zielona Gora a déposé un recours devant le Tribunal de première instance de l'Union Européenne contestant les fondements et les bases juridiques de l'ouverture de cette enquête formelle par la Commission Européenne. Un échec du recours devant le Tribunal de première instance impliquerait que la décision prise par la Commission Européenne d'ouvrir une enquête formelle d'investigation à l'encontre des contrats d'achat d'énergie électrique à long terme, serait considérée comme valable et que les conclusions de l'enquête pourraient le cas échéant avoir les conséquences décrites ci-dessus (voir section 20.6 (« Procédures judiciaires et d'arbitrages »)).

6.3.1.4.5.2 Hongrie

La Hongrie dispose actuellement d'une capacité totale installée d'environ 8,6 GW. La consommation hongroise représente environ 39 TWh pour une production de 33 TWh (Source : MAVIR, Gestionnaire du Réseau de Transport hongrois, data 2005). La Hongrie est donc importatrice d'électricité.

Activité du Groupe EDF en Hongrie

En Hongrie, le Groupe développe ses activités dans la production, la commercialisation et la distribution, en s'appuyant sur trois filiales principales : BERt, Demasz et D-ENERGIA.

- BERt. EDF détient au 31 décembre 2006, 95,57 % de cette société de production d'électricité et de chaleur par cogénération implantée dans la région de Budapest. En 2006, BERt dispose d'une puissance installée de 410 MW et 1 527 TWth de chaleur dans ses trois principales centrales. BERt commercialise la majeure partie (83 %) de l'électricité produite par ses centrales à MVM via trois contrats de fourniture de type « PPA ». Le PPA de la centrale de Kelenföld arrive à échéance en 2011 et ceux des centrales de Ujpest et Kispest respectivement en 2021 et 2024. Comme en Pologne, ces trois PPA font l'objet d'une enquête formelle de la Commission Européenne qui porte sur tous les PPA des producteurs hongrois. BERt a déposé un recours devant le Tribunal de première instance de l'Union Européenne contestant les fondements et les bases juridiques de l'ouverture d'une enquête formelle par la Commission Européenne. Un échec du recours devant le Tribunal de première instance pourrait avoir les mêmes conséquences que celles décrites à la section 6.3.1.4.5.1 (« Pologne »).

- Demasz, détenue, au 31 décembre 2006, par le Groupe EDF, à hauteur de 100 %. Cette société de distribution et de commercialisation d'électricité de la région du Sud Est du pays (19,6 % du territoire) compte, en 2006, 764 908 clients — clientèle principalement résidentielle qui ne deviendra éligible qu'au 1er juillet 2007. Demasz compte 30 313 kilomètres de lignes basse et moyenne tension. Le groupe Demasz a commercialisé 4,3 TWh d'électricité en 2006, soit environ 11,5 % du total national hongrois.

  Le Groupe EDF a soumis le 28 août 2006 aux autorités boursières compétentes, un projet d'offre publique d'achat sur le solde du capital de Demasz au prix de 20 000 Forints par action, soit une prime de 22 % par rapport au cours moyen des 12 derniers mois, et une prime de 30 % par rapport au cours de clôture du mardi 22 août, soit la veille du jour de suspension de la cotation de l'action Demasz. Le 13 novembre 2006, l'offre publique d'achat, dont la période d'acceptation a débuté le 25 septembre, a été couronnée de succès. Le Groupe EDF a ainsi porté sa participation dans la filiale de distribution hongroise à 95 % du capital de Demasz. Le coût d'acquisition des titres complémentaires de la société Demasz acquis dans le cadre de l'OPA réalisée au cours du second semestre 2006 s'élève à 112 millions d'euros (voir note 6 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2006). Le passage du seuil des 90% de détention a permis de racheter toutes les actions Demasz restantes (hors *golden share* de l'Etat hongrois). Le retrait de la cotation des actions Demasz à la bourse de Budapest a eu lieu le 1er décembre 2006. Au 31 décembre 2006, le Groupe EDF détenait 99,99 % du capital de Demasz.

- D-ENERGIA. En 2003, Demasz a créé D-ENERGIA, filiale aujourd'hui à 100 % de Demasz en charge de la commercialisation d'électricité aux clients éligibles ayant opté pour le marché libre.

EnBW détient par ailleurs dans le pays les participations minoritaires suivantes :

- 21,7 % dans le producteur Matrai (détenu à 51 % par RWE) qui possède une capacité installée de 836 MW en 2006 (source : Rapports annuels EnBW et RWE 2006) ;
- 27,25 % dans le distributeur ELMÜ détenu à hauteur de 55 % par RWE (ELMÜ dessert une zone de plus de deux millions d'habitants) et 26,83 % dans le distributeur EMASZ détenu à hauteur de 54 % par RWE (source : Rapports annuels EnBW et RWE 2006).

6.3.1.4.5.3 Slovaquie

Activité du Groupe EDF en Slovaquie

Le Groupe est présent en Slovaquie au travers d'une participation de 49 % du capital de la société de distribution et de commercialisation Stredoslovenská energetika, a.s. (« SSE »), implantée au centre de la Slovaquie (province de Zilina) et qui couvre environ le tiers de la superficie du pays. SSE compte 29 487 kilomètres de lignes basse et moyenne tension. Au 31 décembre 2006, SSE comptait 695 857 clients pour des ventes représentant 6,3 TWh, soit environ 30 % du marché slovaque.

En application du pacte d'actionnaires conclu le 25 juin 2002 avec le Fonds National de la Propriété slovaque, le Groupe EDF nomme trois des cinq membres du directoire de SSE, dont le président et dispose d'un représentant sur les neuf que compte le Conseil de surveillance. A l'Assemblée générale, les décisions sont prises à l'unanimité par les deux actionnaires.

Dans le cadre de la poursuite du processus de privatisation, le pacte d'actionnaires précité confère au Groupe un droit de préemption sur 2 % des actions de SSE et prévoit que le Fonds National de la Propriété slovaque dispose d'une option de vente exerçable sur le Groupe. Cette option de vente porte sur une portion de 18 à 51 % du capital de SSE pour un prix d'exercice qui sera déterminé par un expert indépendant. Cette option de vente est exerçable jusqu'au 31 octobre 2008. Le processus de privatisation qui devait intervenir en 2006 a été reporté à une date ultérieure par le nouveau gouvernement.

6.3.1.4.5.4 République Tchèque

Activité du Groupe EDF en République Tchèque

Le Groupe est présent dans la production et la distribution d'électricité en République Tchèque à travers les participations minoritaires d'EnBW dans les sociétés PRE-Holding et PT Holding, respectivement société de distribution d'électricité et de distribution de chaleur de la ville de Prague.

6.3.2 Amérique Latine et Etats-Unis

Présence du Groupe EDF en Amérique Latine

Au cours des années 2005 et 2006, le Groupe EDF a mis en œuvre une politique de désengagement au sein des sociétés situées en Amérique Latine dans lesquelles il détenait une participation.

6.3.2.1 Argentine

6.3.2.1.1 EDENOR

Cession d'Edenor

Le Groupe a procédé, le 15 septembre 2005, à la cession de contrôle d'Edenor pour un montant de 100 millions de dollars US par le biais de la vente de ses participations indirectes (via EASA) et d'une partie de sa participation directe dans Edenor à Dolphin Energia S.A. (« Dolphin »).

A l'issue de cette cession, le Groupe EDF conservait au 31 décembre 2006 directement 25 % du capital et des droits de vote d'Edenor. Dans le cadre du projet d'introduction en bourse d'Edenor sur les bourses de New York et de Buenos Aires actuellement en cours, EDF envisage de céder l'intégralité du solde de sa participation dans le capital d'Edenor.

Activités d'Edenor en Argentine

Edenor est une société exerçant une activité de distribution - commercialisation d'électricité sur une zone de concession de 4 637 km^2. Avec plus de 2,4 millions de clients au 31 décembre 2006, représentant 16,6 TWh de ventes sur l'exercice, Edenor est le premier distributeur du pays.

Gouvernance

Aux termes du pacte d'actionnaires conclu le 15 septembre 2005 entre le Groupe EDF, Dolphin et EASA, il a été convenu que, tant que la participation du Groupe EDF au capital d'Edenor restera supérieure à 15 %, (i) le Groupe EDF pourra nommer deux administrateurs au conseil d'Edenor sur un nombre total de 9 administrateurs, et (ii) toutes les décisions diluant la participation du Groupe EDF dans Edenor, ainsi que certaines décisions spécifiques (notamment, modification des statuts, cession d'une partie significative des actifs d'Edenor, fusion, acquisition ou conclusion de tout contrat portant sur un montant supérieur à 50 millions de dollars US) devront recevoir l'accord écrit préalable du Groupe EDF.

Cessions des actions Edenor — Options d'achat et de vente

Aux termes du pacte d'actionnaires, le Groupe EDF bénéficie, en cas de projet de cession à un tiers par Dolphin de sa participation dans Edenor, de la possibilité de céder sa participation dans la société aux mêmes termes et conditions (droit de sortie conjointe). Le Groupe EDF bénéficie également d'une option de vente de sa participation dans Edenor à Dolphin exerçable à tout moment entre le 1er avril 2013 et le 30 avril 2013 et entre le 1er avril 2014 et le 30 avril 2014. Par ailleurs, le Groupe EDF dispose sous certaines conditions, et en particulier en cas de manquement de la part de Dolphin à certaines de ses obligations (notamment dans l'hypothèse du non paiement du prix en cas d'exercice par EDF de l'option de vente décrite ci-dessus), du droit de contraindre Dolphin de céder sa participation dans Edenor à un tiers (droit de cession forcée). Dans une telle hypothèse, le Groupe EDF disposerait du droit de céder sa participation aux mêmes conditions à ce tiers.

Dolphin dispose par ailleurs d'une option d'achat de la participation du Groupe EDF dans Edenor exerçable à tout moment entre le 1er avril 2015 et le 30 avril 2015 et entre le 1er avril 2016 et le 30 avril 2016.

Accord relatif à la dette d'Edenor conclu entre le Groupe EDF et Dolphin

Aux termes de l'accord relatif à la dette d'Edenor conclu entre le Groupe EDF et Dolphin, les parties se sont engagées à poursuivre le processus de renégociation de la dette d'Edenor. Fin 2005, Edenor a arrêté un plan de restructuration de sa dette qui a été accepté par plus de 90 % de ses créanciers en février 2006. Conformément aux accords passés avec Dolphin, la créance détenue par EDF sur Edenor a été restructurée en avril 2006 et cédée le 21 novembre 2006.

6.3.2.1.2 Autres participations minoritaires en Argentine

Au 31 décembre 2006, le Groupe EDF détient des participations minoritaires indirectes dans Distrocuyo, une entreprise de transport d'électricité gérant 7 % de l'activité de transport électrique en Argentine.

Le 18 octobre 2006, le Groupe EDF a cédé ses participations indirectes dans Hinisa et Hidisa à la société argentine Pampa Holding S.A. pour un montant de 36,1 millions de dollars USD.

6.3.2.2 Brésil

6.3.2.2.1 Light

Cession de Light

EDF a conclu un accord le 28 mars 2006 avec le groupement d'entreprises brésilien RME (Rio Minas Energia Participações SA), portant sur la cession de 79,4 % du capital de Light, pour un montant de 320 millions de dollars américains. Cette cession a reçu l'autorisation des autorités

compétentes en France et au Brésil. A l'issue de la réalisation définitive de cette cession intervenue le 10 août 2006, EDF conserve 10 % du capital de Light, le solde du capital, soit 10,6 %, étant sur le marché boursier brésilien.

Activités de Light

Light exerce une activité de production, distribution, et commercialisation d'électricité. Elle est située dans l'Etat de Rio de Janeiro sur une zone de concession de 10 970 km² et dessert 31 villes (dont Rio de Janeiro). Light détient également des actifs de production, essentiellement hydrauliques, d'une puissance installée de 852 MW (soit 1 % de la puissance disponible au Brésil).

6.3.2.2.2 Norte-Fluminense

Le Groupe EDF détient 90 % de Norte-Fluminense, société qui a construit et exploite la centrale à cycle combiné gaz de Norte-Fluminense située dans l'Etat de Rio de Janeiro. Cette centrale possède une capacité de 780 MW. Norte-Fluminense écoule toute sa production auprès de Light aux termes d'un *Power Purchase Agreement* (« PPA »).

6.3.2.3 Mexique

Le Groupe est présent au Mexique à travers des projets de production indépendante d'électricité (*Independent Power Plants*, « IPP »). La participation à ces projets d'IPP à cycle combiné gaz permet au Groupe d'exercer son savoir-faire d'architecte ensemblier et d'opérateur sur ce type de centrales.

Avec une capacité installée de 2 232 MW correspondant à 25 % du segment des producteurs privés (source : EDF), le Groupe constitue aujourd'hui l'un des principaux acteurs étrangers.

Les IPP

Les IPP du Groupe ont été mis en œuvre exclusivement suite à des appels d'offres internationaux, sous la forme de projets BOO (*Build, Own, Operate*) et BOOT (*Build, Own, Operate, Transfer*), adossés à des PPA (*Power Purchase Agreement*).

Le Groupe EDF dispose des compétences clés pour optimiser le rendement de ses projets IPP, à savoir l'ingénierie de construction, l'exploitation/maintenance, la capacité d'analyse des systèmes électriques, l'ingénierie juridique et contractuelle, la maîtrise de l'approvisionnement en combustible, l'ingénierie financière et le pilotage de projets.

Le Groupe EDF entend mener une gestion dynamique du portefeuille d'actifs IPP : cessions en fonction de la maturité industrielle et financière des actifs et développement de nouveaux projets.

Activités du Groupe EDF au Mexique

Le Groupe EDF détient les centrales à cycle combiné gaz suivantes :

- *Rio Bravo 2* : capacité de 495 MW, mise en service en janvier 2002.
- *Saltillo* : capacité de 247 MW, mise en service en novembre 2001.
- *Altamira 2* (centrale détenue à 51 % par EDF et à 49 % par Mitsubishi Corporation) : capacité de 495 MW, mise en service en mai 2002.
- *Rio Bravo 3 et Rio Bravo 4* : capacités respectives de 495 MW et 500 MW, mises en service en avril 2004 et en avril 2005.

Afin d'assurer l'approvisionnement en gaz de la centrale de Rio Bravo 3 et de Rio Bravo 4, le Groupe EDF a créé en février 2002 la société Gasoducto del Rio qui a construit et exploité un gazoduc d'une longueur de 54 km. Ce projet intégré gaz-électricité a été le premier projet de ce type pour EDF au niveau international.

EDF a lancé, mi janvier 2007, le processus de cession de ses actifs au Mexique.

6.3.2.4 Etats-Unis d'Amérique

Les Etats-Unis constituent le plus important marché énergétique au monde avec des ventes totales de 3 661 TWh (Source : Energy Information Administration, 2005) et une croissance moyenne historique de 2,3 % par an qui a tendance à augmenter. Il s'agit par ailleurs d'un marché très innovant dans le domaine de l'énergie avec une intense activité de recherche et développement, tant en amont qu'en aval, où siègent de nombreux groupes et organisations internationales et où sont présents certains concurrents d'EDF. A ce titre, le groupe EDF y est présent pour exercer une activité de veille industrielle et stratégique. De plus, depuis le vote de l'*Energy Policy Act* (« EPACT ») en 2005, plusieurs projets de nouvelles centrales nucléaires ont été mis en développement par de grands énergéticiens américains. Dans ce nouveau contexte, le Groupe EDF pourrait saisir les opportunités d'exploiter ses compétences d'architecte ensemblier et d'exploitant nucléaire.

Ainsi, EDF a participé à la constitution du consortium NuStart Energy Development LLC créé en mars 2004 et qui regroupe de grands électriciens nucléaires (Constellation Energy, Duke Power, Entergy, Exolon Generation, Florida Power & Light, Progress Energy et Southern Company) et des constructeurs (General Electric, Westinghouse). Le but de ce projet est de relancer et développer le nucléaire aux Etats-Unis à l'horizon 2014, en travaillant sur deux projets de réacteurs « passifs », l'AP 1000 (Advanced Passive 1 000 MW Reactor) de Westinghouse et l'ESBWR (Economic Simplified Boiling Water Reactor) de General Electric. Grâce à cette participation, EDF pourra obtenir des informations complémentaires sur les éléments techniques et économiques de ces réacteurs de nouvelle génération susceptibles d'être présents sur le marché lors du renouvellement du parc nucléaire français. La participation dans ce projet conduit EDF à verser 1 million de dollars USD par an sur cinq ans (de 2004 à 2008).

EDF a signé, le 31 mai 2006, un accord cadre de coopération avec l'électricien américain Constellation Energy. Au titre de cet accord, les deux sociétés doivent définir les modalités selon lesquelles EDF apportera à Constellation Generation Group (CGG), filiale de Constellation Energy, un ensemble de prestations de services afin de lui permettre de développer des centrales nucléaires de nouvelle génération de type EPR aux Etats-Unis. EDF et Constellation Energy conviennent également d'explorer d'autres possibilités de coopération dans le domaine nucléaire aux Etats-Unis.

Le Groupe est également présent aux Etats-Unis au travers d'EDF Energies Nouvelles dans le domaine de l'exploitation et de la maintenance de parcs d'éoliennes pour compte de tiers (voir section 6.4.1.2.1.1 (« Energies Nouvelles ») ci-dessous).

6.3.3 Asie/Pacifique

Les activités du Groupe EDF conduites par la Direction Asie-Pacifique, se concentrent sur la Chine et sur la région du Grand Mékong, zones à fort développement et dans lesquelles EDF souhaite consolider et poursuivre ses investissements.

En effet, d'ici 2020, l'essentiel des constructions de centrales de production d'électricité dans le monde se fera en Asie (source : International Energy Outlook 2006), ce qui justifie la présence d'EDF dans cette zone.

Grâce à sa présence en Chine et en Asie du Sud-Est depuis 20 ans ainsi qu'aux relations développées au niveau institutionnel et industriel, EDF souhaite saisir les opportunités de participer au développement de cette zone et prendre une part active dans de tels projets de développement dans une optique de valorisation de son savoir-faire tant dans le domaine nucléaire que dans les autres technologies de production.

6.3.3.1 Chine

6.3.3.1.1 Fondements stratégiques de la présence d'EDF en Chine

Intérêt pour le Groupe EDF de sa présence en Chine

La présence industrielle dans le développement chinois constitue un enjeu industriel pour le Groupe EDF. En effet, EDF estime que son efficacité économique dans son rôle d'architecte-ensemblier résulte de sa maîtrise industrielle en termes de conception, de construction et d'exploitation de son parc de centrales, décrite à la section 6.2.1.1.3 (« Production nucléaire ») ci-dessus. Cette expertise résulte d'un processus dynamique qui s'alimente dans la pratique de projets innovants. En complément des projets français comme l'EPR, les nouveaux projets permettent d'entretenir l'avance technologique du Groupe EDF : la présence industrielle d'EDF en Chine lui permettra, dans la perspective du renouvellement du parc français, de prendre part aux innovations technologiques et de développer son savoir-faire industriel dans les décennies à venir, tout en limitant dans la mesure du possible ses investissements financiers.

Dans cette perspective, EDF développe des partenariats en vue de la prise de participation dans certains actifs de production.

Atouts du Groupe EDF pour le développement de sa présence en Chine

EDF estime que sa présence en Chine depuis 20 ans lui a donné l'opportunité de participer au développement électrique de ce pays, conformément aux engagements du Groupe dans le développement durable et en cohérence avec les objectifs affichés par le gouvernement chinois d'une production abondante et de moins en moins polluante. De l'avis d'EDF, les producteurs chinois recherchent des partenaires disposant d'une compétence industrielle et d'une expérience internationale leur permettant de bâtir un partenariat industriel de long terme avec ces derniers.

6.3.3.1.2 Activités du Groupe EDF en Chine

Avec ses participations dans des sociétés exploitant des centrales thermiques au charbon disposant d'une puissance totale installée de 3 720 MW, EDF est l'un des plus importants investisseurs étrangers dans la production d'électricité en Chine. Le Groupe EDF a également conclu des partenariats lui ouvrant des perspectives pour prendre part aux nouveaux développements dans le nucléaire, le thermique charbon et l'hydraulique dans les différentes options technologiques ouvertes.

Partenariats dans la production d'électricité nucléaire

• Daya Bay - Guangdong

De 1984 à 1994, EDF a dirigé, pour le compte de la société propriétaire, la construction et la mise en service de deux réacteurs à eau pressurisée d'une puissance unitaire de 1 000 MW, grâce au savoir-faire de son ingénierie. Au plus fort du chantier, près de 100 salariés d'EDF travaillaient en Chine à ce projet. Les excellentes performances de cette centrale constituent une des principales références du Groupe en Chine. Aujourd'hui, EDF participe à son exploitation par l'intermédiaire de contrats d'assistance et de transfert de technologie.

• Ling Ao

Identique à celle de Daya Bay, cette centrale en est la suite logique : quelques dizaines d'ingénieurs français d'EDF ont assisté et conseillent encore les responsables locaux sur la construction et l'exploitation des tranches mises en service en mai 2002 et janvier 2003. En juillet 2004, le gouvernement chinois a approuvé la construction de deux tranches supplémentaires de 1 000 MW chacune sur ce site pour une mise en service prévue en 2010. Dans ce cadre, EDF a signé le 21 avril 2005 un nouveau contrat d'assistance avec CNPEC (China Nuclear Power Energy Corporation), pour un montant de 25 millions d'euros. D'autres opérations ponctuelles associent régulièrement EDF et les opérateurs chinois du nucléaire.

• Partenariat industriel

Le Groupe EDF a signé, le 26 octobre 2006, un accord de partenariat industriel avec CGNPC (China Guangdong National Power Co.) qui prolonge la coopération entre les deux partenaires dans le nucléaire où EDF souhaite investir, en associant les compétences de toute la filière française.

Participations dans la production d'électricité thermique charbon

En 2006, le thermique charbon représente 75 % de la capacité installée en Chine et devrait continuer à occuper une part majoritaire bien qu'en décroissance (65 % en 2020 (Source : Capgemini Investment in China power market)) face à l'accélération des programmes nucléaire, hydraulique et éolien.

Le Groupe EDF est présent dans ce secteur au travers de plusieurs centrales au charbon d'une capacité totale de 3 720 MW (soit 1 300 MW au prorata des participations), la centrale thermique classique de Laibin B et les trois centrales de Shandong Zhonghua Power Company (« SZPC »).

• Laibin B

EDF a conclu en 1997 un projet « BOT » (« *Build, Operate and Transfer* ») pour les études, la construction, les essais, la mise en service, l'exploitation et la maintenance de la centrale de Laibin B (720 MW) située dans le Guangxi. Au 31 décembre 2006, French Investment Guangxi Laibin Electric Power Company, Ltd. (« FIGLEC »), filiale à 100 % du Groupe EDF, est propriétaire de la centrale de Laibin B et Guangxi Laibin Synergie Operating Maintenance for Generation Co. Ltd. (« SYNERGIE »), filiale à 85 % du Groupe EDF, est chargée de l'exploitation et de la maintenance, les 15 % restants étant détenus par la province du Guangxi et la compagnie de transport. Mise en service en novembre 2000, Laibin B a fourni 10 % de la production électrique annuelle de la province du Guangxi en 2006 (source : *National and Development Reform Commission*, *NDRC)*. En 2015, après 15 années d'exploitation, la propriété de Laibin B sera transférée au Gouvernement du Guangxi.

• **Shandong Zhonghua Power Company (SZPC)**
Au 31 décembre 2006, le Groupe EDF détient 19,6 % de SZPC, société propriétaire de trois centrales à charbon et à l'anthracite, d'une puissance totale de 3 000 MW. Ces centrales, mises en service entre 1987 et 2004, fonctionnent selon le modèle de l'*Independent Power Plant* (IPP) (Pour une description plus générale sur la mise en œuvre par le Groupe EDF des programmes d'IPP à l'étranger, voir section 6.3.2.3 (« Mexique »)). SZPC est tenue de transférer au gouvernement de la province du Shandong chacune des centrales 20 ans après la réception de la deuxième unité de chacune des centrales.

• **Nouveaux développements**
Pour limiter les impacts sur l'environnement, la Chine développe des centrales au charbon à haut rendement moins polluantes. Pour le Groupe EDF, il s'agit en s'appuyant sur ses compétences d'ingénierie, de prendre part à ces projets afin de consolider et développer son expérience pour être mieux à même de répondre aux besoins qui pourraient émerger en Europe dans les années à venir.

EDF a signé le 26 octobre 2006 un contrat de coopération avec China Datang Corporation (CDC), le premier producteur national d'électricité, portant sur le développement conjoint de projets d'investissement.

Participations dans le secteur du gaz

• **Buget**
Au 31 décembre 2006, EDF possède 20 % des parts de Buget, une société de conception, de construction et de conseil dans le domaine du chauffage au gaz. Les autres actionnaires sont Gaz de France (20 %), Golden State (20 %) et Beijing Gas Group (BGG) (40 %).

Partenariats dans la production d'électricité hydraulique

Présente depuis 1985 dans ce domaine, EDF, grâce à ses compétences en ingénierie, est un acteur reconnu pour ses multiples prestations sur différents ouvrages :

- STEP (Stations de Transfert d'Énergie par Pompage), Conghua (1 200 MW), Zhang Hewan (1 000 MW), etc,…
- Surveillance de la qualité de fabrication des équipements, expertise technique des barrages : barrage des Trois Gorges (22 400 MW), Longtan (6 300 MW), etc,…
- Gestion de vallée : Yellow River et Lancang Jiang.

Dans le cadre d'accords de partenariats passés avec d'importantes sociétés de production, le groupe EDF étudie des possibilités d'investissements.

Autres partenariats et perspectives

Au début de l'année 2006, la Chine a promulgué une loi sur les énergies renouvelables. Dans ce cadre, EDF analyse le marché éolien émergent.

Dans le secteur Transport-Distribution, EDF a remporté plusieurs appels d'offres de consultance et conforte sa position sur ce segment non encore ouvert aux investisseurs étrangers.

6.3.3.2 Activité du Groupe EDF en Asie du Sud-Est

L'activité du Groupe EDF en Asie du Sud Est est centrée sur l'électrification de la région du Grand Mékong.

6.3.3.2.1 Les fondements de la présence d'EDF

Une zone d'échange économique et électrique se constitue au sein de la région du Grand Mékong. La Thaïlande et le Vietnam sont les moteurs de cette intégration et peuvent offrir des opportunités de type IPP, dans la continuité des projets Nam Theun 2 et Phu My 2.2. Le Groupe EDF estime que la puissance installée dans la région du Grand Mékong, de 36 GW aujourd'hui, sera augmentée de 30 GW d'ici 2015. Dans cette perspective, EDF entend participer, au travers de partenariats et de contrats de prestations de services, à la conception, à l'assistance à la construction et à l'exploitation de nouvelles centrales de production et prendre des participations dans certains actifs de production thermique (Vietnam et Thaïlande) et hydraulique (Laos) voire, le cas échéant, à plus long terme, nucléaire.

6.3.3.2.2 Les activités d'EDF

6.3.3.2.2.1 Vietnam

Le Groupe EDF est présent au Vietnam au travers de sa participation dans la centrale à cycle combiné gaz de Phu My 2.2, d'une capacité de production de 715 MW et dont la mise en service est intervenue le 4 février 2005. Il s'agit du premier projet d'IPP à investissement exclusivement étranger lancé au Vietnam. Le contrat « BOT » a une durée de 20 ans. MECO (Mekong Energy Company Ltd), filiale à 56,25 % du Groupe EDF au 31 décembre 2006, ayant pour autres actionnaires les filiales internationales des japonais SUMITOMO Corporation et TEPCO (Tokyo Electric Power Company, Inc.), est propriétaire de cette centrale dont EDF a assuré la construction et la livraison clé en main. EDF et TEPCO interviennent dans le cadre d'une assistance technique pour l'exploitation.

En réponse aux besoins de nouveaux moyens de production dans le sud du pays, EDF a exprimé son intérêt auprès des autorités vietnamiennes pour une duplication de Phu My 2.2 et le développement de projets Charbon. EDF s'intéresse aux opportunités qui pourraient lui permettre de mettre en œuvre les technologies les plus avancées.

6.3.3.2.2.2 Laos

Le Groupe EDF est présent au Laos à travers le projet de centrale hydraulique Nam Theun 2 d'une capacité de production de 1 070 MW. Situé sur un affluent du Mékong, ce projet hydroélectrique, avec un barrage permettant une retenue d'eau de près de 450 km^2, constitue un projet majeur pour le développement du Laos ainsi que pour l'approvisionnement énergétique du quart nord-est de la Thaïlande. La mise en service commerciale de l'ouvrage est prévue à la fin 2009. La Thaïlande sera l'acheteur principal de l'électricité produite. Au 31 décembre 2006, le Groupe EDF détient 35 % de NTPC (Nam Theun 2 Power Company), société propriétaire de la future centrale. Cette société a conclu, le 3 octobre 2002, un accord de concession « BOT » avec le gouvernement du Laos, afin de financer et construire l'ouvrage hydroélectrique, puis l'exploiter pendant 25 ans après sa mise en service. Les accords d'achat de l'électricité à produire à partir de cette centrale (995 MW vers la Thaïlande, le solde vers le Laos) ont été signés le 8 novembre 2003 et la clôture financière du projet est intervenue le 10 juin 2005. En outre, le Groupe EDF dirige le consortium, dont il est membre, en charge de la maîtrise d'œuvre pour la réalisation des ouvrages (contrat d'un montant global d'environ 720 millions de dollars US versés au consortium) et fournira une assistance technique dans le cadre de l'exploitation de la centrale.

Le Laos occupe un rôle particulier dans la stratégie d'EDF pour son potentiel hydroélectrique et sa localisation géographique au cœur de la zone d'échanges économiques comprenant le Vietnam, la Chine du Sud et la Thaïlande, pays vers lequel le Laos réalise des exportations d'électricité.

Le Groupe EDF a signé avec le Gouvernement du Laos, le 16 novembre 2006, un accord portant sur l'étude de faisabilité du projet hydroélectrique de Nam Ngiep 2.

6.3.4 Moyen Orient, Afrique

Divers pays ont fait appel à des investisseurs privés pour financer, construire et exploiter des centrales électriques IPP, parmi lesquels les pays d'Afrique du Nord, les pays du Golfe et certains pays d'Afrique (pour une description plus générale sur la mise en œuvre par le Groupe EDF des programmes d'IPP à l'étranger (voir section 6.3.2.3 (« Mexique »)). Le Groupe est actuellement présent sur le marché de la production dans deux pays ayant adapté leur législation pour intégrer des IPP : la Côte d'Ivoire et le Maroc.

Le Groupe cherche à valoriser au mieux ses actifs et à en assurer une gestion dynamique pouvant conduire, selon le cas, à des cessions, comme en Egypte, ou au lancement de nouveaux projets.

6.3.4.1 Egypte

EDF International a conclu le 29 novembre 2005 avec le groupe malais Tanjong Energy un accord pour la cession de 100 % des actifs du Groupe en Egypte. Le montant de cette cession s'est élevé à 307 millions de dollars américains. L'opération de cession a été réalisée le 2 mars 2006.

6.3.4.2 Côte d'Ivoire

Au 31 décembre 2006, EDF détient indirectement 32,85 % de la société propriétaire (Azito Energie) et directement 50 % de la société d'exploitation de la centrale d'Azito (Azito O&M). Située près d'Abidjan, la centrale comprend deux turbines à gaz d'une capacité totale de 150 MW chacune, alimentée par du gaz naturel d'origine ivoirienne. Elle a fourni 2 174 GWh d'électricité en 2006, soit environ 40 % de la production nationale. L'intégralité de la production est revendue à l'opérateur national ivoirien qui a respecté ses obligations contractuelles depuis la mise en service commercial de la centrale en 1999.

EDF détient 51 % de la société Enerci. Cette société est membre à hauteur de 12 % de la joint venture qui exploite le plus gros gisement de gaz de la Côte d'Ivoire, nommé Foxtrot (53 % de la production ivoirienne en 2005 avec une production moyenne annuelle de 82 mpc/j). Ce gisement est l'un des fournisseurs traditionnels de la centrale d'Azito. En novembre 2005, un puits d'exploration a révélé la présence sur le même bloc d'un nouveau gisement de gaz exploitable Mahi, situé à 5km au Sud de la plate-forme Foxtrot.

6.3.4.3 Maroc

Au 31 décembre 2006, le Groupe détient au Maroc une participation de 84,5 % dans la Compagnie Eolienne du Détroit (« CED »), qui exploite un parc éolien au Nord du Maroc ainsi qu'une participation de 50 % dans Temasol, société d'électrification en solaire photovoltaïque.

6.3.4.4 Afrique du Sud

Au 31 décembre 2006, EDF est actionnaire, à 50 % avec Eskom, de la société PNES (Phambili Nombane) chargée de la réalisation, du développement et de l'exploitation du réseau de distribution de l'électricité dans la *township* de Khayelitsha.

6.3.4.5 Activités services

EDF a, outre l'activité IPP, une activité de vente de services sur la zone Moyen-Orient Afrique.

La vente de services présente plusieurs enjeux pour EDF :

- développer, dans un contexte international, une compétence dans un certain nombre de domaines spécifiques (production hydraulique, dispatchings, planification de réseaux) ;
- maintenir une présence dans des régions qui peuvent présenter un intérêt pour le Groupe sans avoir à y investir (comme dans le pourtour méditerranéen dont l'intérêt est stratégique pour le Groupe en matière d'accès au gaz) ;
- maintenir une coopération avec les électriciens de pays du Sud.

EDF est plus particulièrement présente dans les zones et pays suivants :

- Abu Dhabi : ingénierie de dispatching, études d'interconnexion des émirats, intégration techniques IPP ;
- Liban : assistance technique dans la construction de centrales thermiques, aménagements hydroélectriques, réseaux et autres conseils (organisation, étude tarifaire, etc,…) ;
- Afrique : assistance technique et actions de formation.

6.4 - AUTRES ACTIVITÉS ET FONCTIONS TRANSVERSES

6.4.1 Autres activités

6.4.1.1 Services énergétiques du Groupe EDF

Pour répondre à l'évolution des marchés tant industriels, tertiaires que collectifs (besoins croissants des clients en matière de performance économique, d'amélioration de l'efficacité énergétique et de prise en compte de la problématique environnementale), et pour renforcer sa relation clientèle sur chacun de ces secteurs, EDF considère les services énergétiques comme une composante importante de son modèle d'activité. Le Groupe est actuellement présent sur le marché des services énergétiques, principalement au travers de ses participations dans le groupe Dalkia (leader européen du secteur) ainsi que de ses activités propres de services et de celles d'EnBW Energy Solutions en Allemagne, d'EDF Energy en Grande Bretagne et de Fenice en Italie.

6.4.1.1.1 Présentation des services énergétiques

Le Groupe EDF est en mesure de proposer à ses clients industriels, tertiaires et collectivités locales en Europe, une gamme étendue et cohérente de services énergétiques au-delà de la fourniture d'énergie :

- services directement liés à la fourniture d'énergie : suivi de la consommation, assistance à l'optimisation de la consommation, audit de la qualité de l'installation, conseil en matière de maîtrise de la consommation ;
- services liés à l'exploitation optimisée des installations énergétiques sur le site de ses clients (utilités industrielles, réseaux électriques, gestion thermique des bâtiments, facility management), en s'appuyant notamment sur les compétences de Dalkia ;
- services spécifiques aux collectivités locales, soit dans le cadre de leurs usages propres, soit à destination des habitants de la collectivité locale dans le cadre d'une délégation de services publics concédés : la gestion de l'éclairage public, de l'incinération des déchets ;
- en complément, et pour faire face aux enjeux grandissants de l'efficacité énergétique, EDF complète son offre par des solutions d'éco-efficacité énergétique intégrée, dans lesquelles elle s'engage sur la qualité de l'énergie fournie et/ou la réduction de la consommation d'énergie sur le site de ses clients, par l'utilisation de technologies efficaces et d'énergies renouvelables.

Le marché des services énergétiques comporte des spécificités importantes telles que la durée généralement pluri-annuelle des contrats, la mise à disposition de main d'œuvre sur le site du client ou la reprise de son personnel. Chaque offre est adaptée aux besoins spécifiques du client et aux caractéristiques du site. Elle fait souvent appel à des partenaires et sous-traitants. Le métier des services énergétiques s'appuie en outre sur des compétences diverses en matière d'ingénierie financière et sociale.

6.4.1.1.2 Le marché des services énergétiques

En France le marché potentiel des services énergétiques externalisables est estimé à 30 milliards d'euros par an (hors fourniture d'énergie) (source : Boston Consulting Group). Ce marché connaît un fort développement avec un taux de croissance de 10 % par an (source : Frost et Sullivan).

EDF estime que cette tendance devrait se poursuivre en raison du souci croissant de la part des clients industriels, tertiaires et collectivités locales d'optimiser leur consommation énergétique. Ce souci répond, d'une part, à une demande croissante d'économie et de performance de leurs installations et, d'autre part, à des contraintes réglementaires et législatives comme la directive européenne sur les services, la loi relative au secteur de l'énergie en France et la réglementation européenne sur les quotas de CO_2.

Les grands groupes énergéticiens internationaux concurrents du Groupe EDF développent également une activité de services au travers de filiales spécifiques. Ces principaux concurrents sont : Suez avec sa filiale Elyo et Gaz de France avec sa filiale Cofatech.

6.4.1.1.3 Intérêt stratégique des services énergétiques pour le Groupe EDF

Le développement de l'activité services énergétiques du Groupe lui permet :

- d'enrichir sa relation avec les clients en vue de les fidéliser, en leur proposant une solution énergétique globale ;
- de développer une activité nouvelle, en complément de son activité de vente d'énergie.

6.4.1.1.4 Dalkia

Leader sur le marché européen des services énergétiques, Dalkia a réalisé un chiffre d'affaires géré global de 6 107 millions d'euros en 2005 (périmère géré : 100 % du chiffre d'affaires de Dalkia et ses filiales) (source : Rapport annuel Dalkia 2005). Dalkia dispose d'une gamme complète de services, d'un excellent maillage commercial en France et d'une forte implantation en Europe.

Activités de Dalkia

Le métier de Dalkia repose sur la gestion optimisée des énergies. Dalkia a progressivement décliné une gamme d'activités autour de la gestion énergétique : réseaux de chaleur et de froid, services thermiques et multitechniques, utilités industrielles, installation et maintenance d'équipements de production, services intégrés de gestion globale de bâtiments et prestations électriques sur voie publique.

Dalkia promeut les énergies renouvelables et les énergies alternatives telles que la cogénération, la biomasse, la chaleur produite par l'incinération des déchets ménagers, la chaleur récupérée au cours des processus industriels ou l'énergie géothermique.

Détail de la participation d'EDF dans la holding de Dalkia

Au 31 décembre 2006, EDF détient une participation de 34 % du capital et des droits de vote de la société holding de Dalkia, constituée sous forme de société par actions simplifiée. Le groupe EDF détient cette participation depuis décembre 2000 après avoir réalisé des opérations incluant l'apport en nature de certaines de ses filiales de services énergétiques à Dalkia. Le solde du capital de Dalkia est détenu, à hauteur de 66 %, par Veolia Environnement, société admise aux négociations sur l'Eurolist d'Euronext et sur le NYSE. EDF détient 4 % du capital de Veolia Environnement au 31 décembre 2006.

Pacte d'associés

Le pacte d'associés conclu, le 4 décembre 2000, entre EDF et Veolia Environnement, modifié par un avenant en date du 19 avril 2005, contient une clause de changement de contrôle en vertu de laquelle chaque partenaire bénéficie du droit de racheter à l'autre, s'il venait à être contrôlé par un tiers concurrent, la totalité de sa participation dans Dalkia. Il confère également à chaque partie un droit de préemption en cas de cession des titres Dalkia à un tiers acquéreur.

6.4.1.2 Direction des participations et des activités nouvelles (« DP&AN »)

La Direction des Participations et des Activités Nouvelles (« DP&AN ») est en charge du développement des activités nouvelles d'EDF. Elle est ainsi responsable de deux programmes d'activités innovantes ou liées au développement durable (Business Innovation et Transports Electriques), ainsi que de la gestion des participations détenues par EDF dans des sociétés développant des activités nouvelles. Ces participations sont pour l'essentiel détenues par l'intermédiaire du holding EDEV. En outre, le holding EDEV détient, pour des raisons historiques, des participations au sein de sociétés exerçant dans les domaines d'activité traditionnels d'EDF (production et distribution d'électricité).

Dans le cadre de l'exercice de ses activités, la DP&AN s'est dotée d'un comité des engagements destiné à autoriser ou donner son avis sur des projets d'investissements entrant dans son champ de compétence.

6.4.1.2.1 Activités nouvelles

6.4.1.2.1.1 Energies Nouvelles

Le développement des énergies renouvelables est devenu une réalité en Europe et aux Etats-Unis : en 2006, 7 588 MW d'éolien ont été installés dans l'Union européenne (source : Ewea) et 2 454 MW d'éolien ont été installés aux Etats-Unis (source : Awea). La capacité cumulée installée dans ces deux zones atteint désormais les 60 000 MW d'éolien et plus de 70 000 MW dans le monde. Ce développement concerne aujourd'hui très largement l'éolien, la biomasse venant en deuxième et le solaire étant vu comme un relais de croissance futur qui s'amorce dès aujourd'hui. L'hydraulique est arrivée à saturation dans ces pays. Leader européen en matière d'énergies renouvelables grâce à l'hydraulique, le Groupe EDF a pour ambition de développer toutes les formes d'énergies renouvelables et en particulier la production éolienne. EDF entend aussi favoriser l'émergence de nouvelles technologies en lien avec la R&D et développer les capacités de production dans les filières « Eolien », « Hydraulique », « Solaire », « Biomasse », « Biocarburants » et « Géothermie ». Cette démarche s'inscrit dans le cadre de la politique de développement durable du Groupe (voir section 6.4.3.1 (« Les grandes étapes de la politique de développement durable du Groupe ») ci-dessous).

6.4.1.2.1.2 EDF Energies Nouvelles

Le développement d'EDF en matière d'énergies renouvelables est porté principalement par EDF Energies Nouvelles (anciennement SIIF-Energies).

Historique de la participation du Groupe EDF dans EDF Energies Nouvelles

En octobre 2000, EDF a pris une participation de 35 % au capital de SIIF-Energies, société créée en 1990 dans le but d'exploiter des centrales thermiques et hydroélectriques. En décembre 2002, EDF a porté sa participation à 50 % du capital de cette société.

EDF Energies Nouvelles a été introduite en bourse en novembre 2006. Le document de base d'introduction d'EDF Energies Nouvelles a été enregistré auprès de l'AMF le 22 septembre 2006 sous le numéro I.06-148 et la note d'opération a été visée par l'AMF sous le numéro 06-0404 le 13 novembre 2006. Ses actions ont été admises à la cotation sur l'Eurolist d'Euronext Paris S.A. le 28 novembre 2006. A l'issue de l'introduction en bourse, le capital d'EDF Energies Nouvelles est réparti de la façon suivante : 50 % détenu par EDF, 25,09 % détenu par le groupe Mouratoglou et 24,91 % dans le public (y compris salariés).

Afin d'organiser leurs relations à l'issue de l'introduction en bourse d'EDF Energies Nouvelles, le Groupe EDF et Pâris Mouratoglou ont conclu un pacte d'actionnaires ayant pour objet de définir le projet d'entreprise d'EDF Energies Nouvelles, de préciser la répartition des sièges au Conseil d'administration de la société, les règles de gouvernance ainsi que les engagements relatifs au transfert par Pâris Mouratoglou et SIIF Luxembourg (le « groupe Mouratoglou »), de tout ou partie de leurs titres EDF Energies Nouvelles. Les stipulations du pacte sont entrées en vigueur au jour de l'admission des actions EDF Energies Nouvelles aux négociations sur le marché Eurolist d'Euronext Paris.

Aux termes du pacte d'actionnaires et de la convention conclue en juillet 2006, le Groupe EDF dispose, sous certaines conditions, d'un droit de préférence en cas de transfert de tout ou partie de la participation du groupe Mouratoglou à un tiers identifié. En outre, dans l'hypothèse où la participation du groupe Mouratoglou dans EDF Energies Nouvelles deviendrait inférieure à 10 % du capital d'EDF Energies Nouvelles (à l'issue de l'introduction en bourse), le pacte prévoit que le groupe Mouratoglou pourrait imposer à EDF de lui racheter le solde de sa participation par le biais d'une option de vente envers EDF. Réciproquement, à défaut d'exercice par le groupe Mouratoglou de l'option de vente, le Groupe EDF pourra obliger le groupe Mouratoglou à lui céder le solde de sa participation dans EDF Energie Nouvelles par le biais d'une option d'achat envers le Groupe EDF. Enfin, M. Pâris Mouratoglou s'est engagé, aux termes du pacte d'actionnaire, à ne pas exercer d'activité concurrente à celle d'EDF Energies Nouvelles et ses filiales sur le territoire français ainsi que dans tous les pays où la société exerce ou exercera ses activités, directement ou indirectement par l'intermédiaire d'une filiale.

En raison de l'existence du pacte d'actionnaires, les groupes EDF et Mouratoglou ont déclaré, le 13 novembre 2006, à l'AMF agir de concert vis-à-vis d'EDF Energies Nouvelles.

Par ailleurs, le groupe Mouratoglou et le Groupe EDF ont conclu le 17 juillet 2006 une convention ayant pour objet de constater la réalisation de diverses cessions d'actions EDF Energies Nouvelles et d'arrêter certaines dispositions dans le cadre de l'opération d'introduction en bourse de la société. Cette convention intègre également les mécanismes d'options croisées repris par le pacte d'actionnaires. Cette convention a fait l'objet d'un avenant le 10 novembre 2006 afin, notamment, de refléter la division par 10 du nominal des actions d'EDF Energies Nouvelles décidée par l'Assemblée générale extraordinaire des actionnaires de cette société en date du 18 septembre 2006.

Aux termes de ces accords, des engagements financiers restent à la charge du Groupe EDF en raison de la cession par le groupe Mouratoglou à son profit d'actions EDF Energies Nouvelles concomitamment à la réalisation de l'introduction en bourse permettant au Groupe EDF de maintenir sa participation à 50 %. Le prix de cession étant lié à l'évolution future du cours de bourse d'EDF Energies Nouvelles, ces engagements donneront lieu à un règlement ultérieur. En outre, les actions EDF Energies Nouvelles cédées par le groupe Mouratoglou au profit du Groupe EDF préalablement à l'introduction en bourse, dans le cadre des accords conclus le 17 juillet 2006, pourront donner lieu au versement d'un ajustement de prix à la hausse ou à la baisse en fonction de l'évolution postérieure du cours des actions de la société (voir note 33 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2006).

Activités d'EDF Energies Nouvelles

EDF Energies Nouvelles exerce plusieurs activités :

- développement, construction et exploitation d'actifs de production d'électricité, principalement à partir d'énergies renouvelables ;
- vente à des tiers d'actifs de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables qu'elle a développés et construits ;
- exploitation et maintenance de parcs éoliens pour le compte de tiers et pour compte propre principalement aux Etats-Unis.

EDF Energies Nouvelles est présent en Europe dans les pays disposant d'un fort potentiel de développement des énergies renouvelables et particulièrement de l'éolien (France, Portugal, Grèce, Royaume-Uni et Italie) ainsi qu'aux Etats-Unis. EDF Energies Nouvelles est également présent en Belgique, Espagne, Allemagne et Bulgarie.

Le tableau suivant présente la capacité installée d'EDF Energies Nouvelles (toutes filières confondues) au 31 décembre 2006, par pays :

Capacité installée au 31 décembre 2006	Brute (1)	Nette (2)
France	162	120
Portugal	144	87
Grèce	75	74
Royaume-Uni	79	79
Etats-Unis	438	306
Autres	139	104
TOTAL	**1037**	**770**
Italie (3)	92	44

(1) Capacité totale des parcs dans lesquels EDF Energies Nouvelles est actionnaire.

(2) Capacité correspondant à la part du capital détenue par EDF Energies Nouvelles.

(3) Parcs développés par EDF Energies Nouvelles et détenus par les actionnaires du Groupe EDF Energies Nouvelles.

L'essentiel des projets en construction et en développement concerne la filière éolienne terrestre.

Outre l'éolien, EDF Energies Nouvelles est présent dans l'hydraulique (avec 128 MW bruts installés au 31 décembre 2006), la biomasse, avec 26 MW bruts installés au 31 décembre 2006 et le solaire photovoltaïque et thermique. EDF Energies Nouvelles exploite également, dans le cadre de ses activités historiques, des centrales thermiques et de cogénération (69,5 MW bruts installés au 31 décembre 2006).

Au cours de l'exercice 2006, les principaux projets éoliens mis en service ont été les projets suivants : Fenlands au Royaume-Uni (44 MW), Centro (40 MW) et Arga (36 MW) au Portugal ; Didimon (36 MW) Rovas (9 MW) et Profitis Ilas (30 MW) en Grèce ; aux Etats-Unis : Hawi (11 MW), enXco 5 repowering (9 MW) et Spearville (100,5 MW, construit pour compte de tiers), et en France : Lou Paou (14 MW) ainsi que Longue Epine, Freyssenet, Fécamp, St Martin des Besaces (total de 30,5 MW construit pour compte de tiers). EDF Energies Nouvelles a également mis en service au cours de l'exercice la deuxième partie (13 MW) de l'usine de biomasse Lucena en Espagne. Par ses activités de développement et de prospection, EDF Energies Nouvelles s'est constitué un portefeuille de projets de 10 000 MW en Europe et aux Etats-Unis (en construction, bénéficiant de toutes les autorisations requises ou en développement). Ces projets sont soumis à une démarche rigoureuse de sélection sous l'angle financier et de la gestion des risques :

- choix de pays où des modes de financements sans recours aux actionnaires peuvent être trouvés, et où un partenariat local efficace a été mis en place ;
- mesure de rentabilité des investissements.

En mars 2007, EDF Energies Nouvelles a annoncé la signature d'un protocole d'accord avec Alcofinance, société spécialisée dans la distribution d'éthanol. Il est prévu qu'à l'issue d'une augmentation de capital réservée de 23 millions d'euros, EDF Energies Nouvelles détienne 25% d'une société nouvellement créée rassemblant les activités de production et de distribution d'éthanol d'Alcofinance. EDF Energies Nouvelles pourra monter sa participation dans cette société à 50% dans les vingt-quatre mois.

EDF Energies Nouvelles employait 449 personnes au 31 décembre 2006.

6.4.1.2.1.3 L'énergie éolienne

L'éolienne ou aérogénérateur est un capteur de vent, dont la force actionne les pales d'un rotor couplé à une génératrice électrique. Pour 1 MW de puissance installée, la production annuelle moyenne peut varier de 2 à 4 GWh, selon la qualité du site et le type de machines. Le montant de l'investissement est d'environ 1,3-1,5 millions d'euros par MW.

La progression de l'éolien a été particulièrement soutenue depuis 1997 en Europe avec l'adoption du Protocole de Kyoto et le renforcement dans certains pays des mesures de soutien à la production d'électricité à partir d'énergie éolienne.

Outre ses atouts dans le domaine éolien au travers d'EDF Energies Nouvelles, le Groupe EDF dispose de compétences réparties dans différentes entités comme la Direction recherche et développement pour l'expertise et le suivi technique, la Direction Production — Ingénierie pour la gestion de projet, l'ingénierie et la maîtrise d'œuvre.

Enfin, les filiales EDF Energy, et principalement Edison disposent également de parcs éoliens en exploitation et de projets en développement.

L'ensemble industriel en exploitation au 31 décembre 2006 toutes filiales confondues s'élève à plus de 1 300 MW d'actifs détenus par des sociétés de projets dans lesquelles le Groupe a une participation majoritaire ou non (plus de 800 MW pour EDF Energies Nouvelles). Le Groupe compte atteindre, seul ou avec des partenaires, une puissance installée de l'ordre de 3 300 MW à l'horizon 2010. Les zones

géographiques prioritaires pour les développements futurs sont le Royaume-Uni et l'Italie, où existe un système de quota, la France, et enfin le reste de l'Europe et les Etats Unis, avec l'objectif de constituer des masses critiques par pays où les rentabilités sont les plus intéressantes.

6.4.1.2.1.4 L'énergie solaire

On distingue l'énergie solaire photovoltaïque (production d'électricité) de l'énergie solaire thermique (production de chaleur).

Les panneaux photovoltaïques ont été développés à l'origine pour les applications autonomes sans connexion aux réseaux électriques. Dans les dernières années, le marché du photovoltaïque, qui croît au rythme de 30 à 40 % par an, s'est surtout développé dans les applications raccordées aux réseaux sous l'impulsion des politiques en faveur des énergies renouvelables.

Le Groupe EDF contrôle 50 % du groupe Tenesol, conjointement avec TOTAL, qui fabrique et commercialise dans le monde des systèmes photovoltaïques.

Au Maroc, en Afrique du Sud et au Mali, EDF est présent dans des sociétés d'électrification rurale visant à équiper plus de 80 000 foyers en kit photovoltaïques.

Face aux 2 enjeux majeurs du photovoltaïque que sont le sourcing en silicium de qualité photovoltaïque et la baisse de son coût, EDF investit dans la recherche sur les technologies d'avenir : nouveaux procédés de purification du silicium et mise au point des cellules photovoltaïques correspondantes, nouveaux procédés de fabrication de modules photovoltaïques, projet R&D ambitieux pour le développement des technologies photovoltaïques de type « couches minces » (projet CISEL) (voir Chapitre 11 (« Recherche et développement, brevets et licences »)).

Enfin le Groupe EDF, au travers d'Eco-Alternative et d'Everbat, offre des solutions à partir d'énergies renouvelables à des clients privés et des clients de type collectivité locale. L'objectif est de se positionner sur le relais de croissance futur constitué par des offres intégrées résidentiel-tertiaire-collectivités locales à base de solaire photovoltaïque, solaire thermique et pompes à chaleurs.

6.4.1.2.1.5 L'énergie géothermique

La température des roches de l'écorce terrestre augmente avec la profondeur de la Terre : en moyenne, 3°C tous les 100 mètres. Dans certaines régions du globe, la chaleur terrestre vient jusqu'à la surface sous forme de sources chaudes, eau ou vapeur d'eau. L'eau chaude est exploitée directement sous forme de chaleur : chauffage central dans les habitations ou chauffage de serres. La vapeur d'eau extraite du sous-sol est utilisée dans la production d'électricité : comme dans une centrale thermique classique, elle actionne une turbine. Il est également possible d'utiliser les roches chaudes et sèches comme source d'énergie. Une circulation d'eau est entretenue entre deux puits forés dans le sol : l'eau versée dans l'un des puits se réchauffe au passage dans les roches sèches et ressort sous forme de vapeur (« enthalpie »).

Les ressources de haute température de la France sont situées dans les départements d'Outre-mer. Le Groupe EDF est présent dans cette activité notamment à travers sa participation dans la société Géothermie Bouillante (détenue à hauteur de 40 %) en Guadeloupe.

6.4.1.2.1.6 La biomasse

Les technologies à base de biomasse consistent principalement à brûler certains déchets, provenant notamment de l'industrie du bois ou de l'agro-industrie pour produire de la chaleur ou de l'électricité.

Ainsi, à côté de l'hydraulique, de l'éolien et de la géothermie, la biomasse peut également contribuer à l'objectif de développement des énergies renouvelables.

Par le biais de ses participations, notamment dans la société Dalkia, le Groupe EDF détient des parts en France et à l'étranger dans plusieurs dizaines de réseaux de chaleur et d'installations électrogènes de petite taille utilisant essentiellement le bois comme combustible.

EDF Energies Nouvelles possède une usine (Lucena) d'une capacité de 26 MW en Espagne, dont 13 MW de biomasse et 13 MW de cogénération et développe des projets en France et en Italie.

6.4.1.2.1.7 Autres technologies

En anticipation et prise de position sur des solutions technologiques nouvelles, le Groupe EDF consacre un effort de recherche et développement important sur des sujets porteurs de relais de croissance à moyen terme : hydrolien (turbines sous-marines exploitant l'énergie des courants marins, de la même façon que les éoliennes exploitent l'énergie des courants aérologiques) et gazéification de biomasse notamment, en plus des sujets déjà évoqués (photovoltaïque film mince, géothermie profonde).

6.4.1.2.2 Programmes d'activités

Le Programme Transports et Véhicules Electriques

A travers ce programme, EDF a pour objectif d'être le partenaire de référence des collectivités locales et des entreprises pour un développement durable en matière de « transports propres », tout en développant des activités rentables pour le Groupe ainsi que les ventes d'électricité.

Avec ce programme, EDF développe notamment de nouvelles technologies d'alimentation des transports (développement de batteries haute densité). Ce programme est mis en œuvre, avec l'appui de la R&D et en coopération avec la Direction Commerce, notamment au moyen de partenariats industriels avec les constructeurs de tramways et de trolleybus (alimentation sans caténaires), de bus et de véhicules particuliers (alimentation par batteries), et plus généralement avec les grands acteurs du domaine de la mobilité.

Le Programme Business Innovation

A travers ce programme, EDF a pour objectif de détecter les innovations et de les transformer en activités rentables pour le Groupe.

L'objectif est également pour EDF d'accélérer la mise sur le marché de ses nouvelles offres liées aux activités « Aval Compteur », créant de la valeur pour ses clients Particuliers et Entreprises. Le Programme Business Innovation contribue ainsi, à titre d'exemple, à l'émergence au sein du Groupe d'offres d'Energie Répartie pour les Particuliers, de Services d'Efficacité Energétique pour les Entreprises, et de Contrats de Performance Energétique pour les Collectivités locales. C'est également dans le cadre de ce programme que sont étudiées les initiatives des autres acteurs énergéticiens dans ces domaines à travers le monde, en particulier aux Etats-Unis.

6.4.1.2.3 Principales filiales et participations

6.4.1.2.3.1 Electricité de Strasbourg

Electricité de Strasbourg est une société anonyme, détenue à hauteur de 74,71 % par EDF dont les actions sont admises aux négociations sur l'Eurolist d'Euronext Paris. Le principal autre actionnaire de référence de cette société est Electricité de Laufenbourg, société suisse (13,8 %), le solde des actions étant détenu par le public.

Electricité de Strasbourg exerce les activités de distributeur d'électricité auprès de 376 communes bas-rhinoises avec 376 contrats de concession qui ont été renouvelés entre 1993 et 1999 pour une durée de 40 ans, desservant environ 80 % de la population du département du Bas-Rhin. Au titre de son activité de distribution d'électricité, Electricité de Strasbourg est soumise aux contraintes légales et opérationnelles liées à l'ouverture des marchés et a ainsi institué au 1er janvier 2004 un gestionnaire de réseaux de distribution indépendant au sein de l'entreprise intégrée.

Par ailleurs, aux termes de la loi relative au secteur de l'énergie, Electricité de Strasbourg sera tenue comme toutes les entreprises de plus de 100 000 clients, de procéder à une séparation juridique de ses activités de gestionnaire des réseaux et/ou de fourniture d'énergies.

Electricité de Strasbourg commercialise de l'électricité auprès d'environ 446 000 clients, dont près de 43 000 nouveaux sites éligibles au 1er juillet 2005, représentant environ 69 % de l'électricité vendue en Alsace. Electricité de Strasbourg a vendu 6,3 TWh en 2006.

Electricité de Strasbourg en tant que distributeur non nationalisé bénéficie de conditions d'achat spécifiques (alignées sur un tarif particulier, dit tarif de cession) pour sa clientèle régulée. En revanche, pour les autres clients, l'approvisionnement se réalise à des conditions relevant de la logique du marché de l'énergie (en opérant sur les marchés de gré à gré et sur Powernext), étant entendu que pour environ un tiers de ses besoins Electricité de Strasbourg a pu conclure des contrats à long terme d'accès à la production.

Le Conseil d'administration d'Electricité de Strasbourg a annoncé son intention de conforter son activité de commerce au travers, notamment, d'investissements dans l'accès à la production d'électricité pour un montant de l'ordre de 200 millions d'euros, au cours des cinq prochaines années.

6.4.1.2.3.2 Groupe TIRU

Le Groupe TIRU (Traitement Industriel des Résidus Urbains) est un des tout premiers opérateurs européens spécialisés dans le traitement des déchets urbains (centres de tri) et leur valorisation énergétique (usines d'incinération). TIRU a été créée en 1922 comme Régisseur de la Ville de Paris pour être l'unique exploitant de ses usines d'incinération. TIRU est devenue un service d'EDF en 1946 car les usines d'incinération produisaient de l'électricité : elle a été filialisée fin 1985. EDF est l'actionnaire majoritaire du Groupe TIRU (51 %). Les autres actionnaires sont Suez (25 %) et Veolia Environnement (24 %).

Groupe TIRU a traité environ 2 800 000 tonnes de déchets pour plus de 10 millions d'habitants et a vendu 3 218 GWh d'électricité et de vapeur en 2006.

Groupe TIRU est l'un des principaux acteurs du traitement des déchets en France et il déploie également son activité à l'international, occupant le troisième rang des opérateurs européens sur le secteur de la valorisation énergétique des déchets ménagers. Par cet aspect, Groupe TIRU est une des sociétés du Groupe EDF impliquée dans le développement de la filière énergie renouvelable.

6.4.1.2.3.3 A.S.A. Abfall Service AG (« ASA »)

Le Groupe EDF a cédé, le 8 mars 2006, pour un montant de 223,6 millions d'euros au groupe espagnol Fomento de Construcciones y Contratas S.A. 100 % des parts qu'il possédait dans ASA, société autrichienne de gestion (collecte, traitement et mise en décharge…) des déchets ménagers, industriels, commerciaux et municipaux en Europe Centrale et Orientale.

6.4.1.2.3.4 EDF Capital Investissement

EDF a cédé, le 24 novembre 2006, sa filiale EDF-CI à deux fonds d'investissement représentés par le groupe ARCIS, société indépendante créée en 1993 qui conseille des fonds spécialisés dans le marché secondaire du capital-investissement.

En procédant à cette cession, le Groupe EDF poursuit la mise en œuvre de son projet industriel de recentrage sur ses activités cœur de métier en Europe.

6.4.1.2.3.5 Autres sociétés

Enfin, outre des participations au sein d'ELD (SMEG, Enercal, Electricité de Mayotte, EDSB), EDEV détient des filiales et participations à vocation industrielle. Ces sociétés contribuent, dans leur domaine d'activités spécifiques — production, combustible, ingénierie — aux missions du Groupe, et plus particulièrement de la Direction Production-Ingénierie : assurer la performance à court et moyen termes du portefeuille d'actifs de production d'EDF en France. Ces sociétés sont les suivantes :

- COFIVA, holding du Groupe EDF spécialisée dans l'ingénierie ;
- SAE, spécialisée dans les opérations de transport et de négoce de combustible pour le compte du Groupe EDF ;
- SOCODEI, spécialisée dans le traitement des déchets faiblement radioactifs ;
- SOPROLIF, qui exploite la chaudière de la centrale à lit fluidisé circulant (« LFC ») de Gardanne.

6.4.2 Activités Gaz

Dans le cadre de sa stratégie, le Groupe entend développer une activité gazière au niveau européen, afin de tirer parti des opportunités liées à l'ouverture des marchés du gaz en Europe, et plus particulièrement en France, et de conforter l'approvisionnement de ses moyens de production fonctionnant à partir du gaz.

En particulier, le Groupe a pour objectif d'exploiter les activités gazières de ses filiales et participations pour ses projets de production d'électricité à partir du gaz en Europe et pour proposer à ses clients, y compris en France, une offre duale combinant le gaz et l'électricité.

6.4.2.1 Contrôle réglementaire du marché européen du gaz

Le contexte réglementaire du marché du gaz fait l'objet de développements spécifiques à la section 6.5.2 (« Législation relative au marché du gaz »).

6.4.2.2 Orientations du Groupe EDF dans le domaine du gaz

Le Groupe EDF est présent dans le domaine du gaz principalement au travers de EDF Energy (Royaume-Uni), EnBW (Allemagne), Edison (Italie) et EDF (France) (voir sections 6.3.1.1 (« EDF Energy »), 6.3.1.2 (« Allemagne — EnBW »), 6.3.1.3.1 (« Edison »). En 2006, l'activité gaz du Groupe a porté sur un total d'environ 290 TWh[29], ce qui le place parmi les acteurs significatifs du marché gazier européen en termes de volumes manipulés.

Le Groupe a pour objectif de continuer à développer ses activités gazières en France et en Europe. Ainsi, le Groupe souhaite constituer un acteur de taille européenne sur le marché du gaz en tirant partie de son accès au marché des consommateurs finals dans le domaine de l'électricité et de ses besoins de production d'électricité à partir du gaz dans certains pays, pour accroître sa capacité de négociation vis-à-vis des grands fournisseurs.

En France, le Groupe poursuit une stratégie commerciale différenciée selon le segment de marché :

- le marché des Particuliers : la présence d'EDF sur le double marché de la commercialisation de l'électricité et du gaz auprès des clients particuliers éligibles, dès 2007, est un enjeu important, en raison de fortes attentes des clients en matière d'offres duales et du potentiel de fidélisation associé ;
- le marché des Professionnels : la cible est étroite, très dispersée, et la structure de coûts ne permet pas à EDF de se focaliser exclusivement sur ce marché ; néanmoins, EDF y est présent car ce marché préfigure le futur marché éligible des particuliers ;
- le marché des Entreprises : il s'agit d'un marché très concurrentiel dans lequel les clients sont relativement moins sensibles aux offres duales ; EDF s'y présente donc comme un fournisseur d'électricité en mesure de proposer également une offre gaz afin de s'assurer des débouchés gaz importants.

Le développement des ventes de gaz en France a débuté en 2005 pour atteindre 9,3 TWh en 2006. Au 31 décembre 2006, environ 40 000 sites de clients professionnels jusqu'aux clients grands comptes, ont choisi EDF comme fournisseur de gaz.

Au travers d'EDF Belgium, EDF a procédé à ses premières ventes de gaz naturel en 2006 en Belgique. Aux Pays-Bas, EDF développe une centrale à cycle combiné au gaz naturel avec la société Delta.

Afin d'accompagner le développement de ses activités gazières, EDF entend sécuriser ses approvisionnements par la poursuite de la constitution d'un portefeuille diversifié, sûr et flexible de contrats d'achats et par la maîtrise de capacités dans les infrastructures logistiques (moyens de transport et d'acheminement par gazoduc ou par gaz naturel liquéfié « GNL » – et stockages).

Ces orientations visent à permettre une meilleure gestion par le Groupe de ses contrats d'approvisionnement et de ses engagements de fourniture (y compris la négociation d'achats de gaz en dehors des marchés organisés). Aujourd'hui, EDF tire parti des différentes positions des entités du Groupe. A moyen terme, l'objectif est de renforcer la présence du Groupe sur quatre types d'actifs *midstream* :

- les capacités d'importation en provenance des zones de fourniture actuelles et futures (Russie, Mer du Nord, Afrique du Nord et Caspienne) ;
- un ou plusieurs points d'entrée GNL (terminaux et transport maritime associé par navires méthaniers) ;
- des capacités de transport reliant entre elles les différentes positions du Groupe ; et
- des capacités de stockage à proximité des marchés du Groupe.

Enfin, pour la sécurisation de ses approvisionnements en gaz, le Groupe envisage des investissements plus en amont dans la production de gaz (upstream) permettant un accès direct aux réserves gaz, étant entendu qu'à ce jour, l'exploration pure n'est pas un objectif du Groupe.

Le Groupe a développé au sein de la Direction Gaz les compétences nécessaires en matière d'approvisionnement et de logistique permettant à EDF de mettre en place un portefeuille de contrats d'achat diversifié, sécurisé et flexible. Par ailleurs, le Président du Groupe a confié à Umberto Quadrino, administrateur délégué d'Edison, la responsabilité d'animer, en coordination avec la Direction Gaz, un comité ayant pour rôle l'examen des projets de développement des actifs gaziers et dénommé « comité des actifs gaziers ».

6.4.2.3 La sécurisation des approvisionnements gaziers

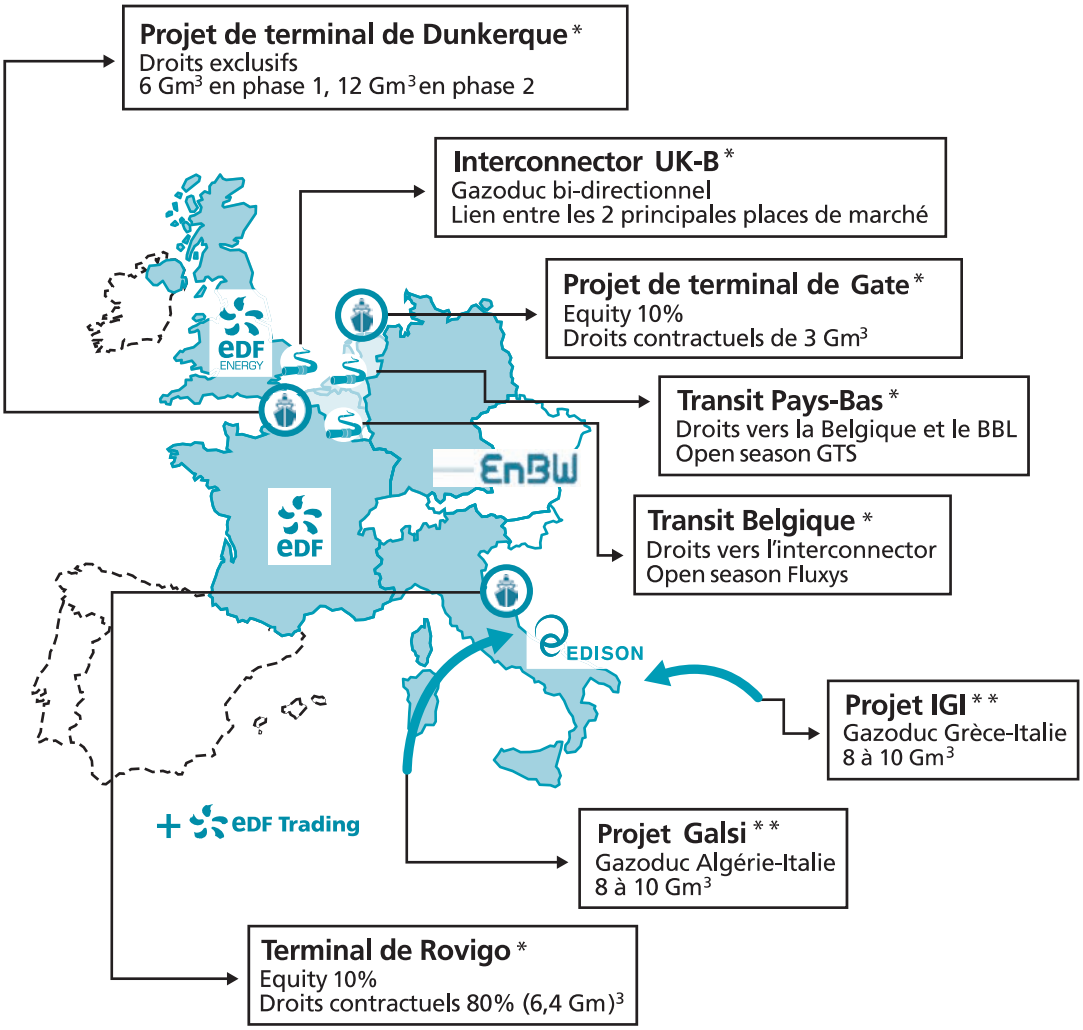
EDF a recours à un portefeuille d'approvisionnement conjuguant contrats moyen/long terme (tels que des contrats avec Statoil, Eni ou Gaz de France) et achats à plus court terme, notamment réalisés dans le cadre de programmes dit de « Gas release » (mise à disposition de gaz imposée aux acteurs historiques). En complément, le Groupe s'appuie sur EDF Trading pour intervenir sur les marchés de gros et pour couvrir les risques.

En 2006, EDF a remporté un appel à projets restreint organisé par le Port Autonome de Dunkerque en vue de réaliser, en exclusivité et pour une durée de trois ans, les études de faisabilité de la construction d'un terminal méthanier sur le site du port. Si celles-ci s'avèrent concluantes, la mise en service du terminal, dont la réalisation et l'exploitation seront conduites par EDF, devrait intervenir en 2012. La capacité initiale de l'ouvrage sera d'au moins 6 milliards de m^3 par an en phase 1 et d'au moins 12 milliards de m^3 par an en phase 2. Un protocole d'accord a été signé entre le Port Autonome de Dunkerque et EDF visant à décrire le cadre général des conditions de mise à disposition du site d'une part, et de coopération entre les parties d'autre part.

[29] Ventes et autoconsommations dans des centrales de production d'électricité et/ou de chaleur des sociétés EDF Energy, EnBW, Edison, EDF et BERt (Hongrie) prises à 100 %, c'est-à-dire non corrigées du pourcentage de participation (y compris minoritaires). L'activité gaz d'EDF-Trading n'est pas considérée dans ces chiffres, ni les ventes du gaz produit par Edison hors d'Italie.

EDF a signé par ailleurs, le 3 octobre 2006, des accords préliminaires avec les groupes néerlandais Gasunie (exploitant du réseau de transport de gaz néerlandais) et Vopak (stockage de produits chimiques et pétro-gaziers). Le premier porte sur l'acquisition par EDF de 10% du capital du projet de terminal méthanier de Gate à Rotterdam et le second sur la réservation de droits d'utilisation de ce terminal à hauteur de 3 milliards de m³ par an. Auparavant, EDF avait confirmé la réservation de capacités de long terme de transit de gaz naturel pour près de 3 milliards de m³ à travers les Pays-Bas et la Belgique respectivement auprès de GTS, filiale de Gasunie, et de Fluxys, filiale de Suez.

Par ces engagements, EDF met en œuvre sa stratégie et se dote d'un ensemble cohérent de positions dans les infrastructures gazières pour l'alimentation en gaz naturel de l'ensemble du Groupe en France et en Europe du Nord, notamment pour ses filiales au Royaume-Uni en Allemagne et au Benelux. Cet ensemble est complémentaire avec celui en cours de développement en Europe du Sud via Edison (terminal méthanier de Rovigo et gazoducs Galsi et IGI).



* Droits détenus par EDF SA ou ses filiales
** Capacité totale du projet

6.4.3 Politique de développement durable & Service public

Fort d'une culture historique de service public et d'une prise en compte ancienne des problèmes environnementaux, le Groupe EDF s'est engagé très tôt dans le développement durable avant d'en faire un de ses axes stratégiques.

Cet engagement s'est ancré et en permanence enrichi. Axé sur les grands enjeux du Groupe et mis en œuvre dans ses choix et ses actions au quotidien, il s'appuie sur une organisation interne en réseau et des principes de gouvernance fondés sur le dialogue et la transparence.

6.4.3.1 Les grandes étapes de la politique de développement durable du Groupe

En 2001, après une concertation avec le personnel, les syndicats et un panel de personnalités extérieures, le Groupe s'engageait de manière plus forte dans une démarche de développement durable à travers un « Agenda 21 ». Les principes de l'Agenda 21 (Agenda pour le 21ème siècle) ont été adoptés lors de la conférence des Nations Unies à Rio de Janeiro en 1992 et ont été adaptés aux enjeux du Groupe. En parallèle de l'Agenda 21, le Groupe souscrivait en 2001 au grand corpus d'engagements internationaux pour les entreprises, le Pacte mondial (Global Compact) initiée par les Nations-Unies.

En 2003, la démarche éthique est adoptée. Celle-ci formalise l'engagement du Groupe à respecter les cinq valeurs de l'entreprise : respect de la personne, respect de l'environnement, performance, solidarité et intégrité. Ces cinq valeurs de service public et de développement durable sont affichées et diffusées, notamment sur les sites internet du Groupe, dans une charte éthique dont les *Principes d'action collective et le Mémento éthique* individuel précisent les conditions d'application.

La démarche éthique du Groupe est le cadre de référence des engagements éthiques des sociétés filiales et des codes de conduite liés à certains domaines ou métiers. Elle sert également de référence aux processus fondamentaux comme le recrutement (référentiel d'embauche), la formation (sensibilisation des salariés) et l'évaluation des performances.

En 2005, plusieurs accords viennent consolider et approfondir cet engagement :

- signature de l'accord RSE (accord sur la Responsabilité Sociale d'Entreprise) du Groupe avec les représentants du personnel, accord qui met le développement durable dans le dialogue social (voir section 17.6.3 (« Dialogue social et représentation du personnel Groupe ») ci-dessous pour une description de cet accord) ;
- signature en France du Contrat de Service Public avec l'Etat ;
- signature d'une nouvelle politique environnementale.

En 2006, cette démarche est poursuivie à travers, par exemple, la signature d'une politique biodiversité (politique fille de la politique environnementale), la signature de la charte de la diversité, un nouvel accord triennal sur le handicap, un accord en France autour de la solidarité dans les quartiers sensibles et un accord sur la sous-traitance socialement responsable (signé avec les représentants du personnel dans la suite de l'accord RSE).

6.4.3.2 Les grands axes de la politique developpement durable

La politique s'articule autour de trois axes majeurs : la transparence et le dialogue, la contribution aux grands enjeux globaux et l'intégration du développement durable à l'ensemble des activités du Groupe.

6.4.3.2.1 La transparence et le dialogue

Le Groupe s'est entouré d'un panel réunissant des personnalités extérieures et indépendantes : le *Sustainable Development Panel (SD Panel)*. Ce panel, présidé par une personnalité extérieure au Groupe, a un rôle de conseil sur les orientations du Groupe et fournit une appréciation critique de la manière dont le Groupe met en œuvre et rend compte de son engagement en matière de développement durable. Il se réunit en moyenne deux fois par an et les comptes-rendus de ses réunions sont disponibles sur le site Internet du Groupe (www.edf.com).

D'autres conseils composés d'acteurs externes (Conseil de l'environnement, Conseil scientifique) apportent leur éclairage au Groupe sur un certain nombre de ses politiques. Par ailleurs, des structures de dialogue ainsi que des dialogues réguliers sont instaurés avec les principales parties prenantes du Groupe (personnel, consommateurs, collectivités, fournisseurs, actionnaires, etc,...). De même des instances de dialogue thématiques existent (ex : Comité national avifaune).

Le Groupe rend compte chaque année à travers un rapport dédié des résultats (y compris les voies d'amélioration) acquis en matière de développement durable.

6.4.3.2.2 Contribution aux grands enjeux globaux

En tant qu'énergéticien, le Groupe EDF entend contribuer aux trois grands enjeux globaux :

6.4.3.2.2.1 Lutte contre le changement climatique

La lutte contre le changement climatique représente un défi environnemental majeur. EDF est d'ores et déjà un faible contributeur aux émissions de gaz à effet de serre de par la nature de son parc de production électrique à 95 % non émetteur de CO_2 en France et à environ 78 % non émetteur de CO_2 dans le monde, alors que le secteur électrique représente à l'échelle mondiale environ 23 % des émissions de gaz à effet de serre (GES). L'ambition du Groupe est de rester le moins émetteur de GES parmi les 7 grands électriciens européens. Pour ce faire, le Groupe développe une politique axée sur le développement des énergies non carbonées, le développement des énergies nouvelles et renouvelables, que cela soit comme moyen de production centralisée ou semi-centralisée (programme éolien de 3 300 MW prévus à l'horizon 2010) ou bien décentralisée (intégrée au bâtiment notamment), la construction d'un projet hydroélectrique d'une puissance de 1 070 MW (Nam Theun 2 au Laos) (voir section 6.3.3.2.2.2 (« Laos »)), et le maintien d'un mix énergétique de production équilibré, auquel répond le lancement d'un nouveau réacteur nucléaire (type EPR) de 1 600 MW à Flamanville (voir section 6.2.1.1.3.5 (« Préparation de l'avenir du parc nucléaire »)).

Les offres commerciales du Groupe sont résolument tournées vers les économies d'énergie et l'efficacité énergétique, notamment en France en profitant de l'opportunité du dispositif Certificats d'économie d'énergie (CEE). EDF participe également activement tant aux négociations internationales sur le changement climatique qu'à la mise en œuvre des mécanismes du protocole de Kyoto (quotas d'émissions, mécanismes de flexibilité).

Enfin, EDF, dont l'activité est influencée par le changement climatique, mène des travaux de recherche pour analyser en profondeur les conséquences de celui-ci et a d'ores et déjà défini des plans d'adaptation (plan aléas climatiques).

6.4.3.2.2.2 Accès à l'énergie

L'accès à l'énergie est une des bases du développement. Or, une part importante de la population mondiale n'a pas accès à l'énergie notamment en zone rurale. Par ailleurs, la montée de la précarité dans les pays développés vient poser la question du maintien de l'accès à l'électricité. Le Groupe EDF œuvre sur les deux terrains à travers :

- des efforts significatifs, en partenariat avec les acteurs sociaux, pour assurer le maintien à l'énergie des clients en situation de précarité dans les lieux où le Groupe est distributeur ;
- un programme d'accès à l'électricité dans les zones rurales (plus de 258 000 personnes en 2006 du Programme d'accès à l'énergie).

6.4.3.2.2.3 Préservation de la biodiversité

La préservation de la biodiversité est aujourd'hui considérée comme le 2ème enjeu environnemental majeur, d'égale importance avec le changement climatique.

Le caractère très transverse de cette thématique a conduit à l'établissement d'une politique biodiversité spécifique, « politique-fille » de la politique environnementale du Groupe. Cette politique, signée en mai 2006, est mise en œuvre dans le cadre du système de management environnemental du Groupe. Sur les thématiques en lien avec les activités du Groupe EDF (l'eau et la biodiversité aquatique au travers notamment de la production thermique et hydraulique, ainsi que la faune et la flore terrestres impactées par les ouvrages de transport et de distribution), elle structure l'action d'EDF autour de trois axes :

- connaissance des milieux, évaluation des impacts et reporting ;
- préservation, protection et restauration des milieux ;
- programmes d'information, de sensibilisation et de suivi.

Un premier bilan de sa mise en œuvre sera effectué mi-2007.

6.4.3.2.3 Intégration du développement durable à l'ensemble des activités du Groupe

Au-delà de la contribution à ces enjeux majeurs, l'engagement d'EDF vise à intégrer le développement durable à l'ensemble de ses activités, projets et actions. Cela se traduit notamment par :

- une politique sociale active (accord égalité professionnelle, accord handicap, formation du personnel, signature de la charte de la diversité, etc,...). En 2006, EDF a obtenu la labellisation de centres d'appels téléphoniques en France (label responsabilité sociale pour les centres de relation client créé par les associations professionnelles du secteur en concertation avec les syndicats) ;
- le respect des droits de l'homme (inscription forte dans l'accord RSE, soutien à l'initiative de création d'un BLIHR francophone (Business Leaders Initiative for Human Rights), politique santé-sécurité, accord handicap, politique solidarité, etc,...) ;
- une politique d'achat attentive à ces enjeux et prévoyant notamment un engagement développement durable des fournisseurs (charte des fournisseurs, accord de sous-traitance socialement responsable signé en 2006) et un travail avec les fournisseurs pour analyser la mise en œuvre et les difficultés éventuellement rencontrées ;
- l'analyse de l'intégration du développement durable aux divers projets de toute nature portés par le groupe. Un exemple d'intégration globale est l'aménagement du barrage de Nam Theun au Laos (voir section 6.3.3.2.2.2 (« Laos »)) ;
- la politique environnementale du Groupe EDF, actualisée en 2005 ;
- une approche partenariale avec les territoires et des actions partagées en faveur de leur développement durable (dialogue avec les parties prenantes locales, intégration des réseaux dans le paysage, outils pour l'intégration du développement durable et de la lutte contre le changement climatique au niveau des territoires, projet quartiers durables, accord avec la DIV (Délégation Interministérielle à la Ville) sur la politique de la ville, participation à des expérimentations de projets d'écologie territoriale, etc,...) ;
- des partenariats multiples parmi lesquels on peut citer l'engagement du Groupe EDF aux côtés de la Fondation Nicolas Hulot pour la protection de l'environnement.

6.4.3.3 L'organisation et les modalités de mise en œuvre de la politique de développement durable

Organisation

Pour assurer la mise en œuvre de la politique de développement durable, le Groupe s'appuie sur une Direction Développement Durable (« DDD ») qui anime un réseau de correspondants dans chaque entité du Groupe, réseau ayant lui-même ses correspondants au niveau des unités de terrain. Parallèlement, une agence Développement durable, présidée par la Directrice du Développement Durable du Groupe se tient mensuellement pour favoriser le partage des meilleures pratiques, la réalisation d'analyses et l'échange d'informations.

En 2002, le Groupe EDF obtenait la certification ISO 14001 de son système de management environnemental comprenant EDF et ses filiales françaises et étrangères. Cette certification a été reconduite en 2005.

Sensibilisation, encouragement des initiatives

Parce qu'une politique de développement durable n'a de sens que partagée par le personnel, EDF a mis un accent fort sur la sensibilisation directe de son personnel dans une première étape (45 000 salariés sensibilisés en France en 2002/2003). Dans un second temps c'est une démarche visant à mobiliser autour d'initiatives innovantes qui a été mise en œuvre (organisation de trophées du développement durable pour encourager, faire émerger et promouvoir des initiatives innovantes de la part des salariés du Groupe - 2ème édition lancée en décembre 2006).

Intégration du développement durable dans les processus et le management

L'intégration du développement durable dans l'ensemble des projets (investissements, offres commerciales, etc,...) du Groupe est un des axes forts de sa stratégie. Pour faciliter cette analyse, un outil de cri-

blage des projets évalués au regard de critères de développement durable a été élaboré sur la base d'une approche développée par différentes entités et mis à la disposition du Groupe. Les projets présentés au Comité des engagements du Groupe sont systématiquement criblés par rapport au développement durable.

Par ailleurs, le développement durable est intégré, depuis 2005, au système managérial, dans les critères d'intéressement des salariés, par la prise en compte de l'atteinte des objectifs environnementaux.

Reporting

Le rapport Développement Durable s'appuie notamment sur des indicateurs de reporting développement durable. Pour rendre possible les analyses comparatives, ces indicateurs ont été définis sur la base des critères établis par le *Global Reporting Initiative* (« GRI »), une association affiliée au Programme des Nations Unies pour l'Environnement qui a pour but de développer et de diffuser des méthodes de reporting en matière de développement durable.

Depuis 2005, la Direction du Développement Durable s'est engagée dans une démarche continue de fiabilisation de son reporting, notamment par :

- la mise en application des prescriptions de la Directive européenne concernant la prise en compte des aspects environnementaux dans les comptes individuels et consolidés des entreprises ;
- la mise en œuvre chaque année d'une démarche de vérification du processus de remontée des informations environnementales et sociales par les commissaires aux comptes.

6.4.3.4 Service public

Définition légale du service public en France

Les principes fondamentaux du service public (mutabilité, continuité et égalité d'accès) ont été développés dans la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public d'électricité qui s'applique à tous les opérateurs du service public de l'électricité (voir section 6.5.1.2 (« Législation française ») ci-dessous pour une description de cette réglementation).

Le contrat de service public

Un contrat de service public entre l'Etat et EDF a été conclu le 24 octobre 2005 de façon pérenne, la Loi du 9 août 2004 ne fixant pas de durée au contrat mais imposant simplement qu'un bilan d'exécution triennal soit présenté au Parlement. Il décline le niveau des engagements pris par EDF sur la période 2005-2007 et précise les modalités de compensation financière des engagements de service public (à savoir le tarif intégré, la CSPE ou le TURP). Au-delà de cette période, les adaptations apportées au contrat prendront en compte le bilan triennal de sa mise en œuvre, prévu par la Loi du 9 août 2004, et les évolutions éventuelles du contexte législatif et réglementaire. Le contrat prévoit à cet égard qu'en cas de difficultés particulières quant à la mise en œuvre des mesures de compensation des coûts entraînés par l'exécution du contrat, l'Etat et EDF conviennent de se rencontrer au plus tôt pour renégocier l'équilibre du financement des missions de service public confiées à EDF.

Objet du contrat de service public

Ce contrat a pour objet de constituer le cadre de référence du service public de l'électricité dans le cadre du changement de statut de l'entreprise et de l'ouverture de son capital. Il constitue en conséquence la garantie du service public dans le cadre de l'ouverture des marchés de l'électricité dont EDF est un des acteurs, en particulier en France.

Evolution pluriannuelle des tarifs de vente de l'électricité

Conformément à l'article 1er de la Loi du 9 août 2004, l'un des engagements du contrat de service public porte sur l'évolution pluriannuelle des tarifs de vente de l'électricité. En application de l'article 4 de la loi du 10 février 2000, les tarifs de vente aux clients non éligibles et éligibles n'ayant pas fait valoir leur éligibilité restent réglementés. Dans cet article, il est précisé que ces tarifs doivent couvrir « l'ensemble des coûts supportés [...] par EDF et par les distributeurs non nationalisés ».

Dans le cadre de ces dispositions, l'Etat et EDF s'accordent sur la nécessité de faire évoluer progressivement les tarifs de vente intégrés afin que la structure générale des tarifs de vente et la structure propre à certaines options tarifaires reflètent la structure des coûts.

Les tarifs réglementés ont augmenté de 1,7 % à compter du 15 août 2006. Cette évolution s'applique aux clients particuliers ainsi qu'aux entreprises qui ont choisi, dans le cadre de l'ouverture des marchés, de rester facturées au tarif réglementé. Cette augmentation est conforme au Contrat de service public (voir section 6.4.3.4 (« Service public »)), signé entre EDF et l'Etat le 24 octobre 2005 qui garantit que la hausse des tarifs de vente de l'électricité pour les particuliers ne sera pas supérieure à l'inflation les 5 premières années.

Engagements d'EDF (hors gestionnaires de réseau)

Les engagements incombant à EDF en matière de service public concernent :

- L'accès au service public de l'électricité et la fourniture d'électricité aux clients non-éligibles. Il s'agit notamment des engagements relatifs :
  - à la fourniture d'électricité aux clients non éligibles et à la maîtrise de la demande d'énergie. Ces deux missions sont couvertes par le tarif intégré ;
  - à la cohésion sociale. Les conditions de compensation des coûts liés à cette mission par la CSPE et le tarif intégré sont précisées par la loi du 10 février 2000 ;
  - à l'accès au service public. Ces actions sont couvertes par le tarif intégré ainsi que par le TURP.
- La production et la commercialisation. Ces domaines comprennent :
  - la mise en œuvre de la politique énergétique (participation à l'élaboration de la programmation pluriannuelle des investissements et contribution à ses objectifs, maîtrise de la demande d'énergie, certificats d'économies d'énergie, etc,...) ;
  - le maintien d'une production électrique sûre et respectueuse de l'environnement.

EDF dégagera les ressources nécessaires à ces deux missions dans les recettes générées soit par le tarif intégré, soit par les prix de vente de l'électricité pour l'électricité vendue à des clients ayant exercé leur éligibilité ou sur les marchés.

- La contribution à la sûreté du système électrique. EDF s'engage à ce titre à conclure différents contrats avec RTE-EDF Transport relatifs notamment à l'optimisation des interventions sur les ouvrages de production et à la disponibilité des moyens nécessaires à l'équilibre du réseau.

Engagements des gestionnaires de réseau
Au travers du contrat de service public, les gestionnaires de réseau EDF Réseau de Distribution et RTE-EDF Transport ont pris des engagements concernant la gestion des réseaux publics et la sûreté du système électrique. Le financement de ces engagements est assuré par le tarif d'utilisation des réseaux.

Ces engagements concernent en particulier la sécurisation des réseaux, la qualité d'alimentation, la sécurité des tiers et la préservation de l'environnement, quatre domaines où les attentes identifiées des clients et des collectivités locales sont particulièrement fortes.

En particulier, l'Etat estime que RTE-EDF Transport consacrera à la politique de sécurisation de l'ordre de 100 millions d'euros par an.

Afin de mettre en oeuvre ces programmes de sécurisation et les actions en faveur de la sécurité et de l'environnement, EDF s'engage à accroître ses investissements bruts de distribution d'au moins 6 % en 2006 et 6 % en 2007.

La CRE a retenu dans sa proposition tarifaire approuvée en date du 23 septembre 2005 par les pouvoirs publics, une hypothèse de stabilité des investissements.

Suivi du Contrat de Service public
Le contrat de service public conclu entre l'Etat et EDF en 2005 fait l'objet d'un suivi annuel par les parties et d'un rapport triennal transmis au Parlement. Le comité de suivi s'est réuni pour la première fois en juin 2006 afin d'examiner le bilan 2005 des engagements pris par EDF et l'Etat. A l'automne 2006, ce bilan a été présenté aux organes de gouvernance du groupe EDF (en comité stratégique du Conseil d'Administration pour EDF, et Conseil de Surveillance pour RTE-EDF Transport). Les résultats de ce premier bilan sont positifs : ils sont conformes aux objectifs chiffrés ainsi qu'aux engagements qualitatifs d'EDF, et garantissent le niveau de service public attendu en terme de gestion des réseaux de distribution et transport, de cohésion sociale et territoriale et de contribution à la politique énergétique nationale.

6.5 - ENVIRONNEMENT LÉGISLATIF ET RÉGLEMENTAIRE

Les entités du Groupe EDF sont soumises à une grande diversité de réglementations dans le cadre de leur activité. EDF est en particulier soumise à la législation européenne applicable aux marchés de l'électricité et du gaz, qui a été transposée en droit français. EDF est également soumise, notamment, à la réglementation relative aux concessions de distribution d'électricité et aux réglementations applicables en matière d'environnement, de nucléaire et de sécurité.

Les dispositions législatives ou réglementaires mentionnées ci-dessous n'ont pas pour vocation de fournir une description exhaustive de l'ensemble des dispositions législatives et réglementaires applicables au Groupe EDF.

6.5.1 Législation relative au marché de l'électricité

6.5.1.1 Législation européenne

C'est la directive 96/92/CE du Parlement européen et du Conseil en date du 19 décembre 1996 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité qui a constitué le point de départ de l'ouverture du marché de l'électricité à la concurrence.

Cette directive, qui posait notamment le principe de l'éligibilité des plus gros clients industriels, a été abrogée par la directive 2003/54/CE du 26 juin 2003 qui établit des règles communes concernant la production, le transport, la distribution et la fourniture d'électricité et dont est aujourd'hui issue la réglementation du marché de l'électricité en France.

Cette directive définit les modalités d'organisation et de fonctionnement du secteur de l'électricité, les règles d'accès au marché, les critères et les procédures applicables aux appels d'offres et à l'octroi des autorisations ainsi que les modalités d'exploitation des réseaux publics de transport et de distribution.

Les dispositions de la directive 2003/54/CE ont été transposées en droit interne par la loi n° 2004-803 du 9 août 2004 et par la loi n° 2006-137 du 7 décembre 2006 relative au secteur de l'énergie.

Ouverture du marché

La directive de juin 2003 prévoit un calendrier d'ouverture du marché de l'électricité à la concurrence. Tous les clients non résidentiels (c'est-à-dire les personnes physiques ou morales achetant de l'électricité non destinée à leur usage domestique, cette définition englobant les producteurs et les clients grossistes) sont devenus des clients éligibles le 1er juillet 2004 et par la loi n° 2006-137 du 7 décembre 2006 relative au secteur de l'énergie.

A partir du 1er juillet 2007, l'ensemble des clients, y compris les clients résidentiels seront éligibles.

Enquêtes relatives au secteur de l'énergie

La Commission européenne a annoncé, par une communication en date du 13 juin 2005, une enquête sectorielle sur le fondement de l'article 17 du Règlement n° 1/2003 CE afin d'identifier les éventuelles distorsions de concurrence et dysfonctionnements de type comportemental ou structurel sur les marchés du gaz et de l'électricité. Cette enquête s'est ajoutée aux mesures de surveillance prises par la Commission concernant l'application de la législation communautaire en matière d'énergie et à un rapport détaillé sur l'état d'avancement de la création du marché intérieur du gaz et de l'électricité en date du 15 novembre 2005.

L'enquête est essentiellement consacrée, pour le secteur de l'électricité, au bon fonctionnement des marchés de gros et à la manière dont s'établissent les prix, ainsi qu'à l'étude de la façon dont les marchés nationaux s'intègrent, au fonctionnement des interconnexions transfrontalières, et aux conditions de sourcing. L'enquête examine

également les éventuelles barrières à l'entrée sur ces marchés, liées par exemple aux accords à long terme. Enfin, tant pour le gaz que pour l'électricité, l'enquête analyse les liens entre les exploitants de réseaux et leurs filiales commerciales. Le 10 janvier 2007, la Commission européenne a publié son « Rapport Final » et proposé un ensemble intégré de mesures dans le domaine de l'énergie et du changement climatique pour le 21ème siècle. Ce rapport contient en particulier une communication sur les perspectives du marché intérieur du gaz et de l'électricité.

Ce « Rapport Final » confirme les cinq principaux obstacles à un fonctionnement concurrentiel des marchés de l'électricité et du gaz, déjà mentionnés dans le rapport préliminaire du 16 février 2006 (voir section 6.5.4.5.1.1 (« Présentation du « Paquet Energie et changement climatique » »)) :

- les marchés de gros conserveraient en général le haut niveau de concentration atteint durant la période de prélibéralisation, laissant aux opérateurs historiques la possibilité de faire monter les prix ;
- les consommateurs seraient privés de choix en raison des difficultés qu'éprouveraient les nouveaux fournisseurs à accéder aux marchés. Une séparation insuffisante entre les activités d'infrastructure et de fourniture empêcherait les nouveaux entrants d'atteindre le consommateur final ;
- il n'existerait pas de concurrence transfrontalière significative. Les nouveaux entrants sur le marché du gaz ne seraient pas en mesure d'obtenir la capacité de transit requise sur les principaux itinéraires et l'intégration sur le marché de l'électricité serait freinée par une capacité insuffisante des interconnexions et par des réservations de capacités à long terme ;
- les nouveaux entrants ne pourraient pas obtenir les informations dont ils ont besoin pour pouvoir livrer une concurrence effective. Ce manque de transparence profiterait aux opérateurs historiques et porterait préjudice aux nouveaux entrants ;
- souvent les prix ne seraient pas fixés dans des conditions de pleine concurrence et de nombreux consommateurs d'électricité n'auraient pas confiance dans la manière dont les prix sont fixés.

La Commission européenne avait ensuite annoncé, le 4 avril 2006, s'être « *résolument engagée dans une action déterminée de suivi de la mise en œuvre de la législation relative au marché intérieur de l'énergie et d'examen détaillé de la conformité de toutes les lois de base adoptées par les Etats membres pour transposer les directives gaz et électricité* ». Elle avait en outre indiqué avoir à cet égard envoyé 28 lettres de mise en demeure destinées à 17 Etats membres, dont la France.

De plus, la Commission a ouvert une enquête sur la fourniture d'électricité en France et en Belgique au travers des contrats long terme et sur l'effet potentiellement anticoncurrentiel de ces contrats sur les marchés concernés.

Le 7 novembre 2006, EDF a donc reçu au titre de cette enquête une demande d'information officielle (au sens de l'article 18.2 du Règlement n° 1/2003 CE).

Le but de cette demande est de permettre à la Commission d'évaluer la compatibilité des contrats long terme de fourniture d'électricité d'EDF avec les articles 81 et/ou 82 du Traité CE.

Par ailleurs, en Grande Bretagne, l'Ofgem a, le 28 juillet 2005, ouvert à l'encontre d'EDF Energy une enquête formelle en application du Competition Act pour retrait de fourniture de services à l'égard des tiers (voir section 6.3.1.1.4 (« Evénements récents – Enquêtes à l'encontre d'EDF Energy en matière de droit de la concurrence »)). L'Ofgem a indiqué dans sa requête qu'elle avait des motifs raisonnables de penser qu'EDF Energy avait violé les dispositions du chapitre II du Competition Act et/ou de l'article 82 du traité des Communautés Européennes en supprimant les services de collecte et de consolidation de données réalisés pour le compte de fournisseurs tiers dans les régions de Londres et SWEB.

En juillet 2006, l'Ofgem avait émis un projet de « décision de non violation » précisant qu'EDF Energy n'avait pas violé les dispositions précitées car elle n'était pas dominante sur les marchés sur lesquels elle intervient et que par conséquent il n'y avait pas de fondement pour entamer une action.

La décision finale de l'Ofgem a été publiée le 24 janvier 2007, mettant ainsi fin à cette procédure.

Enfin, la Commission européenne a procédé, les 12 et 13 décembre 2006, à une perquisition chez les principaux groupes actifs sur le marché de l'énergie allemand, dont EnBW, dans le cadre d'une enquête sur d'éventuels comportements contraires au droit européen de la concurrence et notamment les articles 81 et 82 du Traité CE. Ces perquisitions ne signifient nullement que les entreprises concernées soient accusées d'avoir eu un comportement anticoncurrentiel.

Dissociation comptable et transparence de la comptabilité

La directive du 26 juin 2003 prévoit que les entreprises d'électricité doivent faire contrôler et publier leurs comptes annuels selon les règles nationales relatives aux comptes annuels des sociétés de capitaux, et qu'en vertu du principe de dissociation comptable, elles doivent établir des comptes séparés pour chacune de leurs activités de transport et de distribution. Jusqu'au 1er juillet 2007, elles doivent également tenir des comptes séparés pour les activités de fourniture aux clients éligibles et les activités de fourniture aux clients non éligibles. A compter de cette date, elles devront, en application de l'article 13 de la loi du 7 décembre 2006, tenir une comptabilité interne permettant de distinguer la fourniture aux clients ayant exercé leurs droits et la fourniture aux clients aux tarifs réglementés.

Les Etats membres ou toute autre autorité désignée ont un droit d'accès à la comptabilité des entreprises d'électricité.

Lignes directes

Les Etats membres doivent prendre les mesures nécessaires pour permettre (i) à tous les producteurs d'électricité et à toutes les entreprises de fourniture d'électricité d'approvisionner par une ligne directe leurs propres établissements, filiales et clients éligibles, et (ii) à tout client éligible d'être approvisionné en électricité par une ligne directe par un producteur et des entreprises de fourniture.

Règlement CE n° 1228/2003 du 26 juin 2003

Un règlement (CE) n°1228/2003 du parlement Européen et du Conseil en date du 26 juin 2003 sur les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité a été adopté afin de

compléter la directive du 26 juin 2003. Les dispositions de ce règlement sont entrées en vigueur le 1er juillet 2004.

Ce règlement prévoit notamment un mécanisme de compensation entre les gestionnaires de réseaux de transport pour les coûts générés par l'accueil de flux d'électricité transfrontaliers sur leurs réseaux, cette compensation étant payée par les gestionnaires de réseaux nationaux de transport d'où les flux transfrontaliers sont originaires, et de réseaux où ces flux aboutissent.

En outre, il édicte un principe de transparence des redevances d'accès aux réseaux, celles-ci tenant également compte de la nécessité de garantir la sécurité des réseaux et reflétant les coûts effectivement engagés.

Directive n° 2005/89/CE « sécurité d'approvisionnement » en date du 18 janvier 2006

La directive (n° 2005/89/CE) « sécurité d'approvisionnement », adoptée le 18 janvier 2006, a pour objectif de mieux définir les responsabilités des différents acteurs, de veiller au respect de normes minimales d'exploitation, de préserver l'équilibre entre l'offre et la demande et enfin d'orienter les investissements vers les réseaux. L'enjeu pour EDF est de conforter le dispositif légal en vigueur et de favoriser le développement des interconnexions.

Recommandation de la Commission « sur les ressources financières de démantèlement » adoptée le 24 octobre 2006

Les centrales nucléaires du Groupe EDF entraient dans le champ d'application des deux propositions de directives dites « Euratom » du 30 janvier 2003 qui concernaient, d'une part, la définition des obligations de base et les principes généraux en matière de sûreté des installations nucléaires et, d'autre part, la gestion du combustible nucléaire irradié et des déchets radioactifs (paquet nucléaire). Ces propositions n'ayant pas abouti, un processus de consultation a été engagé, et la Commission a adopté, le 24 octobre 2006, une recommandation sur les ressources financières de démantèlement qui prévoit que : les ressources adéquates doivent être disponibles en temps voulu ; elles doivent couvrir toutes les opérations dont la gestion du combustible usé et des déchets radioactifs ; chaque Etat membre doit créer un organisme national indépendant, expert en estimation de coûts et en gestion de fonds, lequel produira un rapport annuel et une estimation quinquennale des coûts. L'option préférée est un « fonds » de démantèlement séparé, externe ou interne, avec une identification et une traçabilité comptables strictes ; l'Etat (gestion externe) ou l'opérateur (gestion interne) doit garantir la disponibilité des ressources nécessaires qui doivent être gérées de façon prudente (actifs peu risqués) et transparente.

6.5.1.2 Législation française

La directive 96/92/CE, en date du 19 décembre 1996, a été transposée en droit français par la loi du 10 février 2000 modifiée notamment par la loi du 3 janvier 2003, et la directive du 26 juin 2003 par la Loi du 9 août 2004, qui a modifié la loi du 10 février 2000 et par la loi n° 2006-1537 du 7 décembre 2006 relative au secteur de l'énergie.

Par ailleurs, la loi de programme fixant les orientations de la politique énergétique (« LPOPE »), du 13 juillet 2005, a défini les priorités de la politique énergétique de la France (sécurité d'approvisionnement, prix compétitif de l'énergie, lutte contre l'effet de serre et cohésion sociale et territoriale), conforté le parc de production d'EDF, notamment nucléaire, en prévoyant explicitement la construction du réacteur EPR et en réaffirmant le rôle du nucléaire, et a également réorganisé le dispositif d'incitation au développement de l'énergie éolienne et consacré le rôle de la production hydraulique au sein des énergies nouvelles renouvelables.

En matière de maîtrise de la demande d'énergie (« MDE »), la LPOPE a institué un système novateur de certificats d'économies d'énergie, dits « certificats blancs » qui associe contraintes réglementaires (obligation d'économies d'énergie pesant sur les fournisseurs d'énergie) et mécanismes de marchés. L'entrée en vigueur du dispositif était conditionnée à la publication de plusieurs décrets d'application qui ont été publiés le 23 mai 2006 et fixent les obligations d'économies d'énergie pesant sur EDF pour les deux premiers exercices annuels (1er juillet 2006-30 juin 2007 et 1er juillet 2007-30 juin 2008) à environ 10 TWh d'énergie finale pour chaque exercice. Enfin, l'arrêté du 27 septembre 2006 a fixé le montant total de l'obligation pour la période 2006-2009 à environ 30 TWh.

EDF devra justifier de l'accomplissement de son obligation en restituant les certificats d'économies d'énergie qui auront été, soit obtenus par la réalisation d'actions permettant des économies d'énergie chez les tiers ou sur ses biens propres, soit acquis auprès d'autres opérateurs proposant leurs certificats. La loi assigne une véritable obligation de résultat aux personnes « obligées » telles qu'EDF, sanctionnée par une pénalité libératoire fixée à 2 centimes par KWh manquants à l'échéance de la période d'obligations.

Missions de service public

En application des articles 1 et 2 de la loi du 10 février 2000, EDF est en charge de certaines missions de service public.

Objectifs du service public de l'électricité

La loi précise que le service public de l'électricité a notamment pour objet de garantir l'approvisionnement en électricité sur l'ensemble du territoire national, dans le respect de l'intérêt général.

Mission de développement équilibré de l'approvisionnement

La mission de développement équilibré de l'approvisionnement en électricité a pour objet la réalisation des objectifs définis dans le cadre de la programmation pluriannuelle des investissements de production arrêtée par le ministre chargé de l'énergie et de garantir l'approvisionnement des zones du territoire non interconnectées au réseau métropolitain continental.

La programmation pluriannuelle des investissements fixe les objectifs en matière de répartition des capacités de production par source d'énergie primaire et, le cas échéant, par technique de production et par zone géographique, tout en veillant à laisser une place aux productions décentralisées, à la cogénération et aux technologies nouvelles. A ce jour, la programmation pluriannuelle des investissements est fixée par un arrêté du ministre chargé de l'énergie en date du 7 juillet 2006.

En sa qualité de producteur d'électricité, EDF contribue, avec les autres producteurs, à la réalisation des objectifs d'investissement définis dans cette programmation.

Mission de développement et d'exploitation des réseaux publics de transport et de distribution

La mission de développement et d'exploitation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité consiste à assurer la desserte rationnelle du territoire national par les réseaux publics de transport et de distribution, dans le respect de l'environnement, l'interconnexion avec les pays voisins, ainsi que le raccordement et l'accès, dans des conditions non discriminatoires, aux réseaux publics de transport et de distribution.

Ce sont les gestionnaires de réseaux publics qui sont en charge de cette mission.

Mission de fourniture d'électricité

La mission de fourniture d'électricité consiste à assurer sur l'ensemble du territoire la fourniture d'électricité aux clients qui ne sont pas éligibles (sur la notion de client éligible, voir infra), ainsi que la fourniture de secours et de dernier recours aux clients éligibles dont le responsable d'équilibre est défaillant. Dans le cadre de cette mission, EDF assure une mission d'aide à la fourniture d'électricité aux personnes en situation de précarité.

Dans cet esprit, la loi n° 2006-872 du 13 juillet 2006 dite loi « Borloo » comporte une disposition visant à interdire aux fournisseurs d'électricité de procéder, durant la période hivernale (du 1er novembre au 15 mars), à des interruptions de fourniture d'électricité pour non paiement des factures dans les résidences principales des personnes bénéficiant ou ayant bénéficié, dans les douze derniers mois, d'une décision favorable d'attribution d'une aide du fonds de solidarité pour le logement.

A compter du 1er juillet 2007, tous les clients seront éligibles et le service public confié à EDF (et aux DNN) portera sur la fourniture d'électricité aux clients qui n'exerceront pas leur éligibilité (article 2 de la loi relative au secteur de l'énergie).

Cohésion sociale

La Loi du 9 août 2004 prévoit que dans le cadre de ses activités, EDF contribue à la cohésion sociale, notamment au travers de la péréquation nationale des tarifs de vente de l'électricité aux consommateurs domestiques et de la péréquation des tarifs d'utilisation des réseaux publics de distribution.

Contrats de service public

L'article 1er de la Loi du 9 août 2004 dispose que les objectifs et les modalités de mise en œuvre des missions de service public assignées à EDF font l'objet d'un contrat conclu avec l'Etat (pour une description du contrat de service public conclu entre l'Etat et EDF, voir section 6.4.3.4 (« Service public ») ci-dessus).

Installations de production

La loi du 10 février 2000 a ouvert le marché de la production d'électricité à la concurrence. Sous réserve d'une autorisation délivrée en application de l'article 7 de la loi et du décret n° 2000-877 du 7 septembre 2000, toute personne peut exploiter une installation de production d'électricité.

Clients éligibles

Afin de permettre l'ouverture à la concurrence du marché de l'électricité, l'article 22-III de la loi du 10 février 2000 prévoit qu'un client éligible peut conclure un contrat d'achat d'électricité avec un producteur ou un fournisseur de son choix installé sur le territoire de la Communauté Européenne ou sur le territoire d'un Etat partie à un accord international avec la France.

A compter du 1er juillet 2007, tous les clients sans exception seront éligibles.

L'article 66 de la LPOPE est venu préciser qu'un client éligible peut prétendre au bénéfice des tarifs réglementés sur un site, à condition que les droits attachés à l'éligibilité n'aient pas déjà été exercés pour ce site par lui-même ou une autre personne.

Il en résulte qu'un client éligible qui a exercé son éligibilité pour un site donné ne peut de nouveau prétendre au bénéfice des tarifs réglementés pour ce site.

Pour pallier l'incidence de la hausse des prix de marché pour les industriels, la loi du 7 décembre 2006 (article 30-1 de la Loi du 9 août 2004), a toutefois institué, à titre transitoire, au profit des clients éligibles ayant exercé leurs droits, un « tarif de retour » : ce « tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché » (TaRTAM), bénéficie, pour une durée maximale de deux ans, aux clients qui en font la demande écrite à leur fournisseur avant le 1er juillet 2007.

Le niveau du TaRTAM, qui ne peut, aux termes de la loi, excéder de plus de 25 % le niveau du tarif réglementé de vente applicable à un site présentant les mêmes caractéristiques, a été fixé par un arrêté du 3 janvier 2007 (section 6.2.1.2.2.2 (« Les prix de vente de l'électricité aux clients éligibles »)).

La compensation des charges supportées à ce titre par les fournisseurs est assurée pour une part en utilisant les sommes collectées au titre de la CSPE, et pour l'essentiel par une contribution due par les plus gros producteurs d'électricité hydraulique et nucléaire, soit principalement EDF (article 30-2 de la Loi du 9 août 2004).

Dans sa décision du 30 novembre 2006 concernant la loi relative au secteur de l'énergie, le Conseil constitutionnel a censuré, comme manifestement incompatibles avec les objectifs d'ouverture à la concurrence fixés par les directives communautaires « énergie », certaines dispositions de l'article 17 de cette loi, relatives aux tarifs réglementés.

Ce faisant, il a, contrairement à l'intention du législateur, supprimé la possibilité, pour un client domestique de revenir au tarif sur un site donné après avoir exercé son éligibilité.

La loi n° 2007-290 du 5 mars 2007 instituant le droit au logement opposable a ajouté à la loi du 13 juillet 2005 un article 66-2 précisant que l'article 66 précité de ladite loi est également applicable aux nouveaux sites de consommation raccordés aux réseaux publics avant le 1er juillet 2010.

Accès des tiers aux réseaux

L'article 23 de la loi du 10 février 2000 prévoit que les gestionnaires de réseaux doivent garantir un accès aux réseaux publics de transport et de distribution pour :

- assurer les missions de service public relatives à la fourniture d'électricité ;
- assurer l'exécution des contrats de fourniture conclus avec les clients éligibles ;
- permettre l'approvisionnement par un producteur de ses établissements, de ses filiales et de sa société mère, dans les limites de sa propre production ; et
- assurer l'exécution des contrats d'exportation d'électricité conclus par un producteur ou par un fournisseur exerçant l'activité d'achat

pour revente d'électricité installés sur le territoire national.

Les tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution visés à l'article 4 de la loi du 10 février 2000 et actuellement en vigueur, ont été fixés par la décision ministérielle du 23 septembre 2005. Pour plus de détails sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et distribution, se reporter à la section 6.2.2.4 (« Tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité (« TURP ») ») ci-dessus.

L'article 23 de la loi du 10 février 2000 prévoit également que l'accès aux réseaux est assuré par la conclusion de contrats entre les gestionnaires des réseaux publics de transport et de distribution concernés et les utilisateurs de ces réseaux. En outre, toute entreprise vendant de l'électricité à des clients éligibles peut conclure, si elle le souhaite, avec les gestionnaires des réseaux publics de distribution un contrat relatif à l'accès aux réseaux pour l'exécution des contrats de fourniture conclus par cette entreprise avec des consommateurs finals éligibles.

Ce même article prévoit enfin que tout refus de conclure un contrat d'accès aux réseaux publics est motivé et notifié au demandeur et à la Commission de Régulation de l'Energie (« CRE »). Les critères de refus sont objectifs, non discriminatoires et publiés et ne peuvent être fondés que sur des impératifs liés au bon accomplissement des missions de service public et sur des motifs techniques tenant à la sécurité et la sûreté des réseaux, ainsi qu'à la qualité de leur fonctionnement.

Obligations d'achat d'électricité

EDF est soumise à des obligations d'achat d'électricité en application de la loi du 10 février 2000.

L'article 8 de cette loi prévoit que le ministre chargé de l'énergie peut, dans certaines conditions, permettre l'implantation d'une installation de production d'électricité au terme d'une procédure d'appel d'offres. EDF « Producteur » peut être candidat à cet appel d'offres. EDF « Acheteur » est tenu de conclure ensuite un contrat avec les candidats retenus et un protocole dans l'hypothèse où EDF « Producteur » est lui-même retenu.

L'article 10 de la loi du 10 février 2000 prévoit, par ailleurs, qu'EDF est, avec les DNN, tenue de conclure à la demande des producteurs, des contrats pour l'achat d'électricité produite :

- par les installations qui valorisent des déchets ménagers ou qui visent l'alimentation d'un réseau de chaleur ;
- par les installations dont la puissance installée n'excède pas 12 mégawatts et qui utilisent des énergies renouvelables ou mettent en œuvre des techniques performantes en terme d'efficacité énergétique, telles que la cogénération ;
- par les installations utilisant l'énergie mécanique du vent et qui sont implantées dans le périmètre d'une zone de développement de l'éolien ;
- par les installations qui valorisent des énergies de récupération.

Toutefois, les installations visées ci-dessus ne peuvent bénéficier qu'une seule fois d'un contrat d'obligation d'achat et les surcoûts éventuels découlant de ces contrats, supportés par EDF et les DNN, sont compensés par la contribution pour le service public de l'électricité (la « CSPE »).

Enfin, le décret n° 2001-410 du 10 mai 2001 a prévu que le producteur bénéficiant d'une obligation d'achat doit céder la totalité de sa production à EDF et que les modèles indicatifs de contrats d'achat liant EDF et les producteurs doivent être approuvés par le ministre chargé de l'énergie. Les conditions d'achat, et notamment les tarifs d'achat de l'électricité, sont déterminés par arrêté du ministre chargé de l'énergie après avis du Conseil supérieur de l'énergie et de la CRE.

Mécanisme de compensation des surcoûts de service public

La CSPE

La contribution aux charges de service public de l'électricité a pour objet de compenser les charges imputables aux missions de service public assignées à EDF et aux DNN.

Les charges de service public compensées dans le cadre de la CSPE sont les suivantes :

En ce qui concerne la production d'électricité :

- les surcoûts résultant d'une part, des contrats d'achat d'électricité conclus à la suite des procédures d'appels d'offres (article 8 de la loi de 2000) et d'autre part, des contrats d'obligation d'achat passés dans le cadre de l'article 10 de la loi de 2000, y compris lorsque sont concernées des installations exploitées par EDF ou un DNN ;
- les surcoûts de production dans les zones non interconnectées, qui ne sont pas couverts par la part relative à la production dans les tarifs de vente aux clients non éligibles.

En ce qui concerne la fourniture d'électricité, les fournisseurs d'électricité sont compensés pour :

- les pertes de recettes et les surcoûts supportés lors de la mise en œuvre de la tarification spéciale « produit de première nécessité » instituée à l'article 4 de la loi du 10 février 2000 ;
- les coûts supportés en raison de leur participation au dispositif institué en faveur des personnes en situation de précarité.

Les charges supportées par les fournisseurs au titre de la fourniture du TaRTAM sont, en application de l'article 30-2 de la Loi du 9 août 2004, financées en partie par une fraction de la CSPE, sans que le montant de la contribution perçue à ce titre puisse excéder 0,55 euros par mégawattheure.

La CSPE est perçue en totalité directement auprès du consommateur final :

- soit sous la forme d'un prélèvement additionnel aux tarifs de vente d'électricité (pour les clients non-éligibles et les clients éligibles n'ayant pas exercé leur droit à éligibilité) ou aux tarifs d'utilisation des réseaux (pour les clients éligibles ayant exercé leur droit à l'éligibilité) ;
- soit directement auprès des producteurs d'électricité qui produisent pour leur propre usage, ou des autres consommateurs finals n'utilisant pas les réseaux publics de transport ou de distribution d'électricité.

Le montant de la contribution due par site de consommation par les clients éligibles ne peut excéder 500 000 euros. En outre, la LPOPE a prévu qu'à compter du 1er janvier 2006, le montant total dû au titre de la CSPE par toute société industrielle consommant plus de 7 GWh

d'électricité par an est plafonné à 0,5 % de sa valeur ajoutée.

Compensation des surcoûts de distribution
Le fonds de péréquation de l'électricité a pour objet d'opérer une répartition des charges découlant des missions de service public assignées en matière de gestion des réseaux de distribution d'électricité entre les opérateurs concernés (EDF et DNN).

La régulation du secteur électrique

La Commission de régulation de l'énergie
La CRE est une autorité administrative indépendante créée par l'article 28 de la loi du 10 février 2000. Les crédits nécessaires à l'accomplissement de ses missions sont inscrits au budget général de l'Etat.

La loi relative au secteur de l'énergie donne une définition générale de la mission de la CRE : « *Dans le respect des compétences qui lui sont attribuées, la Commission de régulation de l'énergie concourt, au bénéfice des consommateurs finals, au bon fonctionnement des marchés de l'électricité et du gaz naturel. Elle veille, en particulier, à ce que les conditions d'accès aux réseaux de transport et de distribution d'électricité et de gaz naturel n'entravent pas le développement de la concurrence. Elle surveille, pour l'électricité et pour le gaz naturel, les transactions effectuées entre fournisseurs, négociants et producteurs, les transactions effectuées sur les marchés organisés ainsi que les échanges aux frontières. Elle s'assure de la cohérence des offres des fournisseurs, négociants et producteurs avec leurs contraintes économiques et techniques.* »

La CRE est dotée de pouvoirs non seulement consultatifs (pouvoir de proposition, concernant notamment les tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution, le montant des charges imputables aux missions de service public assignées aux producteurs d'électricité incluant le montant des contributions nettes qui s'y rapportent, ainsi que le montant des charges définies à l'article 48 de la loi du 10 février 2000 et le montant des contributions nettes qui s'y rapportent et pouvoir de donner un avis), mais également de pouvoirs de décision (pouvoir d'approbation et pouvoir réglementaire).

Elle est aussi investie d'importants pouvoirs d'information et d'enquête ainsi que d'un pouvoir de règlement des litiges et de sanction dont la loi du 7 décembre 2006 a confié l'exercice à un collège ad hoc au sein de la commission : le comité du règlement des litiges et des sanctions, composé de membres du Conseil d'Etat et de la Cour de cassation.

La CRE propose aux ministres chargés de l'économie et de l'industrie les tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution, le montant des charges imputables aux missions de service public assignées aux producteurs d'électricité et le montant des contributions nettes qui s'y rapportent, ainsi que le montant des charges définies à l'article 48 de la loi de 2000 et celui des contributions nettes qui s'y rapportent.

6.5.2 Législation relative au marché du gaz

6.5.2.1 Législation européenne

Le Parlement européen et le Conseil ont adopté, le 22 juin 1998, la directive 98/30/CE avec pour objectif d'établir un marché intérieur du gaz au sein des Etats membres. Cette directive a été abrogée par la directive 2003/55/CE du 26 juin 2003 concernant des règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel.

Directive n° 2003/55/CE du 26 juin 2003

Avec pour objectif (i) d'améliorer le fonctionnement du marché du gaz par la prise de mesures concrètes, et (ii) d'accélérer l'ouverture des marchés nationaux du gaz, cette directive constitue le fondement textuel de la création d'un marché intérieur du gaz naturel pleinement opérationnel et dans lequel une concurrence loyale existe.

Comme la précédente directive, elle établit des règles communes concernant le transport, la distribution, la fourniture et le stockage du gaz naturel, y compris du GNL, du biogaz, du gaz issu de la biomasse ou encore d'autres types de gaz.

De manière générale, cette directive définit les modalités d'organisation et de fonctionnement du secteur du gaz naturel, d'accès non-discriminatoire au marché, ainsi que les critères et procédures applicables en ce qui concerne l'octroi d'autorisations de transport, de distribution, de fourniture et de stockage de gaz naturel et l'exploitation des réseaux.

Elle a procédé à une accélération de l'ouverture des marchés nationaux du gaz en étendant cette ouverture à l'ensemble des clients autres que les clients particuliers (ceux achetant du gaz non destiné à leur usage domestique) à compter du 1er juillet 2004, et en prévoyant que cette ouverture s'appliquera à l'ensemble des clients à compter du 1er juillet 2007.

La directive 2003/55/CE a été transposée en France pour l'essentiel par la Loi du 9 août 2004 et par la loi du 7 décembre 2006, certaines dispositions ayant été intégrées en droit français avant cette transposition.

6.5.2.2 Législation française

La première directive de 1998 a été transposée en droit français par 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 qui a été modifiée et complétée par la Loi n° 2004-803 du 9 août 2004 et par la LPOPE.

Enfin, la loi relative au secteur de l'énergie de décembre 2006 la complète et organise l'ouverture à la concurrence du marché français du gaz naturel.

Loi n° 2003-8 du 3 janvier 2003

Accès aux réseaux de gaz naturel
Cette loi prévoit que les clients éligibles, les fournisseurs et leurs mandataires ont un droit d'accès aux ouvrages de transport et de distribution du gaz naturel ainsi qu'aux installations de GNL dans des conditions et termes définis par contrat avec les opérateurs qui les exploitent.

Les opérateurs qui exploitent les réseaux de gaz naturel doivent s'abstenir de toute discrimination entre les utilisateurs ou les catégories d'utilisateurs.

Clients éligibles
La loi du 3 janvier 2003 prévoit en particulier que les clients éligibles

ont la possibilité de se fournir en gaz naturel auprès du fournisseur de leur choix.

Cette loi et le décret n° 2003-302 du 1er 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.

A compter du 1er juillet 2007, conformément à la directive 2003/55/CE et en application de la loi relative au secteur de l'énergie, tous les clients pourront librement choisir leur fournisseur.

Fournisseurs
Les fournisseurs alimentent les clients éligibles comme les clients non éligibles. La loi qualifie de fournisseurs les personnes qui (i) sont installées sur le territoire d'un Etat membre de la Communauté européenne ou sur le territoire d'un autre Etat en vertu d'accords internationaux, et (ii) disposent d'une autorisation délivrée par le ministre chargé de l'énergie.

EDF est autorisée à exercer l'activité de fourniture de gaz naturel pour approvisionner les clients non domestiques n'assurant pas de mission d'intérêt général (au titre d'un arrêté du ministre délégué à l'industrie du 14 septembre 2004, publié au Journal Officiel le 24 novembre 2004, ainsi que depuis un arrêté en date du 9 août 2005, publié au Journal Officiel le 30 août 2005) les clients non domestiques assurant des missions d'intérêt général, les distributeurs et les fournisseurs de gaz naturel.

Transport et distribution de gaz naturel
La loi du 3 janvier 2003 prévoit notamment que le transporteur et le distributeur doivent assurer la sécurité et l'efficacité de leur réseau et l'équilibre des flux de gaz naturel compte tenu des contraintes techniques.

Détermination des tarifs
Les tarifs d'utilisation des réseaux de transport et de distribution des installations de GNL et les tarifs de vente du gaz naturel aux clients non éligibles sont établis conjointement par les ministres chargés de l'économie et de l'énergie sur proposition ou avis de la CRE, en fonction de critères publics, objectifs et non discriminatoires en tenant compte des caractéristiques du service rendu et des coûts liés à ce service.

Stockages souterrains et accès des tiers aux stockages de gaz naturel
La loi du 3 janvier 2003 oblige tout fournisseur à détenir en France, le 31 octobre de chaque année, directement ou indirectement par l'intermédiaire d'un mandataire, des stocks de gaz naturel suffisants pour remplir, pendant la période comprise entre le 1er novembre et le 31 mars, ses obligations contractuelles d'alimentation directe ou indirecte des clients domestiques et des autres clients assurant des missions d'intérêt général ou n'ayant pas contractuellement accepté une fourniture de gaz interruptible.

Le décret n° 2006-1034 du 21 août 2006 précise le régime juridique applicable aux stockages souterrains de gaz naturel.

Contrôle et sanctions
Cette loi du 3 janvier 2003 confère au ministre chargé de l'énergie et au ministre chargé de l'économie un pouvoir d'enquête en matière de régulation du marché du gaz. Le ministre chargé de l'énergie peut également infliger une sanction pécuniaire ou prononcer le retrait ou la suspension pour une durée inférieure à un an de l'autorisation de fourniture du gaz naturel.

6.5.3 Les concessions de distribution publique d'électricité

Le régime de la concession

Conformément à l'article 6 de la loi du 15 juin 1906 la concession d'une distribution publique d'électricité est donnée soit par la commune ou par le syndicat formé entre plusieurs communes, si la demande de concession ne vise que le territoire de la commune ou du syndicat, ou par le département dans l'étendue de celui-ci, soit par l'Etat.

Le système des concessions a été maintenu par la loi du 8 avril 1946, qui a transféré à EDF les concessions existantes et maintenu dans leurs droits les DNN, puis confirmé par la loi du 10 février 2000. En vertu de l'ensemble de cette législation, les autorités concédantes organisent le service public de la distribution électrique dans le cadre de contrats de concession et de cahiers des charges fixant les droits et obligations respectifs du concédant et du concessionnaire.

Aujourd'hui, les autorités concédantes sont le plus fréquemment constituées par des syndicats intercommunaux, voire départementaux, dont le régime est défini par les articles L. 5212-1 à L. 5212-34 du Code général des collectivités territoriales (« CGCT »). Les concessions ne peuvent être accordées par une commune ou par un syndicat intercommunal qu'à EDF ou aux DNN.

La loi du 7 décembre 2006 qui institue un service public de la fourniture aux clients qui n'exercent pas leurs droits, prévoit qu'à compter du 1er juillet 2007, les avenants aux contrats de concessions et renouvellements de contrats devront faire l'objet d'une signature tripartite, par l'autorité concédante, par le gestionnaire du réseau de distribution et par EDF pour la partie fourniture, les contrats en cours étant réputés signés par ces trois entités.

Les droits des autorités concédantes

Les autorités concédantes détiennent les droits suivants :

- la faculté d'exercer elles-mêmes la maîtrise d'ouvrages des travaux de développement des réseaux de distribution ;
- la propriété des installations objet de la concession (biens de retour) ;
- le droit de percevoir des redevances (voir section 6.2.2.2.2 (« Concessions ») ci-dessus) ;
- la production d'électricité, limitée à des installations de proximité permettant de faire des économies d'extension ou de renforcement du réseau et dont la puissance ne peut dépasser 1 mégawatt conformément au décret n° 2004-46 du 6 janvier 2004 ;
- les actions de maîtrise de l'énergie des consommateurs desservis en basse tension en vue de faire des économies d'extension ou de renforcement du réseau public de distribution ;
- le contrôle de l'activité du concessionnaire, exercé par un agent de contrôle désigné par les autorités concédantes et distinct du gestionnaire du réseau public de distribution.

Pour plus de détails sur le contenu du contrat de concession et du cahier des charges, voir section 6.2.2.2.2 (« Concessions ») ci-dessus.

6.5.4 Réglementations applicables en matière d'environnement, de nucléaire, de santé, d'hygiène et de sécurité

Les activités d'EDF sont soumises, en France et dans les autres pays où le Groupe EDF exerce ses activités, à des réglementations en matière d'environnement, de nucléaire, de santé, d'hygiène et de sécurité. Le respect de ces réglementations de plus en plus contraignantes et en constante évolution, expose le Groupe à des coûts financiers importants pour assurer la conformité de ses activités.

6.5.4.1 Réglementation applicable aux installations classées pour la protection de l'environnement

Autorisations et permis

Les activités du Groupe EDF sont soumises, dans la plupart des pays où il exerce ses activités, à l'obtention de permis, d'autorisations ou à la réalisation préalable de formalités. Ces obligations proviennent notamment des réglementations en matière d'environnement, d'urbanisme, de santé, d'hygiène et de sécurité.

Certaines installations exploitées en France par EDF, notamment les centrales thermiques à flamme, sont soumises à la législation relative aux Installations Classées pour la Protection de l'Environnement (« ICPE »). Aux termes du Code de l'environnement, les installations qui peuvent présenter des dangers ou des inconvénients notamment pour la santé, la sécurité et la salubrité publiques sont soumises, selon la gravité des dangers ou inconvénients présentés par leur exploitation, soit à un régime de déclaration préalable, soit à un régime d'autorisation. Dans ce dernier cas, l'autorisation d'exploiter prend la forme d'un arrêté préfectoral délivré après consultation de divers organismes et enquête publique, contenant des prescriptions de fonctionnement spécifiques.

La réglementation relative aux ICPE impose également, lors de la cessation d'activité de l'installation, la remise en état du site, en fonction de l'usage auquel sont destinés les terrains.

Les ICPE sont placées sous le contrôle du préfet et des directions régionales de l'industrie, de la recherche et de l'environnement (« DRIRE »), lesquelles sont chargées d'organiser l'inspection des installations classées. En cas d'inobservation 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.

Dispositions en matière d'hygiène et de sécurité

Les dispositions relatives à la sécurité de la réglementation sur les ICPE imposent, préalablement à l'autorisation d'une telle installation, la réalisation d'une étude de dangers comprenant une analyse des risques d'accidents et définissant les mesures propres à réduire la probabilité et les effets de ces accidents. Le projet de création d'une ICPE soumise à autorisation doit également faire l'objet d'une enquête publique relative aux incidences éventuelles du projet sur la santé, la sécurité et la salubrité publiques ainsi que la protection de la nature et de l'environnement. Outre les prescriptions techniques relatives à la protection de la santé et à la sécurité, l'arrêté d'autorisation peut également imposer à l'exploitant d'une installation classée l'établissement d'un Plan d'Opération Interne (« POI ») définissant les mesures d'organisation, les mesures d'intervention et les moyens nécessaires pour protéger le personnel, les populations et l'environnement en cas de sinistre.

6.5.4.2 Réglementation spécifique applicable aux installations nucléaires

EDF est dorénavant soumise en France à la loi n° 2006-686 du 13 juin 2006 relative à la transparence et à la sécurité en matière nucléaire (« loi TSN »), qui fixe les principales dispositions applicables aux Installations Nucléaires de Base (« INB ») et a transformé l'Autorité de Sûreté Nucléaire (« ASN ») en autorité administrative indépendante. En application de cette loi, l'ancien décret n° 1228 du 11 décembre 1963 modifié doit prochainement être remplacé par un nouveau décret. Cette loi TSN prévoit en particulier que la création d'une INB sera autorisée, après enquête publique, par un décret, contresigné par le ministre chargé de la santé, pris après avis de l'ASN et sur rapport des ministres chargés de la sûreté nucléaire. Le décret d'autorisation fixera le périmètre, les caractéristiques de l'installation et le délai dans lequel celle-ci devra être mise en service. L'autorisation de mise en service sera délivrée par l'ASN. Un réexamen de sûreté aura lieu tous les dix ans afin de permette d'apprécier la situation de l'installation au regard des règles qui lui sont applicables. La durée de vie d'une INB n'est pas fixée par voie réglementaire.

Par ailleurs, les prélèvements d'eau, les rejets d'effluents radioactifs liquides et les rejets dans l'atmosphère d'effluents gazeux, radioactifs ou non, susceptibles de provoquer des pollutions atmosphériques ou des odeurs spécifiques, devraient faire l'objet d'une autorisation sous forme de prescriptions, fixant les limites des rejets d'effluents, délivrées par l'ASN et soumises à homologation des ministres chargés de la sûreté nucléaire.

D'autres prescriptions seraient également délivrées par l'ASN, notamment pour prévenir ou limiter les effets des accidents ou incidents, définir les moyens individuels et collectifs de protection des populations, limiter les nuisances sonores et gérer les déchets produits par l'installation, entreposés ou stockés dans celle-ci.

Les règles de sûreté et le contrôle des installations nucléaires

Les installations nucléaires d'EDF sont soumises dès leur création à la réglementation en matière de sécurité nucléaire. Ainsi, la demande d'autorisation de création d'une INB comprend notamment une version préliminaire du rapport de sûreté qui constitue pour l'INB, l'étude de dangers exposant les mesures prises pour faire face aux risques inhérents à l'INB et limiter les conséquences d'un accident éventuel, une étude d'impact sur l'environnement, un plan de démantèlement et une étude de maîtrise des risques. Les INB doivent également respecter les règles générales fixées par arrêté ministériel en vue de la protection des risques en matière de sécurité, santé, salubrité ou de protection de la nature et de l'environnement.

Un Plan d'Urgence Interne (« PUI ») précisant l'organisation et les moyens mis en oeuvre en cas d'accident doit être établi par l'exploitant. Ce dernier doit rédiger en outre un rapport annuel, soumis au CHSCT et rendu public, exposant notamment les dispositions prises en matière de sûreté nucléaire et de radioprotection. Par ailleurs, tout accident ou incident, nucléaire ou non, ayant ou risquant d'avoir des conséquences notables pour la sûreté d'une INB doit être déclaré sans délai, notamment à l'ASN qui veille à l'adoption de mesures appropriées pour y remédier et pour éviter le renouvellement d'un tel accident ou incident.

L'ASN peut prendre des décisions réglementaires à caractère technique pour compléter les modalités d'application des décrets et arrêtés pris en matière de sûreté nucléaire ou de radioprotection. Ces décisions sont soumises à homologation des ministres concernés.

La loi TSN met également en place des dispositions concernant l'information du public et la transparence avec par exemple la constitution d'un haut comité pour la transparence et l'information sur la sécurité nucléaire.

Enfin, sont instituées des sanctions administratives et pénales accrues en cas d'inobservation par un exploitant d'une INB de ses obligations légales et réglementaires, tel que par exemple trois ans d'emprisonnement et 150 000 euros d'amende en cas d'exploitation d'une INB sans autorisation, ou un an d'emprisonnement et 30 000 euros d'amende en cas de transport de substances radioactives sans autorisation.

La déconstruction des installations nucléaires

La mise à l'arrêt définitif et le démantèlement d'une INB sont autorisés par décret pris après avis de l'ASN. Cette dernière définit les prescriptions relatives au démantèlement et le décret fixera notamment les caractéristiques du démantèlement et son délai de réalisation. Une fois le démantèlement effectué, l'ASN prendra une décision portant déclassement de l'installation, après homologation des ministres chargés de la sûreté nucléaire.

Les déchets radioactifs

Les activités d'EDF sont soumises à la réglementation française relative à la manipulation, au stockage et à l'élimination des déchets nucléaires. EDF assume la responsabilité des déchets nucléaires résultant de ses activités. En France, la gestion des déchets radioactifs est assurée par l'Agence Nationale pour la Gestion des Déchets Radioactifs (« ANDRA »), établissement public à caractère industriel et commercial créé par la loi du 30 décembre 1991. Le mode de stockage des déchets nucléaires en France dépend de leur degré de radioactivité et de leur période d'activité nucléaire. Outre certains stockages temporaires sur les sites EDF, les déchets à très faible activité (« TFA ») produits par EDF (par exemple les déchets de béton ou de métaux issus de la déconstruction d'une centrale nucléaire) sont stockés sur un site de l'ANDRA, dit « TFA » ouvert en 2003. Les déchets à faible et moyenne activité et à courte vie issus des activités d'EDF sont stockés en surface au centre de stockage de l'Aube de l'ANDRA (voir section 6.2.1.1.3.4 (« Le cycle du combustible nucléaire et les enjeux associés ») ci-dessus). Les déchets nucléaires à haute activité et à vie longue, dit « HAVL», issus du traitement des combustibles usés sont conditionnés sous forme vitrifiée et entreposés provisoirement au centre de Areva NC (ex-Cogema) à La Hague dans l'attente de l'adoption d'une solution de gestion à long terme (voir section 6.2.1.1.3.4 (« Le cycle du combustible nucléaire et les enjeux associés ») ci-dessus).

Les déchets à moyenne activité et vie longue, dit « MAVL » (par exemple les coques et les embouts, les morceaux de gaine, etc,...) sont soit cimentés, soit compactés et confinés dans des conteneurs en acier inoxydable. Ils font actuellement l'objet d'un entreposage intermédiaire et provisoire dans l'attente d'une décision définitive de gestion long terme (voir section 6.2.1.1.3.4 (« Le cycle du combustible nucléaire et les enjeux associés ») ci-dessus).

La Commission nationale d'évaluation des recherches sur la gestion des déchets radioactifs a rendu un rapport global d'évaluation le 18 janvier 2006. Celui-ci retenait le « stockage réversible en situation géologique profonde » comme la voie de référence pour une gestion définitive des déchets ultimes, même si les conditions d'une éventuelle décision finale de réalisation d'un stockage n'étaient pas encore réunies. Suite à l'adoption de la loi de programme n° 2006-739 du 28 juin 2006 relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs, des recherches et études relatives aux déchets HAVL et MAVL sont poursuivies selon les trois axes complémentaires suivants :

- séparation et transmutation des éléments radioactifs à vie longue, afin de disposer en 2012, d'une évaluation des perspectives industrielles de ces filières et de mettre en exploitation un prototype d'installation avant le 31 décembre 2020 ;
- stockage réversible en couche géologique profonde : choix et conception d'un centre de stockage dont la demande d'autorisation devrait être instruite en 2015 et sous réserve de cette autorisation, mis en exploitation en 2025 ;
- entreposage : en vue, au plus tard en 2015, de créer de nouvelles installations d'entreposage ou de modifier des installations existantes.

La question de l'option devant être retenue par la France concernant la gestion des déchets de haute activité à vie longue a également fait l'objet d'un débat public organisé par la Commission Nationale du Débat Public (« CNDP »). Le compte-rendu de ce débat ainsi que le bilan dressé par son président ont été rendus publics le 27 janvier 2006. L'apport le plus notable de la CNDP est l'apparition d'une nouvelle stratégie possible consistant à prévoir à la fois la poursuite des expérimentations sur le stockage géologique et la réalisation d'un prototype d'entreposage pérennisé.

Outre l'étude des trois axes complémentaires mentionnés ci-dessus, la loi de programme du 28 juin 2006 prévoit qu'un plan national de gestion des matières et des déchets radioactifs, mis à jour tous les 3 ans, dresse le bilan des modes de gestion existants et recense les besoins prévisibles en matière de stockage et d'entreposage ; elle précise qu'un centre de stockage en couche géologique profonde est une installation nucléaire de base dont l'autorisation de création par décret en Conseil d'Etat sera précédée d'un débat public. Cette loi précise l'organisation et le financement de la gestion des déchets radioactifs.

Enfin, elle prévoit les modalités d'encadrement de l'évaluation et de la couverture des charges de démantèlement des installations nucléaires de base et de gestion des combustibles usés et déchets radioactifs. En particulier, les actifs affectés à la couverture des provisions ne pourront être utilisés pour un autre objet par l'exploitant, et devront faire l'objet d'un enregistrement comptable distinct. La mise en œuvre de ces dispositions sera contrôlée par l'autorité administrative, c'est-à-dire les ministres chargés de l'économie et de l'énergie,

elle-même soumise à une Commission nationale d'évaluation du financement des charges de démantèlement des INB et de gestion des combustibles usés et des déchets radioactifs.

Le transport des déchets radioactifs est soumis en France aux articles L. 1333-1 et suivants du Code de la défense régissant la protection et le contrôle des matières nucléaires ainsi qu'à la réglementation relative au transport national et international de marchandises dangereuses, sous le contrôle de l'ASN. Cette dernière effectue une analyse critique des dossiers de sûreté proposés par les requérants pour obtenir l'agrément de leur modèle de colis. Ces textes ont pour objectif d'empêcher la perte ou la disparition de colis de matières nucléaires notamment durant leur transport et d'assurer la sûreté humaine et environnementale en maîtrisant les risques de contamination par les colis de matières nucléaires.

Le décret n° 2007-243 du 23 février 2007 relatif à la sécurisation du financement des charges nucléaires précise les conditions et modalités d'application des dispositions de la loi de programme de juin 2006 applicables à compter du 29 juin 2007.

Ainsi, l'exploitant évalue les charges selon cinq catégories (charges de démantèlement des installations nucléaires, charges de gestion de leurs combustibles usés, ...) qui font l'objet d'une décomposition en opérations définies conformément à une nomenclature fixée par un arrêté de l'autorité administrative. Cette évaluation des charges est effectuée au moyen d'une méthode reposant sur une analyse des différentes options raisonnablement envisageables pour conduire l'opération et sur cette base procéder au choix prudent d'une stratégie de référence.

Le taux d'actualisation, utilisé pour le calcul du montant des provisions, est déterminé par l'exploitant et ne doit excéder ni le taux de rendement attendu des actifs de couverture gérés avec un degré de sécurité et de liquidité suffisant pour répondre à leur objet, ni un plafond fixé par arrêté de l'autorité administrative.

Différents actifs de couverture sont admissibles, avec une répartition en pourcentage, comme par exemple des obligations, créances ou valeurs émises ou garanties par un Etat de la Communauté européenne ou de l'OCDE, ou des actions, parts ou titres donnant accès au capital de sociétés ayant leur siège sur le territoire d'Etats de la Communauté européenne ou de l'OCDE.

Les actifs de propriété, les actes et titres consacrant les créances, les comptes de dépôt doivent être conservés ou ouverts en France. Un inventaire permanent des actifs de couverture doit être tenu par l'exploitant et une synthèse transmise trimestriellement à l'autorité administrative. Le Conseil d'administration de l'exploitant fixe le cadre de la politique de constitution et de gestion des actifs de couverture, en respectant l'objet des actifs et les principes de prudence et de répartition des risques.

En outre, doivent être mis en place un comité, constitué par le Conseil d'administration, chargé d'examiner et de rendre un avis sur le cadre de la politique de constitution et de gestion des actifs de couverture, ainsi qu'une procédure permanente de contrôle interne du dispositif de financement des charges et en particulier de leur évaluation et de la gestion des actifs de couverture. Dans les entreprises faisant appel public à l'épargne, cette procédure fait l'objet d'un chapitre particulier inséré dans le rapport annuel du Président du Conseil d'administration sur le contrôle interne.

Enfin, un rapport est transmis tous les trois ans à l'autorité administrative et à l'ASN avec copie aux commissaires aux comptes, qui décrit notamment l'évaluation des charges, les méthodes appliquées pour le calcul des provisions et la composition des actifs. EDF transmettra en juin 2007 le premier rapport à l'autorité administrative compétente ainsi qu'à l'ASN avec copie aux commissaires aux comptes. Peuvent être retirées du rapport les informations protégées par la loi. L'autorité administrative peut demander tout justificatif complémentaire, faire réaliser par un organisme extérieur une étude, requérir une expertise de la valeur des actifs à la charge de l'exploitant.

La réglementation de la radioprotection

En France, le Code de la santé publique précise que la totalité des activités nucléaires comportant un risque d'exposition des personnes aux rayonnements ionisants est contrôlée par l'ASN. La protection générale de la population contre ces rayonnements réside principalement dans la soumission de toute activité nucléaire à un régime de déclaration ou d'autorisation, étant précisé que les autorisations délivrées lors de la création des INB tiennent lieu d'autorisation à ce titre. Le décret n° 2002-460 du 4 avril 2002 relatif à la protection des personnes contre les dangers des rayonnements ionisants, qui transpose les dispositions de la directive 92/29/EURATOM du 13 mai 1996 et de la directive 97/43/EURATOM du 30 juin 1997, fixe la dose-limite d'exposition du public à 1 mSv par an.

La réglementation française sur la protection des travailleurs contre les dangers des rayonnements ionisants, issue de la directive 96/29/EURATOM et du décret n° 2003-296 du 31 mars 2003, impose en particulier une limite d'exposition des travailleurs aux rayonnements ionisants à 20 mSv pour douze mois consécutifs.

La responsabilité civile des exploitants d'installations nucléaires

Plusieurs conventions internationales régissent la responsabilité civile des exploitants d'installations nucléaires : la Convention de Paris du 29 juillet 1960 sur la responsabilité civile dans le domaine de l'énergie nucléaire, la Convention de Bruxelles du 31 janvier 1963 complémentaire à la Convention de Paris et la Convention de Vienne du 21 mai 1963 relative à la responsabilité civile en matière de dommages nucléaires. Ces différentes conventions sont applicables dans les pays signataires qui les ont ratifiées, dont la France et l'Allemagne, pays dans lesquels le Groupe exploite des installations nucléaires (en France, au travers d'EDF, et en Allemagne, au travers d'EnBW). En France, en application de ces conventions, la responsabilité civile nucléaire est régie par la loi n° 68-943 du 30 octobre 1968, telle que modifiée.

La Convention de Paris instaure un régime dérogatoire de responsabilité, qui présente les caractéristiques suivantes :

- *Dommages couverts :* Réparation de tous les dommages aux personnes et aux biens ;
- *Nature de la responsabilité :* Responsabilité objective, c'est-à-dire même en l'absence de faute de l'exploitant ;
- *Exonérations :* L'exploitant n'est pas responsable des dommages causés par un accident nucléaire si cet accident est dû directement à des actes de conflit armé, d'hostilités, de guerre civile, d'insurrection ou à un cataclysme naturel de caractère exceptionnel. Les actes de terrorisme ne constituent pas une exonération ;
- *Personne responsable :* Principe de canalisation de la responsabilité sur un intervenant unique : l'exploitant de l'installation nucléaire où sont détenues ou dont provenaient les substances nucléaires qui ont causé les dommages ;

- *Limitations de la responsabilité :* La responsabilité de l'exploitant peut être limitée à la fois dans son montant et sa durée par les législations nationales, sous réserve de respecter le montant minimal commun de responsabilité fixé par les Conventions :
  - si l'installation se situe en France, le montant de responsabilité de l'exploitant est limité à environ 91,5 millions d'euros par accident nucléaire dans une installation et à environ 22,9 millions d'euros par accident nucléaire en cours de transport. Le délai imparti pour introduire des actions en réparation est de dix ans à compter de la date de l'accident ;
  - au-delà du montant maximal de responsabilité à la charge de l'exploitant, il revient à l'Etat dans lequel est survenu le sinistre d'indemniser les victimes jusqu'à un plafond de 228,6 millions d'euros ;
  - au-delà de ce montant, les Etats membres adhérents aux Conventions de Paris et Bruxelles (y compris la France) contribuent collectivement à une indemnisation jusqu'à un plafond de 381,1 millions d'euros.
- *Garantie financière :* Obligation d'assurance ou de garantie financière de l'exploitant à concurrence des montants de responsabilité fixés, en vue de garantir la disponibilité des fonds. Cette assurance ou garantie financière doit être approuvée par l'Etat dans lequel l'installation assurée ou garantie se trouve. EDF a opté pour l'assurance et est en conformité avec les exigences actuelles de couverture (voir section 4.1.3 (« Assurances ») ci-dessus sur les assurances).

Des protocoles portant modification de la Convention de Paris et de la Convention de Bruxelles ont été signés le 12 février 2004. Ils requièrent la disponibilité de montants d'indemnisation sensiblement plus importants, afin de prendre en compte un plus grand nombre de victimes et de types de dommages collatéraux. La responsabilité de l'exploitant est ainsi au moins égale à 700 millions d'euros par accident nucléaire dans une installation et à 80 millions d'euros par accident nucléaire en cours de transport. L'Etat où se trouve l'installation nucléaire responsable du dommage interviendra au-delà des 700 millions d'euros à la charge de l'exploitant et à concurrence de 1 200 millions d'euros. Au-delà de ce montant, les Etats parties interviendront jusqu'à un plafond de 1 500 millions d'euros.

En outre, pour les dommages corporels exclusivement, le délai imparti pour introduire des actions en réparation passera de dix ans à trente ans à compter de la date de l'accident.

Une autre importante modification est l'introduction d'une définition détaillée de la notion de « dommage nucléaire » prenant en compte les dommages immatériels, le coût des mesures de sauvegarde, le coût des mesures de restauration d'un environnement dégradé et certaines autres pertes résultant de la dégradation de l'environnement.

Enfin, les protocoles modificateurs prévoient que les cas d'exonération de responsabilité de l'exploitant sont désormais limités aux cas de conflits armés, d'hostilités, de guerre civile ou d'insurrection (les catastrophes naturelles ne sont plus un cas d'exonération).

Ces nouvelles dispositions ont été transposées en droit français par la loi TSN du 13 juin 2006 précitée. Ces dispositions ne seront toutefois applicables qu'à la date d'entrée en vigueur des Protocoles mentionnés ci-avant lorsqu'au moins deux tiers des Etats signataires les auront ratifiés. De son côté, la France a ratifié les deux protocoles, par la loi n° 2006-786 du 5 juillet 2006, mais n'a pas encore déposé les instruments de ratification correspondants initiés par le Ministère des affaires étrangères.

6.5.4.3 Réglementations applicables aux autres modes de production du Groupe EDF

Règles spécifiques en matière de production thermique à flamme

Les activités de production thermique à flamme (« THF ») du Groupe EDF sont soumises en France à la réglementation sur les ICPE. Le parc THF d'EDF est également soumis au respect d'une réglementation spécifique sur la qualité de l'air, issue notamment de la directive européenne n° 2001/81 du 23 octobre 2001 fixant des plafonds d'émissions nationaux pour certains polluants atmosphériques (directive NEC) et de la directive n° 2001/80 du 23 octobre 2001 relative à la limitation des émissions de certains polluants dans l'atmosphère en provenance des grandes installations de combustion (directive GIC) (voir section 6.5.4.5 (« Principaux projets de réglementations susceptibles d'avoir un impact sur les activités du Groupe EDF ») ci-dessous pour une description de cette réglementation spécifique).

Des dérogations sont possibles pour les installations fonctionnant 20000 heures maximum entre 2008 et 2015 et il est également prévu un système de réduction des émissions de polluants (SNR) qui pourrait permettre la mutualisation des rejets suite au regroupement de différentes installations et entraîner ainsi plus de souplesse. La directive 2003/105/CE du 16 décembre 2003 (dite Seveso 3), a été transposée par le décret n° 2005-989 du 10 août 2005 (seuils hauts) et l'arrêté du 29 septembre 2005 (seuils bas). Elle modifie la directive 96/82/CE du Conseil concernant la maîtrise des dangers liés aux accidents majeurs impliquant des substances dangereuses (dite directive « Seveso 2 ») et pourrait avoir un impact sur les activités du Groupe EDF. En effet, cette directive abaisse notamment les quantités autorisées de substances cancérigènes et/ou dangereuses pour l'environnement pour les installations produisant, utilisant, manipulant ou stockant ces substances. Ainsi, certaines centrales thermiques à flamme d'EDF pourraient être soumises au régime plus strict des installations Seveso et se voir imposer des obligations renforcées en matière de sécurité et de constitution de garanties financières.

Règles spécifiques en matière d'installations hydrauliques

Les installations hydrauliques sont soumises en France au régime institué par la loi du 16 octobre 1919 modifiée. Elles font l'objet de concessions accordées par le ministre chargé de l'industrie (pour les ouvrages de plus de 100 MW) ou par le préfet (pour les ouvrages dont la puissance est comprise entre 4,5 MW et 100 MW), ou d'autorisations préfectorales pour les ouvrages de moins de 4,5 MW (voir section 6.2.1.1.4.4 (« Les enjeux actuels et futurs de la production hydraulique ») concernant les concessions hydrauliques).

Les activités de production hydroélectrique du Groupe EDF sont soumises à la réglementation sur l'eau. Cette réglementation a notamment trait à la maîtrise des variations de niveaux et de débits d'eau et à la sûreté des zones situées à proximité et à l'aval des aménagements hydrauliques (voir section 6.5.4.4 (« Autres réglementations en matière d'environnement, de santé, d'hygiène et de sécurité »).

Conditions d'instruction d'une demande de renouvellement des concessions hydrauliques

Le décret n° 94-894 du 13 octobre 1994 modifié, pris en application de la loi du 16 octobre 1919, précise les conditions d'instruction d'une demande ou d'un renouvellement de concession hydraulique. Ce décret intègre les modalités d'application de la loi n° 93/122 du 29 janvier 1993 (dite loi Sapin) qui impose, dans les délégations de service public, une procédure de mise en concurrence des différents

candidats. L'ancien droit de préférence au bénéfice du concessionnaire sortant a été supprimé par la loi de finances rectificative pour 2006 du fait de sa non compatibilité avec la procédure de mise en concurrence. La loi de finances rectificative pour 2006 prévoit également pour les concessions hydrauliques l'établissement, lors de leur renouvellement, d'une nouvelle redevance annuelle plafonnée à 25 % des recettes résultant des ventes d'électricité issues de l'exploitation des ouvrages hydroélectriques concédés, versée à l'Etat et affectée en partie aux départements. Les décrets d'application sont en cours d'élaboration.

Règles spécifiques à la production d'énergie éolienne

En France, la construction d'installations éoliennes est soumise, en application des articles L. 553-1 et suivants du Code de l'environnement, à l'obtention d'un permis de construire pour les éoliennes d'une hauteur de 12 mètres et plus, ainsi qu'à une enquête publique et à une étude d'impact pour un site de production excédant 2,5 MW.

6.5.4.4 Autres réglementations en matière d'environnement, de santé, d'hygiène et de sécurité

Réglementations en matière d'environnement

Loi sur l'eau et les milieux aquatiques

La loi sur l'eau et les milieux aquatiques du 30 décembre 2006, qui vise principalement à la reconquête de la qualité écologique des cours d'eau et à l'amélioration de la gestion de l'eau, comporte des dispositions susceptibles d'affecter EDF mais permet également d'inclure dans la politique de la gestion de l'eau la prise en compte des enjeux liés à la sécurité d'approvisionnement électrique et des impératifs de la production hydroélectrique.

C'est ainsi que, dans la perspective de la reconquête de la qualité écologique des cours d'eau, certaines contraintes se trouveront renforcées, du fait notamment de l'augmentation du débit minimal à l'aval des barrages, de la possibilité de modifier ou de retirer le titre d'exploitation, en cas de perturbations causées à certains poissons migrateurs par le fonctionnement de l'ouvrage, ou encore de la révision des classements de cours d'eau, pour y interdire la réalisation de nouveaux ouvrages ou fixer des prescriptions lors des renouvellements de titres d'exploitation. Toutefois, un assouplissement du régime du débit minimal est prévu dans certains cas, notamment pour les aménagements contribuant à la production de pointe, et une simplification des procédures administratives est par ailleurs organisée qui facilitera l'installation d'équipements hydroélectriques complémentaires.

PCB

Le Groupe est soumis à des réglementations relatives aux polychlorobiphényles (PCB) et polychloroterphényles (PCT) dans les différents pays où il exerce ses activités, notamment en Europe et en Amérique latine.

La directive européenne 96/59/CE du 16 septembre 1996 impose un inventaire des appareils contenant des PCB et PCT, et un plan national de décontamination et d'élimination progressive de ces substances, qui sont notamment contenues dans certains transformateurs électriques et des condensateurs. La décontamination des appareils en contenant doit être effectuée au plus tard le 31 décembre 2010. En France, EDF a négocié avec le ministère chargé de l'environnement un plan particulier d'élimination et de traitement des appareils au PCB (environ 9 000), qui a été validé par arrêté le 26 février 2003.

Gaz à effet de serre

Certaines activités du Groupe EDF entrent dans le champ d'application de la directive européenne 2003/87/CE du 13 octobre 2003 établissant un système d'échange de quotas d'émission de gaz a effet de serre (« GES ») dans l'Union européenne au titre des mécanismes de projets du protocole de Kyoto. La directive prévoit en particulier que des quotas d'émission de GES doivent être attribués aux entreprises concernées en application d'un « Plan National d'Allocation des Quotas » (« PNAQ ») pour la période 2005-2007. En France, cette directive a principalement été transposée par l'ordonnance n° 2004-330 du 15 avril 2004 portant création d'un système d'échange de quotas d'émission de GES, et par le décret n° 2004-832 du 19 août 2004 relatif au système d'échange de quotas de GES. En application de cette réglementation, un PNAQ attribuant des quotas de GES aux entreprises concernées pour la période 2005-2007, a été approuvé en France par le décret n° 2005-190 du 25 février 2005. Ce plan a été validé définitivement par la Commission européenne le 18 mai 2005. En application du PNAQ 1 français, EDF s'est vue affecter en France pour ses installations concernées, c'est-à-dire pour les installations de combustion de plus de 20 MW, environ 23,5 millions de tonnes de CO_2 par an pour la période 2005-2007. Le PNAQ pour la deuxième période 2008-2012 est en cours de préparation ; un premier projet de plan avait été élaboré, soumis à consultation publique et notifié à la Commission européenne le 15 septembre 2006 pour finalement être retiré, cette dernière exigeant notamment une réduction plus importante de l'enveloppe de quotas proposée. Le gouvernement français a finalement notifié le 29 décembre 2006 un nouveau projet de plan plus contraignant (enveloppe globale de 132,8 Mt contre 155,6 dans la première version), en particulier pour le secteur électrique, et qui pourrait conduire EDF à être acheteur de quotas.

Des réglementations transposant la directive GES ont également été adoptées ou sont en cours d'élaboration dans les autre pays européens.

La directive 2004/101/CE du 27 octobre 2004 (directive « crédits d'émission ») modifiant la directive 2003/87 a été introduite en droit français, dans le Code de l'environnement (art L.229-5 et suivants) par la loi n° 2005-1319 du 26 octobre 2005 et le décret n° 2006-622 du 29 mai 2006. Les crédits d'émission générés par les activités de projets éligibles aux mécanismes de projets prévus par les articles 6 et 12 du protocole de Kyoto (mise en œuvre conjointe et mécanisme de développement propre) peuvent ainsi être utilisés dans le cadre du marché européen d'échange de quotas d'émissions de gaz à effet de serre et servir, sous certaines conditions, à respecter les obligations de restitution de quotas incombant aux exploitants.

Sites naturels et sites classés (enfouissement des lignes)

Le Groupe EDF est également soumis à la réglementation relative aux sites classés et protégés, en vertu de laquelle les lignes électriques sont soumises en France à une obligation d'enfouissement lorsqu'elles sont situées sur des sites classés et des parcs nationaux.

Réglementation en matière de santé, d'hygiène et de sécurité

Amiante

Le Groupe EDF est en outre soumis aux textes législatifs et réglementaires relatifs à l'amiante. En France, la réglementation impose notamment la recherche de matériaux contenant de l'amiante dans les bâtiments, et le cas échéant, des mesures de surveillance ou des travaux de désamiantage. EDF est également soumise à des obligations réglementaires d'information et de protection des travailleurs susceptibles d'être exposés à l'inhalation de poussières d'amiante.

Légionelles
EDF exploite, notamment pour les besoins de ses activités de production d'électricité, des tours aéroréfrigérantes (« TAR ») désormais soumises à la réglementation sur les ICPE. EDF doit notamment réaliser une analyse méthodique des risques de prolifération de légionelles dans ses TAR et mettre en place un plan d'entretien préventif de nettoyage et de désinfection. EDF est par ailleurs obligée de procéder à des analyses mensuelles ou bimensuelles en fonction du type d'installation concernée. En l'absence de réglementation en la matière pour les TAR des INB, l'ASN a demandé en 2004 à EDF de ne pas dépasser, à titre provisoire et dans l'attente de l'adoption d'un arrêté spécifique, certaines concentrations en légionelles dans les bassins d'aéroréfrigérants.

6.5.4.5 Principaux projets de réglementations susceptibles d'avoir un impact sur les activités du Groupe EDF

Plusieurs projets de réglementation aux niveaux communautaire et français, dont les principaux sont décrits ci-dessous, sont susceptibles d'avoir un impact significatif sur les activités du Groupe EDF.

6.5.4.5.1 Réglementations futures au niveau communautaire

6.5.4.5.1.1 Le « Paquet Energie et changement climatique »

Présentation du « Paquet Energie et changement climatique » de la Commission européenne le 10 janvier 2007

La Commission européenne a présenté le 10 janvier dernier (voir section 6.5.1.1. (« Législation européenne ») son « Paquet Energie et changement climatique » qui rassemble l'ensemble des orientations stratégiques concernant le secteur de l'énergie proposées au Conseil et au Parlement européen, dans l'objectif d'établir les bases d'une véritable politique énergétique européenne destinée à lutter contre le changement climatique et renforcer la sécurité énergétique et la compétitivité de l'Union européenne. Le « Paquet Energie et changement climatique » se compose d'une note d'analyse stratégique et de plusieurs documents consacrés respectivement au Marché intérieur de l'énergie, au mix énergétique, aux renouvelables et au changement climatique :

- La note d'analyse stratégique, « une politique énergétique européenne » synthétise les orientations préconisées tant en matière énergétique que climatique.

  L'objectif central fixé par la Commission européenne est de parvenir en 2020 à ramener les émissions en CO_2 dues aux consommations d'énergie à 20 % au-dessous de leur niveau de 1990. L'effort serait poursuivi au-delà, avec une réduction atteignant 35 % en 2030 et 50 % en 2050. L'objectif de 20 % pour la réduction des émissions de CO_2 en 2020 ne concerne que les rejets issus des consommations d'énergie.

  D'autres objectifs sont également visés pour 2020 : améliorer l'efficacité énergétique de 20 % et fournir 20 % de toute l'énergie consommée en sources renouvelables.

- Marché intérieur : ce document est constitué d'un rapport d'enquête sectorielle (voir section 6.5.1.1 (« Législation européenne »)) et d'un rapport de benchmark auxquels s'ajoute le plan d'interconnexions prioritaires.

Le rapport d'enquête sectorielle est structuré sur la base des conclusions préliminaires présentées le 16 février 2006, c'est-à-dire en chapitres qui traitent successivement, pour le gaz puis pour l'électricité, des principales préoccupations de la DG Comp, à savoir : le degré de concentration et le pouvoir de marché ; les effets de l'intégration verticale ; l'intégration des marchés nationaux ; la transparence ; les questions relatives aux prix. Le rapport de la DG Comp souligne en conclusion la nécessité :

– d'une application déterminée et coordonnée des instruments de la politique de concurrence (antitrust, contrôle des concentrations, contrôle des aides d'Etat) ;

– du traitement des questions structurelles et de l'amélioration de l'environnement régulatoire. A cet égard, le rapport vise principalement 4 dysfonctionnements présumés :
  1. les conflits d'intérêt générés par une dissociation insuffisante entre les réseaux et les activités en concurrence ;
  2. les « décalages » en matière de régulation, en particulier pour le traitement des sujets transfrontaliers ;
  3. le manque de liquidité ;
  4. un manque général de transparence.

Le rapport de benchmark présente un bilan global du fonctionnement des marchés de l'électricité et du gaz : la Commission européenne y conclut que les bases d'un marché intérieur ont bien été implantées en Europe mais que sa construction est encore largement inachevée. Parmi les obstacles à la concurrence, elle dénonce tout particulièrement les grandes entreprises intégrées du fait notamment de leur maîtrise des GRT. L'obstacle lié à l'hétérogénéité des régulations nationales est également souligné.

– La première piste de réflexion de la Commission européenne est « d'assurer un accès non discriminatoire aux réseaux grâce à l'unbundling ». La Commission européenne développe les avantages théoriques d'une dissociation patrimoniale et parvient à la conclusion qu'un renforcement des règles de dissociation existantes est nécessaire mais laisse ouvertes deux options pour les GRT : la dissociation stricte et le modèle ISO (Independent system operator) dans lequel les actifs restent dans la maison-mère et sont mis à disposition du GRT qui verse en échange une rémunération.

– La seconde piste consiste à « améliorer la régulation de l'accès au réseau aux niveaux national et européen ». La Commission européenne envisage un renforcement des pouvoirs des régulateurs nationaux et de leur indépendance, ainsi que la question de la coordination des régulateurs et suggère trois options :
  1. renforcement de la coopération entre les régulateurs nationaux, en introduisant un mécanisme permettant à la Commission européenne de contrôler les décisions des régulateurs pouvant impacter le marché intérieur ;
  2. renforcement du rôle du groupe des régulateurs qui serait doté du pouvoir de prendre des décisions ayant force de droit, notamment vis-à-vis des régulateurs nationaux ;
  3. « une nouvelle entité au niveau communautaire » aux contours non définis à ce stade.

– La troisième est : « réduire le champ possible pour la concurrence déloyale ». La Commission européenne développe trois pistes de réflexion : définir des règles contraignantes en matière de transparence ; durcir le régime applicable à l'accès aux réseaux de

transport de gaz et les règles relatives aux contrats long terme gaziers (transport et aval) ; définir éventuellement un nouveau cadre régulatoire pour le stockage de gaz.

– La quatrième concerne la coordination des GRT. La Commission européenne évoque deux options :
  1. l'option « ETSO+ » ou « GIE+ » : il s'agit de créer un groupe des GRT qui serait chargé collégialement d'élaborer les normes techniques, les règles relatives à la sécurité des réseaux et de surveiller le développement des réseaux ;
  2. l'option des opérateurs de système régionaux c'est-à-dire transfrontaliers.

– La cinquième vise à « fournir un cadre clair pour l'investissement dans les centrales et l'infrastructure d'importation et de transport de gaz », fait référence au projet d'observatoire européen déjà mentionné dans le Livre vert et propose plusieurs pistes générales de réflexion.

– La sixième chapitre inclut les « questions relatives aux petits consommateurs » (particuliers et « petits professionnels »). Il aborde les règles de dissociation concernant les GRD en indiquant que la Commission européenne continuera à poursuivre les Etats qui n'appliquent pas les règles existantes et envisage de renforcer les pouvoirs des régulateurs pour les faire appliquer. La Commission européenne envisage également de réexaminer la pertinence du seuil de 100 000 clients en dessous duquel les GRD sont dispensés des exigences fondamentales de dissociation fixées dans les directives en vigueur.

Le rapport examine aussi la protection des consommateurs et la « précarité énergétique », la protection des consommateurs, des clients démunis et le comptage. La Commission européenne rappelle la légitimité des obligations de service public à la condition qu'elles ne constituent pas un obstacle à la concurrence effective. S'agissant des tarifs, le rapport indique que les contrôles de prix peuvent introduire des distorsions mais peuvent être nécessaires à la condition d'être ciblés « afin de protéger les consommateurs dans certaines circonstances spécifiques, par exemple durant la période de transition vers une concurrence effective. »

- Mix énergétique *:* le document essentiel est le Programme indicatif nucléaire (« PINC »). Il est accompagné par une communication relative aux énergies fossiles et un plan stratégique pour les technologies énergétiques. Le PINC rappelle notamment la contribution du nucléaire à la poursuite de tous les objectifs clefs de l'Union européenne (compétitivité, sécurité d'approvisionnement, changement climatique).

- Renouvelables : outre deux documents stratégiques relatifs aux renouvelables, ce chapitre comprend un rapport sur les biocarburants et une proposition de directive « chaleur et froid issus d'énergies renouvelables », annoncée mais non encore publiée. La Commission européenne propose aux Etats de remplacer les 3 objectifs indicatifs actuels par deux objectifs contraignants pour 2020 : que 20 % de toute l'énergie consommée dans l'Union Européenne provienne de sources renouvelables et que 10 % des carburants destinés aux transports terrestres soient constitués de biocarburants. Ces objectifs seront déclinés par pays pour tenir compte des conditions nationales ; chaque Etat devra soumettre à la Commission européenne un plan d'action permettant de les atteindre.

- Climat : il s'agit d'une communication intitulée « limiter le changement climatique mondial à 2 degrés celsius : la voie à suivre pour l'Union européenne et le monde d'ici 2020 et au-delà ». Le « Paquet Energie et changement climatique » demande aux Etats d'approuver deux voies :
  – présenter aux autres pays développés un objectif d'émissions de gaz à effet de serre en 2020 qui soient inférieures de 30 % à leur niveau de 1990. Si un accord international est signé, l'Union Européenne se fixera cet objectif de 30 % ;
  – retenir pour 2020 un objectif de 20 % propre à l'Union européenne si aucun accord international n'est signé.

Le Conseil Energie du 15 février 2007

Les Ministres de l'Energie de l'Union européenne, réunis en Conseil Energie le 15 février 2007, ont examiné le« Paquet Energie et changement climatique » présenté le 10 janvier par la Commission. européenne Le Conseil Energie « soutient les objectifs globaux ambitieux de réduction des émissions de gaz à effet de serre fixés par l'Union pour 2020 » et a approuvé les propositions de la Commission européenne concernant la sécurité de l'approvisionnement et la solidarité entre les Etats membres, les technologies de l'énergie et la politique énergétique internationale.

Le Conseil Energie invite la Commission européenne à élaborer des mesures qui, en tenant compte des caractéristiques des secteurs du gaz et de l'électricité, ainsi que des marchés régionaux et nationaux, prévoient une séparation effective des activités de production et des opérations de réseau « basée sur des systèmes d'exploitation de réseau gérés de manière indépendante et régulés de manière adéquate, qui garantissent un accès ouvert et équitable aux infrastructures de transport et l'indépendance des décisions sur l'investissement dans les infrastructures ».

Le Conseil Energie a par ailleurs approuvé le principe d'une plus grande harmonisation des pouvoirs et d'un renforcement de l'indépendance des régulateurs nationaux de l'énergie, la mise au point d'un mécanisme indépendant permettant aux régulateurs nationaux de coopérer et de prendre des décisions sur des questions transfrontalières importantes, la création d'un nouveau mécanisme communautaire pour les GRT afin de mieux coordonner le fonctionnement des réseaux et leur sécurité et un système intégré plus performant pour le commerce transfrontalier d'électricité, y compris l'élaboration de normes techniques.

Sur le chapitre « efficacité énergétique et énergies renouvelables », le Conseil Energie approuve le niveau de 20% pour la part des énergies renouvelables dans la consommation énergétique totale de l'Union d'ici 2020, ainsi que la proportion minimale de 10% de biocarburants dans la consommation totale d'essence et de gazole destinés au transport au sein de l'Union européenne d'ici 2020.

Le Conseil Européen des 8 et 9 mars 2007

Les chefs d'Etats et de gouvernements de l'Union européenne, réunis à Bruxelles à l'occasion du Conseil européen des 8 et 9 mars, ont examiné la politique énergétique de l'Union et son rôle dans la lutte contre le changement climatique. Sous la présidence de la Chancelière allemande, Madame Angela Merkel, ils ont arrêté des objectifs contraignants pour lutter contre le réchauffement climatique et réduire d'au moins 20% les émissions de gaz à effet de serre de l'Union européenne d'ici 2020, et ont fixé, s'agissant de la part des énergies renouvelables dans la consommation énergétique européenne totale, un objectif de 20% d'ici 2020. Il est à cet égard pré-

cisé que les objectifs nationaux qui seront définis pour respecter cet objectif moyen de 20% « seront élaborés avec la pleine implication des Etats membres, en prenant soin de procéder à une répartition juste et adéquate », en tenant compte de leur recours actuel aux renouvelables, de leur « palette énergétique » et de leur potentiel respectif. Le Conseil Européen souligne qu'il prend acte de l'évaluation de la Commission européenne sur « la contribution de l'énergie nucléaire dans le cadre de préoccupations grandissantes sur la sécurité des approvisionnements d'énergie et de la réduction des émissions de CO_2 » et rappelle par ailleurs « qu'il appartient à chacun des Etats membres de décider s'il aura ou non recours à l'énergie nucléaire ».

Les principales mesures du plan d'action climatique et énergétique 2007-2009 adopté par les chefs d'Etat et de gouvernement de l'Union européenne lors du Conseil européen sont les suivantes :

- **Réchauffement climatique**
  - L'Union européenne prend « de manière indépendante, l'engagement ferme de réduire les émissions de gaz à effet de serre d'au moins 20% d'ici 2020 par rapport à 1990 ».
  - Cet objectif pourrait être de 30% dans le cadre d'un accord mondial si « d'autres pays développés s'engagent à atteindre des réductions comparables » et que « les pays en développement plus avancés apportent une contribution adaptée à leurs responsabilités et leurs capacités ».
  - Les pays développés devraient réduire leurs émissions de 60 à 80% d'ici 2050 par rapport à 1990.
  - Les énergies renouvelables (éolienne, solaire, etc.) devront représenter 20% de la consommation énergétique de l'Union européenne en 2020. La répartition de cet effort contraignant entre les 27 se fera en étroite collaboration avec les Etats membres et tiendra compte « des différents points de départ nationaux » (niveau existant des énergies renouvelables, palette énergétique et potentiel de chaque pays).
  - Les biocarburants devront obligatoirement représenter au moins 10% de la consommation totale d'essence et de gazole dans les transports.
  - Efficacité énergétique : économiser 20% de la consommation totale d'énergie d'ici 2020 (par rapport à la consommation prévue à politique inchangée) grâce à une utilisation plus efficace de l'énergie notamment dans les bâtiments, dans l'industrie et dans les transports. Les 27 invitent très concrètement la Commission européenne à faire des propositions spécifiques sur l'éclairage des bureaux et des rues (à adopter d'ici 2008) et sur les lampes à incandescence ou autres éclairages privés (à adopter d'ici 2009).
  - Il appartient à chacun des Etats membres de décider s'il aura ou non recours à l'énergie nucléaire.
  - Développer les technologies de piégeage et de stockage du CO_2 (pour les futures centrales au charbon).
- **Marché unique du gaz et de l'électricité**
  - La Commission doit clarifier d'ici juin les mesures envisagées pour accroître la concurrence, comme la séparation « effective » des activités de production et de gestion des réseaux (découplage).
  - Nommer des coordinateurs européens sur les projets d'interconnexions prioritaires des réseaux énergétiques, comme entre la France et l'Espagne ou l'Allemagne, la Pologne et la Lituanie.
- **Sécuriser et diversifier les sources d'approvisionnement**
  - Faire en sorte que l'Union européenne parle davantage d'une seule voix.
  - Finaliser le nouvel accord de coopération avec la Russie, en particulier dans le domaine de l'énergie.
  - Renforcer les relations de l'Union européenne avec l'Asie centrale, les régions de la mer Caspienne et de la mer Noire.
  - Renforcer les relations avec l'Algérie, l'Egypte et les autres pays producteurs.

Sur la base des orientations définies par le Conseil européen dans ses conclusions du début du mois de mars, la Commission europeénne précisera ses propositions en vue du prochain Conseil des ministres « Energie » qui se tiendra les 7 et 8 juin 2007. Ces propositions devraient ensuite prendre la forme d'initiatives législatives européennes au cours du 2ème semestre 2007, sous la présidence portugaise.

6.5.4.5.1.2 Autres réglementations futures au niveau communautaire

Les Etats membres devaient remettre à la Commission européenne leurs projets de plans d'allocation des quotas pour la seconde période (2008-2012), avant le 30 juin 2006 pour approbation d'ici fin 2006.

Quelques Etats ont déjà transmis leurs projets de plans, sur lesquels la Commission s'est prononcée le 29 novembre 2006. La France a transmis son projet de plan (deuxième version) à la Commission européenne le 29 décembre 2006 (voir section 6.5.4.4 (« Autres réglementations en matière d'environnement, de santé, d'hygiène et de sécurité »)).

La Commission a annoncé ne pas souhaiter engager de révision de la directive GES, mais plutôt utiliser les possibilités d'adaptation que contient la directive pour introduire quelques évolutions dans son application à la période 2008-2012. Au plan communautaire, la Commission européenne doit engager un retour d'expérience sur la mise en oeuvre de la directive 2003/87, pour préparer la future directive intéressant la période post 2012. En parallèle, la négociation internationale pour la période post 2012 (post « Kyoto ») se déroulera, sans qu'aucune échéance soit à ce stade formellement affichée. Les orientations qui seront prises appelleront très vraisemblablement des réductions d'émissions de gaz à effet de serre importantes, et le marché du carbone se généralisera de plus en plus.

La directive européenne relative à l'efficacité énergétique dans les utilisations finales et aux services énergétiques, qui fixe un objectif indicatif de réduction des consommations à réaliser au niveau des Etats membres, a été définitivement adoptée par le Conseil le 14 mars 2006. Chaque Etat devra présenter un plan d'action pour l'efficacité énergétique à trois dates (30 juin 2007, 30 juin 2011 et 30 juin 2014) et le secteur public devra jouer un « rôle exemplaire ». Outre l'effort par-

ticulier d'information des clients qu'elle fait peser sur les fournisseurs d'énergie (exigences en matière de facturation et comptage), le rôle des fournisseurs d'énergie est laissé à l'appréciation des Etats membres. L'impact de cette directive sera par conséquent à apprécier au regard de ses futurs textes de transposition.

Le programme CAFE (*Clean Air For Europe*) lancé en 2001 par la Commission européenne pour améliorer la qualité de l'air en Europe a débouché le 21 septembre 2005 (communication de la Commission au Conseil et au Partenariat européen) sur l'adoption d'une stratégie thématique sur la pollution atmosphérique. Cette stratégie définit les objectifs en matière de pollution atmosphérique et propose des mesures pour les atteindre à l'horizon 2020. Cette stratégie devrait notamment se traduire par le durcissement de la directive 2001/81 (NEC) fixant des plafonds d'émission nationaux pour certains polluants atmosphériques et de la directive 2001/80 (GIC) relative à la limitation des émissions de certains polluants dans l'atmosphère en provenance des grandes installations de combustion.

La proposition de directive du 24 octobre 2005 qui vise à établir un cadre communautaire afin de protéger et conserver le milieu marin prévoit que les Etats définiront des stratégies pour les eaux marines européennes avec pour objectif d'atteindre en 2021 un bon état écologique du milieu marin ; des programmes de surveillance et de mesures seront adoptés. Certaines installations de production d'EDF (éoliennes off-shore, centrales en bord de mer ou à l'intérieur des terres dès lors qu'elles sont susceptibles d'affecter directement ou indirectement le milieu marin) pourraient à terme être affectées par des contraintes nouvelles.

6.5.4.5.2 Réglementations futures en France

Certaines installations industrielles du Groupe EDF sont soumises à certaines dispositions 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 (PPRT) 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. L'un des principaux décrets d'application de cette loi, qui pourrait élargir l'obligation de garanties financières à un plus grand nombre d'installations n'a pas encore été pris.

En matière de gaz à effet de serre, un projet d'arrêté (complémentaire aux textes existants) concernant le mécanisme de développement propre et les barrages de plus de 20 MW est attendu dans le cadre de la finalisation de la transposition de la directive 2004/101/ modifiant la directive 2003/87/CE établissant un système d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre dans la Communauté au titre des mécanismes de projet du protocole de Kyoto.

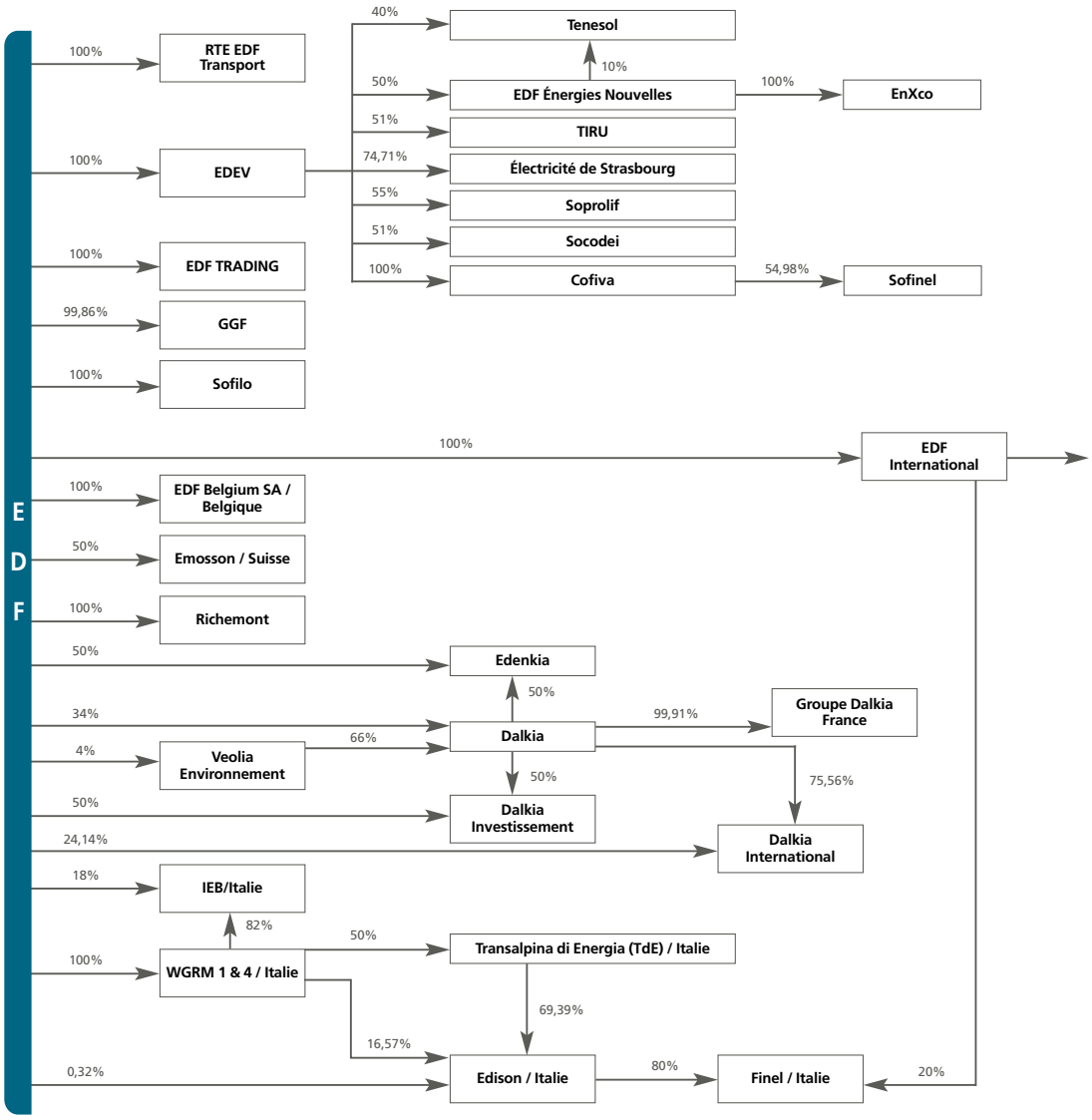
La responsabilité d'EDF en matière de dommages causés à l'environnement par certaines de ses activités non nucléaires, devrait être renforcée par la transposition à intervenir en droit français de la directive 2004/35/CE du 21 avril 2004. Cette directive instaure un régime non rétroactif de responsabilité objective, limité à certains dommages environnementaux. Ainsi, l'exploitant d'une installation sera responsable dès lors qu'il sera possible d'établir un lien de causalité entre le dommage et son activité. Elle ouvre également la possibilité pour l'administration de constituer des garanties sur les actifs des exploitants, sans toutefois rendre obligatoire un système de garanties financières.

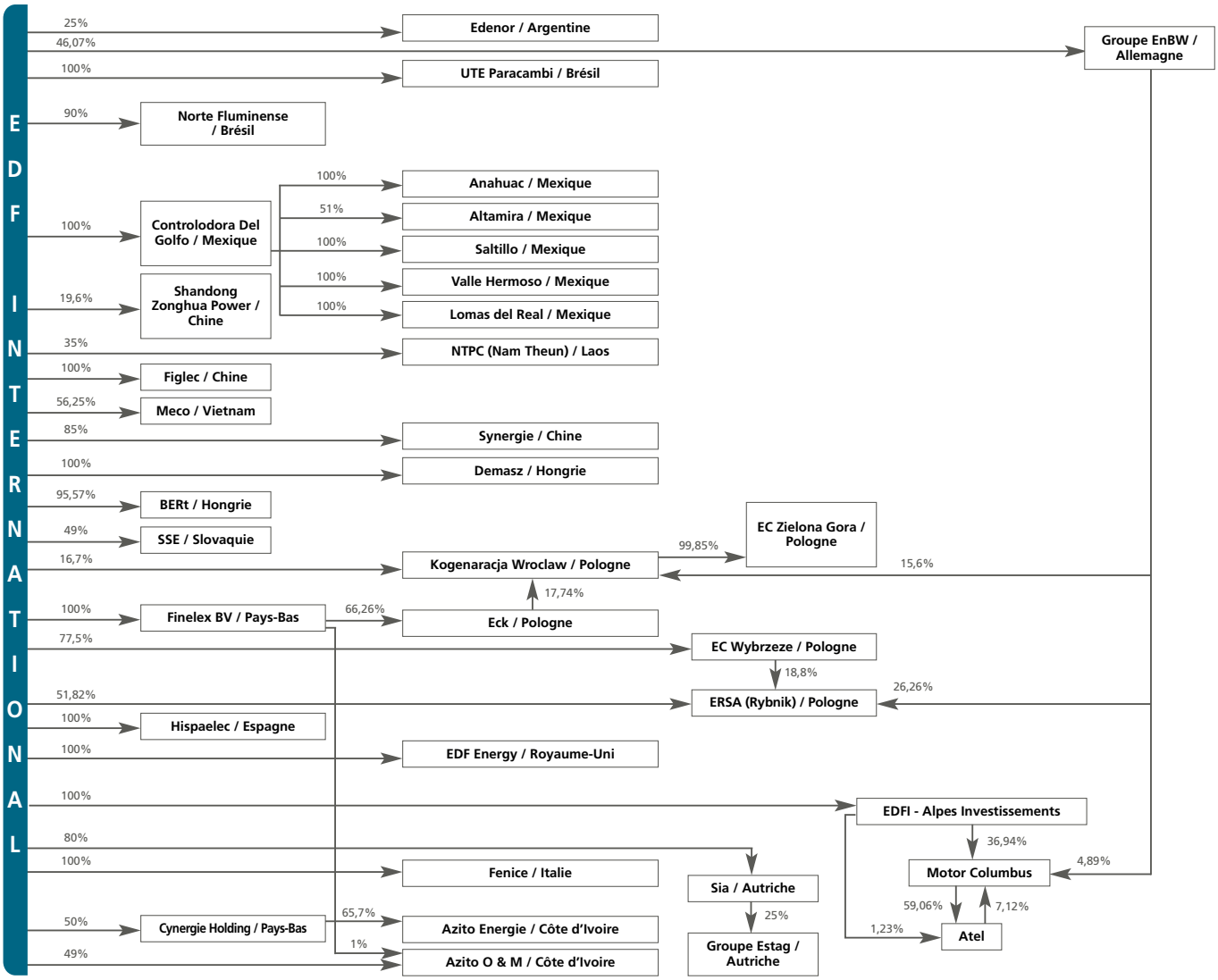
Le Groupe, et notamment EDF, sera également soumis à la directive européenne n° 2004/40/CE du 29 avril 2004 concernant les prescriptions minimales de sécurité et de santé relatives à l'exposition des travailleurs aux risques dus aux agents physiques (champs électromagnétiques) qui doit être transposée au plus tard le 30 avril 2008. Cette directive introduit des prescriptions minimales en matière d'évaluation et de réduction des risques ainsi qu'en matière d'information et de formation des travailleurs. Ces prescriptions pourraient avoir un impact significatif notamment sur la Direction Production-Ingénierie du Groupe qui emploie du personnel de maintenance électrique dans le voisinage des alternateurs situés en sortie de centrale de protection, mais également sur la Distribution, compte tenu des champs électromagnétiques générés par les postes-sources et les travaux sous tension.

La directive européenne relative à l'efficacité énergétique dans les utilisations finales et aux services énergétiques, qui fixe un objectif indicatif de réduction des consommations à réaliser au niveau des Etats membres et laisse une assez large place à la subsidiarité, (voir ci-dessus section 6.5.4.5.1.2 (« Autres réglementations futures au niveau communautaire »)), devra être transposée en droit interne d'ici le 17 mai 2008.

7 Organigramme

Un organigramme juridique simplifié du Groupe au 31 décembre 2006 est présenté ci-dessous. Les pourcentages mentionnés pour chaque entité, correspondent à la quote part d'intérêt dans le capital (pourcentage retenu dans le cadre de la consolidation).





L'intégralité des sociétés faisant partie du périmètre de consolidation du Groupe est mentionnée à la note 39 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2006.

Informations relatives aux filiales

La présentation des activités des principales filiales du Groupe, la description de leurs dernières acquisitions, leurs soldes intermédiaires de gestion et/ou leur poids économique dans le Groupe figurent à la section 6.3 (« Présentation de l'activité du Groupe EDF à l'international ») du présent Document de Référence. Par ailleurs, la note 7.1 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2006 fournit des informations financières sur les sociétés du Groupe, par zone géographique.

Mandats exercés par les dirigeants d'EDF

Les mandats exercés par les dirigeants d'EDF au sein des filiales du Groupe sont mentionnés en Annexe C au présent Document de Référence.

Relations contractuelles intra-groupe

Conventions de centralisation de trésorerie conclues entre EDF et ses filiales

La centralisation de la trésorerie mise en place par EDF permet de mutualiser l'ensemble des positions de ses filiales et d'optimiser ainsi la liquidité du Groupe. Ce cash pooling se traduit par une centralisation physique des soldes des filiales au niveau maison-mère. Il concerne toutes les filiales, tant françaises qu'internationales, pour lesquelles EDF détient le pouvoir de contrôle effectif. Il ne concerne pas RTE-EDF Transport.

Le système de centralisation de trésorerie des sociétés du Groupe EDF est défini dans le cadre de conventions de trésorerie. Une convention bi-partite signée entre EDF et chaque filiale définit les conditions spécifiques de la relation : rémunération des soldes, etc.

Au niveau international, les filiales participantes adhèrent à une convention Cadre, ce qui confère à EDF le statut de Centrale de Trésorerie.

EDF centralise également l'ensemble des flux en devises de ses filiales françaises.

Flux financiers entre EDF et ses filiales

Outre les flux financiers liés aux conventions de centralisation de trésorerie mentionnés ci-dessus, les flux financiers existant entre EDF et ses filiales sont également liés aux remontées de dividendes au sein du Groupe. Bien qu'une part substantielle des dividendes mis en paiement par certaines filiales du Groupe (dont EnBW et EDF Energy) soit exclusivement versée à EDF International (environ 568 millions d'euros au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2006), EDF a reçu de ses autres filiales consolidées environ 616 millions d'euros de dividendes au titre de ce même exercice.

Les autres flux financiers existant entre EDF et ses filiales correspondent principalement aux prêts, apports et garanties consentis par la maison mère du Groupe au bénéfice de certaines de ses filiales.

En ce qui concerne les flux financiers liés aux redevances versées par les filiales, ceux-ci ne sont pas significatifs. En effet, les filiales du Groupe disposent généralement de leurs propres services centraux et opèrent sous leur propres marques.

Pour une description des flux financiers liés aux relations commerciales existant entre EDF et ses filiales, voir Chapitre 19 (« Opérations avec des apparentés ») ci-après.

8 Propriétés immobilières, usines et équipements

8.1 - ACTIFS INDUSTRIELS

Au 31 décembre 2006, la valeur nette comptable des immobilisations corporelles du Groupe EDF est de 104 milliards d'euros environ (voir note 20 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2006).

8.2 - ACTIFS IMMOBILIERS TERTIAIRES

Le Pôle Immobilier (regroupant la Direction de l'Immobilier (« DIRIM ») et ses filiales immobilières rattachées) assure en France les fonctions de prestataire immobilier des entités du Groupe en gérant et en optimisant un patrimoine immobilier tertiaire de près de 4,5 millions de m^2 de locaux tertiaires, dont environ 77 % sont en pleine propriété du Groupe et 23 % sont loués à des tiers (prises à bail et concession).

La Direction de l'Immobilier assure les fonctions de gestion patrimoniale, de gestion locative et d'exploitation technique des bâtiments ainsi que d'exploitation maintenance des installations et de services à l'occupant, en mettant à disposition des surfaces par un système de sous-location aux entités et unités du Groupe. En prenant à bail auprès de tiers, la DIRIM a pris des engagements de location sur la période 2007-2015 à hauteur de 899 millions d'euros qui sont traités dans l'annexe des comptes consolidés.

8.3 - PARTICIPATION DES EMPLOYEURS À L'EFFORT DE CONSTRUCTION (« PEEC »)

EDF est assujettie à l'obligation de participer chaque année à l'« effort de construction » à hauteur de 0,45 % de sa masse salariale, ce qui représente pour l'année 2006 environ 18,4 millions d'euros.

En contrepartie du versement de ces fonds, les salariés d'EDF bénéficient de services et de prestations destinés à faciliter leur mobilité résidentielle : aide à la location, aide à l'accession à la propriété, aide à la mobilité, conseil en financement.

8.4 - PRÊTS D'ACCESSION À LA PROPRIÉTÉ

Dans le cadre de sa politique sociale, EDF aide ses salariés à acquérir leur résidence principale. A la suite de la conclusion d'un partenariat avec le Crédit Immobilier de France (« CIF »), celui-ci assure la production, le financement et la gestion des prêts aux salariés de l'entreprise. EDF assure auprès du CIF la compensation de l'écart entre le taux bonifié (auquel le CIF prête aux agents d'EDF) et le taux résultant de la consultation bancaire réalisée en 2005 ayant permis de retenir le CIF comme organisme bancaire.

Au 31 décembre 2006, l'encours « résiduel » non titrisé des créances accession à la propriété s'élevait à 17,3 millions d'euros au bilan d'EDF.

9 Examen de la situation financière et du résultat

9.1 CHIFFRES CLÉS 129
9.2 PRÉSENTATION DES RÉSULTATS 2006 130
9.3 PRINCIPALES MÉTHODES COMPTABLES SENSIBLES DU GROUPE SUJETTES À ESTIMATIONS ET JUGEMENTS 131
9.4 COMPARABILITÉ DES EXERCICES 132
9.5 ÉLÉMENTS DE CONJONCTURE ET ÉVÉNEMENTS MARQUANTS DE L'EXERCICE 132
9.6 SEGMENTATION DE L'INFORMATION FINANCIÈRE 138
9.7 ANALYSE DU COMPTE DE RÉSULTAT CONSOLIDÉ POUR 2006 ET 2005 139
9.8 ANALYSE PAR ZONE GÉOGRAPHIQUE DU RÉSULTAT D'EXPLOITATION 144
9.9 FLUX DE TRÉSORERIE ET ENDETTEMENT FINANCIER 150
9.10 GESTION ET CONTRÔLE DES RISQUES FINANCIERS 154
9.11 PROVISIONS 159
9.12 ENGAGEMENTS HORS BILAN 160
9.13 ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA CLÔTURE 161

Incorporation par référence

En application de l'article 28 du Règlement (CE) n° 809/2004 en date du 29 avril 2004, l'examen de la situation financière et des résultats pour l'exercice clos le 31 décembre 2005 figurant au Chapitre 9 (pages 136 à 177) du Document de Référence 2005 du Groupe, est inclus par référence dans le présent document.

Retraitements au titre des exercices 2005 et 2004

Afin de rendre comparables les exercices 2006 et 2005 lors de la publication des comptes consolidés 2006, les comptes consolidés publiés au titre de l'exercice 2005 ont été retraités des changements de méthode comptable et de présentation énoncés à la section 9.4 (« Comparabilité des exercices ») du présent document.

D'autre part, la section 20.3 du présent document décrit les retraitements à opérer pour l'exercice 2004 afin de rendre comparables les comptes consolidés 2004 avec les comptes consolidés 2005 ainsi retraités.

Introduction à l'examen de la situation financière et du résultat pour l'exercice clos au 31 décembre 2006

Les commentaires ci-dessous se fondent sur les informations financières des exercices 2006 et 2005 et doivent être lus en parallèle avec les comptes consolidés du Groupe pour l'exercice clos le 31 décembre 2006 figurant à la section 20.1 du présent document.

Les comptes consolidés ont été préparés conformément aux normes comptables internationales telles que publiées par l'IASB et approuvées par l'Union européenne au 31 décembre 2006. Ces normes internationales comprennent les normes IAS (*International Accounting Standards*), IFRS (*International Financial Reporting Standards*), et les interprétations (SIC et IFRIC).

Les états financiers pour l'exercice 2006 sont présentés avec en comparatif l'exercice 2005 établi selon le même référentiel. Les informations financières publiées au 31 décembre 2005 ont été retraitées pour tenir compte de l'application rétrospective de l'interprétation IFRIC 4 ainsi que de changements de présentation (voir la section 9.4 (« Comparabilité des exercices ») du présent document).

Les méthodes comptables et règles d'évaluation appliquées par le Groupe dans les états financiers consolidés au 31 décembre 2006 sont identiques à celles utilisées par le Groupe au 31 décembre 2005 à l'exception des normes, amendements et interprétations d'application obligatoire à compter du 1er janvier 2006 qui sont décrits en note 1.2 de l'annexe aux comptes consolidés 2006.

A l'exception de l'interprétation IFRIC 4, ces évolutions n'ont pas d'effet significatif sur l'information financière présentée.

Le Groupe a par ailleurs décidé de ne pas appliquer par anticipation les normes, amendements et interprétations suivants qui ont été adoptés par l'Union européenne à la date d'arrêté des comptes :

- Amendement à IAS 1 « Présentation des états financiers – informations à fournir concernant le capital » ;
- IFRS 7 « Instruments financiers : informations à fournir » : cette norme énonce de nouvelles exigences en matière d'information à fournir sur les instruments financiers ;
- IFRIC 7 « Modalités pratiques de retraitement des états financiers selon IAS 29 : information financière dans les économies hyperinflationnistes » ;
- IFRIC 8 « Champ d'application d'IFRS 2, paiement fondé sur des actions » ;
- IFRIC 9 « Réévaluation des dérivés incorporés ».

En outre, le Groupe a décidé de ne pas appliquer par anticipation la norme et les interprétations suivantes qui devraient faire l'objet d'une approbation par l'Union européenne en 2007 :

- IFRS 8 « Informations sectorielles » ;
- IFRIC 10 « Etats financiers intermédiaires et dépréciations » ;
- IFRIC 11 « Transactions au sein d'un Groupe » ; et
- IFRIC 12 « Accords de concessions de services ».

L'impact potentiel de l'ensemble de ces normes, amendements et interprétations reste en cours d'évaluation.

9.1 - CHIFFRES CLÉS

Extraits des comptes de résultat consolidés

(en millions d'euros)	Exercice clos au 31 décembre 2006	Exercice clos au 31 décembre 2005[1]
Chiffre d'affaires	58 932	51 047
Excédent brut d'exploitation (EBE)	13 930	12 906
Résultat d'exploitation	9 356	7 993
Résultat avant impôts des sociétés intégrées[2]	6 655	4 578
RÉSULTAT NET PART DU GROUPE	**5 605**	**3 230**

(1) Les données publiées au titre de l'exercice 2005 ont été retraitées des effets liés à l'application rétrospective de l'interprétation IFRIC 4 ainsi que des changements de présentation (voir note 4 de l'annexe aux comptes consolidés 2006).

(2) Le résultat avant impôts des sociétés intégrées correspond au résultat net d'EDF avant prise en compte de l'impôt sur les résultats, de la quote-part de résultat des sociétés mises en équivalence, du résultat net des activités en cours d'abandon et des intérêts minoritaires.

Extraits des tableaux de flux de trésorerie consolidés

(en millions d'euros)	31 décembre 2006	31 décembre 2005[1]
Flux de trésorerie nets générés par les activités opérationnelles	11 795	8 439
Flux de trésorerie nets liés aux activités d'investissement	(13 769)	(10 621)
Flux de trésorerie nets liés aux activités de financement	(1 794)	5 555
VARIATION NETTE DE LA TRÉSORERIE ET DES ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE	**(3 768)**	**3 373**

(1) Les données publiées au titre de l'exercice 2005 ont été retraitées des effets liés à l'application rétrospective de l'interprétation IFRIC 4 (voir note 4 de l'annexe aux comptes consolidés 2006).

Extraits des bilans consolidés

(en millions d'euros)	31 décembre 2006	31 décembre 2005[1]
Actif non courant	130 824	123 524
Actif courant	48 122	46 884
Actifs détenus en vue de la vente	140	728
Total de l'actif	**179 086**	**171 136**
Capitaux propres — part du Groupe	23 309	19 313
Intérêts minoritaires	1 490	961
Provisions non courantes	43 124	41 974
Passifs spécifiques des concessions	36 227	34 907
Passifs financiers non courants	19 983	23 511
Autres passifs non courants(2)	10 031	10 538
Passifs financiers courants	15 110	11 933
Autres passifs courants(3)	29 696	27 407
Passifs liés aux actifs détenus en vue de la vente	116	592
TOTAL DU PASSIF	**179 086**	**171 136**

(1) Les données publiées au titre de l'exercice 2005 ont été retraitées des effets liés à l'application rétrospective de l'interprétation IFRIC 4 (voir note 4 de l'annexe aux comptes consolidés 2006).

(2) Comprend les postes « Autres Créditeurs » (part non courante) et « Impôts différés ».

(3) Comprend les postes « Provisions » (passif courant), « Fournisseurs et comptes rattachés », « Dettes d'impôts courants » et « Autres créditeurs » (part courante).

Informations relatives à l'endettement financier

(en millions d'euros)	31 décembre 2006	31 décembre 2005[1]
Emprunts et dettes financières	28 142	29 718
Dérivés de couvertures des dettes	237	240
Trésorerie et équivalents de trésorerie	(3 308)	(7 220)
Actifs liquides	(10 154)	(4 580)
Dette financière nette des sociétés figurant dans les passifs non courants détenus en vue de la vente	15	434
ENDETTEMENT FINANCIER NET	**14 932**	**18 592**

(1) Les données publiées au titre de l'exercice 2005 ont été retraitées des effets liés à l'application rétrospective de l'interprétation IFRIC 4 (voir note 4 de l'annexe aux comptes consolidés 2006).

9.2 - PRÉSENTATION DES RÉSULTATS 2006

9.2.1 Chiffre d'affaires

Le chiffre d'affaires consolidé du Groupe qui atteint 58 932 millions d'euros en 2006, est en hausse de 15,4 % (+7 885 millions d'euros) par rapport à 2005, avec une évolution particulièrement forte en Europe hors France. Cette progression inclut les effets des variations de périmètre (+2 129 millions d'euros résultant principalement de la consolidation d'Edison sur la totalité de l'exercice en 2006 contre un trimestre en 2005) et ceux relativement marginaux des variations de change (+122 millions d'euros) liés principalement à l'appréciation du real brésilien. La croissance organique[30] du chiffre d'affaires est de 11,0 %, principalement tirée par les activités en Europe hors France.

En **France**, la croissance[31] du chiffre d'affaires (6,4 %) reflète pour environ 60 % l'évolution des prix (de marchés et des tarifs), et pour environ 40 % la hausse des volumes (ventes de gaz naturel et volumes d'électricité vendus). L'augmentation des tarifs réglementés de ventes d'électricité de 1,7 %, effective à compter du 15 août 2006, a eu un impact limité sur la progression du chiffre d'affaires. En 2006, le chiffre d'affaires du segment France représente 54,2 % du chiffre d'affaires consolidé du Groupe contre 58,8 % en 2005.

En **Europe hors France**[32], la croissance du chiffre d'affaires est de 37,1 % et la croissance organique de 19,7 %. La croissance organique est tirée principalement par la hausse des prix et des tarifs et aussi par une croissance des ventes en volumes au Royaume-Uni et en Allemagne. En 2006, le chiffre d'affaires de l'Europe hors France représente 42,2 % du chiffre d'affaires consolidé du Groupe contre 35,6 % en 2005.

9.2.2 EBE

L'excédent brut d'exploitation (« EBE ») consolidé du Groupe s'élève à 13 930 millions d'euros en 2006, en hausse de 7,9 % (+1 024 millions d'euros) par rapport à 2005. Les effets des variations de périmètre s'élèvent à +310 millions d'euros résultant principalement de la consolidation d'Edison en année pleine en 2006 (impact de +632 millions d'euros) qui vient plus que compenser les effets de périmètre négatifs liés à la déconsolidation de Light au second semestre 2006, la mise en équivalence d'Edenor en août 2005 et les cessions d'ASA et de deux centrales égyptiennes en mars 2006 et ceux, négligeables, des variations de change (26 millions d'euros). La croissance organique de l'EBE est de 5,3 %, principalement tirée par les segments Reste de l'Europe et Allemagne. L'EBE prend en compte une provision de 470 millions d'euros pour couvrir la compensation des concurrents liée à la mise en œuvre du tarif transitoire d'ajustement du marché (TaRTAM) résultant de la loi sur l'énergie du 7 décembre 2006.

En **France**, l'EBE progresse de 4,1 %. Il inclut la comptabilisation de la provision en 2006 de 470 millions d'euros citée ci-dessus. La contribution de la France à l'EBE du Groupe est de 63,8 % en 2006 contre 66,2 % en 2005.

En **Europe hors France**, la croissance de l'EBE est de 23,0 % et la croissance organique de 7,9 %. Cette croissance organique est localisée dans le Reste de l'Europe (22,6 %), tirée par EDF Trading (qui représente la quasi-totalité de cette croissance), et dans une moindre mesure en Allemagne (7,2 %). La contribution de l'Europe hors France à l'EBE du Groupe est de 32,7 % en 2006 contre 28,7 % en 2005.

9.2.3 Résultat d'exploitation

Le résultat d'exploitation consolidé du Groupe s'élève à 9 356 millions d'euros en 2006, en hausse de 17,1 % (+ 1 363 millions d'euros) par rapport à 2005. La progression organique du résultat d'exploitation consolidé du Groupe est de 16,1 %.

La croissance du résultat d'exploitation, très supérieure à celle de l'EBE, est liée à la reprise de provisions suite à la cession de Light (+624 millions d'euros), à la non reconduction en France du dispositif de complément exceptionnel de retraite (+328 millions d'euros) et aux plus-values de cession de ASA et des centrales égyptiennes (+345 millions d'euros). La comptabilisation dans les comptes du Groupe d'une perte de valeur de 318 millions d'euros sur le goodwill d'EnBW propre à EDF suite à la décision du régulateur allemand de baisser les tarifs de transport et de distribution ainsi que des provisions de plus faible ampleur pour perte de valeur enregistrées sur plusieurs entités du Groupe limite toutefois la hausse du résultat d'exploitation.

9.2.4 Résultat net part du Groupe

Le résultat net part du Groupe s'élève à 5 605 millions d'euros, en hausse de 73,5 % (+2 375 millions d'euros) par rapport à 2005. Cette progression s'explique principalement par l'augmentation du résultat d'exploitation (+1 363 millions d'euros) et du résultat financier (+714 millions d'euros) et par la diminution des impôts sur les résultats (-299 millions d'euros).

9.2.5 Endettement financier net

L'endettement financier net s'établit à 14 932 millions d'euros au 31 décembre 2006 en diminution de 3 660 millions d'euros par rapport au 31 décembre 2005 (18 592 millions d'euros).

Cette diminution s'explique principalement par le *free cash flow*[33] généré (6 683 millions d'euros) et les effets positifs des variations de périmètre sur l'endettement financier (1 287 millions d'euros) qui ont plus que compensé la somme des investissements financiers (2 704 millions d'euros), des dividendes versés (1 532 millions d'euros) et de la soulte démantèlement Marcoule (551 millions d'euros) en 2006.

[30] Pour la totalité du Chapitre IX, la croissance organique désigne l'évolution d'un poste mentionné sans prendre en compte les impacts positifs ou négatifs générés par les changements de périmètre (acquisitions ou cessions de filiales), les variations de taux de change et les changements de méthodes comptables.

[31] Pour la France, la croissance organique est égale à la croissance nominale.

[32] Pour la totalité du Chapitre IX, l'Europe hors France désigne les segments Royaume-Uni, Allemagne, Italie et Reste de l'Europe.

[33] Le passage des flux de trésorerie nets générés par l'exploitation au *free cash flow* est détaillé dans le tableau présentant l'évolution de l'endettement financier net en section 9.9.2 du présent document.

9.3 - PRINCIPALES MÉTHODES COMPTABLES SENSIBLES DU GROUPE SUJETTES À ESTIMATIONS ET JUGEMENTS

Les principales méthodes comptables et d'évaluation sont présentées dans la note 2 de l'annexe aux comptes consolidés 2006 du Groupe.

L'établissement des états financiers nécessite le recours à des jugements, à des estimations et hypothèses pour la détermination de la valeur des actifs et des passifs, des produits et charges de l'exercice ainsi que pour l'évaluation des aléas positifs et négatifs à la date de clôture. En fonction de l'évolution des hypothèses considérées ou de conditions économiques différentes de celles existantes en date de clôture, les montants qui figureront dans les futurs états financiers du Groupe pourraient différer des estimations actuelles.

Les principales méthodes comptables sensibles au titre desquelles le Groupe a recours à des estimations et jugements sont décrites ci-après. Toute modification d'hypothèses sur ces domaines pourrait avoir un impact significatif compte tenu de leur importance dans les états financiers du Groupe EDF.

- **Provisions nucléaires**

L'évaluation des provisions pour fin de cycle du combustible nucléaire, pour déconstruction et pour derniers cœurs est sensible aux hypothèses de coûts, de taux d'inflation et de taux d'actualisation à long terme ainsi qu'aux échéanciers de décaissements. Une ré-estimation est effectuée à chaque arrêté des comptes afin de s'assurer que les montants provisionnés constituent la meilleure estimation des coûts qui seront finalement supportés par le Groupe. Si ces ré-estimations conduisaient à constater des écarts significatifs, elles pourraient justifier la révision des montants provisionnés.

Le montant de ces provisions s'élève à 28 713 millions d'euros au 31 décembre 2006.

Une modification des taux d'actualisation serait considérée comme un changement d'estimation au même titre qu'un changement d'échéancier de décaissement ou qu'un changement de devis dont les effets seraient enregistrés :

- sur les actifs correspondants lorsque la contrepartie de la provision a été initialement enregistrée à l'actif ;
- en résultat dans les autres cas ;

et pourrait avoir un impact significatif sur les états financiers du Groupe.

- **Retraites et autres avantages du personnel** à long terme et postérieurs à l'emploi

L'évaluation des engagements de retraites et autres avantages postérieurs à l'emploi et à long terme repose sur des évaluations actuarielles notamment sensibles aux hypothèses de taux d'actualisation et de taux d'augmentation des salaires.

Les provisions enregistrées à ce titre au 31 décembre 2006 s'élèvent à 13 928 millions d'euros.

- **Dépréciation des goodwill et pertes de valeur des actifs à long terme**

Les tests de dépréciation de goodwill et des actifs à long terme sont sensibles aux hypothèses macro-économiques et sectorielles retenues ainsi qu'aux prévisions financières à moyen terme. Compte tenu de ces sensibilités, le Groupe révise ses estimations et hypothèses sous-jacentes sur la base d'informations régulièrement mises à jour.

La valeur nette des goodwill des filiales et co-entreprises, au 31 décembre 2006, est de 7 123 millions d'euros.

- **Instruments financiers**

Pour évaluer à la juste valeur les instruments financiers non cotés sur un marché (contrats d'énergies essentiellement), le Groupe utilise des modèles de valorisation qui reposent sur un certain nombre d'hypothèses soumises à des aléas, dont la modification pourrait avoir un impact significatif sur les comptes.

- **Energie et acheminement en compteurs**

Comme précisé en note 2.7 de l'annexe aux comptes consolidés 2006, les quantités d'énergie livrée non relevée non facturée sont déterminées en date d'arrêté à partir des statistiques de consommations et d'estimations de prix de vente. Ces statistiques et estimations sont sensibles aux hypothèses retenues pour déterminer la quote-part de chiffre d'affaires non facturée en date d'arrêté de comptes.

- **Evaluation des obligations sur les biens à renouveler au titre des concessions de distribution publique en France**

Comme mentionné en note 3 de l'annexe aux comptes consolidés 2006, le Groupe a maintenu les traitements comptables appliqués jusqu'alors. Compte-tenu des spécificités des contrats de concession de distribution publique en France, le Groupe a privilégié, pour présenter au bilan les obligations au titre des biens à renouveler une évaluation consistant à retenir le montant des engagements contractuels tel qu'il est calculé et communiqué aux concédants dans le cadre de compte rendus annuels d'activité. Une approche alternative consisterait à évaluer les obligations sur la base d'une valeur actuelle des montants à décaisser pour faire face au renouvellement de ces biens à l'issue de leur durée de vie industrielle. Les effets de l'adoption de cette dernière approche sur les comptes sont présentés à titre d'information dans la note 3 de l'annexe aux comptes consolidés en 2006. Quelle que soit la méthode d'évaluation retenue, l'évaluation du passif des concessions sur les biens à renouveler est notamment sujette à des aléas en termes de coûts et de dates de décaissements.

- **Tarif réglementé transitoire d'ajustement de marché (TaRTAM)**

Pour évaluer la contribution que le Groupe aura à sa charge dans le cadre de l'application du Tarif réglementé transitoire d'ajustement de marché défini dans la loi du 7 décembre 2006, le Groupe a retenu différentes hypothèses à partir des meilleures informations et prévisions disponibles pour apprécier notamment le volume des clients souhaitant bénéficier du tarif d'ajustement, l'évolution des prix de l'électricité sur le marché (TaRTAM) et la quote-part de financement de ce dispositif par la Contribution au service public de l'électricité (CSPE).

Compte tenu des hypothèses retenues, la provision comptabilisée au titre de la totalité de la période pendant laquelle s'applique le TaRTAM s'élève à 470 millions d'euros au 31 décembre 2006 (voir note 5.1.1.4 de l'annexe aux comptes consolidés 2006).

• **Autres jugements de la Direction**

L'utilisation d'estimations et d'hypothèses revêt également une importance particulière pour l'évaluation des montants de la contribution au service public de l'électricité à recevoir au titre de l'exercice et pour la reconnaissance des impôts différés actifs.

9.4 - COMPARABILITÉ DES EXERCICES

Afin de rendre comparables les exercices 2005 et 2006, les comptes consolidés publiés au titre de l'exercice 2005 ont été retraités des changements de méthode comptable et de présentation suivants :

• **Reclassements dans le compte de résultat**

Afin de permettre une lecture plus économique des coûts liés à l'énergie, le poste « Achats de combustibles et d'énergie » du compte de résultat comprend à compter du 1er janvier 2005 :

– les coûts d'acheminement de l'énergie, antérieurement enregistrés dans la rubrique « Autres consommations externes » ;
– les coûts liés aux droits d'émission de CO_2, antérieurement enregistrés dans la rubrique « Autres produits et charges opérationnels ».

Les effets de ces reclassements sur l'exercice 2005 sont décrits à la note 4.1 de l'annexe aux comptes consolidés 2006.

• **Impact de l'application de l'interprétation IFRIC 4**

L'interprétation IFRIC 4 «Déterminer si un accord contient un contrat de location » est entrée en application depuis le 1er janvier 2006. Cette interprétation est relative à l'identification d'accords qui, bien que n'ayant pas la forme juridique d'un contrat de location, transfèrent le droit d'utilisation d'un actif ou d'un groupe d'actifs spécifiques au preneur du contrat, dès lors que le preneur bénéficie d'une part substantielle de la production de l'actif et que le paiement n'est pas dépendant de la production ou du prix du marché. Les contrats répondant à ces critères sont alors comptabilisés comme des contrats de location opérationnelle ou financière, selon la norme IAS 17.

Le Groupe a procédé à la revue des contrats pour lesquels IFRIC 4 était susceptible de s'appliquer et a procédé aux retraitements nécessaires dans les états financiers de l'exercice 2005. La typologie des principaux contrats concernés par cette interprétation regroupe les contrats portant sur les centrales de production indépendantes d'électricité (IPP), par exemple en Amérique Latine et en Asie, certains contrats de construction et de gestion d'infrastructures qui appartiennent à des tiers – comme au Royaume-Uni - et des contrats de fournitures d'énergie.

L'application de cette interprétation est considérée comme un changement de méthode et a conduit à retraiter les informations comparatives de la période précédente. L'impact sur les capitaux propres - part du Groupe s'élève à 152 millions d'euros au 1er janvier 2006 dont une variation positive des différences de conversion de 9 millions d'euros.

Le détail de l'impact de l'application de l'interprétation IFRIC 4 sur le compte de résultat, le bilan et le tableau de flux de trésorerie de l'exercice 2005 est présenté aux notes 4.2.1, 4.2.2 et 4.2.3 de l'annexe aux comptes consolidés 2006.

• **Effet taux des cross currency swaps**

Suite à un changement d'interprétation de la norme IAS 39 à compter du 1er janvier 2006, le Groupe enregistre la variation de valeur liée à l'effet taux des dérivés de couverture d'investissement net à l'étranger en capitaux propres au même titre que la variation de valeur liée au change. Ces effets étaient antérieurement constatés en résultat. Au titre de l'exercice 2006, l'effet taux sur les capitaux propres s'élève à (101) millions d'euros.

9.5 - ÉLÉMENTS DE CONJONCTURE ET ÉVÉNEMENTS MARQUANTS DE L'EXERCICE

9.5.1 Eléments de conjoncture du secteur de l'énergie

9.5.1.1 Evolution des prix de marché et des tarifs de l'électricité et du gaz naturel

Prix spot

En 2006, les prix spot de l'électricité en **France** ont augmenté de 5,6 % en base et 8,2 % en pointe par rapport à l'année 2005[34]: ils s'établissent en moyenne à 49,3€/MWh en base et 69,3€/MWh en pointe, contre respectivement 46,7€/MWh et 64€/MWh en 2005, dans un contexte de progression du prix du pétrole et de fortes variations sur le prix des permis d'émission de CO_2. L'année 2006 a été marquée par des prix élevés en début d'année en raison d'un hiver froid et durable puis par un pic de prix fin juillet (avec un maximum sur la pointe atteint le 26 juillet à 417€/MWh), en raison de l'épisode caniculaire des 2 dernières semaines de ce mois. A partir de l'automne, les prix se sont établis à des niveaux bas pour la saison en raison de températures clémentes.

En **Allemagne**, les prix spot se sont établis en moyenne à 50,8€/MWh en base et 73,3€/MWh en pointe[34] soit une progression par rapport à 2005 de respectivement 10,5 % et 16,2 %.

[34] Source: Powernext (moyenne journalière).

Au **Royaume-Uni**, les prix spot sont en augmentation de 7 % sur la base et de 9,2 % sur la pointe et se sont fixés en moyenne à 59,1€/MWh en base et 76,5€/MWh en pointe[34]. Cette augmentation s'explique par la progression soutenue des prix du gaz naturel jusqu'à avril 2006. A noter qu'en fin d'année, la chute des prix du gaz naturel a entraîné vers le bas les prix spot de l'électricité.

Les prix spot en **Italie** sont en progression de 27,6 % en base et 23,7 % en pointe et se sont établis en moyenne à 74,7€/MWh en base et 106,2€/MWh en pointe[34]. Les prix en Italie sont traditionnellement supérieurs à ceux constatés sur la plaque continentale car une grande partie de son électricité est produite à partir de fioul et de gaz naturel importés.

Prix à terme

Comme en 2005, les prix des contrats annuels sur les principaux marchés électriques européens ont progressé au cours de l'année 2006.

Le prix en France du contrat annuel 2007 s'est établi en moyenne[35] à 56,4€/MWh en 2006[35], soit une progression de 33 % par rapport à celui du contrat annuel 2006, qui s'était négocié en moyenne à 42,2€/MWh en 2005.

En Allemagne, le prix du contrat annuel a progressé de 32 % : la cotation du contrat annuel passant de 41,2€/MWh en 2005 à 54,9€/MWh en 2006[35]. Au Royaume Uni, le prix du contrat annuel a progressé de 15 % au cours de l'année 2006 par rapport à 2005 : en 2006 le prix du contrat annuel s'est négocié en moyenne à 71,4€/MWh contre 61,9€/MWh en 2005[35].

Début 2006, le prix des contrats annuels base en **France** et **Allemagne** ont poursuivi leur forte progression entamée en 2005. Alimentés notamment par la hausse du prix des permis d'émission de CO_2 et ceux du pétrole, ils ont atteint leur plus haut niveau mi-avril 2006. Ils ont ensuite baissé brusquement, parallèlement à la chute du prix des quotas de CO_2. A la sortie de l'été, le niveau faible des prix du spot a entraîné le prix des contrats annuels France et Allemagne vers le bas : ils terminent l'année à un niveau plus faible que celui de début janvier 2006. Ainsi le contrat annuel pour livraison 2007 France termine l'année à 50,5€/MWh et le contrat annuel Allemagne à 50€/MWh, contre respectivement 52,7€/MWh et 50,2€/MWh au début janvier[35]. Fin 2006, le différentiel de prix entre les contrats annuels France et Allemagne s'est donc presque complètement annulé.

Au Royaume-Uni, les prix de l'électricité ont suivi la baisse des prix du gaz naturel engagée à la sortie de l'hiver : au cours de l'année, le prix du contrat annuel anglais est passé de 80€/MWh début janvier à 52€/MWh en fin d'année[35].

Prix des permis d'émission de CO_2

Au cours de l'année 2006, le prix des permis d'émission de CO_2 de la première phase (2005-2007) s'est établi en moyenne à 17,6€/t, un niveau assez proche de celui constaté en 2005 : 18,2€/t[36].

Le prix des permis d'émission de CO_2 de la première phase a connu en début d'année une augmentation sensible, passant de 22,3€/t début janvier à 30,4€/t, son point maximum, le 19 avril[36]. Le prix des permis d'émission de CO_2 a ensuite chuté, à mesure que les pays européens rendaient publics leurs niveaux d'émissions réalisés en 2005. Après avoir atteint un point bas à 9,3€/t mi-mai, le prix des permis d'émission de CO_2 est remonté à la fin du premier semestre pour se stabiliser dans une fourchette de 15 à 20€/t où il est resté jusqu'à mi-septembre[36]. A partir de l'automne, le prix des permis d'émission de CO_2 n'a cessé de chuter en raison d'un faible nombre d'acheteurs. Il clôt l'année à 6,6€/t, son plus bas niveau de l'année[36].

Le prix des permis d'émission de CO_2 de la seconde phase (2008-2012) a suivi le prix des permis d'émission de CO_2 de la première phase au cours de l'année 2006 jusqu'en octobre, où il s'est maintenu autour de 15€/t[36]. Ce niveau de prix est une conséquence des efforts déployés par la Commission Européenne pour durcir les objectifs de réduction des émissions de CO_2 appliqués aux pays membres. A la fin de l'année, le prix des permis d'émission de CO_2 de la seconde phase était de 17,5€/t[36].

Prix des combustibles fossiles

Au cours de l'année, **le prix du charbon** (livré à Rotterdam)[37] a progressé de plus de 10$/t : il est passé de 56,7$/t début janvier à 68,3$/t fin décembre. En début d'année, l'augmentation était liée à la forte demande européenne. Puis au cours du deuxième trimestre, le prix du charbon a progressé, tiré cette fois par la progression du prix du transport maritime international qui est une composante essentielle du prix du charbon livré en Europe. En moyenne sur l'année 2006, le prix du charbon est de 66$/t, supérieur au prix moyen de 2005 situé à 63,1$/t.

Le prix du pétrole (Brent mer du nord, produit Front Month)[38] s'est établi à 66,1$/baril en 2006, contre 55,2$/baril en 2005, en raison de tensions géopolitiques chez les pays producteurs qui ont perturbé l'approvisionnement de pétrole. Après une augmentation soutenue sur la première moitié de l'année, le prix du baril est revenu en fin d'année à un niveau proche de celui de début 2006. Il a atteint le 7 août 2006 un pic à 78,3$/baril, puis a baissé jusqu'à atteindre fin décembre 60,9 $/baril. Cette chute de prix est liée à une détente de la situation géopolitique dans certains pays producteurs (Iran, Nigeria,…) ainsi qu'à une baisse de la demande mondiale en fin d'année en raison d'un hiver doux en Europe, aux Etats-Unis et au Japon.

Le prix du gaz naturel (Angleterre, contrat Next Gas Year) s'est établie en moyenne[39] à 0,58£/therm en 2006, contre 0,49£/therm pour 2005. Il a connu une forte augmentation en 2005 et début 2006 sous l'effet d'un équilibre offre-demande tendu au Royaume-Uni du fait d'un hiver particulièrement rigoureux. Puis le prix du gaz naturel a perdu 0,2£/therm de juin à décembre 2006, en raison notamment de la mise en service de nouvelles sources d'approvisionnement pour le Royaume-Uni, qui devraient permettre de détendre l'équilibre offre-demande dans les moments de forte consommation.

[35] Evolution de la moyenne, entre 2005 et 2006 de la cotation moyenne « Platts » pour une fourniture en ruban sur le marché à terme de l'électricité pour une livraison en 2007 en France et en Allemagne et pour une livraison à partir du premier avril 2007 au Royaume-Uni.

[36] Source: CO_2 Front Calendar (December).

[37] Cotation moyenne Argus sur le marché de gré à gré pour une livraison en Europe (CIF ARA) la prochaine année calendaire (en $/t).

[38] Brent / baril de pétrole brut première référence IPE (en $/baril).

[39] Evolution de la moyenne, entre 2005 et 2006, de la cotation moyenne « Platts » sur le marché de gré à gré, pour une livraison commençant en octobre de l'année suivante au Royaume-Uni.

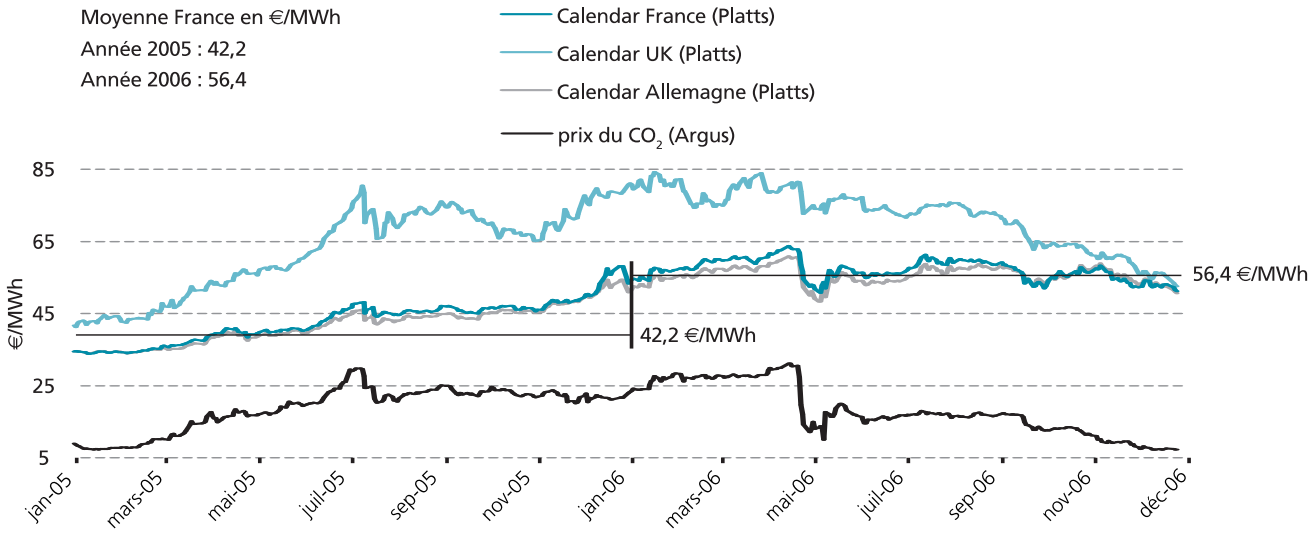
Tarifs et prix de vente de l'électricité

En Allemagne, le régulateur a notifié aux électriciens une baisse des tarifs de transport et de distribution au second semestre 2006. En relation avec cette baisse, EDF a été amenée à constater au 30 juin 2006 une perte de valeur du goodwill relatif à EnBW de 318 millions d'euros.

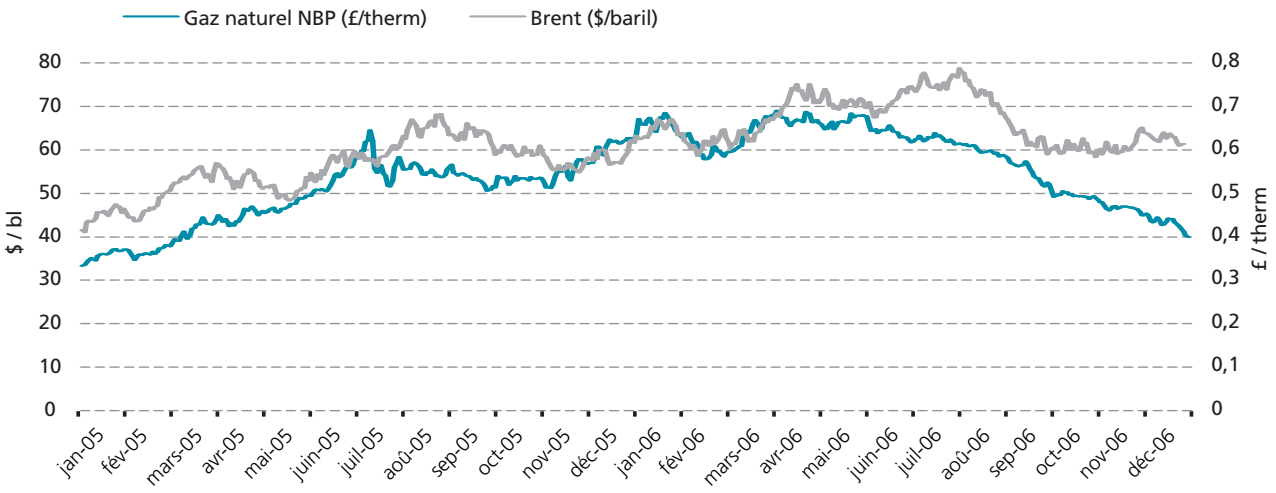
En France, une hausse des tarifs de vente d'électricité de 1,7 %, conforme au contrat de service public et inférieure à l'inflation, a pris effet le 15 août 2006. Cette hausse n'a eu qu'un impact limité sur la progression du chiffre d'affaires du segment France.

Par ailleurs, un arrêté du 3 janvier 2007 fixe le niveau du tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché (TaRTAM), défini par la loi sur l'énergie du 7 décembre 2006. Au titre du TaRTAM, le Groupe a comptabilisé une provision de 470 millions d'euros dans les comptes de l'exercice 2006 (voir section 9.5.2.1 (« Evolution réglementaire en France ») du présent document).

Le graphique ci-dessous présente l'évolution en 2005 et 2006 des prix à terme de l'électricité en France au Royaume -Uni et en Allemagne ainsi que des prix d'émission de CO_2.



Le graphe ci-dessous présente l'évolution en 2005-2006 des prix à terme du gaz et du Brent.

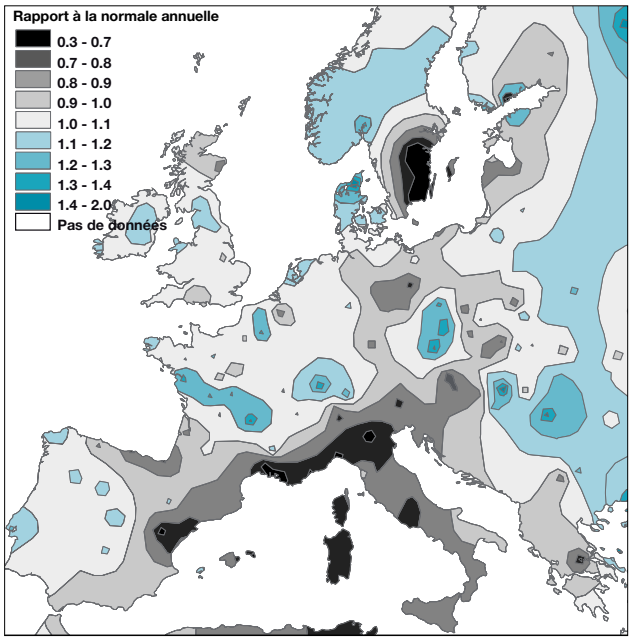


9.5.1.2 Conditions climatiques

Les conditions climatiques ont des effets qui peuvent être significatifs sur l'activité du Groupe tant en termes de volumes que de prix et de coûts.

Pluviométrie

Le graphe ci-dessous présente la pluviométrie de l'année 2006 en rapport à la normale annuelle[40].



La pluviométrie est revenue à un niveau proche de la norme en 2006, c'est-à-dire significativement supérieure (+ 8,4 %) à ce qu'elle a été en 2005, année particulièrement sèche.

En conséquence, la production hydraulique a été plus forte qu'en 2005 (+1,9 TWh en France).

Températures

Avec ses 12,7°C de température moyenne annuelle en France, égale aux normales saisonnières[41], l'année 2006 a été plus chaude que 2005 (12,1°C).

Ce sont des épisodes climatiques exceptionnels qui ont caractérisé 2006 : vague de froid durable au premier trimestre, canicule en juillet, fraîcheur en août, automne parmi les plus chauds en France depuis 1950.

9.5.1.3 Conjoncture économique

La croissance du PIB[42] en 2006 serait de l'ordre de 2,7 % dans la zone euro, après les 1,4 % réalisés en 2005.

La croissance serait de 2,1%[43] en France (1,2 % en 2005), de 2,6 % au Royaume-Uni (1,9 % en 2005), de 2,7 % en Allemagne (1,1 % en 2005) et de 1,8 % en Italie (0,1 % en 2005).

La consommation intérieure d'électricité en 2006 en France est en retrait de 1 % par rapport à 2005, avec un cumul annuel atteignant 478,4 TWh[44], soit 4,8 TWh de moins qu'en 2005[45].

Corrigée des aléas climatiques exceptionnels (vague de froid durable au premier trimestre, canicule en juillet, fraîcheur en août, automne parmi les plus chauds en France depuis 1950), la consommation intérieure en France atteindrait 470,9 TWh en 2006, pratiquement stable par rapport à 2005 (-0,2 %).

Cette stabilité recouvre d'une part la baisse de la consommation d'une grande entreprise du secteur de l'énergie, et d'autre part, une hausse de 0,9 % en valeur brute des autres consommations intérieures.

La hausse de la consommation intérieure est estimée au Royaume-Uni à 0,5 %[46] et en Italie à 1,8 %[47].

9.5.2 Evénements marquants de l'exercice 2006

9.5.2.1 Evolution réglementaire en France

Différentes lois importantes pour EDF ont été promulguées en 2006 :

- la loi française de programme numéro 2006-739 du 28 juin 2006 relative à la gestion durable des matières et des déchets radioactifs.

Cette loi détermine une politique nationale pour la gestion durable des matières et des déchets radioactifs, prescrit l'organisation et le financement de cette politique, et modifie le mode de financement de certaines obligations. Elle a vocation à s'appliquer à tous les exploitants nucléaires de base, dont EDF. Elle confirme, sans exclure d'autres axes de recherche complémentaires, le scénario industriel de stockage réversible en couche géologique profonde, et le principe des provisions afférentes aux charges de démantèlement des installations nucléaires et à la gestion des déchets. Elle introduit l'obligation de couvrir ces provisions par des actifs affectés à ce titre.

A partir des prescriptions de la loi et des informations disponibles au 31 décembre 2006, le Groupe a révisé ses provisions pour évacuation et stockage des déchets radioactifs pour prendre en compte notamment les nouveaux délais fixés par la loi et les obligations liées aux études et recherches de l'Andra et aux actions d'accompagnement territorial, soit une révision à la hausse de ces provisions pour 373 millions d'euros.

Les pratiques comptables actuelles d'EDF en matière de provisions nucléaires et la politique que s'est donnée la société en matière de constitution d'un portefeuille d'actifs dédiés, remplissent les conditions fixées par la loi.

[40] Carte réalisée par EDF à partir de données recueillies auprès de la NOAA (National Oceanic & Atmospheric Administration).

[41] Calculées à partir d'un historique de 30 années.

[42] Insee note de conjoncture de décembre 2006 : croissance du PIB en volume (aux prix de 2000).

[43] L'estimation précoce de l'Insee du 13 février 2007 est de 2,0 %.

[44] 1 TWh= 1 millard de kWh.

[45] Source : RTE.

[46] Source: Department Of Trade and Industry.

[47] Source: Gestore Mercato Electrico.

• la loi numéro 2006-1537 sur l'énergie du 7 décembre 2006.

Cette loi prévoit notamment que l'activité de distribution d'énergie électrique sur le territoire métropolitain continental soit séparée juridiquement d'EDF en 2007 et instaure un tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché. Ce tarif est applicable de plein droit sur deux ans, à compter de la date de la première demande, au consommateur final d'électricité dès lors qu'il en fait la demande avant le 1er juillet 2007 à son fournisseur. L'arrêté du 3 janvier 2007 précise que ce tarif transitoire est égal au tarif réglementé de vente hors taxes applicable à un site de consommation présentant les mêmes caractéristiques, majoré de :

– 10 % pour les consommateurs finals raccordés en basse tension dont la puissance souscrite est inférieure ou égale à 36 kVA ;
– 20 % pour les consommateurs finals raccordés en basse tension souscrivant une puissance strictement supérieure à 36 kVA ; et
– 23 % pour les consommateurs finals raccordés aux domaines de tension HTA et HTB.

Au regard des informations dont il dispose à la date du présent Document de Référence, le Groupe EDF estime à environ 1,5 milliards d'euros l'impact cumulé résultant de l'application sur deux années du tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché sur l'excédent brut d'exploitation du Groupe pour la période 2006-2008 (voir section 6.2.1.2.2 (« Prix et Tarifs »)). Cet impact couvre à la fois :

– une estimation de la contribution d'EDF au financement de la compensation des fournisseurs concurrents[48] sur l'ensemble de la période, évaluée à 470 millions d'euros et déjà provisionnée sur l'exercice 2006 (voir les notes 2.2.7, 5.1.1.4 et 13 aux comptes consolidés 2006) ; et
– les conséquences négatives sur le niveau du chiffre d'affaires pour le Groupe pour la durée du dispositif (2 ans).

Il convient de noter que cette estimation est sensible aux différentes hypothèses retenues et en particulier à celles relatives aux paramètres suivants : nombre des clients souhaitant bénéficier du tarif d'ajustement et volumes d'électricité associés, volumes d'électricité concernés par la compensation, part de la compensation financée par la CSPE, évolutions du tarif intégré en 2007 et 2008, et prix de l'électricité à terme en 2008.

• Loi n° 2006-1772 du 30 décembre 2006 sur l'eau et les milieux aquatiques

L'article 7 de cette loi a supprimé le droit de préférence au concessionnaire sortant pour les concessions de force hydraulique.

Par ailleurs, la loi de finances rectificative pour 2006, n° 2006-1771 du 30 décembre 2006, prévoit au profit du concessionnaire sortant le principe d'une indemnisation de la part non amortie de ses investissements réalisés durant la deuxième moitié de l'exécution du contrat, à l'exception de ceux qui auraient été nécessaires à la remise en bon état des ouvrages à la fin de la concession, sans que cette durée puisse être inférieure à dix ans. A la date du présent document, le décret fixant les modalités d'application de cette disposition n'est pas encore paru.

9.5.2.2 Consolidation du marché

L'année 2006 a vu une accélération des projets de regroupement concernant certains des acteurs les plus importants du marché tant électrique que gazier européen. La plupart sont encore en cours: Suez/Gaz de France, E.ON/Endesa, Iberdrola/Scottish Power.

En France, la prise de contrôle de la Société Hydroélectrique du Midi par Electrabel a été concrétisée en décembre 2006.

9.5.2.3 Renforcement des capacités de production

En **France**, EDF a engagé la réalisation de la tête de série EPR[49] sur le site de Flamanville. Cet investissement constitue une étape essentielle du renouvellement du parc de production nucléaire.

EDF a renforcé également ses capacités de production thermique de pointe, comme annoncé dans le Projet Industriel du Groupe et réaffirmé au moment de la signature du Contrat de service public. Dans ce cadre EDF a décidé de réactiver 2600 MW de capacités de production de pointe au fuel, mises en réserve précédemment, et de développer 500 MW de turbines à combustion d'ici 2008. La tranche 2 de Porcheville (600 MW) a ainsi été remise en service en décembre 2006.

EnBW, afin de maintenir un bon niveau de couverture de ses ventes par sa production propre dans un contexte de fermeture planifiée des centrales nucléaires, a décidé d'engager la construction d'une centrale à charbon à Karlsruhe. L'étude pour la construction d'une deuxième centrale à gaz naturel se poursuit.

Edison a mis en service à un rythme élevé de nouvelles capacités de production : démarrage de la centrale de Torviscosa en avril 2006 (800 MW), fonctionnement à pleine capacité des centrales de Candela en octobre 2005 (400 MW) et d'Altomonte en janvier 2006 (800 MW), nouvelle centrale de Piacenza (800 MW) chez Edipower. Edison est ainsi le premier contributeur au renouvellement et à l'accroissement des capacités de production électrique en Italie.

9.5.2.4 Actifs dédiés en France

Conformément aux décisions prises par EDF en 2005, le rythme de constitution des actifs dédiés pour les engagements nucléaires de long terme a été très significativement accéléré. La dotation nette en 2006 a été de 2 845 millions d'euros à comparer à 300 millions d'euros versés en 2005.

9.5.2.5 Développement du nucléaire dans le monde

La politique énergétique du **Royaume-Uni** est en cours de redéfinition et met l'accent sur le besoin de diversité du mix énergétique. Dans ce contexte, des opportunités pour le Groupe tant dans le domaine des énergies renouvelables (ENR) que du nucléaire pourraient apparaître.

[48] Les fournisseurs qui vont alimenter leurs clients au tarif réglementé transitoire d'ajustement, alors même qu'ils ne peuvent produire ou acquérir l'électricité fournie à un prix inférieur, bénéficient alors d'une compensation entre le coût de l'électricité fournie et les recettes liées à la fourniture au tarif réglementé transitoire. Cette compensation versée aux fournisseurs d'électricité est assurée, d'une part, en utilisant une quote-part de la Contribution au Service Public de l'Electricité (CSPE) et d'autre part par une contribution des producteurs d'électricité d'origine nucléaire ou hydraulique dépassant certains seuils de production, dont EDF fait partie dans la limite de 1,3 euros/MWh. Le montant de la contribution des producteurs d'électricité est calculé de sorte que cette contribution rajoutée à la CSPE couvre l'intégralité des charges supportées par les fournisseurs.

[49] European Pressurized Reactor.

Par ailleurs, EDF a confirmé son intérêt pour les développements actuels de l'industrie nucléaire aux **Etats-Unis**, en signant le 31 mai un accord cadre de coopération avec l'électricien américain Constellation Energy. Au titre de cet accord, les deux sociétés définiront les modalités selon lesquelles EDF apportera à Constellation Generation Group (CGG), filiale de Constellation Energy, un ensemble de prestations de service afin de lui permettre de développer des centrales nucléaires de nouvelle génération de type EPR aux Etats-Unis. EDF et Constellation Energy ont également convenu d'explorer d'autres possibilités de coopération dans le domaine nucléaire aux Etats-Unis.

En **Chine**, un contrat cadre de coopération avec China Datang Corporation (CDC), le plus important producteur d'électricité chinois, a été signé. Il porte en particulier sur le développement conjoint de projets d'investissement pour la construction, l'exploitation et la gestion d'installations de production électrique en Chine dans le nucléaire et également dans le thermique et l'éolien. Un deuxième accord avec China Guangdong National Power Company (CGNPC) prolonge la coopération établie entre les deux partenaires dans le domaine de la production nucléaire où EDF est prêt à investir, en associant les compétences de toute la filière nucléaire française.

9.5.2.6 Complément exceptionnel de retraite

EDF n'as pas reconduit le dispositif de complément exceptionnel de retraite (voir la note 29.5.2.2 de l'annexe aux comptes consolidés 2006), ce qui s'est traduit par une reprise de provision de 328 millions d'euros.

9.5.2.7 Evolution du périmètre de consolidation

Des informations complémentaires sur l'évolution du périmètre de consolidation figurent à la note 6 de l'annexe aux comptes consolidés 2006.

Allemagne : renforcement de la participation dans Stadtwerke Düsseldorf et EVN AG

En décembre 2005, la ville de Düsseldorf a exercé l'une de ses deux options de vente de 25,05 % du capital de Stadtwerke Düsseldorf AG (SWD). L'opération ayant été réalisée début 2006, EnBW détient ainsi 54,95 % du capital de cette société, qu'elle consolide par intégration globale depuis le 31 mars 2006 (la seconde option de vente consentie par EnBW portant également sur 25,05 % du capital de SWD reste ouverte).

EnBW a également augmenté sa participation dans la société autrichienne EVN AG de 29,7 % à 35,72 %.

Italie : première année complète de consolidation d'Edison ; cession des activités réseaux

Le Groupe EDF consolide Edison par intégration proportionnelle à hauteur de 51,58 % depuis le 1er octobre 2005. Les comptes du Groupe intègrent donc la quote-part qu'EDF détient dans le groupe Edison pour la totalité de l'année 2006, alors que celle-ci ne figure que pour le dernier trimestre dans les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2005.

Par ailleurs, Edison a cédé ses activités de réseaux avec la cession de sa filiale Rete en novembre 2006 pour un montant de 294 millions d'euros.

Reste de l'Europe

• **Suisse :** renforcement de la position d'EDF

A la suite des accords de septembre 2005, EDF a acquis le 23 mars 2006 17,32 % supplémentaires dans Motor Columbus, entité de contrôle du groupe Atel, auprès de la banque suisse UBS.

En conséquence, Motor Colombus et Atel sont consolidés dans les comptes d'EDF par mise en équivalence, à hauteur respectivement de 41,03 % et 25,78 % (contre respectivement 22,28 % et 14,44 % au 31 décembre 2005).

• **Autriche :** cession d'ASA

En novembre 2005, EDF a signé un accord de cession de sa filiale autrichienne ASA Hoding AG, premier opérateur de gestion des déchets ménagers, industriels et commerciaux en Europe centrale et orientale, avec le groupe espagnol FCC. L'opération a été finalisée fin mars 2006 pour un montant de 224 millions d'euros.

• **Hongrie :** offre publique d'achat d'EDF sur Demasz

Le Groupe EDF a conclu avec succès au second semestre 2006 son offre publique d'achat sur les actions ordinaires de Demasz non encore détenues.

Ayant franchi le seuil requis du capital à l'issue de cette OPA, le Groupe EDF a alors été autorisé à procéder à une offre de retrait sur le reste des actions ordinaires de Demasz. Le Groupe EDF détient ainsi désormais 99,99 % du capital de Demasz. Le retrait de Demasz de la cotation à la bourse de Budapest a eu lieu le 1er décembre 2006.

• **EDF Energies nouvelles :** entrée en bourse et augmentation du capital

EDF Energies Nouvelles, filiale du Groupe EDF spécialisée dans la production d'électricité verte, a effectué avec succès son entrée à la bourse de Paris en fin d'année 2006.

A l'issue de l'augmentation de capital de 530 millions d'euros (dont 134,4 millions d'euros souscrits par EDEV[50] dans le cadre d'une augmentation de capital réservée), la nouvelle répartition du capital s'établit à 50 % détenus par le Groupe EDF, 27,2 % détenus par le groupe Mouratoglou et 22,8 % détenus par le public (incluant 0,3 % détenu par les salariés d'EDF Energies Nouvelles).

Cette opération entraîne la consolidation par intégration globale d'EDF Energies Nouvelles et l'enregistrement d'un goodwill provisoire de 93 millions d'euros.

• **EDF Capital Investissement**

EDF a clôturé en novembre 2006 l'opération de cession d'EDF Capital-Investissement, sa filiale à 100 % avec deux fonds d'investissement représentés par le groupe ARCIS.

[50] EDF Développement Environnment SA.

• **Egypte :** cession de deux centrales

L'opération de cession de deux centrales thermiques de production d'électricité en Egypte par EDF International à la société malaisienne Tanjong Energy, annoncée fin novembre 2005, a été finalisée fin mars 2006 pour un montant de 198 millions d'euros.

Reste du monde

• **Brésil :** cession de 79,4 % de Light

EDF a cédé le 10 août 2006 au groupement d'entreprises brésilien RME[51] 79,4 % du capital de sa filiale Light, société de distribution d'électricité de Rio de Janeiro, pour un montant de 319,8 millions de dollars américains. Light a été déconsolidée au second semestre 2006. EDF conserve 10 % du capital de Light, le solde du capital de Light, soit 10,6 %, étant détenu par le public (Light est cotée sur le marché boursier brésilien).

Cette cession s'est traduite par une reprise de pertes de valeur de 624 millions d'euros.

9.6 - SEGMENTATION DE L'INFORMATION FINANCIÈRE

L'information sectorielle du Groupe est présentée dans la note 7 de l'annexe aux comptes consolidés 2006.

Elle a évolué par rapport à celle utilisée pour l'exercice 2005, la zone géographique « Italie » étant désormais distincte de la zone géographique « Reste Europe ». Elle se présente comme suit :

• **« France »**, qui désigne EDF et sa filiale RTE-EDF Transport et regroupe les activités régulées (principalement Distribution et Transport) et non régulées (principalement Production et Commercialisation) exercées par ces sociétés ;

• **« Royaume-Uni »**, qui désigne les entités du sous-groupe EDF Energy ;

• **« Allemagne »**, qui désigne les entités du sous-groupe EnBW ;

• **« Italie »**, qui regroupe les filiales situées en Italie, notamment les entités du sous-groupe Edison, TdE et Fenice ;

• **« Reste Europe »**, qui regroupe les autres filiales européennes situées notamment en Europe continentale, les participations et activités nouvelles dont Electricité de Strasbourg, Dalkia, Tiru, ASA Holding AG (cédée en 2006), EDF International, EDF Energies Nouvelles, et EDF Trading ;

• **« Reste du Monde »**, qui regroupe les filiales situées en Amérique latine et en Asie.

Aux fins de comparabilité des informations sectorielles au 31 décembre des exercices 2006 et 2005, les informations publiées au 31 décembre 2005 ont été retraitées afin de prendre en compte les changements de ventilation au sein des zones géographiques ainsi que les retraitements énoncés en section 9.4 du présent document.

En outre, certaines fonctions de support ainsi que les activités commerciales en Belgique, rattachées à la France jusqu'en 2005 sont, à compter du 1er janvier 2006, rattachées à leurs zones géographiques respectives. L'impact de ce changement de présentation est peu significatif.

[51] Rio Minas Energia Participações S.A.

9.7 - ANALYSE DU COMPTE DE RÉSULTAT CONSOLIDÉ POUR 2006 ET 2005

(en millions d'euros)	Exercice clos au 31 décembre 2006	Exercice clos au 31 décembre 2005 (1)
Chiffres d'affaires	58 932	51 047
Achats de combustibles et d'énergie	(23 949)	(17 775)
Autres consommations externes	(8 721)	(8 229)
Charges de personnel	(9 709)	(9 834)
Impôts et taxes	(3 175)	(3 095)
Autres produits et charges opérationnels	552	792
Excédent brut d'exploitation	**13 930**	**12 906**
Dotations aux amortissements	(5 363)	(5 017)
Pertes de valeur	121	(147)
Autres produits et charges d'exploitation	668	251
Résultat d'exploitation	**9 356**	**7 993**
Résultat financier	**(2 701)**	**(3 415)**
Résultat avant impôts des sociétés intégrées	**6 655**	**4 578**
Impôts sur les résultats	(1 146)	(1 445)
Quote-part de résultat net des sociétés mises en équivalence	263	190
Résultat net des activités en cours d'abandon	5	0
RÉSULTAT NET CONSOLIDÉ	**5 777**	**3 323**
dont résultat net part des minoritaires	172	93
DONT RÉSULTAT NET PART DU GROUPE	**5 605**	**3 230**
Résultat par action en euro	**3,08**	**1,96**
Résultat dilué par action en euro	**3,07**	**1,96**

(1) Les données publiées au titre de l'exercice 2005 ont été retraitées des effets liés à l'application rétrospective de l'interprétation IFRIC 4 ainsi que des changements de présentation (voir note 4 de l'annexe aux comptes consolidés 2006).

9.7.1 Chiffre d'affaires

(en millions d'euros)	2006	2005	Variation	Variation en %	Croissance organique en %
France	**31 927**	**30 015**	**1 912**	**6,4**	**6,4**
Royaume-Uni	8 319	6 682	1 637	24,5	24,3
Allemagne	6 016	5 005	1 011	20,2	14,0
Italie	5 615	2 019	3 596	NA	23,3
Reste de l'Europe	4 930	4 446	484	10,9	18,1
Europe hors France	**24 880**	**18 152**	**6 728**	**37,1**	**19,7**
Reste du Monde	**2 125**	**2 880**	**(755)**	**(26,2)**	**4,3**
CHIFFRE D'AFFAIRES GROUPE	**58 932**	**51 047**	**7 885**	**15,4**	**11,0**

Le chiffre d'affaires consolidé du Groupe EDF s'élève à 58 932 millions d'euros en 2006, en progression de 15,4 % (+7 885 millions d'euros) par rapport à 2005. La progression du chiffre d'affaires consolidé du Groupe traduit essentiellement la croissance des ventes d'énergie et de services liés à l'énergie (+7 198 millions d'euros), le développement des autres ventes de biens et de services[52] (+389 millions d'euros) et du trading (+328 millions d'euros) (pour un détail des composantes constituant le chiffre d'affaires consolidé du Groupe, voir la note 8 de l'annexe aux comptes consolidés 2006).

Cette progression inclut des effets importants de variation de périmètre (+2 129 millions d'euros résultant principalement de la consolidation d'Edison sur la totalité de l'exercice en 2006 contre un trimestre en 2005) et ceux relativement marginaux des variations de change (+122 millions d'euros) liés principalement à l'appréciation du real brésilien. La croissance organique du chiffre d'affaires consolidé du Groupe est de 11,0 % (6,4 % en France et 19,7 % en Europe hors France).

[52] Les autres ventes de biens et de services sont notamment réalisées par Dalkia International dont le chiffre d'affaires est constitué de services énergétiques et de prestations d'ingénierie.

Croissance organique de 6,4 % du chiffre d'affaires en France

La contribution de la **France** au chiffre d'affaires consolidé du Groupe est en croissance 6,4 % en 2006. Cette croissance reflète l'évolution des prix de marchés, la hausse des volumes d'électricité vendus et les développements de ventes de gaz naturel. Les ventes d'électricité contribuent à la progression du chiffre d'affaires à hauteur de 4,9 % (3,9 % d'effet prix et 1,0 % d'effet volume) et les ventes de gaz naturel de 1,5 %. L'augmentation des tarifs réglementés de vente d'électricité de 1,7 %, effective à compter du 15 août 2006, a eu un impact limité sur la progression du chiffre d'affaires.

Croissance organique de 19,7 % du chiffre d'affaires en Europe hors France

La contribution de l'Europe hors France au chiffre d'affaires consolidé du Groupe est en croissance de 37,1 % et en croissance organique de 19,7 % en 2006. La croissance organique est principalement tirée par la hausse des prix et des tarifs sur tous les marchés. Le Groupe enregistre également une croissance de ses ventes en volumes au Royaume-Uni et en Allemagne.

La contribution du **Royaume-Uni** au chiffre d'affaires consolidé du Groupe est en augmentation de 24,5 % et en croissance organique de 24,3 %, dans un contexte marqué par une vive concurrence entre opérateurs. Cette performance intègre principalement des effets prix pour 19,7 % (augmentations des prix aux grands clients, hausses des tarifs de gaz naturel et d'électricité aux clients particuliers, ainsi que hausse tarifaire sur les réseaux de distribution) ainsi que des effets volume pour 4,6 % grâce aux efforts soutenus de développement commercial.

La contribution de l'**Allemagne** au chiffre d'affaires consolidé du Groupe est en augmentation de 20,2 % et de 14,0 % en croissance organique. L'augmentation du chiffre d'affaires intègre des effets périmètres pour 310 millions d'euros, liés principalement à la consolidation de la société Stadtwerke Düsseldorf en intégration globale dans les comptes d'EnBW à compter du 31 mars 2006. La croissance organique résulte aux deux tiers des activités électriques et pour l'autre tiers des activités gazières, et est portée tant par des effets prix (à hauteur de 10,5 %) que par des effets volume (à hauteur de 3,5 %).

La contribution de l'**Italie** au chiffre d'affaires consolidé du Groupe est en augmentation de 178,1 %, et de 23,3 % en croissance organique. La hausse du chiffre d'affaires comprend principalement la contribution d'Edison, consolidée pour la première fois sur la totalité de l'exercice 2006, et qui intègre depuis octobre 2006 EDF Energia Italia, filiale commerciale historique du Groupe EDF en Italie. Le groupe Edison, sur la base de son chiffre d'affaires publié, enregistre une progression organique de 33 % grâce aux mises et aux remises en service fin 2005 et en 2006 de plusieurs centrales et à la hausse des prix de vente de l'électricité et du gaz naturel en Italie.

La contribution du **Reste de l'Europe** au chiffre d'affaires consolidé du Groupe est en augmentation de 10,9 % et en croissance organique de 18,1 %. La croissance organique traduit notamment les bonnes performances d'EDF Trading (chiffre d'affaires en hausse de 73,3 %) dans le cadre d'une politique de risque maîtrisée ainsi que les contributions accrues des filiales d'Europe centrale et orientale. Les cessions d'actifs (ASA et deux centrales égyptiennes) ont un impact négatif de 306 millions d'euros sur le chiffre d'affaires.

Croissance organique de 4,3 % du chiffre d'affaires dans le Reste du monde

La contribution du **Reste du monde** au chiffre d'affaires du Groupe est en baisse de 26,2 % et en hausse organique de 4,3 %. L'évolution du chiffre d'affaires comprend des effets de périmètre négatifs (-1 002 millions d'euros) liés à la déconsolidation de Light à partir du 30 juin 2006 et à la mise en équivalence d'Edenor en août 2005, ainsi que des effets de change positifs (126 millions d'euros). La croissance organique est principalement celle de Light au 1er semestre 2006, liée à la hausse tarifaire de novembre 2005.

9.7.2 EBE

Un EBE de 13,9 milliards d'euros en croissance organique de 5,3 %

(en millions d'euros)	2006	2005	Variation	Variation en %	Croissance organique en %
France	**8 893**	**8 544**	**349**	**4,1**	**4,1**
Royaume-Uni	1 268	1 306	(38)	(2,9)	(3,1)
Allemagne	996	905	91	10,1	7,2
Italie	928	300	628	209,3	(0,3)
Reste de l'Europe	1 363	1 193	170	14,2	22,6
Europe hors France	**4 555**	**3 704**	**851**	**23,0**	**7,9**
Reste du monde	**482**	**658**	**(176)**	**(26,7)**	**6,8**
EBE GROUPE	**13 930**	**12 906**	**1 024**	**7,9**	**5,3**

L'EBE consolidé du Groupe en 2006 s'élève à 13 930 millions d'euros, en croissance de 7,9 % et en croissance organique de 5,3 %. L'EBE prend en compte une provision de 470 millions d'euros pour couvrir la compensation de concurrents liée à la mise en œuvre du tarif transitoire d'ajustement du marché (TaRTAM) résultant de la loi sur l'énergie du 7 décembre 2006. Hors cette charge, l'EBE aurait été de 14 400 millions d'euros.

L'Europe y compris la France, représente 96,4 % du chiffre d'affaires et 96,5 % de l'EBE du Groupe en 2006.

L'EBE connaît une croissance soutenue en Europe hors France (23,0 % au total dont 7,9 % en croissance organique), avec des évolutions très différentes selon les segments, une croissance moins importante en France (4,1 %) et une forte baisse dans le Reste du monde (- 26,7 % au total, avec une croissance organique de 6,8 %).

Le ratio EBE / chiffre d'affaires consolidé du groupe s'établit à 23,6 % en 2006 contre 25,3 % en 2005. Cette dégradation résulte principalement de l'effet mécanique de la hausse des prix (conséquence de la hausse des coûts de l'énergie), de l'impact de la provision Tartam et du développement du gaz en France. La dégradation concerne les segments Royaume-Uni (- 4,4 points), Allemagne (- 1,6 point) et France (- 0,6 point) alors que le ratio s'améliore en Italie (+ 1,6 points) et dans le Reste de l'Europe (+ 0,8 point).

L'évolution des postes « Achats de combustibles et d'énergie », « Autres consommations externes », « Charges de personnel », « Impôts et taxes » et « Autres produits et charges opérationnels » (permettant le passage du chiffre d'affaires à l'EBE) est présentée ci-après.

9.7.2.1 Achats de combustibles et d'énergie

Les achats de combustibles et d'énergie s'établissent à 23 949 millions d'euros, en augmentation de 6 174 millions d'euros (soit + 34,7 %) par rapport à 2005. Les différentes composantes constituant les achats de combustibles et d'énergie sont présentées en note 9 de l'annexe aux comptes consolidés 2006.

La hausse des achats de combustibles et d'énergie est présente sur tous les segments, à l'exception du segment **Reste du monde** (baisse de 22,5 %) en raison principalement de la déconsolidation de Light au 30 juin 2006 et de la mise en équivalence d'Edenor en août 2005.

La hausse des achats de combustibles et d'énergie est particulièrement forte en **Italie** (+ 207,3 %, soit + 2 826 millions d'euros) en raison principalement d'un effet périmètre (+ 2 476 millions d'euros) lié à la consolidation d'Edison en année pleine en 2006 contre un trimestre en 2005.

La hausse est également importante en **France** (+ 21,3 %, soit + 1 410 millions d'euros). Cette hausse s'explique pour 715 millions d'euros par l'augmentation d'achats destinés à compenser les pertes réseaux et des obligations d'achat d'électricité et pour 265 millions d'euros par l'augmentation des provisions nucléaires. Le solde de la hausse (430 millions d'euros) s'explique notamment par l'augmentation des achats de gaz naturel en liaison avec le développement des ventes de gaz naturel.

Au **Royaume-Uni**, l'augmentation importante des achats de combustibles et d'énergie (+ 36,3 %, soit + 1 413 millions d'euros) s'explique par la hausse des prix des matières premières, notamment sur le premier semestre, par la croissance des volumes de production (+ 11,8 %) (EDF Energy achète du gaz et du charbon sur les marchés de gros afin de satisfaire ses besoins de production), par l'impact de la norme IAS 39[53] et par des difficultés de production rencontrées durant l'été 2006.

En **Allemagne**, la hausse des achats de combustibles et d'énergie (+ 28,7 %, soit + 759 millions d'euros) est liée à la croissance de l'activité mais intègre également des effets périmètre pour 223 millions d'euros (essentiellement intégration globale de Stadtwerke Düsseldorf dans les comptes d'EnBW à compter du 31 mars 2006).

9.7.2.2 Charges de personnel

Les charges de personnel ont diminué de 1,3 % et sont détaillées par composantes principales en note 12.1 de l'annexe aux comptes consolidés 2006.

En **France** les charges de personnel diminuent de 4,2 %, soit 321 millions d'euros. Cette baisse s'explique par la comptabilisation de charges de 329 millions d'euros en 2005 au titre de l'offre réservée aux salariés effectuée dans le cadre de l'introduction en bourse (application IFRS2). Hors cet impact, les charges de personnel seraient quasiment stables.

Au **Royaume-Uni**, les charges de personnel n'augmentent que de 1,3 %, soit 9 millions d'euros. Les hausses liées au renforcement des effectifs commerciaux afin de permettre le développement de la base client et l'intégration des effectifs de comptage ont été partiellement compensées par des reprises de provisions sur les charges de retraites.

Dans le **Reste de l'Europe**, les charges de personnel augmentent de 8,2 %, soit 61 millions d'euros. Hors effet périmètre lié à la cession d'ASA et de deux centrales en Egypte en mars 2006, elles augmenteraient de 101 millions d'euros. La hausse est principalement localisée chez EDF Trading et chez Dalkia International en raison du développement de l'activité de ces sociétés.

Les variations des charges de personnel constatées en Allemagne, Italie et Reste du Monde, résultent pour l'essentiel d'effets périmètre. En **Italie**, elles augmentent de 79,6 % (soit + 82 millions d'euros) avec la consolidation d'Edison en année pleine. Elles s'accroissent de 16,6 % en **Allemagne** (+ 94 millions d'euros) en raison principalement de la consolidation par intégration globale dans les comptes EnBW de Stadtwerke Düsseldorf depuis le 31 mars 2006. Elles baissent de 43,9 % (- 50 millions d'euros) dans le **Reste du monde** avec la déconsolidation de Light au 30 juin 2006 et la mise en équivalence d'Edenor en août 2005.

9.7.2.3 Autres consommations externes

Les autres consommations externes ont augmenté de 6,0 %. Les différentes composantes constituant les autres consommations externes sont énoncées en note 10 de l'annexe aux comptes consolidés 2006.

En **France**, les autres consommations externes diminuent de 0,7 % (5 094 millions d'euros en 2006 contre 5 128 millions d'euros en 2005). Cette performance résulte des efforts de productivité menés notamment dans le cadre du programme Altitude.

[53] La norme IAS 39 impose de mesurer la juste valeur à la date de clôture des contrats d'achat-vente de matières premières non débouclés à la clôture de l'exercice. Cette norme a eu un impact négatif sur le poste « achats de combustible et d'énergie » d'EDF Energy en raison de positions longues prises par EDF Energy dans le cadre de ces contrats dans un contexte de prix en baisse à la fin de l'exercice.

Les autres consommations externes ont augmenté de 24,2 % au **Royaume-Uni**, sous l'effet notamment de la croissance des activités réseaux publics et réseaux privés, et de 11,8 % en **Allemagne**, en liaison avec le développement de l'activité, et de 72,6 % en Italie (avec notamment un effet périmètre lié à la consolidation d'Edison en année pleine en 2006). Dans le **Reste de l'Europe**, les autres consommations externes progressent de 5,6 % en raison du développement notamment de Dalkia International et diminuent, dans le **Reste du monde**, de 26,8 % en raison de la déconsolidation de Light et de la mise en équivalence d'Edenor.

9.7.2.4 Impôts et taxes

Les impôts et taxes (hors impôts sur les sociétés) s'établissent à 3 175 millions d'euros en 2006, en augmentation de 80 millions d'euros (soit + 2,6 %) par rapport à 2005. La hausse se situe principalement en France avec notamment une hausse de la taxe d'apprentissage, la taxe foncière et la taxe INB[54].

9.7.2.5 Autres produits et charges opérationnels

Les autres produits et charges opérationnels s'établissent à 552 millions d'euros (produits nets) en 2006, en diminution de 240 millions d'euros (soit - 30,3 %) par rapport à 2005.

La baisse est localisée principalement en **France** (427 millions d'euros) avec la comptabilisation d'une provision de 470 millions d'euros pour couvrir la compensation des concurrents liée à la mise en œuvre du tarif transitoire d'ajustement du marché compensée partiellement par une augmentation de 156 millions d'euros de la CSPE. Au **Royaume-Uni** il s'agit d'une charge nette de 36 millions d'euros se comparant à un produit net de 38 millions d'euros en 2005 : cette évolution résulte d'une dotation accrue pour créances clients liée à la croissance de la base clients et de moindres cessions d'actifs immobiliers. Ces diminutions de produits nets font plus que compenser les hausses de produits nets constatées notamment en **Italie** (+ 169 millions d'euros, essentiellement d'effet périmètre liés à la consolidation d'Edison en année pleine en 2006), et la réduction des charges nettes dans le **Reste du monde** (+ 98 millions d'euros, principalement d'effet périmètre lié à la déconsolidation de Light et la mise en équivalence d'Edenor).

9.7.3 Résultat d'exploitation

(en millions d'euros)	Exercice clos au 31 décembre			
	2006	2005	Variation	Variation en %
Excédent brut d'exploitation	**13 930**	**12 906**	**1 024**	**7,9**
Dotations aux amortissements	(5 363)	(5 017)	(346)	6,9
Pertes de valeur	121	(147)	268	(182,3)
Autres produits et charges d'exploitation	668	251	417	166,1
Résultat d'exploitation	**9 356**	**7 993**	**1 363**	**17,1**

Le résultat d'exploitation s'établit à 9 356 millions d'euros en 2006, en augmentation de 1 363 millions d'euros (soit + 17,1 %) par rapport à 2005. Cette croissance, très supérieure à celle de l'EBE, résulte, en dépit d'une augmentation des dotations aux amortissements, des variations constatées sur les postes pertes de valeurs et autres produits et charges d'exploitation. La progression organique du résultat d'exploitation consolidé du Groupe est de 16,1 %.

9.7.3.1 Dotations aux amortissements

Elles s'élèvent à 5 363 millions d'euros en 2006, en augmentation de 346 millions d'euros (soit 6,9 %) par rapport à 2005. Cette progression s'explique pour 245 millions d'euros par des effets périmètre liés principalement à la consolidation d'Edison en année pleine en 2006.

9.7.3.2 Pertes de valeur

Elles se traduisent en 2006 par une reprise nette de 121 millions d'euros, contre une dotation nette de 147 millions en 2005. La variation s'explique principalement par une reprise de provision de 624 millions d'euros liée à la cession de Light et par la constatation d'une perte de valeur de 318 millions d'euros dans les comptes d'EDF sur le goodwill relatif à EnBW suite à la baisse des tarifs de transport et de distribution décidée par le régulateur allemand.

9.7.3.3 Autres produits et charges d'exploitation

Les autres produits et charges d'exploitation s'établissent à 668 millions d'euros, en augmentation de 417 millions d'euros.

L'augmentation inclut notamment la plus value de 345 millions d'euros relative aux cessions des centrales égyptiennes et de ASA (à comparer à des plus-values de cession de 251 millions d'euros en 2005 au titre du désengagement en Amérique latine) et la reprise de provision liée à la non reconduction en France du dispositif de complément exceptionnel de retraite pour 328 millions d'euros.

[54] Taxe sur les installations nucléaires de base.

9.7.4 Résultat financier

(en millions d'euros)	Exercice clos au 31 décembre 2006	2005	Variation	Variation en %
Coût de l'endettement financier brut	(1 606)	(1 472)	(134)	9,1
Charges d'actualisation	(2 530)	(2 526)	(4)	0,2
Autres produits et charges financiers	1 435	583	852	146,1
TOTAL GROUPE	**(2 701)**	**(3 415)**	**714**	**(20,9)**

Le résultat financier du Groupe s'établit à (2 701) millions d'euros en 2006, en amélioration de 714 millions d'euros (-20,9 %) par rapport à 2005. Cette amélioration s'explique notamment par deux opérations spécifiques :

- l'acquisition d'Edison, qui avait eu un impact négatif de 356 millions d'euros sur le résultat financier en 2005, sans équivalent en 2006 ; et
- la cession par EDF, dans le cadre de la gestion de son portefeuille d'actifs dédiés, de sa participation dans la société Arcelor en août 2006, à l'issue des opérations relatives à l'offre publique de Mittal Steel sur Arcelor, qui a engendré une plus value de cession de 231 millions d'euros.

Hors ces deux opérations spécifiques, le résultat financier s'améliore de 127 millions d'euros correspondant principalement à la hausse des produits de placement.

L'évolution du résultat financier se répartit comme suit :

(en millions d'euros)	Exercice clos au 31 décembre 2006	2005	Variation	Variation en %
France	(2 023)	(2 635)	612	(23,2)
Royaume-Uni	(228)	(272)	44	(16,2)
Allemagne	(175)	(149)	(26)	17,4
Italie	(20)	(93)	73	(78,5)
Reste de l'Europe	(82)	(49)	(33)	67,3
Reste du Monde	(173)	(217)	44	(20,3)
TOTAL GROUPE	**(2 701)**	**(3 415)**	**714**	**(20,9)**

En **France**, l'amélioration du résultat financier est principalement due à la cession des titres Arcelor mentionnée précédemment, ainsi qu'à la charge liée à l'acquisition d'Edison en 2005. En **Italie**, l'amélioration est principalement due aux effets de la consolidation d'Edison ; année pleine en 2006 contre un trimestre en 2005. La baisse constatée dans le **Reste du Monde** résulte principalement des cessions en Amérique Latine.

9.7.5 Impôt sur les résultats

L'impôt sur les résultats du Groupe s'établit à 1 146 millions d'euros en 2006, en baisse de 299 millions d'euros (-20,7 %) par rapport à 2005.

La différence entre le taux effectif moyen d'impôt 2006 du Groupe (16,39 %) et le taux en vigueur en 2006 en France (34,43 %) s'explique principalement par :

- l'économie d'impôt de 586 millions d'euros résultant de la réorganisation juridique du groupe Light imposée par le régulateur brésilien ;
- l'absence d'effet fiscal sur la reprise de perte de valeur des actifs à long terme de Light (212 millions d'euros) ;
- l'issue favorable de réclamations auprès de l'administration fiscale britannique par EDF Energy (104 millions d'euros) ;
- le réalignement chez Edison des bases fiscales de ses actifs immobilisés sur leur valeur comptable en application de la Loi de Finances italienne pour 2006. La reprise des impôts différés passifs en contrepartie d'une taxe libératoire de 12 % s'est traduite par un produit d'impôt de 104 millions d'euros ; et
- la reconnaissance à hauteur de 76 millions d'euros de crédits d'impôt sur les résultats taxés à taux majoré en Allemagne résultant d'une évolution des conditions de leur récupération.

9.7.6 Résultat net part du Groupe

Le résultat net part du Groupe est de 5 605 millions d'euros en 2006, en hausse de 2 375 millions d'euros par rapport à 2005. Cette progression s'explique principalement par l'augmentation du résultat d'exploitation et du résultat financier et par la diminution des impôts sur les résultats. Le résultat net part du Groupe représente 9,5 % du chiffre d'affaires du Groupe (contre 6,3 % en 2005).

La quote-part du résultat net des sociétés mises en équivalence s'établit à 263 millions d'euros en 2006, en augmentation de 73 millions d'euros par rapport à 2005. Cette augmentation s'explique principalement par l'effet de l'augmentation de la participation du Groupe dans Atel et Motor Colombus qui a plus que compensé la sortie de Stadtwerke Düsseldorf du poste « quote-part du résultat net des sociétés mises en équivalence » et la dépréciation exceptionnelle de 73 millions d'euros liée à la prise en compte de facteurs défavorables quant à l'évolution d'une participation du Groupe au Royaume-Uni.

9.8 - ANALYSE PAR ZONE GÉOGRAPHIQUE DU RÉSULTAT D'EXPLOITATION

Le résultat d'exploitation se répartit par segment géographique comme suit :

2006 *(en millions d'euros)*	France	Royaume-Uni	Allemagne	Italie	Reste Europe	Europe hors France	Reste Monde	Total
CHIFFRE D'AFFAIRES	**31 927**	**8 319**	**6 016**	**5 615**	**4 930**	**24 880**	**2 125**	**58 932**
Achats de combustibles et d'énergie	(8 025)	(5 302)	(3 406)	(4 189)	(1 719)	(14 616)	(1 308)	(23 949)
Autres consommations externes	(5 094)	(964)	(1 054)	(547)	(920)	(3 485)	(142)	(8 721)
Charges de personnel	(7 356)	(638)	(659)	(185)	(807)	(2 289)	(64)	(9 709)
Impôts et taxes	(2 839)	(111)	(8)	(1)	(198)	(318)	(18)	(3 175)
Autres produits et charges opérationnels	280	(36)	107	235	77	383	(111)	552
EXCÉDENT BRUT D'EXPLOITATION	**8 893**	**1 268**	**996**	**928**	**1 363**	**4 555**	**482**	**13 930**
Dotations aux amortissements	(3 667)	(447)	(351)	(451)	(327)	(1 576)	(120)	(5 363)
Pertes de valeur	1	0	(359)	(47)	(64)	(470)	590	121
Autres produits et charges d'exploitation	261	1	0	1	406	408	(1)	668
RÉSULTAT D'EXPLOITATION	**5 488**	**822**	**286**	**431**	**1 378**	**2 917**	**951**	**9 356**

2005 *(en millions d'euros)*	France	Royaume-Uni	Allemagne	Italie	Reste Europe	Europe hors France	Reste Monde	Total
CHIFFRE D'AFFAIRES	**30 015**	**6 682**	**5 005**	**2 019**	**4 446**	**18 152**	**2 880**	**51 047**
Achats de combustibles et d'énergie	(6 615)	(3 889)	(2 647)	(1 363)	(1 573)	(9 472)	(1 688)	(17 775)
Autres consommations externes	(5 128)	(776)	(943)	(317)	(871)	(2 907)	(194)	(8 229)
Charges de personnel	(7 677)	(629)	(565)	(103)	(746)	(2 043)	(114)	(9 834)
Impôts et taxes	(2 758)	(120)	(20)	(1)	(179)	(320)	(17)	(3 095)
Autres produits et charges opérationnels	707	38	75	65	116	294	(209)	792
EXCÉDENT BRUT D'EXPLOITATION	**8 544**	**1 306**	**905**	**300**	**1 193**	**3 704**	**658**	**12 906**
Dotations aux amortissements	(3 634)	(434)	(314)	(155)	(329)	(1 232)	(151)	(5 017)
Pertes de valeur	1	0	(19)	(38)	(91)	(148)	0	(147)
Autres produits et charges d'exploitation	1	0	(1)	7	243	249	1	251
RÉSULTAT D'EXPLOITATION	**4 912**	**872**	**571**	**114**	**1 016**	**2 573**	**508**	**7 993**

9.8.1 France

	2006	2005	Variation	Variation en %	Croissance organique en %
Chiffre d'affaires	31 927	30 015	1 912	6,4	6,4
EBE	8 893	8 544	349	4,1	4,1
Résultat d'exploitation	5 488	4 912	576	11,7	11,7

9.8.1.1 Ventilation de l'information financière du segment « France »

La contribution du segment France au chiffre d'affaires et à l'EBE du Groupe est également présentée selon la ventilation suivante :

« Activités régulées » regroupent les activités :

- Transport en métropole
- Distribution en métropole
- L'ensemble des activités d'EDF de production et de distribution dans les systèmes énergétiques insulaires (SEI).

Les activités **Transport et Distribution** sont régulées via les Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics (TURP).

Le chiffre d'affaires des Activités régulées comprend la part Acheminement incluse dans les tarifs intégrés.

Les coûts afférents à la gestion des clients résidentiels sont comptabilisés dans l'activité Distribution, puis sont répartis entre la Distribution et la Commercialisation (Activités non régulées) selon les principes de répartition présentés à la CRE.

« Activités non régulées » regroupe les activités de :

- Production, Commercialisation et Optimisation en métropole
- Ventes de prestations d'ingénierie et de conseil

9.8.1.2 Ouverture du marché

Au 31 décembre 2006, soit deux ans et demi après l'ouverture du marché à l'ensemble des entreprises et aux professionnels, la part de marché détenue par EDF sur l'électricité en France sur l'ensemble des clients finals éligibles est de 82,4 % contre 84,8 % au 31 décembre 2005.

EDF se prépare, dans les conditions et selon le calendrier prévu par la CRE, à l'ouverture totale du marché le 1er juillet 2007.

9.8.1.3 Equilibre offre-demande

Les productions hydraulique et nucléaire ont été relativement stables en 2006 par rapport à 2005. Grâce aux bonnes performances du parc nucléaire (disponibilité de 83,6 %, en légère amélioration en 2006 par rapport à 2005) la production nucléaire s'est établie à 428,1 TWh soit un niveau comparable à celui de 2005 (429,2 TWh). La production hydraulique est en légère augmentation par rapport à 2005 (+ 1,9 TWh soit +6 %).

La structure des ventes d'énergie évolue en revanche sensiblement : malgré la croissance de la consommation des clients particuliers, la baisse de la part de marché d'EDF dans un contexte de baisse globale de la consommation des clients éligibles conduit à une baisse des ventes aux clients finals, accentuée par la douceur du climat constatée au dernier trimestre 2006. Cette baisse des ventes aux clients finals est en partie compensée par une hausse des ventes sur les marchés de gros.

9.8.1.4 Chiffre d'affaires

La contribution de la **France** au chiffre d'affaires du Groupe s'élève à 31 927 millions d'euros, en augmentation de 6,4 % (soit 1 912 millions d'euros).

Cette augmentation inclut un effet prix de 3,9 % et un effet volume de 1,0 % concernant les ventes d'électricité. L'effet prix comporte à la fois l'évolution des prix des marchés et l'augmentation des tarifs réglementés de 1,7 % effective à compter du 15 août 2006 qui n'a eu qu'un impact limité sur la progression du chiffre d'affaires.

Les ventes de gaz naturel ont contribué à hauteur de 1,5 % à l'augmentation du chiffre d'affaires. En 2006, EDF a sensiblement renforcé ses positions commerciales avec la conquête de 40 000 sites desservis en gaz naturel à fin 2006 contre 13 000 sites à fin 2005.

9.8.1.5 EBE

La contribution de la France à l'EBE du Groupe s'élève à 8 893 millions d'euros, en augmentation de 4,1 % (349 millions d'euros) par rapport à 2005.

Hors prise en compte des charges de 329 millions d'euros en 2005 au titre de l'offre réservée aux salariés (application de la norme IFRS 2) et de la provision de 470 millions d'euros enregistrée en 2006 pour couvrir la compensation des concurrents liée à la mise en œuvre du tarif transitoire d'ajustement du marché (TaRTAM), l'EBE progresserait de 5,5 %.

L'augmentation de la contribution de la France à l'EBE du Groupe reflète principalement la croissance du chiffre d'affaires qui a été compensée partiellement par : l'augmentation des achats de combustibles et d'énergie (+ 1 410 millions d'euros) et la provision « TaRTAM » enregistrée en 2006 pour un montant de 470 millions d'euros dans le poste « Autres produits et charges opérationnels ».

Achats de combustibles et d'énergie

En France, les achats de combustibles et d'énergie s'établissent à 8 025 millions d'euros en 2006, en augmentation de 1 410 millions d'euros. Cette hausse s'explique pour 715 millions d'euros par l'augmentation d'achats destinés à compenser les pertes réseaux (soumis à l'augmentation des prix de marché) et des obligations d'achat d'électricité (soumises à l'augmentation des prix du marché et des volumes) et pour 265 millions d'euros par l'augmentation des provisions nucléaires. Le solde de la hausse (430 millions d'euros) s'explique notamment par l'augmentation des achats de gaz naturel en liaison avec le développement des ventes de gaz naturel.

Autres consommations externes et charges de personnel

Les autres consommations externes et les charges de personnel sont en baisse respectivement de 0,7 % et 4,2 %. Hors prise en compte des charges de 329 millions d'euros en 2005 au titre de l'offre réservée aux salariés (application d'IFRS2), ces coûts d'exploitation (charges de personnel + autres consommations externes) seraient en baisse de 26 millions d'euros par rapport à 2005. Ce résultat est le reflet des performances réalisées dans le cadre du programme Altitude et s'explique par des actions de productivité sur les achats et les charges de personnel compensant les éléments d'augmentation des coûts notamment liés à l'évolution des rémunérations. En matière d'achats, il s'agit d'actions volontaristes de négociation des prix et de maîtrise des volumes ainsi que d'une gestion plus efficace du panel de fournisseurs.

Impôts et taxes

Les impôts et taxes augmentent de 2,9 % (+ 81 millions d'euros) malgré l'effet positif lié au plafonnement de la taxe professionnelle du RTE-EDF Transport. Cette hausse concerne principalement la taxe d'apprentissage, la taxe foncière et la taxe INB[55].

Autres produits et charges opérationnels

Les autres produits et charges opérationnels sont en baisse de 427 millions d'euros (- 60,4 %). Cette baisse inclut principalement la comptabilisation d'une provision de 470 millions d'euros pour couvrir la compensation des concurrents liée à la mise en œuvre du tarif transitoire d'ajustement du marché (TaRTAM) et l'augmentation de 156 millions d'euros de la Contribution au Service Public de l'Electricité reçue.

9.8.1.6 Ventilation du chiffre d'affaires et de l'EBE du segment France entre activités régulées et activités non régulées

Le tableau suivant détaille l'évolution entre 2006 et 2005 du chiffre d'affaires et de l'EBE du segment France, selon la distinction activités régulées / activités non régulées :

(en millions d'euros)	2006	2005	Variation	Variation en %	Croissance organique en %
Chiffre d'affaires	**31 927**	**30 015**	**1 912**	**6,4**	**6,4**
non régulé	20 129	18 082	2 047	11,3	11,3
régulé	12 419	12 802	(383)	(3,0)	(3,0)
éliminations	(621)	(869)	248	(28,5)	(28,5)
EBE	**8 893**	**8 544**	**349**	**4,1**	**4,1**
non régulé	5 374	4 772	602	12,6	12,6
régulé	3 519	3 772	(253)	(6,7)	(6,7)
Résultat d'exploitation	**5 488**	**4 912**	**576**	**11,7**	**11,7**

Il est rappelé que les activités régulées (activités transport et distribution) sont régulées via les Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics (TURP). Le TURP 2, en baisse par rapport au TURP 1, est entré en vigueur au 1er janvier 2006. Le TURP est une composante du tarif intégré. A tarif intégré inchangé, toute baisse du TURP se traduit mécaniquement par une baisse du chiffre d'affaires des activités régulées et corrélativement par une hausse du chiffre d'affaires des activités non régulées.

Le chiffre d'affaires des **activités régulées** diminue de 3,0 % principalement en raison de l'entrée en vigueur au 1er janvier 2006 du **TURP 2** (en baisse par rapport au TURP 1). Corrélativement, le nouveau tarif de distribution TURP 2 a pour effet d'augmenter le chiffre d'affaires des **activités non régulées** en augmentant les recettes hors acheminement. Le chiffre d'affaires des activités non régulées, qui progresse de 11,3 %, bénéficie également de la hausse des prix du marché de gros, du développement des ventes de gaz naturel et, dans une moindre mesure, de l'augmentation des tarifs réglementés de 1,7 % effective à compter du 15 août 2006 qui n'a eu qu'un impact limité sur la progression du chiffre d'affaires.

La baisse de l'EBE des activités **régulées** (- 253 millions d'euros) s'explique principalement par la mise en œuvre du tarif TURP 2. Hors prise en compte de cet effet TURP 2 et des charges constatées en 2005 au titre de l'offre réservée aux salariés (application d'IFRS2), l'EBE des activités régulées est en légère hausse.

L'augmentation de l'EBE des activités **non régulées** (+ 602 millions d'euros) est principalement la conséquence favorable de la baisse du tarif d'acheminement (TURP 2).

Par ailleurs, l'impact positif de l'augmentation des prix de marché, de la hausse de 1,7 % des tarifs intervenue le 15 août 2006 et de la non reconduction des charges constatées en 2005 au titre de l'offre réservée aux salariés (application d'IFRS2), est en large partie compensé par l'augmentation de 373 millions d'euros des dotations aux provisions nucléaires suite à la nouvelle loi du 28 juin 2006 sur les déchets (voir la section 9.5.2.1 (« Evolution réglementaire en France »)), et par la provision de 470 millions d'euros enregistrée suite à la mise en œuvre du Tarif transitoire d'adaptation au marché (TaRTAM).

9.8.1.7 Résultat d'exploitation

La contribution de la **France** au résultat d'exploitation du Groupe s'établit à 5 488 millions d'euros, en progression de 11,7 % par rapport à 2005. Cette augmentation est liée principalement à l'augmentation de l'EBE et à la reprise de provision de 328 millions d'euros consécutive à la non-reconduction du dispositif de complément exceptionnel de retraite. Hors impact de cette reprise de provision, la hausse serait de 5,1 %.

9.8.2 Royaume-Uni

(en millions d'euros)	2006	2005	Variation	Variation en %	Croissance organique en %
Chiffre d'affaires	8 319	6 682	1 637	24,5	24,3
EBE	1 268	1 306	(38)	(2,9)	(3,1)
Résultat d'exploitation	822	872	(50)	(5,7)	(5,8)

[55] Taxe sur les installations nucléaires de base.

9.8.2.1 Chiffre d'affaires

La contribution d'**EDF Energy** au chiffre d'affaires du Groupe est de 8 319 millions d'euros, en croissance de 24,5 % et en croissance organique de 24,3 % par rapport à 2005. La croissance résulte de :

- l'évolution des prix et des tarifs à hauteur de 19,7 % : prix de vente aux industriels, augmentation des péages d'accès aux réseaux de distribution, et augmentations des tarifs de vente du gaz naturel et de l'électricité aux clients résidentiels intervenues en septembre 2005, mars et juillet 2006 ;
- la croissance des volumes à hauteur de 4,6 %, en raison de la politique de développement commercial d'EDF Energy ayant conduit à la conquête de 450 000 nouveaux comptes clients (soit une augmentation de 9 % des comptes clients d'EDF Energy) ; et
- des effets de change à hauteur de 0,2 %.

9.8.2.2 EBE

La contribution d'**EDF Energy** à l'EBE du Groupe est de 1 268 millions d'euros en 2006, en baisse de 2,9 %. Cette baisse, malgré la forte hausse du chiffre d'affaires, s'explique principalement par:

- une forte hausse des achats de combustibles et d'énergie (+ 1 413 millions d'euros, soit +36,3 %) portée par la hausse des prix des matières premières notamment sur le premier semestre, par la croissance des volumes de production (EDF Energy achète du gaz et du charbon sur les marchés de gros afin de satisfaire ses besoins de production), par l'impact négatif de la norme IAS 39[56] (impact sur l'EBE de 92 millions d'euros) et par les difficultés de production rencontrées au cours de l'été 2006 ;
- une hausse importante des autres consommations externes (+188 millions d'euros, soit + 24,2 %) liée principalement à la croissance des activités réseaux publics et réseaux privés et aux coûts associés au développement de la base client.

La bonne performance de l'activité réseaux publics, portée notamment par la hausse des péages de réseaux et le développement de services associés, ainsi que par la croissance des revenus liés aux incitations à la réduction du niveau des pertes réseaux, a toutefois permis de limiter la baisse de l'EBE.

9.8.2.3 Résultat d'exploitation

La contribution d'**EDF Energy** au résultat d'exploitation du Groupe s'établit à 822 millions d'euros, en baisse de 5,7 %. Cette diminution s'explique par la baisse de l'EBE et une légère augmentation des dotations aux amortissements.

9.8.3 Allemagne

	2006	2005	Variation	Variation en %	Croissance organique en %
Chiffre d'affaires	6 016	5 005	1 011	20,2	14,0
EBE	996	905	91	10,1	7,2
Résultat d'exploitation	286	571	(285)	(49,9)	(49,6)

9.8.3.1 Chiffre d'affaires

La contribution de **EnBW** au chiffre d'affaires du Groupe est de 6 016 millions d'euros, en augmentation de 20,2 % par rapport à 2005.

Sa croissance organique, de 14,0 %, résulte aux deux tiers des activités électriques et pour l'autre tiers des activités gazières. Elle est portée tant par les effets prix (à hauteur de 10,5 %) que par les effets volume (à hauteur de 3,5 %). L'augmentation des ventes en volumes résulte de la croissance des ventes d'électricité sur les marchés de gros et aux clients industriels.

La croissance du chiffre d'affaires des activités électriques se répartit à parts égales entre une augmentation des ventes en volume et la hausse des prix.

La croissance du chiffre d'affaires dans le domaine du gaz naturel est liée à la répercussion aux clients finals de l'augmentation des coûts d'approvisionnement. Les volumes vendus sont en baisse (- 5,2 % hors effets liés à la consolidation de Stadtwerke Düsseldorf).

Les décisions du régulateur concernant la baisse des tarifs de transport à compter du 1er août 2006 et de distribution à compter du 1er septembre 2006 (tarifs respectivement inférieurs de 8 % et de 14 % par rapport aux demandes formulées par EnBW) ont eu un impact limité sur le chiffre d'affaires de l'exercice.

L'augmentation de la contribution d'EnBW au chiffre d'affaires du Groupe est également liée à des effets périmètre (+ 6,2 %), en raison principalement de la consolidation de la société Stadtwerke Düsseldorf par intégration globale dans les comptes d'EnBW à compter du 31 mars 2006.

9.8.3.2 EBE

La contribution de EnBW à l'EBE du Groupe est de 996 millions d'euros, en croissance de 10,1 % et en croissance organique de 7,2 % par rapport à 2005.

Cette hausse est liée à la forte augmentation du chiffre d'affaires qui a plus que compensé les effets de la hausse importante des achats de combustibles et d'énergie (+ 28,7 %, dont 8,4 % liés à des effets périmètre) et dans une moindre mesure celle des autres consommations externes (+ 11,8 %) ainsi que celle des charges de personnel (+ 16,6 %, dont 11,5 % liés à des effets périmètre).

[56] Voir explication donnée en note en bas de page 53.

La hausse est surtout présente dans les activités électriques qui bénéficient d'une forte progression de la production (meilleure disponibilité) et du Trading (optimisation du portefeuille de production dans un marché aux prix soutenus) ainsi que du dynamisme commercial auprès des clients industriels.

Dans le domaine du gaz naturel, la progression est plus faible. Cette progression s'explique par un effet prix positif, ainsi que par l'augmentation des recettes de transport qui ont compensé la légère baisse des volumes vendus.

La baisse des tarifs de transport et de distribution intervenue au second semestre 2006 n'a eu qu'un impact limité sur l'EBE d'EnBW.

Dans le domaine de l'environnement et des services énergétiques, l'EBE est en baisse du fait d'éléments non récurrents enregistrés en 2005 (dans le cadre des cessions du groupe Salamander) et de provisions passées en 2006 concernant les activités de traitement des déchets (installations de T-plus – voir section 6.3.1.2.3.3 (« Services énergétiques et environnementaux ») du présent document).

9.8.3.3 Résultat d'exploitation

La contribution d'EnBW au résultat d'exploitation du Groupe s'établit à 286 millions d'euros, en baisse de 49,9 %. Cette baisse s'explique essentiellement par la constatation dans les comptes du Groupe d'une dépréciation du goodwill relatif à EnBW de 318 millions d'euros suite aux baisses des tarifs de transport et de distribution décidés par le régulateur allemand, et d'une augmentation de provision de 30 millions d'euros suite à des problèmes techniques rencontrés sur des installations de T-plus (voir section 6.3.1.2.3.3 (« Services énergétiques et environnementaux ») du présent document) qui ont plus que compensé la hausse de l'EBE de 91 millions d'euros.

9.8.4 Italie

(en millions d'euros)	2006	2005	Variation	Variation en %	Croissance organique en %
Chiffre d'affaires	5 615	2 019	3 596	178,1	23,3
EBE	928	300	628	209,3	(0,3)
Résultat d'exploitation	431	114	317	278,1	(14,9)

9.8.4.1 Chiffre d'affaires

La contribution de l'Italie au chiffre d'affaires du Groupe est de 5 615 millions d'euros, en augmentation significative de 3 596 millions d'euros par rapport à 2005. Cette augmentation s'explique pour 3 126 millions d'euros par l'effet périmètre dû à Edison qui n'est consolidée que depuis le 1er octobre 2005.

La croissance du chiffre d'affaires, hors effet de périmètre, est de 23,3 %.

Cette hausse s'explique principalement par l'augmentation de la contribution du chiffre d'affaires d'EDF Energia Italia (+ 29,3 % pour les neuf premiers mois de l'année), avant cession à Edison en octobre 2006. L'augmentation de la contribution du chiffre d'affaires d'EDF Energia Italia est essentiellement due à une augmentation des volumes vendus.

La contribution de **Fenice** au chiffre d'affaires du Groupe progresse de 3,8 % à 498 millions d'euros. Cette hausse s'explique principalement par le développement des activités en Italie et en Pologne. La hausse des prix de vente du gaz naturel a quasiment été compensée par la baisse du chiffre d'affaires résultant de la renégociation des contrats avec Fiat (constituant un élément important de pérennisation de son activité).

La contribution d'**Edison** au chiffre d'affaires du Groupe s'établit à 4 434 millions d'euros en 2006 contre 1 010 millions d'euros en 2005, soit une augmentation de 3 424 millions d'euros. En données pro forma, la contribution d'Edison au chiffre d'affaires du Groupe s'élèverait à 3 419 millions d'euros en 2005.

Sur la base des chiffres publiés par Edison, le chiffre d'affaires progresse de 28,6 % en 2006. Cette hausse provient principalement de l'augmentation des prix de l'électricité et du gaz naturel, et des volumes supplémentaires en électricité vendus sur le marché (+ 24 %) grâce à l'augmentation des capacités de production fin 2005 et en 2006 (+ 2,4 GW également répartis entre mises en service et rénovations de centrales). Les ventes de gaz naturel sont stables en volume du fait des contraintes d'approvisionnement.

9.8.4.2 EBE

La contribution du segment **Italie** à l'EBE du Groupe s'élève à 928 millions d'euros, soit une augmentation de 628 millions d'euros (+ 209,3 %). Cette augmentation s'explique essentiellement par l'effet périmètre (+ 629 millions d'euros) dû à Edison. En variation organique, la contribution de l'Italie à l'EBE du Groupe est en baisse de 0,3 %.

L'EBE de **Fenice** est de 112 millions d'euros, en diminution de 19 millions d'euros (- 14,5 %). Cette baisse est liée principalement aux renégociations de contrats avec Fiat.

L'EBE de **EDF Energia Italia** est stable.

La contribution d'**Edison** à l'EBE du Groupe s'établit à 815 millions d'euros en 2006 contre 165 millions d'euros en 2005, soit une augmentation de 650 millions d'euros.

Sur la base des chiffres publiés par Edison, l'EBE progresse de 19,3 % en 2006. Les deux tiers de cette progression sont liés à l'amélioration de la performance des activités électriques. Bien que la contribution des centrales bénéficiant du système « CIP6/92 »[57] soit mécaniquement à la baisse, les ventes sur le marché non régulé progressent de façon significative tant en prix qu'en volume. Les activités gazières bénéficient de coûts moindres suite à la renégociation des contrats d'approvisionnement.

[57] La disposition CIP6/92 a été adoptée pour stimuler la construction en Italie de moyens de production d'énergie renouvelable et assimilée (cogénération). Plusieurs producteurs indépendants ont, par le biais de cette disposition, pu signer avec Enel (puis le Gestionnaire du Réseau de Transport National, « GRTN ») des contrats à long terme (8 ou 15 ans) leur permettant de vendre l'électricité qu'ils produisent à partir de ressources renouvelables et assimilées à des conditions avantageuses

9.8.4.3 Résultat d'exploitation

La contribution de l'**Italie** au résultat d'exploitation du Groupe, est en augmentation de 317 millions d'euros. Cette évolution s'explique principalement par un effet périmètre de 334 millions d'euros lié à Edison.

9.8.5 Reste de l'Europe

(en millions d'euros)	2006	2005	Variation	Variation en %	Croissance organique en %
Chiffre d'affaires	4 930	4 446	484	10,9	18,1
EBE	1 363	1 193	170	14,2	22,6
Résultat d'exploitation	1 378	1 016	362	35,6	41,6

9.8.5.1 Chiffre d'affaires

La contribution du **Reste de l'Europe** au chiffre d'affaires du Groupe s'élève a 4 930 millions d'euros, en augmentation de 10,9 %.

La croissance organique du chiffre d'affaires, 18,1 %, traduit en particulier l'augmentation de l'activité d'**EDF Trading** en progression de 73,3 % (le chiffre d'affaires d'EDF Trading, 747 millions d'euros, est constitué de la marge sur les transactions) et de **Dalkia** (+ 17,2 % à 1 667 millions d'euros) principalement grâce à son développement commercial, notamment en Europe centrale.

EDF Belgium, contribue également à la croissance du chiffre d'affaires (+ 69 millions d'euros) ainsi que Demasz et Bert en Hongrie.

Cette croissance organique fait plus que compenser les effets de périmètre négatifs (-306 millions d'euros) liés à la cession d'ASA devenue effective en mars 2006 et aux cessions de deux centrales en Egypte finalisées en mars 2006 par EDF International.

9.8.5.2 EBE

La contribution du **Reste de l'Europe** à l'EBE du Groupe est de 1 363 millions d'euros, soit une croissance de 14,2 %.

Sa croissance organique de 270 millions d'euros, soit + 22,6 %, est tirée par le développement de l'activité et de la profitabilité d'**EDF Trading** (604 millions d'euros en progression de + 80,8 %), qui représente la quasi totalité de cette croissance (voir la section 4.1.1.2 (« Gestion et contrôle des risques marchés énergies »)). EDF Trading a bénéficié du contexte de hausse et de volatilité des prix de l'énergie et des commodités sur les marchés, ainsi que d'un renforcement de la coordination avec les gestionnaires d'actifs de production.

L'EBE des filiales d'**Europe centrale et orientale** dans le domaine de l'électricité est de 215 millions d'euros en progression organique de 5,1 %, portée principalement par la Pologne grâce à des efforts de productivité.

Les **filiales immobilières** réduisent leur activité de cession d'actifs et contribuent à l'EBE du groupe pour 176 millions d'euros.

Electricité de Strasbourg voit sa contribution à l'EBE baisser (88 millions d'euros en 2006 contre 108 millions d'euros en 2005) en raison d'un résultat positif non récurrent en 2005.

La croissance organique fait plus que compenser les effets périmètre négatifs (- 96 millions d'euros) liés à la cession d'ASA et de deux centrales en Egypte par EDF International.

9.8.5.3 Résultat d'exploitation

La contribution du **Reste de l'Europe** au résultat d'exploitation du Groupe s'élève à 1 378 millions d'euros, en progression de 362 millions d'euros (+ 35,6 %) par rapport à 2005. L'augmentation reflète notamment la progression de l'EBE (+ 170 millions d'euros) à laquelle s'ajoutent les plus-values de cessions d'ASA et des centrales en Egypte par EDF International (+ 345 millions d'euros) à comparer à des plus-values de cession de 251 millions d'euros en 2005.

9.8.6 Reste du monde

(en millions d'euros)	2006	2005	Variation	Variation en %	Croissance organique en %
Chiffre d'affaires	2 125	2 880	(755)	(26,2)	4,3
`EBE	482	658	(176)	(26,7)	6,8
Résultat d'exploitation	951	508	443	87,2	125,8

9.8.6.1 Chiffre d'affaires

La contribution du **Reste du monde** au chiffre d'affaires du Groupe s'élève à 2 125 millions d'euros, soit une baisse de 26,2 % (- 755 millions d'euros). L'évolution du chiffre d'affaires comprend des effets de périmètre négatifs (- 1 002 millions d'euros) liés à la déconsolidation de Light au 30 juin 2006 et à la mise en équivalence d'Edenor en août 2005, ainsi que des effets de change positifs (126 millions d'euros) dus principalement à l'appréciation du real brésilien. La croissance organique de 4,3 % est principalement celle de Light au 1er semestre, liée à la hausse tarifaire de novembre 2005.

La contribution du **Mexique** au chiffre d'affaires du Groupe est de 670 millions d'euros, en croissance de 1,7 % et en croissance organique de 3,8 % avec une hausse de la production des centrales de Rio Bravo 3 et 4.

La contribution des filiales d'**Asie** au chiffre d'affaires du Groupe est de 325 millions d'euros, en baisse de 5,0 % et en baisse organique de 4,4 %. Hors éléments non-récurrents de 2005 (refacturation de frais de développement liés au projet Nam Theun), la contribution des filiales d'Asie au chiffre d'affaires du Groupe progresserait légèrement (+ 1,7 %) grâce à la centrale Phu My au Vietnam (un mois de fonctionnement supplémentaire en 2006).

9.8.6.2 EBE

La contribution du **Reste du monde** à l'EBE du Groupe s'élève à 482 millions d'euros, en baisse de 176 millions d'euros. L'évolution de l'EBE comprend des effets de périmètre négatifs (- 249 millions d'euros) ainsi que des effets de change positifs (+ 28 millions d'euros). La croissance organique est de 6,8 % et provient principalement des activités au Brésil, notamment de Light au premier semestre.

Au **Mexique** l'EBE est resté pratiquement stable.

En **Asie**, l'EBE baisse de 12,8 %, essentiellement du fait de l'enregistrement en 2005 d'éléments non-récurrents (refacturation de frais de développement liés au projet Nam Theun). Hors cet impact, l'EBE serait en légère progression.

9.8.6.3 Résultat d'exploitation

La contribution du **Reste du monde** au résultat d'exploitation du Groupe est en forte croissance (+ 443 millions d'euros, soit + 87,2 %). Cette augmentation reflète la reprise de perte de valeur de 624 millions d'euros suite à la cession de la participation dans Light qui a plus que compensé la baisse de l'EBE.

9.9 - FLUX DE TRÉSORERIE ET ENDETTEMENT FINANCIER

9.9.1 Flux de trésorerie

Les flux de trésorerie dégagés par le Groupe sur la période 2005-2006 sont présentés dans le tableau de synthèse ci-dessous :

(en millions d'euros)	2006	2005	Variation	Variation en %
Flux de trésorerie nets générés par les activités opérationnelles	**11 795**	**8 439**	**3 356**	**39,8**
Flux de trésorerie nets liés aux activités d'investissement	**(13 769)**	**(10 621)**	**(3 148)**	**29,6**
Flux de trésorerie nets liés aux activités de financement	**(1 794)**	**5 555**	**(7 349)**	**(132,3)**
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	**(3 768)**	**3 373**	**(7 141)**	**NA**
Trésorerie et équivalents de trésorerie à l'ouverture	7 220	3 150	4 070	129,2
Incidence des variations de change	(3)	84	(87)	(103,6)
Reclassements liés à l'application des normes IAS 32/39	-	670	(670)	NA
Produits financiers sur disponibilités et équivalents de trésorerie	76	56	20	35,7
Incidence des autres reclassements	(217)	(113)	(104)	92,0
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la clôture	**3 308**	**7 220**	**(3 912)**	**(54,2)**

9.9.1.1 Flux de trésorerie nets générés par les activités opérationnelles

(en millions d'euros)	2006	2005	Variation	Variation en %
Résultat avant impôt des sociétés intégrées	**6 655**	**4 578**	**2 077**	**45,4**
Perte de valeurs / reprises	(121)	147	(268)	(182,3)
Amortissements, provisions et variations de juste valeur	7 459	6 657	802	12,0
Produits et charges financiers	789	1 108	(319)	(28,8)
Dividendes des sociétés consolidés par mise en équivalence	92	90	2	2,2
Plus ou moins-values de cession	(789)	(487)	(302)	62,0
Autres produits et charges sans incidence sur la trésorerie	-	329	(329)	NA
Variation du besoin en fonds de roulement	654	1 371	(717)	(52,3)
Flux de trésorerie nets générés par l'exploitation	**14 739**	**13 793**	**946**	**6,9**
Frais financiers nets décaissés	(931)	(1 143)	212	(18,5)
Impôts sur les résultats payés	(1 462)	(392)	(1 070)	NA
Versement de la soulte retraite	-	(3 296)	3 296	NA
Versement de la soulte démantèlement Marcoule	(551)	(523)	(28)	5,4
Flux de trésorerie nets générés par les activités opérationnelles	**11 795**	**8 439**	**3 356**	**39,8**

Les flux de trésorerie nets générés par les activités opérationnelles en 2006 s'élèvent à 11 795 millions d'euros, en augmentation de 3 356 millions d'euros par rapport à 2005. Cette variation traduit principalement :

- l'amélioration de 946 millions d'euros des flux de trésorerie nets générés par l'exploitation. Cette amélioration est liée à l'augmentation du résultat avant impôts (+ 2077 millions d'euros) qui a plus que compensé la baisse de l'amélioration du besoin en fonds de roulement, la baisse des produits et charges financiers et la variation du poste plus ou moins-values de cession.

En 2006, le besoin en fonds de roulement connaît une amélioration de 654 millions (contre une amélioration de 1 371 millions d'euros en 2005). Cette amélioration est concentrée sur la France (928 millions d'euros) et traduit les efforts consentis sur les cycles d'achats et ventes dans le cadre du programme Altitude ainsi qu'un impact positif des conditions climatiques. En revanche, le besoin en fonds de roulement des filiales internationales augmente (274 millions d'euros) : cette augmentation est liée aux activités opérationnelles sous l'effet des prix et des volumes générés par la croissance de l'activité.

- la variation des impôts sur le résultat payés pour - 1 070 millions d'euros. Cette variation traduit :
  - la restitution en 2005 à EDF par le Trésor Public d'un trop versé en 2004 au titre des acomptes d'IS pour un montant de 1 146 millions d'euros,
  - la prise en compte en 2006 dans la détermination de l'acompte au titre de 2006 de l'impact fiscal positif de 527 millions d'euros de la réorganisation juridique avant cession du groupe Light.
- le versement de 3 296 millions d'euros effectué en 2005 au titre des contributions exceptionnelles suite à la réforme du régime de financement des retraites, sans équivalent en 2006.

Le cash flow opérationnel[58] s'analyse comme suit :

(en millions d'euros)	2006	2005	Variation	Variation en %
Flux de trésorerie nets générés par l'exploitation	**14 739**	**13 793**	**946**	**6,9**
Frais financiers nets décaissés	(931)	(1 143)	212	(21,6)
Impôts sur le résultat payé	(1 462)	(392)	(1 070)	NA
Variation du besoin en fonds de roulement	(654)	(1 371)	717	(52,3)
Impôts générés par les éléments non récurrents	(527)	(1 410)	883	(62,6)
Cash flow opérationnel	**11 165**	**9 477**	**1 688**	**17,8**

Le cash flow opérationnel s'élève à 11 165 millions d'euros en 2006 contre 9 477 millions d'euros en 2005, soit une progression de 17,8 %.

9.9.1.2 Flux de trésorerie nets liés aux activités d'investissement

Les décaissements de trésorerie nets liés aux activités d'investissement se sont élevés à 13 769 millions d'euros en 2006 et 10 621 millions d'euros en 2005.

Les flux de trésorerie nets liés aux activités d'investissements s'analysent en acquisitions et cessions d'immobilisations corporelles et incorporelles, acquisitions de sociétés sous déduction de la trésorerie acquise et variations d'actifs financiers de la manière suivante :

(en millions d'euros)	2006	2005	Variation	Variation en %
Acquisitions d'immobilisations incorporelles et corporelles	**(5 935)**	**(5 168)**	**(767)**	**14,8**
Cessions d'immobilisations corporelles et incorporelles	272	392	(120)	(30,6)
Investissements non financiers nets[(1)]	**(5 663)**	**(4 776)**	**(887)**	**18,6**
Acquisitions / Cessions de sociétés sous déduction de la trésorerie	691	(2 951)	3 642	NA
Variation d'actifs financiers	(8 797)	(2 894)	(5 903)	204,0
Flux de trésorerie nets liés aux activités d'investissement	**(13 769)**	**(10 621)**	**(3 148)**	**29,6**

(1) Dans le cadre du contrôle de ses investissements industriels, le Groupe utilise l'indicateur d'investissements non financiers nets (« Acquisitions d'immobilisations corporelles et incorporelles » nettes des « Cessions d'immobilisations corporelles et incorporelles ») afin de suivre l'évolution de ses investissements au titre des immobilisations corporelles et incorporelles.

Acquisitions d'immobilisations incorporelles et corporelles

Les acquisitions d'immobilisations incorporelles et corporelles (capex bruts) s'élèvent à 5 935 millions d'euros, en augmentation de 767 millions d'euros (14,8 %) par rapport à 2005 (voir la section 6.1.4 (« Politique d'investissement »)).

[58] Le « cash flow opérationnel » ou « funds from operations (FFO) » est un indicateur utilisé par EDF, qui vise à évaluer la capacité du Groupe à générer de la trésorerie disponible. Cet indicateur est égal aux flux de trésorerie nets générés par l'exploitation hors variation du besoin en fonds de roulement, diminué des frais financiers nets décaissés et de l'impôt sur le résultat payé, corrigés des effets non récurrents de l'impôt (527 millions d'euros en 2006, 1 410 millions d'euros en 2005).

L'évolution sur la période, par segment, des acquisitions d'immobilisations incorporelles et corporelles du Groupe est la suivante :

(en millions d'euros)	2006	2005	Variation	Variation en %
France : Activités régulées	2 398	2 236	162	7,2
France : Activités non régulées	1 430	914	516	56,5
TOTAL FRANCE	**3 828**	**3 150**	**678**	**21,5**
Royaume-Uni	932	997	(65)	(6,5)
Allemagne	283	270	13	4,8
Italie	351	184	167	90,8
Reste de l'Europe	438	352	86	24,4
Reste du monde	103	215	(112)	(52,1)
Investissements non financiers bruts (capex bruts)	**5 935**	**5 168**	**767**	**14,8**

C'est en **France** que se fait l'essentiel de la progression (+ 678 millions d'euros). Elle se situe principalement dans les activités non régulées (+ 516 millions d'euros) et notamment dans la production où les investissements, en hausse de 418 millions d'euros, ont atteint 1 201 millions d'euros en 2006 (783 millions d'euros en 2005). Les investissements dans les réseaux de transport et de distribution se sont élevés à 2 398 millions d'euros en 2006 en progression de 162 millions d'euros (2 236 millions d'euros en 2005).

Les investissements progressent également en **Italie** (+ 167 millions d'euros) sous l'effet principalement de l'intégration d'Edison en année pleine en 2006 contre un trimestre en 2005 (139 millions d'euros), et dans le Reste de l'Europe (+ 86 millions d'euros) avec le développement des investissements dans les énergies renouvelables (EDF Energies Nouvelles) et les services (Dalkia International). En **Allemagne**, ils sont pratiquement stables.

Au **Royaume-Uni**, la baisse de 65 millions d'euros tient compte des reclassements en 2006 du coût des contrats de permis d'émission CO_2 en besoin en fonds de roulement. Hors cet effet, les investissements concernant notamment les réseaux progressent.

L'évolution dans le **Reste du monde** est le reflet du désengagement en Amérique Latine.

Cessions d'immobilisations corporelles et incorporelles

La variation de 120 millions d'euros s'explique principalement par des cessions d'immobilisations corporelles et incorporelles intervenues en France et en Allemagne.

Acquisitions / Cessions de sociétés sous déduction de la trésorerie

Ce poste comprend les acquisitions et les cessions de titres consolidés nets de leur trésorerie. En 2006, il s'agit principalement, pour les cessions, de Light, des centrales égyptiennes, d'ASA, des activités de réseaux d'Edison et de EDF Capital Investissement, et pour les acquisitions, de l'offre publique d'achat d'EDF sur Demasz, du renforcement de la participation dans EVN, et dans Stadtwerke Düsseldorf, des montées au capital d'Atel et Motor Colombus et de EDF Energies Nouvelles.

La variation entre 2006 et 2005 de ce poste s'explique principalement par l'entrée en 2005 dans le périmètre du groupe de la société Edison.

Variation d'actifs financiers

Au 31 décembre 2006, la variation d'actifs financiers est de (8 797) millions d'euros et reflète l'acquisition nette d'actifs financiers par EDF pour 8 332 millions d'euros au cours de l'exercice 2006 (dont 2 845 millions d'euros au titre des actifs dédiés pour l'activité nucléaire).

9.9.1.3 Flux de trésorerie nets liés aux activités de financement

Les flux de trésorerie nets liés aux activités de financement sur la période s'analysent comme suit :

(en millions d'euros)	2006	2005	Variation	Variation en %
Emissions d'emprunts	3 686	2 810	876	31,2
Remboursement d'emprunts	(4 254)	(3 247)	(1 007)	31,0
Dividendes versés par la société mère	(1 439)	(374)	(1 065)	284,8
Dividendes versés aux minoritaires	(93)	(54)	(39)	72,2
Augmentation de capital souscrite par les minoritaires	24	27	(3)	(11,1)
Augmentation des passifs spécifiques des concessions	219	196	23	11,7
Subventions d'investissement	63	70	(7)	(10,0)
Augmentation de capital d'EDF	-	6 350	(6 350)	NA
Autres variations	-	223	(223)	NA
Flux de trésorerie nets liés aux activités de financement	**(1 794)**	**5 555**	**(7 349)**	**(132,3)**

En 2006, les opérations de financement se traduisent par un décaissement net de 1 794 millions d'euros en écart de 7 349 millions d'euros par rapport à 2005 qui présentait un encaissement net de 5 555 millions d'euros. Cette variation traduit principalement :

- l'augmentation de capital de l'année 2005 d'EDF pour 6 350 millions d'euros sans équivalent en 2006 ;
- les dividendes versés par EDF de 1 439 millions d'euros en 2006 contre 374 millions d'euros en 2005 ; et
- des remboursements d'emprunts nets des émissions d'emprunts pour 568 millions d'euros en 2006, en augmentation de 131 millions d'euros par rapport à 2005.

9.9.2 Endettement financier net

L'endettement financier net correspond aux emprunts et dettes financières diminués de la trésorerie et des équivalents de trésorerie ainsi que des actifs liquides. Les actifs liquides sont des actifs financiers composés de fonds ou de titres de taux de maturité initiale supérieure à trois mois, facilement convertibles en trésorerie quelle que soit leur maturité, et gérés dans le cadre d'un objectif de liquidité. L'endettement financier net du Groupe s'établit à 14 932 millions d'euros au 31 décembre 2006. Il était de 18 592 millions d'euros au 31 décembre 2005 et diminue ainsi de 3 660 millions d'euros sur l'année 2006.

Cette diminution s'explique principalement par le free cash flow généré (6 683 millions d'euros) et les effets positifs des variations de périmètre sur l'endettement financier (1 287 millions d'euros) qui ont plus que compensé la somme des investissements financiers (2 704 millions d'euros), des dividendes versés (1 532 millions d'euros) et de la soulte démantèlement Marcoule (551 millions d'euros).

Le tableau suivant présente l'évolution de l'endettement financier net du Groupe :

(en millions d'euros)	2006	2005	Variation	Variation en %
Excédent brut d'exploitation	**13 930**	**12 906**	**1 024**	**7,9**
Neutralisation des éléments non monétaires inclus dans l'EBE	138	(670)	808	(120,6)
Dividendes reçus des sociétés mises en équivalence	92	90	2	2,2
Variation du besoin en fonds de roulement net	654	1 371	(717)	(52,3)
Autres éléments	(75)	96	(171)	(178,1)
Flux de trésorerie nets générés par l'exploitation	**14 739**	**13 793**	**946**	**6,9**
Acquisitions d'immobilisations corporelles et incorporelles	(5 935)	(5 168)	(767)	14,8
Cessions d'immobilisations corporelles et incorporelles	272	392	(120)	(30,6)
Frais financiers nets décaissés	(931)	(1 143)	212	(18,5)
Impôt sur le résultat payé	(1 462)	(392)	(1 070)	273,0
Free cash flow	**6 683**	**7 482**	**(799)**	**(10,7)**
Investissements financiers	(2 704)	(4 585)	1 881	(41,0)
Dividendes versés	(1 532)	(428)	(1 104)	257,9
Augmentation de capital et variation des autres fonds propres	-	6 350	(6 350)	NA
Versement de la soulte retraite	-	(3 296)	3 296	NA
Versement de la soulte démantèlement Marcoule	(551)	(523)	(28)	5,4
Autres variations	354	83	271	326,5
Diminution de l'endettement financier net, hors effets de périmètre et de change	**2 250**	**5 083**	**(2 833)**	**(55,7)**
Effet de la variation du périmètre	1 287	(2 314)	3 601	NA
Effet de la variation des méthodes comptables sur endettement net	(1)	-	(1)	NA
Effet de la variation de change	79	(830)	909	NA
Autres variations non monétaires	45	(198)	243	NA
(Augmentation)/Diminution de l'endettement financier net, hors effets de périmètre et de change	**3 660**	**1 741**	**1 919**	**110,2**
Endettement financier net ouverture [1]	**18 592**	**20 333**	**(1 741)**	**(8,6)**
Endettement financier net clôture	**14 932**	**18 592**	**(3 660)**	**(19,7)**

(1) après prise en compte des effets de l'application des normes IAS 32 et 39 au 1er janvier 2005.

La variation de la contribution de chaque segment géographique à l'endettement financier net est présentée ci-dessous :

(en millions d'euros)	2006	2005	Variation	Variation en %
France	5 940	6 924	(984)	(14,2)
Royaume-Uni	6 413	6 083	330	5,4
Allemagne	1 766	1 614	152	9,4
Italie	(99)	490	(589)	NA
Reste de l'Europe	(501)	189	(690)	NA
Reste du monde	1 398	2 858	(1 460)	(51,1)
TOTAL	**14 917**	**18 158**	**(3 241)**	**(19,7)**
Endettement financier net des sociétés figurant dans les passifs non courants détenus en vue de la vente	15	434	(419)	NA
TOTAL GROUPE	**14 932**	**18 592**	**(3 660)**	**(19,7)**

En **France**, la diminution de la dette financière nette en 2006 résulte d'un *free cash flow* important qui a plus que compensé le versement des dividendes par EDF de 1 439 millions d'euros, la dotation nette aux actifs dédiés par EDF de 2 845 millions d'euros et le versement de la soulte démantèlement Marcoule pour 551 millions d'euros.

Au **Royaume-Uni**, bien que le *free cash flow* progresse entre 2005 et 2006, il ne permet pas d'autofinancer les dividendes. En conséquence, la dette financière nette est en augmentation de 330 millions d'euros sur 2006.

En **Allemagne,** la hausse de la dette financière nette résulte d'effets périmètre avec notamment la consolidation de la société Stadtwerke Düsseldorf par intégration globale dans les comptes d'EnBW à compter du 31 mars 2006.

En **Italie**, la dette financière nette diminue globalement de 589 millions d'euros. Le *free cash flow* dégagé par Edison sur l'année 2006 et la cession de ses activités de réseaux électriques ont contribué à la forte diminution de la dette financière nette.

Les fortes baisses constatées dans le **Reste de l'Europe** (- 690 millions d'euros) et **Reste du monde** (- 1 460 millions d'euros) résultent principalement des cessions d'ASA et des centrales egyptiennes par EDF International pour le segment Reste de l'Europe et de la cession de Light pour le segment Reste du Monde.

9.10 - GESTION ET CONTRÔLE DES RISQUES FINANCIERS

En complément de cette section sur la gestion des risques financiers, le lecteur est invité à se reporter à la section 4.1 du présent document sur la Gestion et le contrôle des risques au sein du Groupe EDF.

9.10.1 Position de liquidité et gestion du risque de liquidité

Position de liquidité

Au 31 décembre 2006, compte tenu des liquidités s'élevant à 13 462 millions d'euros et des lignes de crédit disponibles s'élevant à 9 816 millions d'euros, la position de liquidité du Groupe est de l'ordre de 23,3 milliards d'euros. Le Groupe a par ailleurs accès à des ressources financières au travers de ses programmes d'émission court terme et obligataire et à des lignes de crédit bancaire.

En 2007, les sommes dues au titre des remboursements de la dette du Groupe, s'élèveront à 8 682 millions d'euros.

En janvier 2007, ni EDF, ni EDF Energy, ni EnBW, ni EDF Trading, ni Edison n'avaient fait l'objet d'un cas de défaut au titre de l'un de ses emprunts.

Gestion du risque de liquidité

Dans le cadre de la gestion de sa liquidité, le Groupe vise à lisser dans la durée les échéances de sa dette. La maturité moyenne de la dette du Groupe est de l'ordre de six ans et demi, maturité moyenne stable par rapport à l'année précédente. La maturité moyenne de la dette d'EDF est de l'ordre de sept ans en baisse en raison de l'absence d'émission en 2006.

Au 31 décembre 2006, le montant des échéances de dettes brute du Groupe à long terme et court terme sur la base des taux et cours de change en vigueur est le suivant[59] :

(en millions d'euros)	Emprunts Obligataires	Emprunts auprès des établissements de crédits	Autres dettes financières	Emprunts liés aux bien reçus en location financement	Intérêts courus	Total
A moins de un an	3 280	1 319	3 540	25	518	8 682
Entre un an et cinq ans	5 839	1 443	236	187	0	7 705
A plus de cinq ans	9 309	1 966	297	153	30	11 755
TOTAL	**18 428**	**4 728**	**4 073**	**365**	**548**	**28 142**

[59] Voir note 31.2.2 de l'annexe aux comptes consolidés 2006.

Pour gérer le risque de liquidité, quatre leviers spécifiques sont utilisés :

- le cash pooling du Groupe qui permet de centraliser la trésorerie des filiales contrôlées opérationnellement (c'est à dire hors Edison, EnBW et Dalkia notamment). Ce dispositif vise à mettre à la disposition d'EDF les soldes de trésorerie des filiales et à rémunérer leurs comptes afin d'optimiser la gestion des disponibilités du Groupe et de mettre à disposition des filiales un système leur garantissant des conditions financières de marché ;
- la centralisation du financement des filiales contrôlées au niveau de la trésorerie du Groupe ;

Dans ce contexte, EDF Energy dispose désormais d'une ligne de crédit avec EDF. De même, EDF Trading a remplacé son crédit syndiqué, par une ligne de crédit avec EDF.

- la gestion active et la diversification des sources de financement du Groupe ;

Le Groupe a accès à des ressources court terme sur différents marchés dans le cadre de programmes de billets de trésorerie, d'US CP (papier commercial aux Etats-Unis) ou d'Euro CP (papier commercial sur l'euro marché). Ces programmes sont régulièrement utilisés en deçà de leur plafond. Pour EDF, les plafonds sont respectivement de 3,8 milliards d'euros pour les billets de trésorerie, 3 milliards de dollars U.S. pour les US CP et 1,5 milliard de dollars U.S. pour les Euro CP. EnBW, Edison et EDF Energy disposent aussi de programmes court terme d'un montant maximum de respectivement 2 milliards d'euros, 1,2 milliard d'euros et 1 milliard de livres sterling.

EDF accède également régulièrement au marché obligataire dans le cadre d'un programme EMTN (« Euro Medium Term Note Program ») mis à jour annuellement et faisant l'objet d'un enregistrement auprès des autorités de marché au Luxembourg, en France, et au Japon. Le plafond du programme est aujourd'hui de 11 milliards d'euros. Par ailleurs, EnBW, EDF Energy et RTE-EDF Transport disposent eux aussi de leurs propres programmes EMTN d'un plafond respectivement de 5 milliards d'euros, 4 milliards d'euros et 6 milliards d'euros.

Le tableau ci-dessous présente les emprunts du Groupe supérieurs à 750 millions d'euros au 31 décembre 2006 :

Type d'emprunt en millions de devise	Entité	Date	Echéance d'émission	Montant	Devise	Taux %
Obligataire	EDF	1993	2008	987	EUR	6,3
Obligataire	EDF	1998	2009	1 996	EUR	5,0
EuroMTN	EDF	2000	2010	1 000	EUR	5,8
EuroMTN	EDF	2001	2016	1 100	EUR	5,5
Obligataire	EDF	2001	2031	650	GBP	5,9
Obligataire	IEB	2002	2007	1 272	EUR	4,9
EuroMTN	EDF	2003	2033	850	EUR	5,6
Obligataire	RTE-EDF Transport	2006	2016	1 000	EUR	4,1

- Les entités disposant de crédits syndiqués sont : EDF, EDF Energy, EnBW, Edison et RTE-EDF Transport :
  - le crédit syndiqué d'EDF d'un montant de 6 milliards d'euros est valable jusqu'en 2012. Est comprise dans ce montant, une tranche « swingline» de 2 milliards d'euros tirable en valeur jour. Ce crédit syndiqué n'est pas subordonné au respect de ratios comptables ou un niveau de notation financière déterminé. Au 31 décembre 2006, il ne faisait pas l'objet de tirages ;

  - le crédit syndiqué d'EDF Energy a été réduit de 500 millions de livres sterling à 250 millions de livres sterling valable jusqu'en 2008 du fait de la centralisation du financement au sein du groupe. Ce crédit syndiqué est subordonné au respect de certains covenants (maintien du contrôle de la société par EDF). Au 31 décembre 2006, il ne faisait pas l'objet de tirages ;

  - le crédit syndiqué de EnBW est composé de deux tranches : une tranche A de 1 milliard d'euros d'une durée d'un an avec option de renouvellement et faculté de tirage à l'initiative de l'émetteur à l'échéance et une tranche B composée de 58 millions d'euros valable jusqu'en 2010 et de 1 442 millions d'euros valable jusqu'en 2011. Au 31 décembre 2006, il ne faisait pas l'objet de tirages ;

  - le crédit syndiqué d'Edison d'un montant de 1,5 milliard d'euros est valable jusqu'en 2013. Au 31 décembre 2006, il faisait l'objet d'un tirage de 200 millions d'euros ;

  - le crédit syndiqué de RTE-EDF Transport comporte une tranche de 1 milliard d'euros valable jusqu'en 2013. Au 31 décembre 2006, il ne faisait pas l'objet de tirages.

9.10.2 Notation financière

Les notes à long et court terme attribuées aux entités du Groupe EDF par les trois agences de notations financières Standard & Poor's, Moody's et Fitch IBCA sont les suivantes[60]:

Sociétés	Agence	Notation Long Terme	Notation Court Terme
EDF	Standard & Poor's	AA— assortie d'une perspective négative	A-1+
	Moody's	Aa1 assortie d'une perspective stable	P-1
	Fitch IBCA	AA— assortie d'une perspective négative	F1+
RTE EDF Transport SA	Standard & Poor's	AA— assortie d'une perspective stable	A-1+
EDF Trading	Moody's	A3 assortie d'une perspective stable	N/A
EDF Energy	Standard & Poor's	A assortie d'une perspective stable	A-1
	Moody's	A3 assortie d'une perspective négative	P-2
	Fitch IBCA	A— assortie d'une perspective stable	F2
Edison SpA	Standard & Poor's	BBB+ assortie d'une perspective stable	A-2
	Moody's	Baa2 assortie d'une perspective stable	N/A
	Fitch	BBB+ stable	F2
EnBW	Standard & Poor's	A— assortie d'une perspective positive	A-2
	Moody's	A2 assortie d'une perspective stable	P-1

9.10.3 Gestion du risque de change

Du fait de la diversification de ses activités et de son implantation géographique, le Groupe est exposé aux risques de fluctuation des parités de change qui peuvent avoir un impact sur les écarts de conversion des postes de bilan, les charges financières du Groupe, les fonds propres et les résultats.

De manière générale, les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles d'EDF et de ses filiales sont libellés dans leur devise locale à l'exception des flux liés aux achats de combustibles principalement libellés en dollars U.S. et de certains flux liés à des achats de matériel pour des montants moindres cependant. Afin de limiter l'exposition au risque de change, le Groupe a mis en place les principes de gestion suivants :

- Le financement par chaque entité de ses activités est effectué, dans la mesure des capacités des marchés financiers locaux, dans sa devise de comptabilisation. Dans le cas où les financements sont contractés dans d'autres devises, des instruments dérivés sont parfois utilisés pour limiter le risque de change.
- Le risque de change au bilan consolidé sur les actifs internationaux est géré soit par un adossement à des dettes d'acquisition dans la même devise, soit par des couvertures de marché. Le Groupe a ainsi recours à des instruments financiers dérivés pour gérer son exposition de change sur ces actifs. Ces instruments financiers sont destinés à ne couvrir que les engagements fermes ou hautement probables et ne correspondent pas à des objectifs spéculatifs. Lorsque les instruments de couverture ne sont pas disponibles ou lorsque leur coût est prohibitif, ces positions de change restent ouvertes. Le risque qu'elles représentent est alors suivi par des calculs de VaR et des scénarii de stress.

En conséquence de la politique de financement et de couverture du risque de change, la dette brute du Groupe par devise, après swap, se décompose de la façon suivante au 31 décembre 2006 : 58,0 % en euros, 27,9 % en livres sterling et 7,0 % en dollars U.S., le solde (7,1 %) incluant le franc suisse, le forint hongrois, le zloty polonais, et le real brésilien.

31/12/2006 *(en millions d'euros)*	Structure initiale de la dette	Incidence des instruments de couverture	Structure de la dette après couverture	% de dette
EUR	19 613	(3 284)	16 329	58,0
USD	2 302	(334)	1 968	7,0
GBP	4 901	2 959	7 860	27,9
Autres devises	1 326	659	1 985	7,1
Emprunts	28 142	-	28 142	100

31/12/2005 *(en millions d'euros)*	Structure initiale de la dette	Incidence des instruments de couverture	Structure de la dette après couverture	% de dette
EUR	18 671	(3 150)	15 521	52,2
USD	3 212	(627)	2 585	8,7
GBP	5 933	3 191	9 124	30,7
Autres devises	1 902	586	2 488	8,4
EMPRUNTS	**29 718**	**-**	**29 718**	**100**

[60] Janvier 2007.

Le tableau ci-dessous présente l'impact d'une variation défavorable des taux de change sur la dette brute du Groupe, au 31 décembre 2006 :

(en millions d'euros)	Dette après instruments de couverture convertie en euros	VaR 95 % à 1 an	Impact d'une variation de 10 % du taux de change	Dette après variation de 10 % du taux de change
EUR	16 329	-	-	16 329
USD	1 968	170	197	2 165
GBP	7 860	383	786	8 646
Autres	1 985	-	199	2 184
TOTAL	**28 142**			**29 323**

Le tableau ci-dessous présente la position de change liée aux investissements nets (hors exploitation) en devises des principales filiales du Groupe au 31 décembre 2006 :

(en millions de devises)	Actif	Emprunts obligataires	Dérivés	Position nette après gestion (Actif)
USD	343	0	230	113
CHF (Suisse)	1 078	300	525	253
HUF (Hongrie)	72 874	0	54 478	18 396
PLN (Pologne)	1 479	0	1 336	142
GBP (Grande Bretagne)	3 361	754	1 987	620
ARS (Argentine)	6	0	0	6
BRL (Brésil)	448	0	0	448
SKK (Slovaquie)	7 489	0	0	7 489
CNY (Chine)	671	0	0	671

Les actifs indiqués ci-dessus sont les actifs nets des filiales étrangères du Groupe en devises, retraités des variations de juste valeur des couvertures de flux de trésorerie et des actifs financiers disponibles à la vente comptabilisés en capitaux propres, ainsi que des variations de juste valeurs des instruments financiers comptabilisés en résultat.

Le tableau ci-dessous présente le risque de perte de change sur la position nette globale liée aux investissements nets (hors exploitation) en devises des principales filiales du Groupe au 31 décembre 2006, du fait d'une hypothèse d'évolution défavorable et uniforme de 10 % du taux de change euro contre devise, et de la VaR 95 % calculé sur un horizon d'une année.

(en millions d'euros)	Position nette en devises convertie en euros (1)	Impact d'une variation de 10 % du cours de change	VaR change 95 % un an
USD	86	9	7,4
CHF (Suisse)	158	16	4,7
HUF (Hongrie)	73	7	6,3
PLN (Pologne)	37	4	3,2
GBP (Grande Bretagne)	923	92	45
ARS (Argentine)	1	0,1	0,1
BRL (Brésil)	160	16	27,1
SKK (Slovaquie)	217	22	10,9
CNY (Chine)	65	7	5,7

(1) Convertie aux taux de clôture

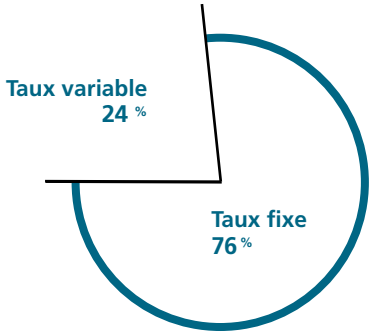
9.10.4 Gestion du risque de taux d'intérêt

L'exposition du Groupe aux variations de taux d'intérêt recouvre deux types de risques : un risque d'évolution de la valeur des actifs et passifs financiers à taux fixe et un risque d'évolution des flux liés aux actifs et passifs financiers à taux variable.

Afin de limiter son exposition au risque de taux, le Groupe (hors sociétés non contrôlées opérationnellement, notamment Edison et EnBW), dans le cadre de sa politique générale, fixe des principes avec pour objectif de limiter le risque de variation de la valeur des actifs placés ou l'augmentation possible des charges financières au moyen des indicateurs de VaR et EaR.

Dans ce cadre, EDF adapte de façon dynamique, la répartition entre taux fixe et taux variable en fonction des anticipations de taux d'intérêt du marché. Dans le cadre de cette répartition, elle peut être amenée à utiliser des instruments dérivés de taux dans une optique non spéculative de couverture.

Au 31 décembre 2006, la dette du Groupe après instruments de couverture se répartit en 76 % à taux fixe et 24 % à taux variable.



Le risque de perte potentielle, auquel est exposé le résultat financier du Groupe EDF au titre des emprunts et instruments hors bilan à taux variable en raison d'une évolution défavorable des taux, est mesuré par un calcul d'EaR. Ce calcul a été effectué au 31 décembre 2006, avec un horizon temporel de un mois et un intervalle de confiance de 95 %, sur l'horizon de la dette au-delà d'un an. Il fait apparaître un risque de variation défavorable du résultat financier prévisionnel de 36 millions d'euros pour l'année 2007 et de 149,5 millions d'euros en cumul pour les années ultérieures avec un maximum de 37 millions d'euros sur une année.

Une augmentation uniforme des taux d'intérêt de 1 % entraînerait une augmentation des charges financières de 64 millions d'euros sur la base de la dette brute après swaps à taux variable à fin 2006.

Le coupon moyen de la dette groupe (taux d'intérêt pondéré des encours) s'établit à 5,2 % en 2006. Ce taux est inférieur à celui de 2005.

Le tableau ci-dessous présente la structure de la dette du Groupe et l'incidence des opérations de couverture sur cette structure au 31 décembre 2005 et 2006 :

31/12/2006 *(en millions d'euros)*	Structure initiale de la dette	Incidences des instruments de couverture	Structure de la dette après couverture
A taux fixe	21 509	(174)	21 335
A taux variable	6 633	174	6 807
Total des emprunts	28 142	-	28 142

31/12/2005 *(en millions d'euros)*	Structure initiale de la dette	Incidences des instruments de couverture[61]	Structure de la dette après couverture
A taux fixe	21 687	(908)	20 779
A taux variable	8 031	908	8 939
Total des emprunts	29 718	0	29 718

61. Voir note 31.2.4 de l'annexe aux comptes consolidés 2006.

9.10.5 Gestion du risque actions

Le risque actions est localisé dans le portefeuille de couverture des engagements nucléaires (voir section 9.10.6 dédiée à la « Gestion du risque financier sur le portefeuille d'actifs dédiés d'EDF ») et pour une faible part dans les placements long terme de la gestion de trésorerie d'EDF.

Au 31 décembre 2006, les produits actions des placements long terme de la gestion de trésorerie d'EDF représentaient un montant de 562 millions d'euros et leur volatilité était estimée à 3,08 % (N.B. : volatilité annualisée des rendements mensuels observés sur trois ans). En appliquant cette volatilité à la valeur des actifs actions à la même date, le Groupe estime la volatilité annuelle de la part actions des placements de trésorerie à 17 millions d'euros.

9.10.6 Gestion du risque financier sur le portefeuille d'actifs dédiés d'EDF

Les actifs dédiés ont été constitués par EDF progressivement depuis 1999 au titre des dépenses futures de démantèlement des centrales nucléaires actuellement en activité et au titre du stockage, sur longue période, des déchets de moyenne et haute activité. Ils sont gérés dans une perspective de long terme et sont investis en actions et obligations selon des règles définies en 1999, puis révisées fin 2002 et fin 2005 dans le cadre de principes de gouvernance des actifs dédiés.

Ces principes de gouvernance définissent la structure et le processus de décision et de contrôle pour la gestion des actifs dédiés. Une allocation stratégique d'actifs et une étude comparative sont définies pour le suivi de la performance et le contrôle du risque du portefeuille global. Les principes en vigueur pour la structuration du portefeuille d'actifs, la sélection des gestionnaires financiers, la structuration juridique, comptable et fiscale des fonds y sont également précisés.

Ainsi, la part actions de ces actifs dédiés fait l'objet d'une gestion déléguée, dans le cadre d'OPCVM (SICAV ou FCP) ouverts ou de FCP réservés. Les gérants des fonds réservés à la Société sont diversifiés et sélectionnés de manière rigoureuse pour réduire le risque global du portefeuille. Leurs prospectus spécifient pour chacun un objectif exprimé par rapport à un indice boursier de référence et des limites de risque, portant notamment sur la volatilité et le suivi d'erreur de la performance des fonds, les produits et opérations autorisés, les ratios d'emprise. La sélection des fonds ouverts ressort de la même approche.

La qualité de la gestion des gérants et les performances des fonds font l'objet d'un suivi en continu pour garantir le respect de l'allocation stratégique et des principes de gouvernance des actifs dédiés d'EDF. Un compte-rendu de cette gestion est fait chaque année au Comité d'audit et au Conseil d'administration.

Au 31 décembre 2006, le portefeuille d'actifs dédiés d'EDF était composé pour 52,4 % de placements en actions et pour 46,9 % de placements obligataires, le solde (0,7 %) incluant des placements monétaires et équivalents.

Le détail des titres constituant ce portefeuille est également mentionné à la note 22.3.2.1 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2006.

La position nette comptable des actions au 31 décembre 2006 du portefeuille d'actifs dédiés d'EDF s'élève à 3 281 millions d'euros.

Au titre de ce portefeuille, EDF est exposé au risque sur actions et au risque de taux.

La volatilité de la part actions des actifs dédiés peut être estimée au travers de la volatilité de son indice de référence, l'indice MSCI World. Cette volatilité s'établissait au 31 décembre 2006 à 9,44 % sur la base de 52 performances hebdomadaires. En appliquant cette volatilité à la valeur des actifs actions à la même date, le Groupe estime la volatilité annuelle de la part actions des actifs dédiés à 308 millions d'euros.

Au 31 décembre 2006, la sensibilité de la partie obligataire s'établissait à 3,88 %, ce qui signifie qu'une hausse uniforme des taux d'intérêt de 100 points de base se traduirait par une diminution de sa valeur de marché de 3,88 %.

9.11 - PROVISIONS

Le tableau ci-dessous synthétise la situation des prévisions (courantes et non courantes) pour risques et charges au 31 décembre 2006 et 31 décembre 2005 :

(en millions d'euros)	31 décembre 2006	31 décembre 2005
Provisions pour retraitement du combustible nucléaire	10 512	10 336
Provisions pour évacuation et stockage des déchets radioactifs	4 869	4 416
Provisions pour fin de cycle du combustible nucléaire	**15 381**	**14 752**
Provisions pour déconstruction des centrales	12 139	11 518
Provisions pour dépréciation des derniers cœurs	1 685	1 618
Provisions pour déconstruction et dernier cœur	**13 824**	**13 136**
Provisions pour avantages du personnel postérieurs à l'emploi	12 799	14 167
Provisions pour autres avantages à long terme du personnel	1 129	405
Provisions pour avantages du personnel	**13 928**	**14 572**
Autres provisions pour risques et charges	**4 009**	**3 589**
TOTAL DES PROVISIONS	**47 142**	**46 049**

Les éléments constitutifs des provisions et leurs variations sont détaillés dans la note 29 des comptes consolidés pour l'exercice 2006.

9.12 - ENGAGEMENTS HORS BILAN

9.12.1 Engagements donnés liés à l'exploitation, au financement et aux investissements

Les engagements hors bilan donnés par le Groupe en 2006 sont détaillés ci-dessous :

(en millions d'euros)	2006			
	Total	Echéance à moins d'un an	Echéance de un à cinq ans	Echéance à plus de cinq ans
Engagements liés à l'exploitation	**11 098**	**4 868**	**5 284**	**946**
Garanties de bonne exécution / bonne fin / soumission	730	456	138	136
Engagements sur commandes d'exploitation	1 974	1 360	439	175
Engagements sur commandes et d'immobilisations	4 408	2 294	1 955	159
Autres engagements liés à l'exploitation	3 986	758	2 752	476
Engagements d'achats fermes et irrévocables	**44 866**	**6 874**	**13 823**	**24 169**
Contrats de location simples	**2 342**	**440**	**1 410**	**492**
Engagements liés au financement	**3 843**	**737**	**1 929**	**1 177**
Sûretés réelles d'actifs	2 754	348	1 484	922
Garanties sur emprunts	718	257	260	201
Autres engagements liés au financement	371	132	185	54
Engagements liés aux investissements	**2 965**	**2 615**	**350**	**0**
Engagements d'acquisition de titres	2 780	2 510	270	0
Autres engagements liés aux investissements	185	105	80	0

Les **Engagements donnés liés à l'exploitation** qui s'établissent à 11 098 millions d'euros comprennent les garanties de bonne exécution, de bonne fin et de soumission, les engagements sur commandes d'exploitation et d'immobilisations (hors matières premières et énergie) et les autres engagements liés à l'exploitation. Les obligations en matière de locations simples s'élèvent à 2 342 millions d'euros. Les engagements donnés liés à l'exploitation sont présentés dans la note 11.3 de l'annexe aux comptes consolidés 2006 du Groupe.

Les engagements d'achats fermes et irrévocables (électricité, gaz naturel, autres énergies et matières premières, combustibles nucléaires) s'élèvent à 44 866 millions d'euros fin 2006. Pour plus de précisions sur ces engagements, voir la note 11.1 de l'annexe aux comptes consolidés 2006 du Groupe.

Les **Engagements donnés liés au financement** qui s'établissent à 3 843 millions d'euros comprennent les sûretés réelles d'actifs, les garanties sur emprunts et les autres engagements liés au financement. Les engagements donnés liés au financement sont présentés en note 31.5 de l'annexe aux comptes consolidés 2006 du Groupe.

Les **Engagements donnés liés aux investissements** comprennent les engagements d'acquisition de titres et les autres engagements donnés liés aux investissements à hauteur de 2 965 millions d'euros.

Les engagements liés aux investissements sont présentés dans la note 22.5 de l'annexe aux comptes consolidés 2006 du Groupe.

9.12.2 Obligations contractuelles

Le tableau ci-dessous présente les obligations contractuelles du Groupe au 31 décembre 2006. Elles incluent les engagements hors bilan donnés du Groupe, ainsi que les emprunts et dettes financières à long-terme (incluant les dettes à long terme et les obligations en matière de location-financement).

Obligations contractuelles *(en millions d'euros)*	Total	Paiement dû par période à moins d'un an	Paiement dû par période de un à cinq ans	Paiement dû par période de plus de cinq ans
Dettes à long terme [1]	**28 142**	**8 682**	**7 705**	**11 755**
Obligations en matière de location-financement [2]	**394**	**28**	**188**	**178**
Sous-total obligations contractuelles inscrites au bilan	**28 536**	**8 710**	**7 893**	**11 933**
Garanties de bonne exécution / bonne fin / soumission	730	456	138	136
Engagements sur commandes d'exploitations	1 974	1 360	439	175
Engagements sur commandes d'immobilisations	4 408	2 294	1 955	159
Autres engagements liés à l'exploitation	3 986	758	2 752	476
Obligations contractuelles liées à l'exploitation [3]	**11 098**	**4 868**	**5 284**	**946**
Engagements d'achats fermes et irrévocables	**44 866**	**6 874**	**13 823**	**24 169**
Contrats de location simple [4]	**2 342**	**440**	**1 410**	**492**
Sûretés réelles d'actifs	2 754	348	1 484	922
Garanties sur emprunts	718	257	260	201
Autres engagements liés au financement	371	132	185	54
Obligations contractuelles liées au financement [5]	**3 843**	**737**	**1 929**	**1 177**
Engagements d'acquisition de titres	2 780	2 510	270	0
Autres engagements liés aux investissements	185	105	80	0
Obligations contractuelles liées aux investissements [6]	**2 965**	**2 615**	**350**	**0**
Sous-total obligations contractuelles hors bilan	**65 114**	**15 534**	**22 796**	**26 784**
Total des obligations contractuelles	**93 650**	**24 244**	**30 689**	**38 717**

[1] *Voir Comptes consolidés 2006 note 31.2.2*

[2] *Voir Comptes consolidés 2006 note 20.3*

[3] *Voir Comptes consolidés 2006 note 11.3*

[4] *Voir Comptes consolidés 2006 note 11.4*

[5] *Voir Comptes consolidés 2006 note 31.5*

[6] *Voir Comptes consolidés 2006 note 22.5*

A la connaissance de la Société, il n'existe pas, à la date d'arrêté des comptes au 31 décembre 2006, d'engagements donnés hors-bilan significatifs autres que ceux décrits dans cette section 9.12.

9.13 - ÉVÉNEMENTS POSTERIEURS À LA CLÔTURE

- Signature le 5 avril 2007 d'un contrat de partenariat industriel entre EDF et le consortium Exeltium. Celui-ci précise les termes du protocole d'accord qui avait été conclu le 15 janvier 2007 et permet à Exeltium de bénéficier d'une visibilité sur le prix d'approvisionnement en électricité sur le long terme en contrepartie d'un partage de risques concernant le développement et l'exploitation du parc nucléaire d'EDF. La cinquantaine d'industriels susceptibles de rejoindre les premiers actionnaires du consortium se prononcera dans les semaines suivant la signature de ce contrat de partenariat. En fonction du calendrier d'obtention du financement par Exeltium et sous réserve de l'accord de la Commission européenne, les premières livraisons d'électricité pourraient commencer au début de l'été 2007.

- Accord industriel de long terme signé entre EDF et Poweo.

Cet accord porte sur la fourniture par EDF, pour une période allant de 2007 à 2021, de 160 MW d'électricité de base d'origine nucléaire à des conditions économiques qui reflètent le coût de développement d'un nouveau moyen de production nucléaire. En échange, Poweo mettra à la disposition d'EDF pour une même puissance et pour une même durée à compter de 2009, une partie de la capacité de production de sa future centrale thermique à cycle combiné gaz de Pont-sur-Sambre d'une puissance de 412 MW.

- EDF a lancé, mi janvier 2007, le processus de cession de ses actifs au Mexique.

- Exercice des warrants Edison

Le 1er février 2007, Edison a annoncé que 519 554 810 warrants avaient été exercés à un prix de souscription de 1 euro. En conséquence, Edison a encaissé 519,6 millions d'euros. Dans le cadre de l'opération décrite ci-dessus, le Groupe EDF n'a pas exercé les warrants en sa possession.

• Cession de la participation résiduelle dans Edenor

Dans le cadre du projet d'introduction en bourse d'Edenor sur les bourses de New York et de Buenos Aires actuellement en cours, EDF envisage de céder l'intégralité du solde de sa participation dans le capital d'Edenor.

10 Trésorerie et capitaux

Concernant les informations relatives aux capitaux et flux de trésorerie, voir section 9.9 (« Flux de trésorerie et endettement financier net ») du présent Document de Référence. En ce qui concerne les informations relatives à la structure de financement de l'émetteur, voir section 9.10.1 (« Position de liquidité et gestion du risque de liquidité ») du présent Document de Référence.

11 Recherche et Développement, Brevets et Licences

11.1 CHIFFRES CLÉS 162
11.2 R&D, UN ACTIF POUR LE GROUPE 162
11.3 POLITIQUE DE PROPRIÉTÉ INTELLECTUELLE 163

La Direction Recherche et Développement du Groupe EDF (R&D) a pour missions principales de contribuer à l'amélioration de la performance des unités opérationnelles et d'identifier et de préparer les relais de croissance à moyen et long terme.

Le contexte mondial et européen de l'énergie atteste du bien fondé de l'engagement du Groupe EDF sur le terrain de l'innovation et de la recherche :

- épuisement progressif des ressources fossiles (pétrole, gaz, etc,...), problématique de l'effet de serre et du réchauffement climatique, questions environnementales et celles des usages de l'eau ;
- développement mondial de recherches sur les combustibles de substitution et sur de nouveaux moyens durables de production d'électricité, mais aussi sur l'efficacité énergétique et la gestion de la demande ;
- développement des nouvelles technologies de l'informatique et de la communication dans les systèmes techniques ;
- changements induits par l'ouverture progressive des marchés de l'électricité.

11.1 - CHIFFRES CLÉS

En 2006, le montant global des dépenses de recherche et développement du Groupe inscrit au compte de résultat s'élève à 389 millions d'euros.

La Direction Recherche et Développement d'EDF compte à fin 2006 environ 2 000 collaborateurs.

11.2 - R&D, UN ACTIF POUR LE GROUPE

Contribuer à l'amélioration de la performance des unités opérationnelles

Environ trois quarts des activités d'EDF R&D ont été consacrées en 2006 à des projets commandités par les directions opérationnelles et les filiales du Groupe et répondent donc directement à certains de leurs enjeux.

Ainsi, dans le domaine de la production nucléaire, hydraulique et thermique à flamme, il s'agit pour EDF R&D, d'une part, de développer les outils et méthodes pour améliorer les performances d'exploitation et optimiser la durée de vie des moyens de production en toute sûreté, et d'autre part, d'anticiper les nouvelles exigences environnementales.

Le programme de recherche concernant les énergies renouvelables a pour objectifs d'identifier les ruptures technologiques pouvant modifier les rapports de compétitivité entre les énergies et contribuer à faire émerger industriellement les technologies les plus prometteuses au bénéfice du Groupe.

Pour les activités de transport et de distribution, EDF R&D agit en support pour intégrer les nouvelles technologies au service de la performance des métiers et développer les solutions techniques visant à accroître la durée de vie des matériels et maximiser la capacité de transit des ouvrages.

EDF R&D intervient par ailleurs en appui de la Division Commerce pour développer les outils et méthodes supports à la relation commerciale, développer les solutions en matière de maîtrise de la demande d'énergie et d'efficacité énergétique des usages pour tous les clients (résidentiels, tertiaires, industries) ainsi que les offres dans l'habitat résidentiel : intégration des énergies renouvelables, solutions « confort », etc.

Enfin, des projets de R&D au service de l'optimisation amont-aval visent à élaborer les outils et modèles de valorisation des actifs de production du Groupe, à mieux connaître le fonctionnement et anticiper l'évolution des marchés (électricité, gaz, permis d'émissions, etc,...) et à simuler le jeu concurrentiel.

Eclairer l'avenir et préparer les relais de croissance

S'inscrivant dans la montée progressive des problématiques énergétiques mondiales – finitude des ressources fossiles et impact du changement climatique sur les activités industrielles - l'engagement d'EDF R&D dans la préparation de l'avenir et des relais de croissance futurs, au cœur du projet industriel du Groupe, a été réaffirmé en 2006 dans la continuité de la démarche engagée trois ans auparavant.

Ces activités de moyen et long termes pour la période 2007-2009 prennent la forme de douze « Défis de R&D » centrés autour des thèmes suivants : notre planète, notre optimisation, les clients, la production, les réseaux et la simulation numérique, explicitant les champs de recherche les plus importants en termes d'enjeux pour le Groupe EDF et couvrant l'ensemble des métiers de l'entreprise.

Ces douze Défis vont mobiliser plusieurs centaines de chercheurs, de nombreux acteurs dans les directions opérationnelles du Groupe mais aussi les partenaires français et étrangers d'EDF R&D.

Les 12 Défis R&D d'EDF retenus pour la période 2007-2009 sont :

« Notre planète » :

- L'eau : anticiper les contraintes climatiques sur une ressource partagée ;
- Toujours mieux caractériser les impacts environnementaux de nos installations.

« Notre optimisation » :

- Anticiper le nouveau paysage énergétique ;
- Optimiser la production d'EDF dans le marché : refonder les méthodes et outils ;
- Trouver de nouvelles flexibilités entre consommation, production et stockage.

« Les clients » :

- Maison et bâtiment : développer technologies et services pour l'efficacité énergétique ;
- Industrie : développer efficacité des usages et usages nouveaux de l'électricité.

« La production » :

- Permettre techniquement l'exploitation des centrales nucléaires jusqu'à 60 ans ;
- Intégrer les nouvelles technologies pour une exploitation plus performante ;
- Innover dans les énergies renouvelables et le stockage.

« Les réseaux » :

- Préparer la distribution de 2015 (intégration des NTIC pour l'exploitation et la conduite des réseaux, développements d'outils de simulation pour optimiser leur fonctionnement, innovations technologiques au service de la performance des réseaux, etc,...).

« La simulation numérique » :

- Simuler pour décider.

Réaliser nos programmes de recherche avec des partenaires

Pour la réalisation de ses programmes de recherche et de développement, EDF R&D noue de nombreux partenariats en France, en Europe (particulièrement dans les pays où le Groupe est présent) et dans le monde. Ces partenariats ont pour objectifs de maintenir notre expertise au meilleur niveau mondial dans certaines disciplines situées au cœur des enjeux d'EDF, de compléter nos champs de compétences internes, et de créer des laboratoires communs avec des organismes de recherche pour réunir une masse critique de compétences autour de programmes partagés et mutualiser les coûts et risques sur la recherche amont.

Ces partenariats contribuent à la bonne réalisation des travaux de recherche d'EDF R&D et permettent également de développer des projets en collaboration suite à des appels à contributions nationaux et européens. EDF prend ainsi part à des coopérations lancées dans le cadre de l'Agence Nationale de la Recherche et du sixième et bientôt du septième Programme Cadre de la Commission Européenne, et a une participation active dans certains pôles de compétitivité.

EDF a notamment des liens privilégiés avec le CEA et AREVA dans le domaine du nucléaire, qui prennent la forme d'un accord tripartite. EDF R&D est par ailleurs le premier partenaire hors Etats-Unis d'Amérique de l'institut américain de recherche EPRI (*Electric Power Research Institute*) avec des programmes de recherche partagés, notamment sur le vieillissement des matériaux et sur les réseaux intelligents ; cette collaboration permet également au Groupe de coopérer avec la plupart des exploitants nucléaires dans le monde.

11.3 - POLITIQUE DE PROPRIÉTÉ INTELLECTUELLE

Avec l'ouverture des marchés, la politique d'EDF en matière de propriété intellectuelle prend une importance accrue. La propriété industrielle joue un rôle majeur dans la protection des technologies et des savoir-faire du Groupe EDF face à la concurrence, ainsi que dans la valorisation de ce patrimoine au travers de concessions de licences.

Cette politique est particulièrement centrée sur les nouvelles technologies, en développement ou en phase de recherche amont, technologies susceptibles d'induire des évolutions significatives pour les métiers du Groupe.

Brevets

Fin 2006, le portefeuille d'EDF comprend 377 innovations brevetées, d'un âge moyen de 8,25 ans et protégées par 1 040 titres de propriété en France et à l'étranger.

Marques

« EDF » est une marque déposée dans 62 pays. Le nom du Groupe est un élément essentiel de son image et de son patrimoine : aussi cette marque, les noms de domaine Internet et les logos EDF font-ils l'objet d'une surveillance constante, afin de les protéger contre toute utilisation frauduleuse risquant de porter atteinte à l'image du Groupe. En outre, le Groupe a déposé de nombreuses autres marques, en particulier, celles liées à l'activité de ses différentes filiales.

12 Informations sur les tendances

12.1 L'AMÉLIORATION DE LA PERFORMANCE : PROGRAMME « ALTITUDE » 164
12.2 ÉVOLUTION DES PRIX DE MARCHÉ DE L'ÉLECTRICITÉ EN JANVIER – FÉVRIER 2007 164
12.3 IMPACT DU TARIF RÉGLEMENTÉ TRANSITOIRE D'AJUSTEMENT DU MARCHÉ 164

12.1 - L'AMÉLIORATION DE LA PERFORMANCE : PROGRAMME « ALTITUDE »

Le programme de performance du Groupe (programme Altitude) lancé fin 2004 repose sur trois axes majeurs : stabilisation progressive des charges d'exploitation en France à l'horizon 2007/2008, poursuite des gains de productivité à l'international et optimisation du besoin en fonds de roulement.

Ce programme vise un impact de l'ordre de 1 milliard d'euros sur l'excédent brut d'exploitation du Groupe par rapport à 2004 sur l'exercice 2007 (avant prise en compte des coûts de transformation et d'adaptation de l'entreprise dus notamment à l'ouverture du marché au 1er juillet 2007) et un gain sur le besoin en fonds de roulement du Groupe de 1,5 milliard d'euros sur la période 2005-2007.

En 2006, l'impact du programme Altitude sur l'excédent brut d'exploitation est supérieur de plus de 20 % à l'objectif annuel qui était fixé à 300 millions d'euros. Cette performance, qui conduit en France à une stabilisation des charges d'exploitation, s'explique par des actions de productivité sur les achats et les charges de personnel compensant les éléments d'augmentation des coûts notamment liés à l'évolution des rémunérations.

EDF dépasse l'objectif de réduction du besoin en fonds de roulement (BFR) du programme Altitude fixé à 500 millions d'euros pour 2006, avec une réduction effective de 705 millions d'euros.

L'impact du programme Altitude sur l'excédent brut d'exploitation pour les 2 années 2005 et 2006 (790 millions d'euros), aura été de plus de 20 % supérieur à l'objectif. Concernant l'impact du programme Altitude sur le BFR pour la même période, EDF dépasse son objectif de plus de 30 % et le programme Altitude aura apporté une contribution de 1,3 milliard d'euros.

12.2 - ÉVOLUTION DES PRIX DE MARCHÉ DE L'ÉLECTRICITÉ EN JANVIER – FÉVRIER 2007

Les prix spot de l'électricité sur les 2 premiers mois de l'année 2007 sont à des niveaux très bas, très en dessous des niveaux moyens de prix atteints sur les deux premiers mois de l'année 2006 : 32,5€/MWh en base en France contre 72,6€/MWh en 2006, 31,7€/MWh en base en Allemagne contre 66,9€/MWh et 34,4€/MWh en base au Royaume Uni contre 80,1€/MWh. Les conditions météorologiques très douces de l'hiver 2006 - 2007 sont la principale explication de cette évolution, de même que la situation hydraulique détendue dans l'ensemble de l'Europe. Le prix du CO_2 de la période 2005 - 2007 est également très bas, à 2,6€/t en moyenne sur la période janvier - février 2007, alors qu'il s'établissait à 25,8€/t sur la même période en 2006.

Les prix à terme de l'électricité sont aussi à la baisse. Après un début d'année à 53,0€/MWh (contre 54,7€/MWh pour le contrat équivalent allemand), le contrat annuel base France 2008 chutait de 4,4€/MWh à fin février 2007, alors qu'il ne perdait que 2,8€/MWh en Allemagne. Sous l'influence du prix du gaz, les prix à terme de l'électricité au Royaume-Uni décroissent aussi de manière marquée de 49,6€/MWh en début d'année à 44,1€/MWh à fin février. Les comparaisons entre les contrats annuels 2007 et 2008 ne sont pas forcément pertinentes du fait du changement de période concernant les permis d'émission CO_2. Or, les prix des permis pour les deux périodes ont fortement divergé depuis septembre 2006. Le prix du CO_2 de la période 2008-2012 s'établit ainsi à 14,9€/t sur la période janvier - février 2007.

12.3 - IMPACT DU TARIF RÉGLEMENTÉ TRANSITOIRE D'AJUSTEMENT DU MARCHÉ

Au regard des informations dont il dispose à la date du présent Document de Référence, le Groupe EDF estime à environ 1,5 milliard d'euros l'impact cumulé résultant de l'application sur deux années du tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché sur l'excédent brut d'exploitation du Groupe pour la période 2006-2008 (voir sections 6.2.1.2 (« Commercialisation ») et 6.5.1.2 (« Législation française »)).

Cet impact couvre à la fois :

- une estimation de la contribution d'EDF au financement de la compensation des fournisseurs concurrents sur l'ensemble de la période évaluée à 470 millions d'euros et déjà provisionnée sur l'exercice 2006 (voir notes 2.2.7, 5.1.1.4 et 13 aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2006) ;
- les conséquences négatives sur le niveau du chiffre d'affaires pour le Groupe pour la durée du dispositif (2 ans).

Il convient de noter que cette estimation est sensible aux différentes hypothèses retenues et en particulier à celles relatives aux paramètres suivants : nombre des clients souhaitant bénéficier du tarif d'ajustement et volumes d'électricité associés, volumes d'électricité concernés par la compensation, part de la compensation financée par la CSPE, évolutions du tarif intégré en 2007 et 2008, et prix de l'électricité à terme en 2008.

13 Perspectives financières

Les objectifs financiers du Groupe sur la période 2006-2008 restent conformes aux annonces faites par le Groupe EDF lors de l'ouverture du capital (voir Chapitre 13 du Document de Référence 2005 enregistré auprès de l'Autorité des marchés financiers le 18 mai 2006) :

- une évolution pluriannuelle moyenne de l'EBITDA entre 3 et 6 %, le haut de la fourchette incluant une hypothèse d'évolution tarifaire en France proche de l'inflation ;

- une évolution pluriannuelle moyenne à deux chiffres du résultat net consolidé part du groupe hors éléments non récurrents ;

- un objectif de niveau d'endettement financier net à l'horizon 2008 ne dépassant pas celui atteint fin 2005, avec un plan d'investissement accéléré.

Par ailleurs, le Groupe s'est fixé lors de son ouverture de capital comme objectif un taux de distribution de dividendes de 50 % du résultat net, hors éléments non récurrents.

Dans le cadre de ces objectifs, le Groupe EDF poursuivra en 2007 les deux programmes suivants qui entrent chacun dans leur troisième année :

- Altitude (voir section 12.1 « L'amélioration de la performance : programme « Altitude »»)) ;
- cessions d'actifs, avec un objectif d'impact sur la dette financière nette consolidée d'environ 5 milliards d'euros à fin 2007, réalisé à plus de 80% à fin 2006.

Les objectifs de résultats sont exprimés en croissance organique. Ils sont établis à principes comptables constants et sans prise en compte de la volatilité induite par l'application des normes IAS 32/39 sur la période.

Ces objectifs sont susceptibles d'évoluer ou d'être modifiés en raison des incertitudes liées notamment à l'environnement économique, financier, concurrentiel, réglementaire et climatique. En outre, la matérialisation de certains risques décrits au Chapitre 4 « Facteurs de risques » du présent Document de Référence aurait un impact sur les activités du Groupe et sa capacité à réaliser ses objectifs. Par ailleurs, la réalisation des objectifs suppose la mise en œuvre avec succès de la stratégie présentée à la section 6.1 du présent document de référence. EDF ne prend donc aucun engagement ni ne donne aucune garantie sur la réalisation des objectifs figurant au présent chapitre.

14 Organes d'administration, de direction et de surveillance et direction générale

14.1 CONSEIL D'ADMINISTRATION 166
14.2 DIRECTION GÉNÉRALE 172
14.3 ABSENCE DE LIENS FAMILIAUX, DE CONDAMNATION ET DE CONFLITS D'INTÉRÊTS DES MEMBRES DES ORGANES D'ADMINISTRATION, DE DIRECTION ET DE DIRECTION GÉNÉRALE 174

14.1 - CONSEIL D'ADMINISTRATION

Depuis le 20 novembre 2004, EDF est une société anonyme à Conseil d'administration.

14.1.1 Composition du Conseil d'administration

La Société est administrée par un Conseil d'administration de dix-huit membres composé conformément à l'article 6 de la loi n° 83-675 du 26 juillet 1983 relative à la démocratisation du secteur public.

Jusqu'à l'Assemblée générale du 14 février 2006, le Conseil d'administration était constitué de six personnalités qualifiées, de six représentants de l'Etat nommés par décret, ainsi que de six représentants élus des salariés, soit dix-huit administrateurs.

A compter de l'Assemblée générale du 14 février 2006, conformément à la loi précitée et aux dispositions du décret-loi modifié du 30 octobre 1935, l'Etat détenant moins de 90 % du capital d'EDF, le Conseil d'administration de la Société est composé de dix-huit membres, dont un tiers sont des représentants des salariés et deux tiers sont nommés par l'Assemblée générale sur proposition du Conseil d'administration, sous réserve des représentants de l'Etat nommés par décret. L'Etat ayant nommé six représentants par décret, l'Assemblée générale du 14 février 2006 a ainsi nommé six administrateurs : Messieurs Pierre Gadonneix, Frank E. Dangeard, Daniel Foundoulis, Claude Moreau, Henri Proglio et Louis Schweitzer.

La durée du mandat des membres du Conseil d'administration est de cinq ans. Ils restent en fonction jusqu'à la première réunion du Conseil renouvelé conformément à la loi. En conséquence, les mandats des six administrateurs ci-dessus prendront fin le 22 novembre 2009. En cas de vacance pour quelque cause que ce soit du siège d'un membre du Conseil d'administration, son remplaçant n'exerce ses fonctions que pour la durée restant à courir jusqu'au renouvellement de la totalité du Conseil d'administration.

Le Chef de la mission de contrôle général économique et financier de l'Etat et le Secrétaire du Comité d'entreprise assistent également aux séances du Conseil d'administration sans voix délibérative.

L'article 13-I des statuts d'EDF prévoit que le Conseil d'administration peut comprendre au plus deux parlementaires ou détenteurs d'un mandat électoral local, choisis en raison de leur connaissance des aspects régionaux, départementaux ou locaux des questions énergétiques.

Le nombre d'administrateurs ayant dépassé l'âge de 70 ans ne peut être supérieur au tiers des administrateurs en fonction.

14.1.2 Renseignements personnels relatifs aux membres du Conseil d'administration

Composition du Conseil d'administration à la date du Document de Référence

A la date du présent Document de Référence, les administrateurs de la Société étaient les suivants :

Nom, prénom, âge, mandat et fonction principale exercée dans la société	Dureé du mandat	Fonctions principales exercées en dehors de la société
Administrateurs élus par l'Assemblée générale des actionnaires		
Pierre Gadonneix 64 ans Président-Directeur Général	*1ère nomination (EPIC) :* Décret du 8 septembre 2004. *En tant que Président du Conseil d'administration :* Décret du 15 septembre 2004. *1ère nomination (EDF SA) :* *En tant qu'administrateur :* Décret du 20 novembre 2004. *En tant que Président du Conseil d'administration :* Décret du 24 novembre 2004. *Dernière nomination (EDF SA) :* *En tant qu'administrateur :* Assemblée générale du 14 février 2006. *En tant que Président du Conseil d'administration :* Décret du 15 février 2006.	Président du Conseil d'administration de l'Association Electra et de Transalpina di Energia. Administrateur d'Edison. Vice-Président du Conseil Mondial de l'Energie pour l'Europe (élu Président pour un mandat de 3 ans de fin 2007 à fin 2010). Membre du Conseil d'administration de la Fondation Nationale des Sciences Politiques, du Comité de l'énergie atomique, du Conseil Consultatif de la Banque de France et du Comité national des secteurs d'activité d'importance vitale (CNSAIV). Président de l'Association Group'action CO_2. Membre du Conseil Economique et Social.
Frank E. Dangeard 49 ans	*1ère nomination (EDF SA) :* Décret du 20 novembre 2004. *Dernière nomination (EDF SA) :* Assemblée générale du 14 février 2006.	Président-Directeur Général de Thomson. Administrateur de Calyon, Orange et Symantec.
Daniel Foundoulis 68 ans	*1ère nomination (EPIC) :* Décret du 9 juillet 1999. *Nomination au Conseil d'administration d'EDF SA :* Décret du 20 novembre 2004. *Dernière nomination (EDF SA) :* Assemblée générale du 14 février 2006.	Membre du bureau du Conseil National de la Consommation et du Groupe Consultatif Européen des Consommateurs à Bruxelles, représentant la France. Secrétaire Général du Conseil National des Associations Familiales Laïques.
Claude Moreau 76 ans	*1ère nomination (EDF SA) :* Décret du 20 novembre 2004. *Dernière nomination (EDF SA) :* Assemblée générale du 14 février 2006.	Président de la Commission interministérielle « Véhicules propres et économes en énergie » (CIVEPE).
Henri Proglio 57 ans	*1ère nomination (EPIC) :* Décret du 8 septembre 2004. *Nomination au Conseil d'administration d'EDF SA :* Décret du 20 novembre 2004. *Dernière nomination (EDF SA) :* Assemblée générale du 14 février 2006.	Président-Directeur Général de Veolia Environnement. Président du Conseil de surveillance de Dalkia France, Président du Conseil d'administration de Veolia Transport, Veolia Propreté et Veolia Water. Membre des Conseils de surveillance A&B de Dalkia. Administrateur de Dalkia International et Eaux de Marseille. Director de Veolia Transport Australia, VES, Siram, Veolia ES Asia, VT Northern Europe, Veolia ES North America. Membre des Conseils de surveillance de CNP Assurances, Elior, Lagardère et Natixis. Administrateur de Casino Guichard Perrachon. Gérant de Veolia Eau.

Organes d'administration, de direction et de surveillance et direction générale

Nom, prénom, âge, mandat et fonction principale exercée dans la société	Dureé du mandat	Fonctions principales exercées en dehors de la société
Administrateurs élus par l'Assemblée générale des actionnaires		
Louis Schweitzer 64 ans	*1ère nomination (EPIC) :* Décret du 9 juillet 1999. *Nomination au Conseil d'administration d'EDF SA :* Décret du 20 novembre 2004 *Dernière nomination (EDF SA) :* Assemblée générale du 14 février 2006.	Président du Conseil d'administration de Renault SA et d'Astra Zeneca. Vice-Président du Conseil de surveillance de Philips. Président de la Haute autorité de lutte contre les discriminations et pour l'égalité (HALDE). Administrateur de BNP Paribas, L'Oréal, Veolia Environnement et AB Volvo. Membre du Comité Consultatif d'Allianz et de la Banque de France
Administrateurs représentant l'Etat		
André Aurengo 58 ans	*1ère nomination (EPIC) :* Décret du 9 juillet 1999. *Nomination au Conseil d'administration d'EDF SA :* Décret du 20 novembre 2004.	Professeur des Universités - Praticien Hospitalier, Chef du service de médecine nucléaire du groupe hospitalier Pitié-Salpêtrière. Membre de l'Académie de médecine. Président de la Société française de radioprotection (SFRP). Membre du Haut Conseil de la Santé Publique.
Bruno Bézard 43 ans	*1ère nomination (EPIC)* : Décret du 1er août 2002. *Nomination au Conseil d'administration d'EDF SA :* Décret du 20 novembre 2004.	Directeur Général de l'Agence des Participations de l'Etat (APE) au ministère de l'Economie, des Finances et de l'Industrie. Membre du Conseil de surveillance d'AREVA, administrateur d'Air France-KLM, de France Télécom, de France Télévisions, de La Poste et de la SNCF.
Yannick d'Escatha 59 ans	*1ère nomination (EPIC)* : Décret du 21 septembre 1995. *2ème nomination (EPIC) :* Du décret du 9 juillet 1999 jusqu'au décret du 23 février 2000. *Nomination au Conseil d'administration d'EDF SA :* Décret du 20 novembre 2004.	Président du Centre National d'Etudes Spatiales (CNES). Président du Conseil d'administration de l'Ecole Polytechnique. Membre de l'Académie des technologies. Représentant permanent du CNES au Conseil d'administration d'Arianespace SA et d'Arianespace Participation. Administrateur de la RATP.
Philippe Faure 56 ans	*1ère nomination au Conseil d'administration d'EDF SA :* Décret du 12 avril 2006.	Secrétaire général du ministère des Affaires étrangères. Membre du Conseil de surveillance d'AREVA et du Comité de l'Energie Atomique.
François Jacq 41 ans	*1ère nomination au Conseil d'administration d'EDF SA :* Décret du 31 août 2005.	Directeur de la demande et des marchés énergétiques (DIDEME) à la Direction générale de l'énergie et des matières premières du Ministère de l'Economie, des Finances et de l'Industrie. Administrateur ADEME et ANR.
Philippe Josse 46 ans	*1ère nomination au Conseil d'administration d'EDF SA :* Décret du 12 avril 2006.	Directeur du Budget, au ministère de l'Economie, des Finances et de l'Industrie. Administrateur d'Air France-KLM et de la SNCF.
Administrateurs représentant les salariés		
Jacky Chorin 47 ans	*1ère nomination :* Elections du 6 mai 2004. Première participation lors du Conseil d'administration du 14 septembre 2004.	Juriste.
Marie-Catherine Daguerre 46 ans	*1ère nomination :* Elections du 6 mai 1999. Première participation lors du Conseil d'administration du 12 juillet 1999.	Conseillère clientèle.

Nom, prénom, âge, mandat et fonction principale exercée dans la société	Dureé du mandat	Fonction principale exercée en dehors de la société
Administrateurs représentant les salariés		
Alexandre Grillat 35 ans	Réélue lors des élections du 6 mai 2004. *1ère nomination :* Elections du 6 mai 2004. Première participation lors du Conseil du 14 septembre 2004.	Ingénieur.
Laurence Hoeffling 38 ans	*1ère nomination :* Elections du 6 mai 1999. Première participation lors du Conseil du 17 janvier 2002. Réélue lors des élections du 6 mai 2004.	Ressources humaines.
Catherine Nédélec **(jusqu'au 4 décembre 2006)** 49 ans	*1ère nomination :* Elections du 6 mai 1999. Première participation lors du Conseil du 23 novembre 2000. Réélue lors des élections du 6 mai 2004. Démission en date du 4 décembre 2006.	Ingénieur.
Philippe Pesteil 49 ans	*1ère nomination :* Elections du 6 mai 2004. Première participation lors du Conseil du 14 septembre 2004.	Ingénieur.
Maxime Villota **(à partir du 4 décembre 2006,** **en remplacement de Catherine Nédélec)** 47 ans	*1ère nomination :* Elections du 6 mai 2004. Première participation lors du Conseil du 13 décembre 2006.	Auditeur à la mission finances et relations industrielles au CNPE de Tricastin.

Evolutions récentes de la composition du Conseil d'administration

Par décret publié au Journal Officiel le 12 avril 2006, Monsieur Philippe Faure (Secrétaire général du ministère des Affaires étrangères) a été nommé administrateur en remplacement de Monsieur Jean-Pierre Lafon et Monsieur Philippe Josse (Directeur du Budget au ministère de l'Economie, des Finances et de l'Industrie) a été nommé administrateur en remplacement de Monsieur Pierre-Mathieu Duhamel.

A la suite de la démission de Madame Catherine Nédélec le 4 décembre 2006, Monsieur Maxime Villota est devenu administrateur représentant les salariés en remplacement de cette dernière.

Renseignements personnels concernant les administrateurs

Administrateurs élus par l'Assemblée générale des actionnaires :

Pierre Gadonneix. Né le 10 janvier 1943 à New York (Etats-Unis d'Amérique), Pierre Gadonneix est Docteur ès économie d'entreprise de la Business School de l'université de Harvard, ancien élève de l'Ecole Polytechnique (1962), diplômé de l'Ecole Nationale Supérieure du Pétrole et des Moteurs et licencié ès sciences économiques. Après avoir créé une entreprise de service en informatique (SEFI) qu'il a cédée à un grand groupe industriel en 1972, Pierre Gadonneix a été Directeur à l'Institut de développement industriel (IDI). En 1976, il a été conseiller technique au cabinet du ministre de l'Industrie et de la Recherche. Il a été Directeur des Industries Métallurgiques, Mécaniques et Électriques au ministère de l'Industrie (1978 à 1987), puis Directeur Général de Gaz de France (1987 à 1995), dont il est devenu le Président en 1995. Pierre Gadonneix a participé au Conseil d'administration d'EDF en tant que Commissaire adjoint du Gouvernement de 1978 à 1987. Il est membre du Conseil Économique et Social depuis 1994. De 1993 à 1999, il a été Président du Conseil Français de l'Energie. En 2006, Pierre Gadonneix a été élu Président du Conseil Mondial de l'Energie pour un mandat de trois ans de fin 2007 à fin 2010 ; depuis 2004, il était Vice-Président du Conseil Mondial de l'Energie pour l'Europe. Président-Directeur Général d'EDF depuis 2004, Pierre Gadonneix est Président du Conseil d'administration de l'Association Electra, Président du Conseil d'administration de Transalpina di Energia et administrateur d'Edison. Il est également membre du Conseil d'administration de la Fondation Nationale des Sciences Politiques, du Comité de l'énergie atomique, du Conseil Consultatif de la Banque de France, du Comité national des secteurs d'activité d'importance vitale (CNSAIV) et Président de l'Association Group'action CO_2. Administrateur d'EDF depuis septembre 2004.

Frank E. Dangeard. Né le 25 février 1958 à Ottawa (Canada), Frank E. Dangeard est diplômé de HEC, de l'Institut d'études politiques de Paris, et de la Harvard Law School. Il a été avocat aux Etats-Unis et à Londres de 1986 à 1989, puis il a occupé le poste de Managing Director à la banque Warburg, et a été nommé Président du Directoire de SBC Warburg France en 1995, avant de rejoindre, en 1997, le groupe Thomson multimédia comme Directeur Général Adjoint, puis Vice-Président du Conseil d'administration à partir de 1999. De septembre 2002 à septembre 2004, il a occupé les fonctions de Directeur Général adjoint de France Télécom. Depuis septembre 2004, il est Président-Directeur Général de Thomson. Frank E. Dangeard est administrateur de Calyon, d'Orange et Symantec. Administrateur d'EDF depuis novembre 2004.

Daniel Foundoulis. Né le 13 avril 1939 à Paris (France), Daniel Foundoulis a exercé en laboratoire dans le domaine maxilofacial, ensuite en hôpital, en cabinet. Il a créé la Société Laboprodem (laboratoire de prothèses dentaires). Il a été administrateur à l'Institut National de la Consommation (INC), administrateur à l'Association Européenne des Consommateurs (AEC) et membre du Conseil Supérieur de l'Electricité et du Gaz en qualité de représentant des usagers (CSEG). Il est actuellement membre du Groupe Consultatif Européen des Consommateurs à Bruxelles (ECCG), représentant la France. Secrétaire Général du Conseil National des Associations Familiales Laïques (CNAFAL), Daniel Foundoulis est membre du bureau du Conseil National de la Consommation (CNC). Administrateur d'EDF depuis juillet 1999.

Claude Moreau. Né le 22 janvier 1931 à Civray (France), Claude Moreau est diplômé de l'Ecole supérieure de commerce de Poitiers et de l'Institut financier de gestion (promotion Louis Pasteur). Il a été Vice-Président du Conseil régional de Poitou-Charentes de 1986 à 2004, Président de l'Institut d'analyses et d'essais du centre-ouest (IANESCO) de 1990 à 1998, Délégué régional du Centre national de formation des personnels territoriaux (CNFPT) de 1998 à 2004. Ancien Président d'une société d'édition, il a fondé les éditions Scolavox, l'Institut de formation à l'éducation à l'environnement (IFREE), ainsi que le Centre d'études et de recherche sur les véhicules électriques et hybrides (CEREVEH). Il est Président de la Commission interministérielle « Véhicules propres et économes en énergie » (CIVEPE). Administrateur d'EDF depuis novembre 2004.

Henri Proglio. Né le 29 juin 1949 à Antibes (France), Henri Proglio est diplômé de HEC. Il a rejoint la Compagnie Générale des Eaux en 1972 et a été nommé Président-Directeur Général de CGEA en 1990. Il a été nommé Vice-Président de Vivendi Universal et Président-Directeur Général de Vivendi Water en 1999 avant de devenir Président du directoire de Veolia Environnement en 2000 puis Président-Directeur Général en 2003. Au sein du Groupe Veolia Environnement, Henri Proglio est Président du Conseil de surveillance de Dalkia France; Président du Conseil d'administration de Veolia Transport, Veolia Propreté et Veolia Water ; administrateur de Dalkia International, de la société des Eaux de Marseille, Sarp Industries, Veolia Environmental Services Australia, Veolia Transport Australia, Veolia Environmental Services, Siram, Veolia Environmental Services Asia, Veolia Transport Northern Europe et Veolia Environmental Services North America ; membre des Conseils de surveillance A&B de Dalkia ; gérant de Veolia Eau. En dehors du groupe Veolia Environnement, Henri Proglio est membre des Conseils de surveillance de CNP Assurances, Elior, Lagardère et Natixis ; administrateur de Casino Guichard Perrachon ; censeur au Conseil de surveillance de la Caisse nationale des Caisses d'épargne. Administrateur d'EDF depuis septembre 2004.

Louis Schweitzer. Né le 8 juillet 1942 à Genève (Suisse), Louis Schweitzer est Président de la Haute autorité de lutte contre les discriminations et pour l'égalité (HALDE). Il est également Président du Conseil d'administration de Renault après en avoir été successivement Directeur financier et du Plan, Directeur Général adjoint puis Président-Directeur Général. Louis Schweitzer a exercé des responsabilités à la direction générale de l'Assistance publique, puis à l'Inspection générale des finances, à la direction du Budget et en cabinets ministériels. Louis Schweitzer est Président du Conseil d'administration d'Astra Zeneca, administrateur de BNP Paribas, L'Oréal, Veolia Environnement et AB Volvo, membre du Comité consultatif d'Allianz et de la Banque de France et Vice-Président du Conseil de surveillance de Philips. Administrateur d'EDF depuis juillet 1999.

Administrateurs représentant l'Etat :

André Aurengo. Né le 4 avril 1949 à Neuilly sur Seine (France), André Aurengo est ancien élève de l'Ecole Polytechnique, ancien interne des Hôpitaux de Paris, Professeur des Universités – Praticien Hospitalier. Il est membre de l'Académie de médecine. Il exerce les fonctions de Chef du service de médecine nucléaire du groupe hospitalier Pitié-Salpêtrière et de professeur de biophysique à la Faculté de médecine Pierre et Marie Curie. Mandaté en 1998, il a participé à la mission Curien sur la transparence du nucléaire. Il est Président de la Société française de radioprotection (SFRP) depuis mai 2005 et membre du Conseil supérieur de la sûreté et de l'information nucléaire (CSSIN). En janvier 2007, il a été nommé membre du Haut Conseil de la Santé Publique. Administrateur d'EDF depuis juillet 1999.

Bruno Bézard. Né le 19 mai 1963 à Chauny (France), Bruno Bézard est ancien élève de l'Ecole Polytechnique et de l'ENA ; Inspecteur général des finances, il est actuellement Directeur Général de l'Agence des participations de l'Etat (APE). Il a exercé notamment les fonctions de sous-directeur des assurances à la direction du Trésor, de Directeur adjoint du cabinet de Christian Sautter au ministère de l'Economie, des Finances et de l'Industrie, de Vice-Président du Club de Paris puis de conseiller pour les affaires économiques et financières au cabinet de Lionel Jospin à Matignon. Bruno Bézard occupait le poste de Chef du service des participations et des financements à la direction du Trésor depuis juillet 2002 au ministère de l'Economie, des Finances et de l'Industrie avant sa nomination à l'APE. Bruno Bézard est membre du Conseil de surveillance d'Areva, administrateur d'Air France-KLM, de France Télécom, de France Télévisions, de La Poste et de la SNCF. Administrateur d'EDF depuis août 2002.

Yannick d'Escatha. Né le 18 mars 1948 à Paris (France), Yannick d'Escatha est ancien élève de l'Ecole Polytechnique et Ingénieur du corps des mines. Enseignant à l'Ecole Polytechnique, à l'Ecole Nationale Supérieure des Mines de Paris et à l'Ecole Nationale Supérieure des Techniques avancées. Chercheur spécialiste de la mécanique des sols, de la mécanique des structures et de la mécanique de la rupture, il a été nommé en 1978 chef du bureau de contrôle de la construction nucléaire en charge du contrôle technique de l'Etat sur le programme électronucléaire français. Il est détaché en 1982 auprès de la société Technicatome, filiale du Commissariat à l'Energie Atomique (CEA), spécialisée dans l'ingénierie nucléaire et notamment dans la propulsion nucléaire navale, dont il deviendra le Directeur Général adjoint en 1987. Il est nommé Directeur des technologies avancées du CEA en 1990, puis administrateur général adjoint en 1992, et administrateur général en 1995. En 1999, il est nommé Président de CEA-Industrie. En 2000, il est nommé Directeur Général délégué d'EDF. En 2003, il est nommé Président du Centre National d'Etudes Spatiales (CNES). Yannick d'Escatha est membre de l'Académie des technologies, Président du Conseil d'administration de l'Ecole Polytechnique, représentant permanent du CNES au Conseil d'administration d'Arianespace SA et d'Arianespace Participation et administrateur de la RATP. Administrateur d'EDF depuis novembre 2004.

Philippe Faure. Né le 13 juin 1950 à Toulouse (France), Philippe Faure est licencié en philosophie, titulaire d'une maîtrise d'anglais, diplômé de l'Institut d'études politiques de Paris et ancien élève de l'ENA. Il a commencé sa carrière au ministère des Affaires étrangères (Secrétariat Général) et exercé notamment les fonctions de Directeur du service de presse et d'information à l'ambassade de France aux Etats-Unis (de 1981 à 1987) puis de Ministre Conseiller à l'ambassade de France en Espagne (de 1987 à 1990). Il a été ensuite co-Président de la Compagnie européenne de courtage d'assurances et de réassurances (Cecar) puis Président de Marsh Mc Lennan France. Ambassadeur de France au Mexique de 2000 à 2004 puis au Maroc de 2004 à mars 2006, Philippe Faure a été nommé Secrétaire général du ministère des Affaires étrangères le 17 mars 2006. Membre du Conseil de surveillance d'AREVA et du Comité de l'Energie Atomique. Administrateur d'EDF depuis avril 2006, en remplacement de Jean-Pierre Lafon.

François Jacq. Né le 28 octobre 1965 à Harfleur (France), François Jacq est ancien élève de l'Ecole Polytechnique (1986), et ingénieur en chef des mines (1991). Docteur de l'Ecole des mines de Paris (1996), il a commencé sa carrière comme chercheur (1993-1996). Il s'est intéressé notamment à l'histoire des politiques de recherche et d'innovation. Il a été ensuite Directeur du département énergie, transports, environnement et ressources naturelles du ministère chargé de la recherche (1997-2000). Il est ensuite devenu Directeur Général de l'Agence nationale pour la gestion des déchets radioactifs (Andra). Il a été nommé Directeur de la demande et des marchés énergétiques (DIDEME) le 3 août 2005. Administrateur d'EDF depuis septembre 2005.

Philippe Josse. Né le 23 septembre 1960 à Saintes (France), Philippe Josse est diplômé de l'Institut d'études politiques de Paris et ancien élève de l'ENA. Il a commencé sa carrière au Sénat, en tant qu'administrateur, puis l'a poursuivie au ministère de l'Economie et des Finances, y exerçant notamment les fonctions de Directeur adjoint du cabinet du Ministre délégué au Budget et à la réforme budgétaire, de Directeur du cabinet du Ministre délégué au Budget et à la réforme de l'Etat, et de Directeur adjoint du cabinet du Ministre de l'Economie, des Finances et de l'Industrie. Philippe Josse a été nommé Directeur du Budget au ministère de l'Economie, des Finances et de l'Industrie le 30 mars 2006. Il est administrateur d'Air France-KLM et de la SNCF. Administrateur d'EDF depuis avril 2006, en remplacement de Pierre-Mathieu Duhamel.

Administrateurs représentant les salariés :

Jacky Chorin. Né le 22 avril 1959 à Caudebec en Caux (France), Jacky Chorin est diplômé de l'Institut d'études politiques de Paris et Docteur en droit. Il a commencé sa carrière à EDF comme juriste au Service central de la direction de l'équipement en 1983. Il est actuellement chargé de mission auprès du Directeur des Ressources humaines de la Direction Production-Ingénierie d'EDF. Administrateur d'EDF depuis septembre 2004, parrainé par la CGT-FO.

Marie-Catherine Daguerre. Née le 15 novembre 1960 à Mont de Marsan (France), Marie-Catherine Daguerre a rejoint EDF Gaz de France Distribution en Gironde en 1982, où elle a fait la première partie de sa carrière dans la filière administrative puis s'est orientée vers les relations avec la clientèle. Parallèlement, elle a exercé pendant deux ans un mandat au sein du Conseil Economique et Social Régional d'Aquitaine, ainsi que des responsabilités syndicales d'abord au sein de son unité, puis au niveau de la direction nationale de la Fédération CGT Mines Energies. Administratrice d'EDF depuis juillet 1999, parrainée par la CGT.

Alexandre Grillat. Né le 8 décembre 1971 à Béthune (France), Alexandre Grillat est diplômé de l'Ecole Supérieure d'Électricité et titulaire d'un diplôme d'études approfondies en génie électrique. Il a commencé sa carrière à EDF en 1996 qu'il a d'abord effectuée à EDF Gaz de France Distribution, dans des fonctions de management technique, clientèle et commercial, puis à la direction de la stratégie du groupe EDF. Il est aujourd'hui attaché au Directeur commercial d'Électricité de Strasbourg. Administrateur d'EDF depuis septembre 2004, parrainé par la CFE-CGC.

Laurence Hoeffling. Née le 8 mars 1969 à Chalon sur Saône (France), Laurence Hoeffling est titulaire d'un brevet de technicien supérieur en Action Commerciale. Elle a été embauchée à EDF en 1991 au service commercial et a été ensuite chargée de la veille concurrentielle et de l'observatoire économique en Bourgogne du Sud. Elle est actuellement rattachée au service Ressources humaines du centre EDF Gaz de France distribution Bourgogne du sud. Elle est responsable régionale Bourgogne des cadres CGT-UFICT. Administratrice d'EDF depuis janvier 2002, parrainée par la CGT.

Catherine Nédélec. Administratrice jusqu'au 4 décembre 2006. Née le 19 août 1957 à Chaumont (France), Catherine Nédélec est diplômée de l'Ecole Supérieure d'Électricité. Elle est entrée en 1981 à EDF, et a effectué sa carrière à la direction de l'équipement puis à la direction Production Ingénierie. Elle est aujourd'hui attachée au CIT (Centre d'Ingénierie Thermique). Elle exerce des responsabilités syndicales au sein de la Fédération CGT Mines Energie et de l'Union Fédérale des Ingénieurs Cadres et Techniciens. Administratrice d'EDF depuis novembre 2000, parrainée par la CGT. Remplacée par M. Maxime Villota à compter de décembre 2006.

Philippe Pesteil. Né le 1er septembre 1957 à Saint-Merd-de-Lapleau (France), Philippe Pesteil est ingénieur diplômé de l'Institut national des sciences appliquées (INSA) de Lyon. Il a rejoint EDF en 1982 pour y exercer différentes fonctions dans le domaine de l'ingénierie. Il est actuellement membre de l'équipe d'auditeurs internes à la Division Technique Générale d'EDF à Grenoble. Administrateur d'EDF depuis septembre 2004, parrainé par la CFDT.

Maxime Villota. Né le 25 novembre 1959 à Joeuf (France), Maxime Villota est entré en 1981 à EDF. Il a débuté sa carrière à la Centrale de Dampierre en Burly avant de rejoindre le Centre Nucléaire de Production d'Electricité du Tricastin en 1987. Il a été élu au Conseil Régional Provence Alpes Côte d'Azur, est Maire Adjoint de Bollène (Vaucluse) et exerce des responsabilités syndicales au sein de la Fédération CGT Mines Energie. Administrateur d'EDF depuis décembre 2006 en remplacement de Mme Catherine Nédélec, parrainé par la CGT.

L'Annexe C du présent Document de Référence présente les mandats (hors EDF ainsi que les principales fonctions exercées) dont les administrateurs sont actuellement titulaires ainsi que les mandats qu'ils ont exercés au cours des cinq dernières années.

14.2 - DIRECTION GÉNÉRALE

14.2.1 Cumul des fonctions de Président du Conseil d'administration et de Directeur Général

La direction de la société est assurée, sous sa responsabilité, par le Président du Conseil d'administration, qui assume la fonction de Directeur Général. Il est nommé par décret sur proposition du Conseil d'administration.

A l'issue de l'Assemblée générale du 14 février 2006, le Conseil d'administration a proposé au Gouvernement de nommer Pierre Gadonneix en qualité de Président-Directeur Général. Cette nomination a été faite par décret en date du 15 février 2006.

14.2.2 Attributions du Président-Directeur Général

Le Président-Directeur Général organise et dirige les travaux du Conseil d'administration, dont il rend compte à l'Assemblée générale. Il veille au bon fonctionnement des organes de la société et s'assure en particulier que les administrateurs sont en mesure de remplir leur mission.

Sous réserve des dispositions légales particulières aux sociétés du secteur public et des pouvoirs que la loi attribue expressément aux assemblées d'actionnaires, des pouvoirs qu'elle réserve de façon spéciale au Conseil d'administration, et dans la limite de l'objet social, le Président-Directeur Général est investi des pouvoirs les plus étendus pour agir en toutes circonstances au nom de la société.

Sur proposition du Président-Directeur Général, le Conseil d'administration peut nommer une ou plusieurs personnes physiques chargées d'assister le Président-Directeur Général, avec le titre de Directeur Général délégué. Le nombre maximum de Directeurs Généraux délégués est fixé à cinq. Le Conseil d'administration détermine la durée du mandat et les éventuelles limitations de pouvoirs.

Le Conseil d'administration d'EDF a nommé, le 30 novembre 2004, Messieurs Daniel Camus, Yann Laroche et Jean-Louis Mathias en qualité de Directeurs Généraux délégués. Ceux-ci ont été renommés dans leur fonction à l'issue de l'Assemblée générale du 14 février 2006.

14.2.3 TOP 4 et Comité Exécutif

L'organisation du Groupe répond à deux orientations majeures : améliorer le fonctionnement en groupe intégré et associer les opérationnels aux mécanismes de décision.

Le TOP 4, qui regroupe le Président-Directeur Général et les trois Directeurs Généraux délégués est l'organe décisionnel de la tête de Groupe. Le Comité Exécutif (« Comex »), instance d'échange stratégique et de concertation sur tous les sujets transverses du Groupe, est composé des membres du TOP 4, des Directeurs Généraux adjoints opérationnels et fonctionnels et des Présidents des principales filiales, à savoir EDF Energy, EnBW et Edison. Sa composition traduit le souci de traiter de façon homogène l'ensemble des enjeux importants pour le Groupe.

Des comités spécifiques décisionnels, en nombre réduit, complètent l'action du Comex. Par ailleurs, des comités ou directoires ad'hoc complètent le dispositif pour prendre en charge les principaux enjeux transitoires.

A la date d'enregistrement du présent Document de Référence, la composition du Comex est la suivante :

Noms	Fonction	Date de nomination
Pierre Gadonneix	Président-Directeur Général	30 novembre 2004
Daniel Camus	Directeur Général délégué Finances	30 novembre 2004
Yann Laroche	Directeur Général délégué Ressources Humaines et Communication	30 novembre 2004
Jean-Louis Mathias	Directeur Général délégué Intégration et Opérations Dérégulées France	30 novembre 2004
Jean-Pierre Benqué	Directeur Général adjoint Commerce	30 novembre 2004
Utz Claassen	Président du directoire d'EnBW	1er avril 2006
Bernard Dupraz	Directeur Général adjoint Production Ingénierie	30 novembre 2004
Michel Francony	Directeur Général adjoint Opérations Régulées France	30 novembre 2004
Dominique Lagarde	Directeur Général adjoint Stratégie et Coordination	1er avril 2006
Bruno Lescoeur	Directeur Général adjoint Relations Extérieures Internationales	1er avril 2006
Umberto Quadrino	Administrateur délégué d'Edison	1er avril 2006
Vincent de Rivaz	Directeur Général (Chief Executive Officer) d'EDF Energy	30 novembre 2004
Gérard Wolf	Directeur Général adjoint Filiales et Développement International	1er avril 2006

Renseignements personnels concernant les membres du Comex

Daniel Camus. Né le 14 avril 1952 à Ugny (France), Daniel Camus est Docteur ès sciences économiques, agrégé en sciences de la gestion et diplômé de l'Institut d'études politiques de Paris. Il a rejoint EDF fin 2002 en tant que Directeur Financier, puis Directeur Général délégué Finances depuis décembre 2004, après 25 ans d'activité dans l'industrie chimique et pharmaceutique au sein du Groupe Hoechst-Aventis en Allemagne, aux Etats-Unis, au Canada et en France. Dans ses trois derniers postes, il a été successivement Directeur financier et membre du Directoire des groupes Roussel Uclaf SA, Hoechst Marion Roussel AG et Aventis Pharma AG, basé à Francfort (Allemagne) et Bridgewater (Etats-Unis). Il a conduit la transformation des finances de ces entreprises présentes à l'échelon mondial au cours de leurs fusions successives jusqu'à celle des groupes Hoechst et Rhône-Poulenc au sein d'Aventis en 1999. Daniel Camus est Président du Conseil d'administration d'EDF Energy et EDF International, administrateur d'Edison, Transalpina di Energia et Valeo et membre du Conseil de surveillance d'EnBW, Dalkia et Morphosys.

Yann Laroche. Né le 30 mars 1945 à Dijon (France), Yann Laroche est diplômé de l'Ecole nationale supérieure de mécanique et d'aérotechnique de Poitiers. Il a intégré EDF GDF Services en 1968 où il a exercé différentes fonctions. Il a été responsable de division régionale à l'énergie électrique de Côte d'Ivoire de 1973 à 1976. Après quatre années à la direction de l'audit, il a rejoint en 1988 le secteur de la distribution, en qualité de Directeur de centre à Nancy. En 1992, il a été nommé responsable du service clientèle puis Directeur adjoint d'EDF GDF Services. Il assure la responsabilité, en 1994, du lancement de la « garantie des services ». De 1996 à 2000, il a participé à la création des premières directions commerciales d'EDF et notamment de la direction commerciale particuliers et entreprises. En mai 2001, il est appelé au Comité exécutif d'EDF, en qualité de Directeur du personnel et des relations sociales puis de Directeur Général délégué en charge des Ressources Humaines et de la Communication depuis décembre 2004. Yann Laroche est administrateur d'EDF Energy.

Jean-Louis Mathias. Né le 21 août 1947 à Clichy-la- Garenne (France), Jean-Louis Mathias est ancien élève de l'Ecole Polytechnique, de l'Ecole Nationale de la Statistique et de l'Administration Economique (ENSAE), du centre de perfectionnement aux affaires, et licencié en sociologie. Il a intégré EDF GDF Services en 1973 et exercé différentes fonctions, notamment celles de Chef d'agence à Aix-en-Provence et de Directeur de centre à Paris. En 1992, il a rejoint la direction du personnel et des relations sociales (direction commune à EDF et Gaz de France) dont il a été nommé Directeur en 1996. En 1998, il est devenu Directeur commercial de Gaz de France avant d'être nommé Directeur du négoce en 2000. Depuis juin 2002, il était Directeur Général adjoint du groupe Gaz de France. En septembre 2004, il a rejoint EDF en qualité de Conseiller du Président et membre du Comité exécutif. Depuis décembre 2004, il est Directeur Général délégué d'EDF, responsable de l'intégration du groupe et des programmes d'amélioration de la performance, ainsi que de la conduite des activités dérégulées en France (notamment production, commercialisation et services). Jean-Louis Mathias est membre du Conseil de surveillance de Dalkia. Il est également Président du Conseil d'administration d'EDF Trading.

Jean-Pierre Benqué. Jean-Pierre Benqué est Ingénieur des Ponts et Chaussées et a été professeur en Mécaniques des Fluides à l'Ecole Nationale des Ponts et Chaussées de 1986 à 1996. Il intègre EDF en 1974 où il a occupé différents postes au sein du Laboratoire National d'Hydraulique. En 1986, il devient responsable du Service des Etudes et Réseaux puis du Service Technique Electricité en 1991. Deux ans plus tard, il se voit confier la direction des départements d'Outre-Mer puis devient Directeur commercial de la Direction Grands Clients où il négocie les offres d'énergies et de services avec les clients internationaux d'EDF. Nommé en février 2002 Directeur de la Branche Commerce d'EDF, il est depuis le 15 décembre 2004 Directeur Général adjoint « Commerce ».

Utz Claassen. Utz Claassen est Président du directoire d'EnBW, docteur es Sciences Economiques et ancien chercheur à Oxford. Il enseigne en qualité de Professeur à l'Université de Hanovre depuis 2001. Il a commencé sa carrière en exerçant différentes responsabilités au sein des entreprises McKinsey & Co. (Düsseldorf), Ford Europa (Brentwood/Essex et Cologne), Volkswagen AG (Wolfsburg) et SEAT S.A (Barcelone) puis Prof. Dr. Utz Claassen est nommé en 1997 Président du directoire de Sartorius AG (Göttingen). Il est, depuis mai 2003, Président du directoire de EnBW Energie Baden-Württemberg AG.

Bernard Dupraz. Bernard Dupraz est diplômé de l'Ecole Polytechnique, ingénieur en chef des Mines. Après un début de carrière dans l'industrie pétrolière, puis au Ministère de l'Industrie, il intègre EDF en 1986 et exerce différentes fonctions au sein de la Direction de la Production, notamment celles de Directeur du Centre Nucléaire de Production d'Electricité de Cattenom (Moselle), puis, de 1994 à 1998, de Directeur de l'Exploitation du parc des 58 centrales nucléaires. Nommé Directeur de l'Ingénierie et des Services en 1999, il conduit, en particulier, le développement du réacteur nucléaire EPR. Nommé en 2002 Directeur délégué de la Branche Production Ingénierie, il est depuis le 15 décembre 2004 Directeur Général adjoint « Production Ingénierie ».

Michel Francony. Michel Francony est diplômé de l'Ecole Polytechnique et de l'Ecole Nationale de la Statistique et de l'Administration Economique (ENSAE). Il intègre EDF GDF Services en 1972 puis, en 1973, le Service des Etudes Economiques Générales d'EDF, en qualité de responsable des questions tarifaires. En 1982, il rejoint le secteur de la distribution où il occupe diverses responsabilités opérationnelles à EDF GDF Services à Toulouse puis à Rouen. Nommé Directeur délégué d'EDF GDF Services en 1991, il en devient Directeur en 1993. Il s'oriente ensuite vers la production et les marchés et est nommé Directeur de la Division Stratégie-Valorisation-Optimisation au sein de la Branche Energies, avant d'en devenir Directeur délégué en 2002. Nommé en février 2004 Directeur Général d'EDF Trading (filiale londonienne de négoce d'EDF) et Directeur de la Branche Management d'Energies, il est depuis le 15 décembre 2004 Directeur Général adjoint « Opérations Régulé France ». Depuis le 1er septembre 2005, Michel Francony est Président du Conseil de surveillance de RTE-EDF Transport.

Dominique Lagarde. Directeur Général adjoint, responsable de la stratégie et de la coordination. Diplômé de l'Ecole Polytechnique et Ingénieur en chef des Ponts et Chaussées. Après un début de carrière à Total Oil Marine à Londres puis à l'Autorité de Sûreté Nucléaire, il a dirigé de 1997 à 2000 l'exploitation du réacteur Osiris au Commissariat à l'Energie Atomique. Il intègre EDF en 2000 au sein de la Direction de la distribution EDF GDF Services, où il occupera diverses responsabilités opérationnelles. Nommé Directeur adjoint d'EDF GDF Services Nanterre en 2001, il devient Directeur d'EDF GDF Services Seine et Marne en 2002. Il est nommé fin 2003 Directeur Adjoint de la Communication et des Affaires Publiques du Groupe. Il était, depuis septembre 2004, Directeur de cabinet du Président.

Bruno Lescœur. Bruno Lescœur est ancien élève de l'Ecole Polytechnique, diplômé de l'Ecole Nationale de la Statistique et de l'Administration Economique (ENSAE) et de l'Institut d'Etudes Politiques de Paris. En 1978, il entre comme économiste à EDF où il a été responsable des questions tarifaires de 1982 à 1987. Après plusieurs postes à EDF et GDF en France comme à l'international, il rejoint la Direction Financière d'EDF en 1993. Jusqu'en 1998, il est responsable de la trésorerie, du financement et des fusions/acquisitions, gérant un désendettement très rapide de l'entreprise en même temps que l'essor de son développement international. Fin 1998, il devient Président et Directeur Général de London Electricity (aujourd'hui EDF Energy) dont il assure le développement. De début 2002 à fin 2004, il est Directeur de la Production et de l'Ingénierie au moment où EDF adapte son parc thermique et engage le nouveau réacteur nucléaire EPR. Le 20 décembre 2004, il est nommé Directeur Général adjoint d'EDF, chargé, au sein du Comité exécutif, des Participations Internationales et du Gaz, et depuis avril 2006 il est responsable des relations extérieures internationales. Il est Chevalier de l'Ordre National du Mérite.

Umberto Quadrino. Umberto Quadrino est Administrateur délégué d'Edison, diplômé de la faculté de sciences économiques. Après un début de carrière à l'union des industriels de Turin, il rejoint le Groupe FIAT en 1970 où il exerce différentes responsabilités en qualité de Directeur Administration et Contrôle puis de Président de filiales. En 1996, il est nommé Administrateur délégué de New Holland puis réintègre, en 2000, le Groupe FIAT où il dirige différents secteurs et devient, en 2001, Président d'Edison. Depuis 2005, il est Administrateur délégué du Groupe Edison.

Vincent de Rivaz. Vincent de Rivaz est diplômé de l'Ecole Nationale Supérieure d'Hydraulique de Grenoble. En 1977, il intègre le Centre d'Ingénierie Extérieure à la Direction des Affaires Internationales d'EDF. De 1985 à 1992, il conduit le développement d'EDF en Chine au sein de la Direction Internationale, dont il devient le Directeur de la Direction Extrême Orient en 1989. De 1992 à 1994, il est Directeur du Centre National d'Equipement Hydraulique à la Direction de l'Equipement. Nommé en 1995 Directeur adjoint de la Direction Internationale, il en devient le Directeur des Projets en 1996. En 1999, il rejoint la Direction Financière en qualité de Directeur délégué, puis en 2000 en devient le Directeur des Stratégies et Opérations Financières. Début 2002, il est nommé Directeur Général de London Electricity Group. Il conduit les opérations de fusions des sociétés acquises au cours du 1er semestre 2002 (les réseaux d'Eastern et Seeboard) et crée mi 2003 EDF Energy, dont il est le Directeur Général depuis lors. Il est nommé au Comité exécutif d'EDF en décembre 2004.

Gérard Wolf. Gérard Wolf est Directeur Général adjoint, responsable des filiales et du développement international, Ingénieur agronome, diplômé de l'INA et de l'Institut d'Etudes Politiques de Paris. Il commence sa carrière dans le corps préfectoral puis est nommé en 1988 Directeur de cabinet du Secrétaire d'Etat à la Défense. De 1996 à 1998, il est sous-directeur chargé des services de secours et des sapeurs pompiers au Ministère de l'Intérieur. Il intègre EDF en 1998, en qualité de Directeur de cabinet du Président avant d'être nommé, en 2001, Directeur de la coordination du groupe puis, en 2003, Directeur des métiers du groupe. Il était depuis novembre 2004, Directeur en charge du développement du groupe et des grands projets.

L'Annexe C du présent Document de Référence présente les mandats (hors EDF et les fonctions principales qu'ils exercent) dont les Directeurs Généraux délégués sont actuellement titulaires ainsi que les mandats qu'ils ont occupés au cours des cinq dernières années.

14.2.4 Conseils de l'environnement, scientifique et médical

EDF s'est également doté d'un Conseil de l'environnement, d'un Conseil scientifique et d'un Conseil médical, ouverts à des personnalités de la société civile qui apportent leur expérience et leur expertise, pour aider à intégrer ces dimensions dans les grandes orientations stratégiques d'EDF.

14.3 - ABSENCE DE LIENS FAMILIAUX, DE CONDAMNATION ET DE CONFLITS D'INTÉRÊTS DES MEMBRES DES ORGANES D'ADMINISTRATION, DE DIRECTION ET DE DIRECTION GÉNÉRALE

14.3.1 Absence de liens familiaux entre les membres des organes d'administration, de direction et de direction générale

A la connaissance d'EDF, il n'existe aucun lien de nature familial entre (i) les mandataires sociaux d'EDF (membres du Conseil d'administration ou Directeurs Généraux délégués) ou (ii) les Directeurs Généraux adjoints d'EDF.

14.3.2 Absence de condamnation pour fraude des membres du Conseil d'administration

A la connaissance d'EDF, aucun (i) des mandataires sociaux d'EDF (membres du Conseil d'administration ou Directeurs Généraux délégués) ou (ii) des Directeurs Généraux adjoints d'EDF n'a fait l'objet :

- d'une condamnation pour fraude prononcée au cours des cinq dernières années au moins ;

- d'une faillite, mise sous séquestre ou liquidation au cours des cinq dernières années au moins ;
- d'une incrimination et/ou sanction publique officielle prononcée par des autorités statutaires ou réglementaires au cours des cinq dernières années au moins.

Par ailleurs, à la connaissance d'EDF, aucun (i) des mandataires sociaux d'EDF (membres du Conseil d'administration ou Directeurs Généraux délégués) ou (ii) des Directeurs Généraux adjoints d'EDF n'a été empêché par un tribunal d'agir en qualité de membre d'un organe d'administration, de direction ou de surveillance d'un émetteur ou d'intervenir dans la gestion ou la conduite des affaires d'un émetteur au cours des cinq dernières années au moins.

14.3.3 Conflits d'intérêts au niveau des organes d'administration, de direction et de la direction générale

A la connaissance de la Société et à la date du présent Document de Référence, il n'existe aucun conflit d'intérêt potentiel à l'égard d'EDF entre les devoirs des mandataires sociaux (membre du Conseil d'administration, Directeur Général ou Directeur Général délégué) et Directeurs Généraux adjoints, et leurs intérêts privés ou d'autres devoirs.

Si l'application stricte des critères mentionnés dans le rapport Medef/AFEP pourrait conduire à considérer certains d'entre eux comme non indépendants, la Société estime que chacun de ces administrateurs dispose à la fois des compétences et d'une expérience professionnelle utiles à la Société et d'une entière liberté et indépendance de jugement.

A la connaissance de la Société, il n'existe aucun arrangement ou accord conclu avec des actionnaires, clients, fournisseurs ou autres en vertu duquel un membre du Conseil d'administration a été nommé en cette qualité ou en tant que Directeur Général.

A la connaissance de la Société, il n'existe aucune restriction acceptée par un membre du Conseil d'administration concernant la cession dans un certain laps de temps, de sa participation dans le capital de la Société, à l'exception des restrictions résultant de la charte de déontologie boursière figurant à la section 16.1.6 (« Charte de déontologie boursière »).

En outre, les mandataires sociaux qui détiendraient des actions à travers les fonds communs de placement du Plan d'Epargne Entreprise du Groupe EDF investis en actions de la Société, ou qui auraient acheté des actions à l'Etat dans le cadre des lois de privatisations, sont soumis aux règles de blocage ou d'incessibilité résultant des dispositions applicables à ces opérations.

15 Rémunérations et avantages

15.1 RÉMUNÉRATION DES MANDATAIRES SOCIAUX 176
15.2 SOMMES PROVISIONNÉES POUR PENSIONS, RETRAITES OU AUTRES AVANTAGES 177
15.3 PARTICIPATION DES MANDATAIRES SOCIAUX DANS LE CAPITAL 177
15.4 OPTIONS DE SOUSCRIPTION ET/OU D'ACHAT D'ACTIONS 177
15.5 CONVENTIONS RÉGLEMENTÉES 178

15.1 - RÉMUNÉRATION DES MANDATAIRES SOCIAUX

Le montant brut global, hors charges patronales, des rémunérations et avantages de toute nature et des jetons de présence versés, au titre de l'exercice 2006, par EDF et les sociétés qu'elle contrôle, aux mandataires sociaux (membres du Conseil d'administration, Directeurs Généraux délégués) et aux Directeurs Généraux adjoints s'élève à cinq millions soixante deux mille neuf cent cinquante sept (5 062 957) euros.

Le tableau ci-après fait apparaître les rémunérations et avantages de toute nature versés à chacun des mandataires sociaux du Groupe au cours de l'année 2006 et 2005 par EDF et les sociétés qu'elle contrôle. La part variable ci-dessous s'ajoute au salaire brut versé (part fixe).

Pierre Gadonneix :

Salaire brut 2006	630 204 euros
Part variable en 2006	171 200 euros
Avantage en nature en 2006	5 751 euros
Salaire brut 2005	468 548 euros
Part variable en 2005(*)	53 667 euros
Avantage en nature en 2005	27 445 euros

(*) La part variable correspond à 3,5 mois de présence en 2004.

Daniel Camus :

Salaire brut versé en 2006	517 000 euros
Part variable en 2006(*)	455 418 euros
Salaire brut 2005	489 960 euros
Part variable en 2005	274 236 euros

(*) Dont 205 000 euros au titre d'une rémunération différée due après 3 ans versée en 2006.

Le contrat de Daniel Camus, à effet du 14 novembre 2002 comporte des clauses prévoyant une indemnité contractuelle de séparation de 24 mois, après un préavis de 6 mois.

Yann Laroche :

Salaire brut versé en 2006	349 067 euros
Part variable en 2006	160 736 euros
Avantage en nature et autres primes statutaires en 2006	59 140 euros
Salaire brut 2005	325 231 euros
Part variable 2005	213 309 euros
Avantage en nature et autres primes statutaires en 2005	38 458 euros

Jean-Louis Mathias :

Salaire brut versé en 2006	349 067 euros
Part variable en 2006	165 036 euros
Avantage en nature et autres primes statutaires en 2006	41 679 euros
Salaire brut 2005	325 231 euros
Part variable en 2005 (*)	138 409 euros
Avantage en nature et autres primes statutaires en 2005	47 864 euros

(*) La part variable correspond à 3,5 mois de présence en 2004.

La part variable de la rémunération des mandataires sociaux figurant ci-dessus correspond à l'exercice précédent l'année de leur versement. Cette part variable est fixée pour les trois quarts sur des critères de performance collectifs basés sur les réalisations du résultat net part du Groupe, du free cash flow et de l'EBITDA et, pour l'autre quart sur un critère de performance individuelle fondé sur la réalisation des objectifs individuels.

Le salaire fixe des Directeurs Généraux délégués à été porté rétroactivement par décision prise en janvier 2007 et sur avis du Comité des nominations et rémunérations à :

Yann Laroche	370 000 euros
Jean-Louis Mathias	400 000 euros
Daniel Camus	532 350 euros

En-dehors de ce qui est indiqué ci-dessus, Pierre Gadonneix, Jean-Louis Mathias, Daniel Camus et Yann Laroche n'ont reçu aucune prime d'arrivée et ne bénéficient pas de primes de départ.

Les jetons de présence versés au cours de l'année 2006, à chacun des administrateurs de la société ont été les suivants :

Frank E.Dangeard :	44 000 euros
Daniel Foundoulis :	37 000 euros
Claude Moreau :	35 000 euros
Henri Proglio :	38 000 euros
Louis Schweitzer :	14 000 euros

En application de la loi n° 83-675 du 26 juillet 1983 relative à la démocratisation du secteur public, les administrateurs représentant l'Etat et les administrateurs représentant les salariés ne perçoivent pas de jetons de présence.

15.2 - SOMMES PROVISIONNÉES POUR PENSIONS, RETRAITES OU AUTRES AVANTAGES

Les mandataires sociaux ainsi que les Directeurs Généraux adjoints ne bénéficient d'aucun régime spécifique de retraite.

15.3 - PARTICIPATION DES MANDATAIRES SOCIAUX DANS LE CAPITAL

En application de l'article 11 de la loi n° 83-675 du 26 juillet 1983 précitée, les dispositions du Code de commerce relatives au nombre d'actions dont chaque administrateur doit être propriétaire ne sont pas applicables aux membres du Conseil d'administration d'EDF nommés par décret.

En application de l'article 21 de la loi n° 83-675 du 26 juillet 1983 précitée, les dispositions du Code de commerce relatives au nombre d'actions dont chaque administrateur doit être propriétaire ne sont pas applicables aux représentants des salariés membres du Conseil d'administration d'EDF.

A l'issue du processus d'introduction en bourse de la Société, certains administrateurs et Directeurs Généraux délégués d'EDF sont devenus actionnaires de la Société. A la date du présent Document de Référence, le nombre d'actions EDF détenues par chacun des mandataires sociaux ainsi que le mode de détention de ces titres (détention directe ou par l'intermédiaire d'un FCPE) étaient les suivants :

Actions de la Société détenues par les mandatataires sociaux en fonction à la date du présent Document de Référence

Noms	Nombre d'actions
Pierre Gadonneix	1 277 actions détenues en propre
François Jacq	0
André Aurengo	0
Bruno Bézard	0
Yannick d'Escatha	0
Frank E. Dangeard	50 actions détenues en propre
Daniel Foundoulis	250 actions détenues en propre
Claude Moreau	200 actions détenues en propre
Henri Proglio	51 actions détenues en propre
Louis Schweitzer	100 actions détenues en propre
Laurence Drouhin-Hoeffling	0
Marie-Catherine Daguerre	247 actions détenues par l'intermédiaire d'un FCPE
Jacky Chorin	0
Alexandre Grillat	564 actions détenues par l'intermédiaire d'un FCPE
Philippe Pesteil	219 actions détenues par l'intermédiaire d'un FCPE
Philippe Faure	0
Philippe Josse	0
Maxime Villota	0
Daniel Camus	140 actions détenues en propre et 786 actions détenues par l'intermédiaire d'un FCPE
Yann Laroche	1 785 actions détenues par l'intermédiaire d'un FCPE
Jean-Louis Mathias	847 actions détenues par l'intermédiaire d'un FCPE (l'épouse de Jean-Louis Mathias détient 628 actions également par l'intermédiaire d'un FCPE)

15.4 - OPTIONS DE SOUSCRIPTION ET/OU D'ACHAT D'ACTIONS

Néant.

15.5 - CONVENTIONS RÉGLEMENTÉES

15.5.1 Informations relatives aux conventions réglementées

Jusqu'au 20 novembre 2004, EDF était un EPIC et les dispositions du Code de commerce relatives aux conventions réglementées ne lui étaient pas applicables.

Depuis la transformation d'EDF en société anonyme, intervenue le 20 novembre 2004, les dispositions de l'article L. 225-38 du Code de commerce relatives aux conventions réglementées sont applicables à EDF.

15.5.2 Rapport spécial des Commissaires aux comptes sur les conventions réglementées au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2006

Electricité de France S.A.
Siège social : 22 – 30, avenue de Wagram – 75008 Paris

Rapport spécial des Commissaires aux comptes sur les conventions et engagements réglementés

Exercice clos le 31 décembre 2006

Aux actionnaires,

En notre qualité de Commissaires aux comptes de votre société, nous vous présentons notre rapport sur les conventions et engagements réglementés.

- **Conventions et engagements autorisés au cours de l'exercice**

En application de l'article L. 225-40 du Code de commerce, nous avons été avisés des conventions et engagements qui ont fait l'objet de l'autorisation préalable de votre Conseil d'administration.

Il ne nous appartient pas de rechercher l'existence éventuelle d'autres conventions et engagements mais de vous communiquer, sur la base des informations qui nous ont été données, les caractéristiques et les modalités essentielles de ceux dont nous avons été avisés, sans avoir à nous prononcer sur leur utilité et leur bien-fondé. Il vous appartient, selon les termes de l'article 92 du décret du 23 mars 1967, d'apprécier l'intérêt qui s'attachait à la conclusion de ces conventions et engagements en vue de leur approbation.

Nous avons effectué nos travaux selon les normes professionnelles applicables en France ; ces normes requièrent la mise en œuvre de diligences destinées à vérifier la concordance des informations qui nous ont été données avec les documents de base dont elles sont issues.

– Vente d'actions EDF réservée aux personnels et anciens personnels des sociétés du groupe EDF

Dans le cadre de l'ouverture du capital de la société intervenue en fin d'année 2005 et de l'offre de vente d'actions EDF par l'Etat Français réservée aux personnels et anciens personnels des sociétés du groupe EDF, un protocole d'accord a été conclu entre EDF, l'Etat Français et la banque BNP Paribas Securities décrivant les modalités de paiement, d'attribution d'actions gratuites et de recouvrement dans les cas d'impayés.

34 653 721 actions ont été livrées aux salariés le 30 janvier 2006 au titre de ce protocole, qui correspondent à des versements à recevoir par l'Etat Français et étalés sur 2 ans d'un montant total de 692 millions d'euros.

Cette convention a été autorisée par votre Conseil d'administration dans sa séance du 24 janvier 2006.

Administrateurs concernés : Messieurs André Aurengo, Bruno Bézard, Pierre-Mathieu Duhamel, Yannick d'Escatha, François Jacq et Jean-Pierre Lafon, représentants de l'Etat français.

– Cession des actifs égyptiens

Deux contrats ont été conclus par EDF et EDF International dans le cadre du processus de cession des actifs égyptiens du Groupe EDF. Ces cessions ont été finalisées fin mars 2006 pour un montant de 198 millions d'euros.

Cette convention a été autorisée par votre Conseil d'administration dans sa séance du 22 février 2006.

Personne concernée : Monsieur Daniel Camus, Directeur Général Délégué d'EDF et Président du Conseil d'administration d'EDF International.

- **Conventions et engagements approuvés au cours d'exercices antérieurs dont l'exécution s'est poursuivie durant l'exercice.**

Par ailleurs, en application du Décret du 23 mars 1967, nous avons été informés que l'exécution des conventions et engagements suivants, approuvés au cours d'exercices antérieurs, s'est poursuivie au cours du dernier exercice.

– Contrat de Service Public

L'Etat et la société Electricité de France S.A. ont signé en date du 24 octobre 2005 un Contrat de Service Public qui a pour objet de constituer dans la durée la référence des engagements d'Electricité de France S.A., afin d'assurer la pérennité des missions de service public que le législateur lui a confiées. Ce contrat décline la nature et le niveau d'engagements sur la période 2005-2006-2007, ainsi que les modalités de compensation financière, notamment les principes de fixation et d'évolution des tarifs de vente de l'électricité.

Paris La Défense et Neuilly-sur-Seine, le 20 février 2007

Les Commissaires aux comptes

KPMG Audit **Département de KPMG S.A.**		**Deloitte & Associés**	
Jean-Luc Decornoy	Michel Piette	Amadou Raimi	Tristan Guerlain

16 Fonctionnement des organes d'administration et de direction

16.1 ATTRIBUTIONS DU CONSEIL D'ADMINISTRATION 180
16.2 RÉUNIONS DU CONSEIL D'ADMINISTRATION 180
16.3 RÈGLEMENT INTÉRIEUR DU CONSEIL D'ADMINISTRATION 180
16.4 ÉVALUATION DU FONCTIONNEMENT DU CONSEIL D'ADMINISTRATION 180
16.5 COMITÉS DU CONSEIL D'ADMINISTRATION 181
16.6 DÉMARCHE ÉTHIQUE 182
16.7 CHARTE DE DÉONTOLOGIE BOURSIÈRE 182
16.8 CONTRÔLE INTERNE 183
16.9 CONFORMITÉ AU RÉGIME DE GOUVERNEMENT D'ENTREPRISE EN VIGUEUR EN FRANCE 183

16.1 - ATTRIBUTIONS DU CONSEIL D'ADMINISTRATION

En application de l'article L. 225-35 du Code de commerce, le Conseil d'administration détermine les orientations de l'activité de la Société et veille à leur mise en œuvre. Sous réserve des pouvoirs expressément attribués par la loi aux assemblées d'actionnaires et dans la limite de l'objet social, il peut se saisir de toute question intéressant la bonne marche de la Société et règle par ses délibérations les affaires qui la concernent.

Par ailleurs, conformément à l'article 7 de la loi du 26 juillet 1983 relative à la démocratisation du secteur public, le Conseil d'administration délibère en particulier sur les principales orientations stratégiques, économiques, financières ou technologiques de la Société et du Groupe, avant l'intervention des décisions qui y sont relatives.

En application du règlement intérieur, le Conseil d'administration dispose en outre de compétences spécifiques en matière :

- d'opérations financières ;
- d'opérations de croissance externe et interne ou de cession ;
- de conclusion des marchés supérieurs à 100 millions d'euros, y compris leurs avenants ;
- d'opérations dans le domaine immobilier ;
- d'opérations du cycle du combustible nucléaire ;
- d'opérations de transfert d'obligations ; et
- d'achats ou ventes à long terme d'énergie, crédits d'émissions et quotas CO_2.

16.2 - RÉUNIONS DU CONSEIL D'ADMINISTRATION

Le Conseil d'administration se réunit aussi souvent que l'intérêt de la société l'exige, sur la convocation de son Président, conformément aux dispositions législatives et réglementaires.

Le règlement intérieur prévoit que sont réputés présents pour le calcul du quorum et de la majorité les administrateurs qui participent à la réunion par un procédé de télécommunication permettant leur identification et garantissant leur participation effective, dans les conditions légales.

Pour l'année 2006, le taux de participation des administrateurs aux séances du Conseil d'administration est de 79,6 % pour 12 séances.

16.3 - RÈGLEMENT INTÉRIEUR DU CONSEIL D'ADMINISTRATION

Le fonctionnement du Conseil d'administration est organisé par un règlement intérieur, qui a été modifié par le Conseil d'administration en date du 23 janvier 2007.

Lors de chaque séance du Conseil d'administration, le Président-Directeur Général porte à la connaissance de ses membres les principaux faits et événements significatifs de la vie de la Société et intervenus depuis la date du précédent Conseil d'administration. En vue de compléter leur information, les administrateurs peuvent rencontrer les principaux dirigeants de la Société et du Groupe sur les sujets figurant à l'ordre du jour du Conseil. Ils font part de leur demande au secrétaire du Conseil.

Le règlement intérieur décrit en outre l'organisation, le mode de fonctionnement et les attributions des comités du Conseil.

16.4 - ÉVALUATION DU FONCTIONNEMENT DU CONSEIL D'ADMINISTRATION

Conformément aux règles de bonne gouvernance d'entreprise qui recommandent de réaliser un travail d'évaluation du fonctionnement du Conseil d'administration, le règlement intérieur du Conseil indique, dans son article 9, que le Comité d'éthique « réalise chaque année un bilan du fonctionnement du Conseil d'administration (…) et propose des sujets de réflexion ».

Cette évaluation a été effectuée selon la même procédure qu'en 2005, via l'envoi aux administrateurs d'un questionnaire qui porte sur tous les aspects du fonctionnement du Conseil d'administration. Ce questionnaire a été examiné en Comité d'éthique du 23 octobre 2006 puis approuvé par le Conseil d'administration du 10 novembre 2006. Les administrateurs ont ainsi notamment été interrogés sur la fréquence et la durée des réunions du Conseil d'administration et de ses comités, les sujets inscrits à l'ordre du jour et la qualité des documents remis.

Les résultats examinés par le Comité d'éthique du 7 décembre 2006 témoignent d'un bon niveau de satisfaction des administrateurs. Ils ont été présentés au Conseil d'administration du 23 janvier 2007.

16.5 - COMITÉS DU CONSEIL D'ADMINISTRATION

Pour l'exercice de ses missions, le Conseil s'est doté de Comités chargés d'examiner et de préparer en amont certains dossiers avant leur présentation en séance plénière. Ces instances étaient à fin 2006 : le Comité d'audit, le Comité de la stratégie, le Comité d'éthique et le Comité des rémunérations. Lors de la mise à jour de son règlement intérieur en janvier 2007, le Conseil d'administration a élargi les missions du Comité des rémunérations, qui est devenu le Comité des nominations et des rémunérations, et a créé le Comité de suivi des engagements nucléaires (CSEN).

Le Chef de la mission de contrôle général économique et financier de l'Etat est invité aux réunions des comités.

Les Présidents de ces Comités sont :

- **Comité d'audit : M. Frank E. Dangeard**
- **Comité de suivi des engagements nucléaires (CSEN) : M. Bruno Bézard**
- **Comité de la stratégie : M. Henri Proglio**
- **Comité d'éthique : M. André Aurengo**
- **Comité des nominations et des rémunérations : M. Louis Schweitzer**

16.5.1 Comité d'audit

Le Comité d'audit, composé de cinq membres, est présidé par Monsieur Dangeard, administrateur nommé par l'Assemblée générale des actionnaires et personnalité externe au Groupe EDF. Les autres membres sont Messieurs Bézard et d'Escatha, administrateurs représentant l'Etat, Madame Daguerre et Monsieur Chorin, administrateurs élus par les salariés. Le Comité étudie et donne, avant passage au Conseil, son avis sur la situation financière de la Société, le plan à moyen-terme et le budget, les projets de comptes préparés par la Direction Financière (comptes sociaux d'EDF et comptes consolidés du Groupe), la politique de contrôle des risques et le programme d'audit. Le Comité entend les Commissaires aux comptes, la Direction Générale et la Direction Financière. Le suivi des risques a en particulier été régulièrement examiné au sein de ce Comité, avec une revue semestrielle approfondie de la cartographie consolidée des risques du Groupe, des méthodes de contrôle des risques, du programme d'audit, et des principaux constats et actions correctrices mises en oeuvre à la suite des audits du semestre précédent.

En 2006, il a notamment pris connaissance de la Nouvelle Politique de Contrôle Interne et examiné ses modalités de déploiement interne au sein de l'entreprise, ainsi que d'autres sujets majeurs tels que les actifs dédiés au démantèlement nucléaire et l'introduction en bourse d'EDF Energies Nouvelles.

Le taux de participation au Comité d'audit, s'établit à 71,5 % sur l'année 2006, pour sept réunions.

16.5.2 Comité de suivi des engagements nucléaires (CSEN)

Le Comité de suivi des engagements nucléaires est présidé par Monsieur Bruno Bézard et composé de six administrateurs, désignés par le Conseil d'administration, dont les cinq membres du Comité d'audit et un administrateur dont l'expertise est reconnue dans le domaine nucléaire. Les autres membres sont Messieurs Dangeard, administrateur nommé par l'Assemblée générale des actionnaires et personnalité externe au Groupe EDF, Messieurs d'Escatha et Jacq, administrateurs représentant l'Etat, Madame Daguerre et Monsieur Chorin, administrateurs élus par les salariés.

Le Comité a pour mission de suivre l'évolution des provisions nucléaires, de donner son avis sur les questions de gouvernance des actifs dédiés, sur les règles d'adossement actif-passif et sur l'allocation stratégique, et de vérifier la conformité de la gestion des actifs dédiés constitués par EDF. Il formule au Conseil d'administration les avis et recommandations qu'il juge nécessaires.

Sa première réunion a eu lieu le 16 février 2007.

16.5.3 Comité de la stratégie

Le Comité de la stratégie, composé de sept membres, est présidé par Monsieur Proglio, administrateur nommé par l'Assemblée générale des actionnaires et personnalité externe au Groupe EDF. Les autres membres sont Messieurs Bézard, Faure et Jacq, administrateurs représentant l'Etat, Madame Hoeffling, Messieurs Grillat et Pesteil, administrateurs élus par les salariés. Le Comité donne son avis au Conseil d'administration sur les grandes orientations stratégiques de la Société. Il a ainsi examiné en 2006 la mise en oeuvre du contrat de service public, la stratégie gazière, la politique recherche et développement et les orientations en matière d'énergies renouvelables.

Le Comité de la stratégie s'est réuni sept fois en 2006, avec un taux de participation de 75,5 %.

16.5.4 Comité d'éthique

Le Comité d'éthique, composé de six membres, est présidé par Monsieur Aurengo, administrateur représentant l'Etat et personnalité externe au Groupe EDF. Les autres membres sont Messieurs Foundoulis et Moreau, administrateurs nommés par l'Assemblée générale des actionnaires et personnalités externes au Goupe EDF, Messieurs Chorin, Pesteil et Villota, administrateurs élus par les salariés. Le Comité veille à la prise en compte de la réflexion éthique dans les travaux du Conseil d'administration et dans la gestion de la Société. Il examine :

- le rapport annuel hors états financiers (rapport d'activité et rapport sur le développement durable) ;
- le rapport d'activité du délégué à l'éthique et à la déontologie ;
- les rapports du médiateur et de l'Inspecteur Général pour la sûreté nucléaire et la radioprotection.

De plus, le Comité d'éthique réalise chaque année un bilan du fonctionnement du Conseil d'administration et de l'application de son règlement intérieur, et propose des sujets de réflexion.

Le taux de participation au Comité d'éthique en 2006 a été de 94,4 % pour six réunions.

Le Comité a notamment poursuivi son travail de réflexion sur la politique de partenariat avec les prestataires du nucléaire. Il a également étudié la gestion des déchets nucléaires, la politique en matière de santé-sécurité, ainsi que la mise en œuvre du code de bonne conduite du distributeur qui permet de s'assurer que toutes les dispositions ont été prises pour garantir l'absence de pratiques discriminatoires en matière d'accès des tiers au réseau.

16.5.5 Comité des nominations et des rémunérations

Le Comité des nominations et des rémunérations est composé de trois administrateurs choisis par le Conseil d'administration. Il est présidé par Monsieur Schweitzer, administrateur nommé par l'Assemblée générale des actionnaires et personnalité externe au Groupe EDF. Les deux autres membres sont Monsieur Dangeard, administrateur nommé par l'Assemblée générale des actionnaires et également personnalité externe au Groupe EDF et Monsieur Bézard, administrateur représentant l'Etat. Le Comité transmet au Conseil d'administration des propositions en vue de la nomination d'administrateurs par l'Assemblée générale, adresse au Ministre de l'économie, des finances et de l'industrie un avis sur la rémunération du Président-Directeur Général, examine la rémunération des Directeurs Généraux délégués (DGD).

Il transmet au Conseil d'administration son avis sur les modalités de fixation de la rémunération des principaux dirigeants (part fixe et part variable, mode de calcul et indexation), ainsi que sur le montant et les modalités de répartition des jetons de présence. Il s'assure de l'existence de tables de succession pour les postes du Comité Exécutif.

Il s'est réuni une fois en 2006.

16.6 - DÉMARCHE ÉTHIQUE

La démarche éthique d'EDF, présentée pour la première fois au Conseil d'administration du 26 mars 2003 et coordonnée par le Délégué à l'éthique et à la déontologie, consiste en la diffusion et l'appropriation d'une charte éthique centrée sur cinq valeurs : respect de la personne, respect de l'environnement, performance, solidarité et intégrité.

La charte développe les engagements éthiques du Groupe à l'égard des parties prenantes (principes d'action collective) ainsi qu'un code de conduite individuelle (Mémento éthique). Ces valeurs sous-tendent les engagements sociaux, « sociétaux » et environnementaux de l'entreprise, particulièrement le Pacte mondial de l'ONU, l'Agenda 21 et l'Accord de responsabilité sociale du Groupe EDF signé le 24 janvier 2005. La démarche est déclinée par le management dans l'ensemble des composantes du Groupe.

La charte éthique est accessible sur les sites internet d'EDF.

Un dispositif d'alerte éthique a été mis en place en janvier 2004 qui permet d'interpeller le délégué éthique sur toute question, alerte ou plainte à caractère éthique. Ce dispositif présente l'originalité d'être ouvert non seulement aux salariés de l'entreprise mais aussi aux partenaires extérieurs et aux clients.

16.7 - CHARTE DE DÉONTOLOGIE BOURSIÈRE

Faisant suite à l'introduction en bourse de la Société en novembre 2005, EDF a adopté en mars 2006 une charte de déontologie visant à faire respecter les principes et règles en vigueur ainsi que les recommandations émises par les autorités boursières dans le domaine de la gestion des risques liés à la détention, à la divulgation ou à l'exploitation éventuelle d'informations privilégiées.

A cette fin, le Groupe EDF a notamment décidé de fixer des périodes d'abstention (« *black out* ») pendant lesquelles les personnes initiées, au sens de l'article L. 465-1 du Code monétaire et financier, ne sont pas autorisées à acheter ou à vendre, ou à réaliser des opérations sur les titres EDF.

Les périodes de « *black out* » sont des périodes de courte durée, prévisibles, pendant lesquelles des informations significatives et non publiques concernant le Groupe EDF circulent au sein de celui-ci. Ces périodes s'étendent :

- entre le 25ème jour inclus du dernier mois de chaque trimestre et le jour inclus de la publication du communiqué concernant, selon les cas, les comptes annuels, les comptes semestriels ou le chiffre d'affaires trimestriel d'EDF ; et/ou
- entre la date avérée de connaissance par le titulaire d'une information privilégiée et la date à laquelle cette même information est portée à la connaissance du public.

16.8 - CONTRÔLE INTERNE

16.8.1 Rapport du Président du Conseil d'administration

En application des dispositions de l'article L. 225-37 du Code de commerce, le Président du Conseil d'administration doit rendre compte dans un rapport joint au rapport de gestion du Conseil d'administration, des conditions de préparation et d'organisation des travaux du Conseil, ainsi que des procédures de contrôle interne mises en place par la Société.

16.8.2 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 d'EDF pour ce qui concerne les procédures de contrôle interne relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière

Ce rapport est reproduit en Annexe B.

16.9 - CONFORMITÉ AU RÉGIME DE GOUVERNEMENT D'ENTREPRISE EN VIGUEUR EN FRANCE

Sous réserve de ce qui figure ci-dessous, EDF adhère aux principes du gouvernement d'entreprise des sociétés cotées énoncés dans le rapport Medef/AFEP d'octobre 2003 et en particulier aux principes clés du gouvernement d'entreprise liés à :

- la responsabilité et l'intégrité des dirigeants et des administrateurs ;
- l'indépendance du Conseil d'administration ;
- la transparence et la diffusion de l'information ; et
- le respect des droits des actionnaires.

Dans le cadre légal spécifique qui est le sien, EDF s'est ainsi attachée à mettre en œuvre les recommandations de ce rapport, notamment à travers l'adoption par le Conseil d'administration d'un Règlement Intérieur qui fixe les principes directeurs de son fonctionnement et les modalités selon lesquelles il exerce sa mission (voir section 16.1 (« Attributions du Conseil »)) et la création de comités spécialisés.
Compte tenu des règles légales particulières qui régissent la composition du Conseil d'administration (voir section 14.1.1 (« Composition du Conseil d'administration »)), EDF ne se conforme pas entièrement aux recommandations du rapport Medef/AFEP en ce qui concerne le nombre d'administrateurs indépendants au sein du Conseil d'administration. En effet, en vertu de ces règles particulières, le Conseil d'administration comporte, compte tenu d'un total de 18 membres, 12 administrateurs (dont 6 représentants de l'Etat et 6 représentants des salariés ou des actionnaires salariés) qui ne peuvent, par définition, répondre aux critères d'indépendance retenus dans le rapport Medef/AFEP.

17 Salariés/Ressources humaines

17.1 EFFECTIFS 184
17.2 LE STATUT DU PERSONNEL DES INDUSTRIES ÉLECTRIQUES ET GAZIÈRES 186
17.3 ORGANISATION ET TEMPS DE TRAVAIL 186
17.4 COMPÉTENCES, FORMATION ET MOBILITÉ 186
17.5 ÉGALITÉ DES CHANCES 187
17.6 DIALOGUE SOCIAL ET REPRÉSENTATION DU PERSONNEL 188
17.7 SANTÉ ET SÉCURITÉ 190
17.8 RÉGIME DES RETRAITES ET RÉGIME COMPLÉMENTAIRE MALADIE 190
17.9 POLITIQUE DE RÉMUNÉRATION 191

En matière de ressources humaines, le Groupe EDF est confronté à un certain nombre de défis majeurs, pour adapter ses politiques au contexte de l'ouverture des marchés et aux objectifs de performance du Groupe, tout en maintenant la cohésion sociale interne et l'adhésion aux valeurs de l'entreprise plus que jamais nécessaire dans cette période de changements profonds.

Trois axes majeurs structurent les politiques de ressources humaines du Groupe :

- adapter en permanence les emplois et les compétences nécessaires à la réussite du Projet Industriel et à l'évolution des métiers tout en poursuivant une politique active d'optimisation des ressources ;
- mobiliser les salariés dans l'ensemble du Groupe notamment en leur offrant des conditions de travail et d'évolution professionnelle attractives ;
- promouvoir le dialogue social partout dans le Groupe notamment à travers la mise en œuvre de l'accord RSE (voir section 17.6.3 (« Dialogue social et représentation du personnel Groupe ») ci-dessous).

17.1 - EFFECTIFS

Effectifs du Groupe

Les effectifs consolidés du Groupe EDF s'élevaient à 156 524 personnes au 31 décembre 2006 dont 106 565 pour EDF (y compris RTE-EDF Transport) et 49 959 pour ses filiales et participations en France et à l'étranger qui sont retenues dans le périmètre de consolidation.

Le tableau ci-dessous indique l'évolution des effectifs physiques de chacune des filiales et participations du Groupe, pondérés par le pourcentage de consolidation financière au cours des trois derniers exercices :

Effectifs Groupe	Au 31 décembre					
	2004		2005		2006	
	(Nombre)	%	(Nombre)	%	(Nombre)	%
EDF France (*)	110 561	69	109 494	68	106 565	68
Filiales	50 749	31	52 066	32	49 959	32
TOTAL	**161 310**	**100**	**161 560**	**100**	**156 524**	**100**

(*) Les effectifs d'EDF France incluent le personnel d'EDF et de RTE-EDF Transport (y compris les salariés non soumis au statut des IEG au sein d'EDF et de RTE-EDF Transport).

Effectifs d'EDF

Depuis environ 20 ans, les effectifs d'EDF ont diminué tous les ans, sauf en 2000 où ils ont légèrement augmenté à la suite des embauches liées à la mise en place de l'accord sur la réduction du temps de travail.

Le tableau ci-dessous indique la répartition des effectifs d'EDF France entre les différentes Directions/Filiales au 31 décembre 2006 :

Effectifs EDF France(*)	2004	2005	2006
Domaine Régulé			
Distribution	48 642	48 011	46 352
RTE – EDF Transport	8 276	8 313	8 333
Domaine non régulé			
Production et Ingénierie	36 690	36 600	35 233
Commerce	6 243	6 114	6 092
Fonctions centrales	9 612	9 519	9 601
CDI et CDD non statutaires	1 098	937	954
TOTAL	**110 561**	**109 494**	**106 565**

(*) Les effectifs d'EDF France incluent le personnel d'EDF et de RTE – EDF Transport (y compris les salariés non soumis au statut des IEG au sein d'EDF et de RTE – EDF Transport).

Les effectifs « Distribution » comprennent les effectifs d'EDF et Gaz de France Distribution (54 895 à fin décembre 2006) qui se décomposent en salariés 100 % électricité (environ 26 030), en salariés 100 % gaz (environ 7 706) et en une quote-part de salariés affectés à des activités mixtes électricité et gaz (environ 21 159 avec une clé de répartition électricité/gaz à raison de 75/25). A cela, il convient d'ajouter les effectifs du réseau de distribution d'électricité (ERD — 100 % EDF) et des systèmes électriques insulaires (SEI) qui sont à 98 % électricité soit respectivement 1 265 et 3 275.

Effectifs des filiales

Le tableau ci-dessous indique la répartition des effectifs (part du groupe), des filiales et participations retenues dans le périmètre de consolidation au 31 décembre 2006 :

Effectifs filiales consolidés (hors RTE – EDF Transport)	2004	2005	2006
Filiales France :			
(dont Electricité de Strasbourg, TIRU, EDEV)	2 490	2 452	2 618
EDF Energy (UK)	10 430	11 238	12 320
EDF Trading (UK)	239	283	329
EnBW (Allemagne)	8 692	8 129	9 743
Edison		1 528	1 507
Dalkia International	11 056	12 952	14 866
Autres filiales étrangères	17 842	15 484	8 576
Europe de l'Est	*6 394*	*6 354*	*5 905*
Europe de l'Ouest et Méditerranée Afrique	*1 884*	*1 833*	*1 909*
Asie Pacifique	*308*	*324*	*325*
Amérique	*6 927*	*4 381*	*437*
Autres	*2 329*	*2 592*	*0*
TOTAL	**50 749**	**52 066**	**49 959**

17.2 - LE STATUT DU PERSONNEL DES INDUSTRIES ÉLECTRIQUES ET GAZIÈRES

Au 31 décembre 2006, la quasi-totalité du personnel d'EDF relève du statut du personnel des industries électriques et gazières (IEG)[62]. 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 portant nationalisation de l'électricité et du gaz. Il concerne le personnel en activité et le personnel retraité et pensionné des entreprises de la branche des IEG.

Conformément aux dispositions de l'article L. 134-1 du Code du travail, les dispositions 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. De plus, 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, auxquelles doivent se conformer toutes les entreprises du secteur (y compris les sociétés étrangères pour l'exercice de leur activité en France).

17.3 - ORGANISATION ET TEMPS DE TRAVAIL

Depuis le 1er octobre 1999, la durée du travail est de 35 heures par semaine avec un fonctionnement des services sur 5 jours au minimum.

A fin décembre 2006, 22,5 % du personnel ont opté pour une réduction collective ou individuelle du temps de travail avec une compensation partielle de la perte de salaire.

Par ailleurs, afin d'assurer la continuité de l'exploitation de nos installations ou de rétablir dans les délais les plus brefs la fourniture d'électricité en cas de défaillance technique, une partie du personnel d'EDF travaille en service continu 365 jours par an et une autre partie assure une astreinte, en dehors des heures ouvrables.

17.4 - COMPÉTENCES, FORMATION ET MOBILITÉ

La gestion des compétences est un enjeu décisif pour la compétitivité du Groupe à la fois en termes de performance économique et de professionnalisme. Ceci est particulièrement vrai dans un contexte d'ouverture totale du marché à la concurrence en 2007 et d'importants départs en retraite. C'est pourquoi la formation et la mobilité sont les deux principaux outils de la gestion de l'emploi. Ceci explique qu'EDF, qui opère dans un contexte de métiers à haute technicité, a toujours consacré un budget important à la formation des salariés, afin d'accompagner en permanence les évolutions et les parcours professionnels.

Le tableau ci-dessous illustre l'importance de cet effort de formation au sein d'EDF et de RTE-EDF Transport :

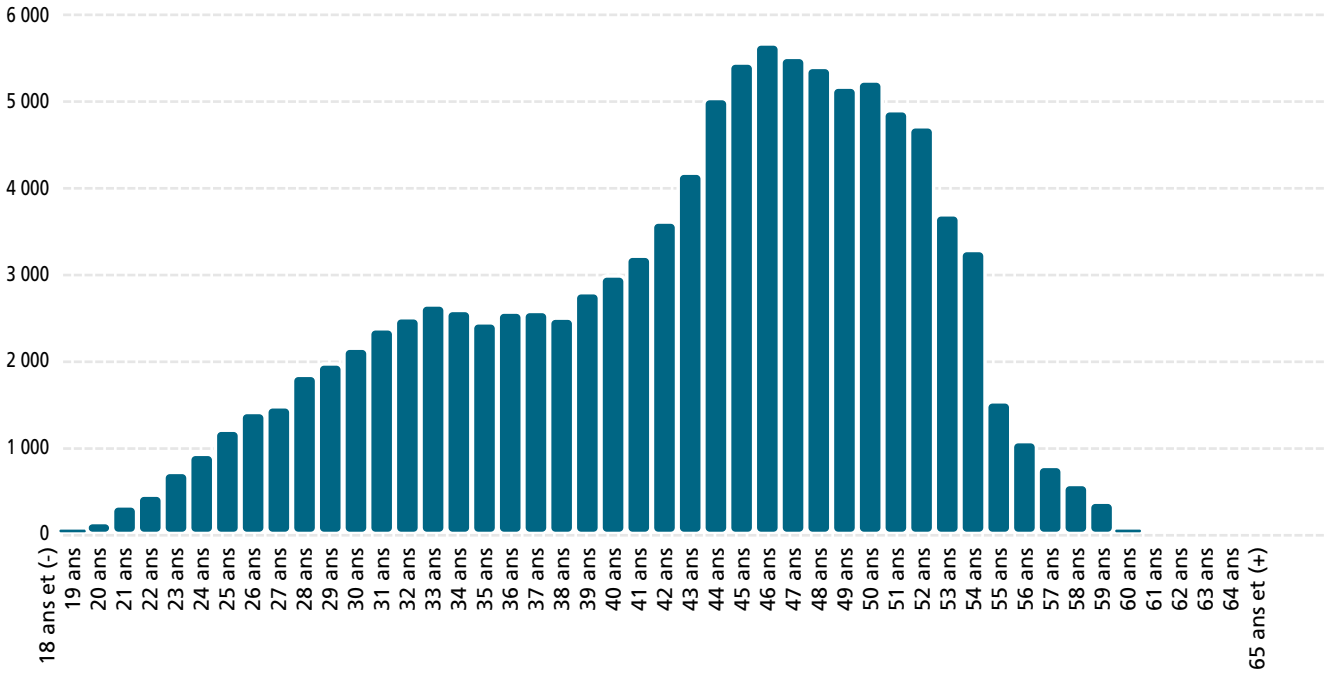
	2004	2005	2006
% de la masse salariale consacrée à des actions de formation	*8,13*	*6,9*	*6,17*
Nombre d'heures de formation effectuées par salarié	*37*	*35*	*39*

Des départs en retraite importants vont nécessiter le renouvellement du personnel hautement qualifié aussi bien dans la Production et l'Ingénierie que dans la Distribution. En effet, du fait d'une pyramide des âges déséquilibrée (plus de 60 % des salariés ont plus de 40 ans), les équipes d'exploitation et de maintenance dans ces deux métiers cœurs d'EDF vont être confrontées au départ en retraite de près de la moitie des effectifs entre 2008 et 2015. Ces départs à la retraite dans les années à venir constituent une opportunité pour adapter le nombre et les profils des salariés aux enjeux d'EDF aussi bien sur le court terme que le moyen terme.

[62] *Le personnel de certaines filiales françaises du Groupe relève également du statut des IEG (par exemple Electricité de Strasbourg).*

Le graphique ci-dessous présente la pyramide des âges au 31 décembre 2006 :

Histogramme des âges EDF SA & RTE
Effectif statutaire au 31 décembre 2006



En matière de recrutement, EDF et RTE-EDF Transport ont embauché 968 personnes en 2006. Le rythme de recrutement devrait être sensiblement plus élevé en 2007 (1 450) qu'en 2006 et continuera à croître au moins jusqu'en 2009.

Toutefois, les embauches ne concourent qu'en partie au renouvellement des compétences des métiers d'appel. C'est pourquoi EDF a mis en place un large programme de redéploiement de ses métiers en décroissance (tertiaire, fonctions centrales) vers les métiers d'appel.

A cet effet, un important programme de formation soutiendra ces reconversions. Pour les quelques situations où les reconversions seraient trop complexes ou trop coûteuses, EDF a mis en place un dispositif de congé de fin de carrière pour l'exercice 2006 qui a concerné environ 540 salariés. EDF a décidé fin janvier 2007 de renouveler ce dispositif pour l'année 2007.

Conformément aux objectifs annoncés, le taux de remplacement (recrutements / départs à la retraite) s'est établi à moins d'un sur trois en 2006 ; pour la période 2007 - 2009, ce taux de remplacement applicable aux 12 750 départs prévus devrait être légèrement inférieur à la moitié et devrait ainsi permettre de poursuivre la maîtrise de la masse salariale et l'amélioration de la productivité.

17.5 - ÉGALITÉ DES CHANCES

Apprentissage

L'apprentissage est l'une des voies de formation par l'alternance choisie par EDF pour répondre au besoin de renouvellement de ses compétences internes et celles de ses principaux partenaires industriels. L'apprentissage vise à offrir à des jeunes et notamment parmi les moins favorisés la possibilité de s'engager dans la vie active avec des atouts reconnus : un diplôme et une expérience professionnelle.

EDF a confirmé son engagement en faveur de la formation en alternance en annonçant l'accueil de 3 000 jeunes en alternance (apprentissage et contrats de professionnalisation) à l'horizon 2008, soit environ 3 % des effectifs de l'entreprise.

EDF aura ainsi doublé, en 3 ans, le nombre de contrats en alternance formés au sein de l'entreprise.

L'apprentissage concerne tous les métiers du Groupe notamment la production, la distribution et le commerce ainsi que tous les niveaux de diplômes du secteur général et du secteur technique, y compris ceux qui relèvent de l'enseignement supérieur.

Si une partie des jeunes en apprentissage a vocation à être embauché par EDF afin de participer au renouvellement des compétences, une autre partie pourra trouver un emploi parmi nos prestataires qui sont confrontés à la même problématique du renouvellement des compétences.

Au total, à fin 2006, près de 2 000 jeunes bénéficient d'un contrat en alternance avec EDF (contrats d'apprentissage et contrats de professionnalisation) et 96 % des jeunes concernés ont obtenu leur diplôme en juin 2006.

Solidarité / Seniors

EDF a innové en matière de recrutement des seniors à travers un programme adapté d'embauche, sous forme de contrats aidés, de personnes âgées de 50 ans ou plus et prioritairement chômeurs de longue durée. En 2006, 180 contrats ont été conclus dans le cadre de ce programme.

Diversité

Le Président d'EDF a signé le 1er juin 2006 un engagement pour promouvoir la diversité et l'égalité des chances dans l'entreprise et prévenir les discriminations. Des plans d'actions dédiés ont été mis en œuvre dans les différents métiers associés à un programme de sensibilisation des salariés aux représentations et aux stéréotypes liés à la diversité.

Fort de cet engagement, EDF a signé la Charte de la diversité le 22 septembre 2006.

Par ailleurs, EDF a répondu favorablement aux initiatives gouvernementales pour lever toutes restrictions en matière d'embauche relatives à l'âge et à la nationalité qui figuraient dans le statut. L'adaptation des textes réglementaires est en cours d'instruction en lien avec les pouvoirs publics.

Le 30 mars 2006, EDF a signé un accord triennal pour l'intégration professionnelle des personnes handicapées. L'entreprise s'est engagée à recruter dans ce cadre au minimum 4 % de personnes handicapées. En complément, EDF mène une action volontaire visant à accueillir chaque année plusieurs dizaines de jeunes apprentis handicapés.

Sous traitance

Dans la continuité de l'accord sur la Responsabilité Sociale d'Entreprise (RSE) du Groupe EDF, l'entreprise a signé en octobre 2006 un « accord sur la sous-traitance socialement responsable au sein d'EDF » avec trois de ses organisations syndicales (CFDT, CFTC et CFE-CGC). Cet accord met notamment en exergue la volonté de maintenir dans la durée des partenariats industriels et de services dans une logique qui dépasse les intérêts à court terme, afin que les prestataires puissent conforter leurs activités et renforcer leur capacité à se développer de manière durable au-delà de la seule passation de marchés ponctuels ou de court terme. Par cet accord, EDF s'engage avec les partenaires sous-traitants dans des actions concrètes et réalistes pour que leurs interventions s'effectuent dans les meilleures conditions d'emploi, de qualification, de travail et de santé – sécurité.

17.6 - DIALOGUE SOCIAL ET REPRÉSENTATION DU PERSONNEL

17.6.1 Dialogue social France

Un accord type « agenda social » pour la période 2006-2008 a été signé le 10 juillet 2006. Cet accord réaffirme la volonté des signataires d'entretenir au sein de l'entreprise un dialogue social fondé sur le développement de la négociation collective.

L'Agenda Social met l'accent sur la nécessité de parvenir à des accords collectifs dans les domaines qui permettront de :

- **placer tous les salariés d'EDF au coeur de la performance de l'entreprise** en permettant à chacun d'assurer la consolidation ou le renouvellement de ses compétences à un haut niveau. Dans le prolongement de l'observatoire national des métiers déjà créé, une négociation est prévue sur la mise en oeuvre des processus de gestion prévisionnelle des emplois et des compétences pour concilier la vision prospective des métiers, l'adaptation des compétences et l'évolution des parcours professionnels ;
- **permettre à chacun d'exercer son activité professionnelle dans les meilleures conditions** en privilégiant notamment l'émergence de nouvelles pratiques dans les domaines de la santé et de la sécurité au travail ;
- **promouvoir la diversité et lutter contre les discriminations** en renforçant notamment l'égalité professionnelle entre les femmes et les hommes, l'intégration professionnelle des personnes handicapées et l'engagement en faveur de la cohésion sociale. EDF s'est déjà ainsi efforcé de faciliter l'accès à l'emploi en recrutant jusqu'à 10 % de jeunes issus des quartiers en difficulté et encourage l'apprentissage en accueillant 1 600 personnes dans ce cadre.

17.6.2 La représentation du personnel en France

En vertu du statut national des IEG, EDF est dotée d'instances de représentation du personnel spécifiques depuis 1946 (organismes statutaires).

Le mode de représentation du personnel d'EDF est différent de celui de droit commun, tel qu'il résulte des lois Auroux de 1982. L'article 28 de la loi du 9 août 2004 a prévu un délai de 3 ans pour adapter ces institutions, prolongé jusqu'au 31 décembre 2007 par l'article 67 de la loi du 5 mars 2007.

L'objectif de cette adaptation est de substituer aux actuels organismes statutaires de représentation du personnel le système de droit commun concernant la mise en place d'un comité central d'entreprise, de comités d'établissements et de délégués du personnel. A noter qu'en accord avec les organisations syndicales, les élections de représentativité prévues initialement au quatrième trimestre 2006 ont été reportées en 2007 afin qu'elles puissent se dérouler dans le nouveau cadre issu de la concertation.

A la suite d'un cadrage des pouvoirs publics intervenu à l'été 2005 puis d'une concertation de branche menée en 2006 et bien que le décret d'application ne soit pas publié à ce jour, la négociation d'entreprise a été lancée en janvier 2007 afin de mettre en place les nouvelles instances représentatives du personnel dans les délais impartis.

Jusqu'à présent les salariés d'EDF ont toujours participé à hauteur d'au moins 80 % aux élections professionnelles.

La CCAS

La gestion des activités sociales et culturelles est dévolue, contrairement au droit commun, à des organismes spécifiques au niveau de la branche des IEG :

- la Caisse Centrale d'Activités Sociales (CCAS) qui gère les activités au plan national ;
- les 106 Caisses Mutuelles Complémentaires et d'Action Sociales (CAS) qui administrent les activités sociales et culturelles de proximité ou décentralisées. Actuellement, les 106 CAS gèrent également le régime complémentaire maladie des IEG et effectuent les remboursements des prestations maladies (part Sécurité sociale) sur délégation des CPAM.
- le Comité de Coordination des CAS. Il représente les CAS au plan national. Il est chargé de répartir les ressources entre la CCAS (71 % du 1 % versé par les entreprises de la branche) et les 106 CAS (29 %).
- les attributions des CAS et du Comité de Coordination des CAS concernant le régime complémentaire maladie vont évoluer au premier semestre 2007 à la suite des négociations conduites au sein de la branche des IEG sur ce sujet entre mars et septembre 2006 (voir section 17.8.2 (« Régime complémentaire maladie des IEG »)).

Le financement des activités sociales des IEG est assuré par un prélèvement de 1 % sur les recettes d'exploitation des entreprises assurant la distribution du gaz et de l'électricité, c'est-à-dire pour l'essentiel sur le chiffre d'affaires d'EDF, de Gaz de France et des entreprises locales de distribution. En 2006, le montant comptabilisé par EDF et RTE-EDF Transport au titre du 1 % est de 309,5 millions d'euros (288[63] millions en 2005, 290 millions d'euros en 2004). S'ajoutent à cela et conformément aux dispositions de l'article R. 432-2 du Code du travail, des dépenses liées au transport, à la restauration et au logement qui s'élèvent à 127 millions d'euros en 2006.

La CCAS est dotée de la personnalité morale et elle est pleinement indépendante. Elle est administrée exclusivement par les représentants du personnel, et est placée sous la tutelle des pouvoirs publics. Ni EDF, ni aucune autre entreprise de la branche des IEG n'y est représentée.

17.6.3 Dialogue social et représentation du personnel Groupe

Dans les autres sociétés du Groupe, notamment à l'étranger, la représentation du personnel est organisée selon les lois et règlements applicables localement.

Instances de dialogue social

Depuis fin 2001, le Groupe a mis en place un Comité d'Entreprise Européen (CEE), consulté sur les politiques majeures du Groupe. En mai 2005, une révision de l'accord a permis d'apporter de nouvelles dispositions au fonctionnement de cette instance. Le CEE du Groupe EDF est aujourd'hui composé de 33 membres titulaires et est informé sur les stratégies économique, financière et sociale du Groupe.

A travers ses groupes de travail, le CEE a été à l'initiative d'un certain nombre de réflexions pour engager l'élaboration de politiques de ressources humaines à l'échelle internationale notamment dans le domaine de la santé-sécurité au sein des différentes sociétés du Groupe en Europe ou relatives à l'ouverture de la négociation de l'accord sur la responsabilité sociale du Groupe EDF.

Le Comex a acté le principe de créer un Comité de Groupe France pour lequel une négociation avec les organisations syndicales interviendra en 2007 pour une mise en place au deuxième semestre 2007.

Accord sur la responsabilité sociale d'entreprise

L'accord RSE d'EDF a été négocié, puis signé le 24 janvier 2005 par l'ensemble des représentants des salariés et organisations syndicales des principales sociétés du Groupe, ainsi que par les quatre fédérations syndicales internationales du secteur d'activité.

Cet accord permet de doter le Groupe d'un socle d'engagements partagés et d'orientations communes qui s'appliquent à EDF et dans l'ensemble des sociétés qu'elle contrôle dans le respect du principe de subsidiarité. Pour le Groupe, cet accord permet de contribuer à l'amélioration durable des performances, à la construction d'une identité de Groupe, au renouvellement et à l'élargissement des thèmes de dialogue social.

En application de cet accord, un bilan de mise en œuvre est réalisé et présenté chaque année à une instance spécifiquement créée à cet effet : le Comité de Dialogue sur la Responsabilité Sociale du Groupe. Le bilan de la 1ère année de déploiement de l'accord RSE montre que, malgré des contextes économiques, sociaux et culturels très différents, les sociétés du Groupe se situent déjà à un bon niveau de respect des engagements pris. En outre, un dialogue social a été engagé dans l'ensemble des sociétés pour identifier de façon concertée, les modalités de mise en œuvre locale et les initiatives à entreprendre de façon prioritaire, 7 thèmes transverses au Groupe feront l'objet d'un approfondissement au sein du Comité en lien avec le management : santé et sécurité des travailleurs, parcours professionnels mobilité et restructurations industrielles, lutte contre les discriminations, actions en direction des clients démunis, relations avec les sous-traitants, efficacité énergétique, intégration des personnes en situation de handicap.

[63] La mention de « 266 millions d'euros en 2005 » figurant dans le Document de Référence 2005 du Groupe EDF constituait une erreur d'impression que le chiffre de 288 millions d'euros entend corriger.

17.7 - SANTÉ ET SECURITÉ

Le Groupe opère dans un secteur à haute technologie et à risques. La santé et la sécurité de ses salariés et de ses prestataires externes sont en conséquence un enjeu majeur de l'entreprise.

Elaborée en octobre 2003, la politique santé sécurité d'EDF en France est le fruit d'une large concertation avec l'ensemble des acteurs (encadrement, experts, médecins, représentants du personnel) d'EDF. Elle s'inscrit dans les valeurs de respect de la personne qu'elle place au cœur des organisations.

Le Comité National d'Orientation et de Suivi a procédé à une revue annuelle de la politique santé sécurité pour s'assurer de son déploiement, analyser les résultats, vérifier l'efficacité des dispositions retenues et proposer des améliorations.

Le plan d'actions et de progrès pour 2006 a concerné les thèmes suivants : une meilleure collecte des indicateurs en matière d'accidents du travail au sein du Groupe et des prestataires, les risques psychosociaux, les risques électriques, les travaux en hauteur, l'entretien et le contrôle des vêtements de travail, le secourisme et le tabagisme.

Accidents du travail

Depuis 10 ans, EDF a mené un effort très important de prévention et de formation qui lui a permis de réduire de manière très significative le taux d'accidents du travail avec arrêt.

Les résultats 2006 placent EDF, pour la cinquième année consécutive, à un taux de fréquence inférieur à 5.

Le taux de gravité pour 2006 reste d'environ 0,2 (nombre de jours, décomptés dans l'année en cours, d'arrêts calendaires liés à des accidents (y compris ceux consécutifs aux accidents des années antérieures) par milliers d'heures travaillées).

Amiante

Dans le passé, le Groupe EDF a utilisé des produits, des matériaux et des installations contenant de l'amiante.

La substitution des matériaux contenant de l'amiante dans les établissements et installations d'EDF a commencé dès la fin des années 80, et tous les matériaux contenant de l'amiante ont été traités conformément à la réglementation en vigueur. EDF a mis en place des mesures d'information et des modalités de protection des salariés et des tiers intervenant dans l'entreprise conformément à la réglementation en vigueur.

EDF a signé le 15 juillet 1998 un accord (réactualisé en juin 2002) pour la prévention et la réparation de l'exposition au risque amiante avec l'ensemble des fédérations syndicales. Suite à cet accord, EDF a mis en place un dispositif de préretraite pour les travailleurs effectivement reconnus comme étant atteints d'une maladie professionnelle liée à l'amiante, à instaurer une aide et un complément de pension bénévoles financés par EDF et à fournir un accompagnement social des salariés malades et de leurs familles grâce à une information et un soutien dans les démarches d'indemnisation.

Pour une description de procédures en cours, voir section 20.6 (« Procédures judiciaires et d'arbitrages ») ci-dessous.

17.8 - RÉGIME DES RETRAITES ET RÉGIME COMPLÉMENTAIRE MALADIE

17.8.1 Régime spécial de retraite

Le régime de retraite des industries électriques et gazières est un régime spécial de sécurité sociale. Défini dans le cadre du statut du personnel des IEG, le régime spécial s'applique à tout le personnel de la branche professionnelle des IEG. Il a fait l'objet d'une réforme par la Loi du 9 août 2004 portant à la fois sur le financement et sur la gestion du régime. Ainsi, depuis le 1er janvier 2005, le régime spécial de retraite est géré par la Caisse nationale des IEG (« CNIEG »). Cette caisse prend désormais en charge non seulement les risques vieillesse, mais également les risques accidents du travail, maladies professionnelles, invalidité et décès ainsi que les avantages familiaux versés aux inactifs.

Le titre IV de la Loi du 9 août 2004 et ses décrets d'application fixent les principes suivant en matière de financement du régime spécial de retraite des IEG à compter du 1er janvier 2005 :

La pension unique versée par la CNIEG à chaque retraité des IEG est financée :

- pour partie par la CNAVTS, l'AGIRC et l'ARRCO dans le cadre des conventions financières qui ont défini les conditions de l'adossement du régime spécial des IEG aux régimes obligatoires de droit commun. La CNIEG verse aux régimes de droit commun les cotisations acquittées par les salariés et les employeurs de la branche des IEG. En contrepartie, la CNIEG reçoit de ces régimes, les prestations que ceux-ci auraient versées aux anciens salariés (inactifs) des entreprises des IEG s'ils avaient été affiliés aux régimes de droit commun dits régimes de base ;
- pour partie par le produit de la contribution tarifaire d'acheminement (« CTA ») perçue sur les prestations de transport et de distribution de gaz et d'électricité en déduction du tarif de vente ;
- pour le solde, qui correspond aux droits spécifiques liés au régime complémentaire de retraite des IEG, par les employeurs.

La réforme a été totalement neutre pour les régimes de droit commun, pour les consommateurs d'énergie et pour le budget de l'Etat.

17.8.2 Régime complémentaire maladie des IEG

Le statut des IEG a confié la gestion du régime spécial maladie, régime légal et obligatoire de sécurité sociale, aux seuls représentants du personnel. Le régime est géré par des représentants du personnel élus. Sa gestion est actuellement exercée par les 106 Caisses Mutuelles Complémentaires et d'Action Sociale (CAS) et le comité de coordination.

Le régime est placé sous la tutelle de l'Etat qui s'assure du respect des textes statutaires, fixe les règles, le niveau des cotisations et des prestations et arrête la liste des CAS par voie réglementaire.

A la suite du droit d'opposition exercé par trois fédérations syndicales en janvier 2005 à l'encontre d'un accord de branche incluant un volet relatif à l'évolution du régime spécial d'assurance maladie des IEG, le Gouvernement a pris des dispositions réglementaires pour garantir la continuité des remboursements et éviter aux entreprises d'avoir à constituer dans leurs comptes des provisions très élevées au titre des engagements sociaux maladie envers les retraités (décrets n° 2005-126 du 15 février 2005 et n° 2005-127 du 15 février 2005).

Une nouvelle négociation de branche a été conduite de mars à septembre 2006 visant notamment à préserver et sécuriser, pour les agents actifs et inactifs des industries électriques et gazières, le régime spécial de sécurité sociale en matière d'assurance maladie, en faisant évoluer l'organisation, la gestion et la gouvernance du régime.

Un relevé de propositions a été transmis aux autorités de tutelles en septembre 2006 pour une transposition réglementaire en 2007. La parution des décrets au Journal Officiel du 31 mars 2007 permet la création de la Caisse d'Assurances Maladie des Industries Electriques et Gazières en date du 1er avril 2007. Ces décrets sont conformes à la position des employeurs exprimée dans le relevé de propositions de septembre 2006.

L'organisation de la CAMIEG sera connue le 1er octobre 2007 (structure nationale, antennes locales, nombre de salariés mis à disposition). Jusqu'à cette date, les CAS resteront les interlocuteurs des assurés.

Afin d'améliorer la couverture maladie globale des salariés des IEG et de la rendre comparable avec celle des grands groupes français, une nouvelle négociation de branche s'ouvrira au cours du second trimestre 2007 en vue de la mise en place en 2008 d'une couverture maladie supplémentaire. Cette couverture maladie, qui sera obligatoire pour les actifs et cofinancée par les employeurs, restera facultative pour les retraités.

17.9 - POLITIQUE DE RÉMUNÉRATION

Pour attirer, motiver et fidéliser les compétences qui permettront de répondre à ses enjeux, EDF développe une politique de rémunération globale positionnant l'entreprise sur les bonnes pratiques observées dans les secteurs comparables.

Cette politique de rémunération globale porte sur :

- la reconnaissance des responsabilités et des résultats obtenus : politique salariale ;
- la reconnaissance de la performance collective à travers l'intéressement ;
- l'offre d'épargne salariale et la politique d'abondement ;
- l'actionnariat salarié ;
- les avantages sociaux.

17.9.1 Politique salariale

Dans le respect de l'équilibre économique et des budgets fixés, la politique salariale est guidée par le souci de reconnaître de façon équitable la contribution de chacun à la réussite d'EDF.

Pour 2006 et 2007 un accord salarial a été conclu au sein de la branche des IEG ; il permet d'offrir une progression moyenne du pouvoir d'achat des salariés d'au moins 2 % pour les deux années, et introduit une plus grande modulation des augmentations individuelles. Au niveau de l'entreprise, cela permet de renforcer le lien entre la contribution de chaque salarié et sa rétribution par l'entreprise.

Pour les cadres, la rémunération fixe annuelle est complétée par une part variable fondée sur l'évaluation et la reconnaissance de la performance individuelle ; ce principe a été étendu à certains salariés OETAM (Ouvrier, Employé, Technicien et Agent de Maîtrise).

En 2006 pour EDF, le salaire brut annuel moyen était de 34 102 euros (base 13 mois) et respectivement de 23 850, 30 481 et 51 473 euros pour les collèges exécution, maîtrise et cadre contre respectivement en 2005 : 23 301, 29 737 et 49 393. Ces données comprennent la prime de compensation cotisation retraite qui était de 3,95 % de la rémunération principale à fin 2005 et 3,35 % à fin 2006.

17.9.2 Intéressement

EDF met en place, via des accords triennaux, un intéressement pour ses salariés depuis 15 ans. Le dernier accord a été signé en juin 2005 et porte sur les années 2005 à 2007. Cet accord contient des dispositions particulières pour le calcul de l'intéressement dans le cas où EDF viendrait à bénéficier, par décision des pouvoirs publics, du régime légal de participation. Il prévoit notamment une modération de l'intéressement versé dans cette hypothèse.

Cet accord a permis de verser en 2006 aux salariés d'EDF et RTE-EDF Transport un montant de 105 millions d'euros au titre de l'exercice 2005, soit 2,96 % de la masse salariale.

Pour chaque bénéficiaire, l'intéressement est composé de trois parts basées sur des critères et des objectifs négociés au niveau de son unité, de sa direction/métier et du Groupe EDF. Les salariés communs à EDF et Gaz de France bénéficient de l'intéressement au prorata de leur activité consacrée à chacune des deux entreprises.

Les salariés ont le choix entre toucher l'intéressement, l'affecter au plan d'épargne du Groupe ou le verser dans un compte épargne temps.

En application de l'article L. 444-12 du Code du travail, le Conseil d'administration a décidé d'attribuer un supplément d'intéressement collectif au titre de l'exercice 2006. Les modalités de répartition sont celles prévues dans l'accord d'intéressement d'EDF, étant précisé qu'en cas de placement sur un plan d'épargne, le supplément d'intéressement est abondé dans les mêmes conditions que l'intéressement. Un montant de 100 millions d'euros a été provisionné à cet effet. Le versement interviendra en mai 2007.

17.9.3 Plan d'Epargne Groupe

Le Groupe a mis en place un plan d'épargne Groupe applicable à compter du 1er février 2005. Ce PEG est ouvert aux salariés d'EDF et des sociétés françaises du Groupe dont EDF détient directement ou indirectement au moins 40 % du capital ayant adhéré au PEG. L'ancien plan d'épargne entreprise EDF ne peut plus recevoir de nouveaux versements.

Cinq fonds communs de placement dont le FCPE en actions EDF sont ouverts à la souscription pour les salariés d'EDF. et de RTE-EDF Transport et totalisent un encours fin 2006 de 4,4 milliards d'euros.

Pour les exercices 2005, 2006 et 2007 les salariés d'EDF bénéficient des mêmes règles d'abondement que celles applicables dans le cadre des anciens plans. Les sommes issues de l'intéressement que les salariés affectent au PEG sont abondées à hauteur de 100 % et les versements volontaires sont abondés à hauteur de 60 % à concurrence de 610 euros et à hauteur de 35 % pour les 610 euros suivants, dans la limite du plafond global annuel par salarié fixé à 2 575 euros.

Sur l'exercice 2006, EDF et RTE-EDF Transport ont versé un abondement total brut de 98 millions d'euros.

17.9.4 Participation des salariés aux résultats de l'entreprise

A la date d'enregistrement du Document de Référence, EDF 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.

17.9.5 Compte-épargne temps (CET)

Dans le cadre de l'agenda social, une négociation sur les CET doit s'ouvrir en 2007 afin de mettre les dispositions actuelles d'EDF en conformité avec la loi Fillon n° 2005-296 du 31 mars 2005 et d'examiner les possibilités offertes par cette loi concernant l'utilisation du CET (monétisation).

A fin 2006, la valorisation des heures épargnées sur le compte-épargne temps par les salariés EDF et de RTE-EDF Transport détenteurs d'un CET s'élève à 289 millions d'euros.

17.9.6 Actionnariat salarié

Lors de l'ouverture du capital de la Société et plus particulièrement dans le cadre de l'Offre Réservée aux Salariés conformément à la loi n° 2004-803 du 9 août 2004 et à la loi n° 86-912 du 6 août 1986, 130 000 salariés et retraités du Groupe sont devenus actionnaires de la Société. La demande de souscription initiale a représenté 19,6 % du total de l'ouverture du capital, au-delà du plafond (15 %) fixé par la loi. 83 % des souscripteurs ont été intégralement servis.

Au terme du règlement-livraison des actions effectué le 30 janvier 2006, les salariés et anciens salariés du Groupe EDF détiennent aujourd'hui plus de 34,5 millions de titres EDF, soit 1,90 % du capital social du Groupe et 15 % du capital flottant. L'essentiel des titres acquis par les salariés (89 %) sont détenus dans le cadre du Plan d'Epargne Groupe, avec une durée de blocage de 5 ans.

En France, 75 % des salariés d'EDF et 57 % des salariés des services communs d'EDF et Gaz de France — qui avaient déjà bénéficié de l'offre Gaz de France en juin 2005 — sont devenus actionnaires. Dans les filiales concernées par l'opération en Europe, particulièrement au Royaume-Uni, Pologne et Hongrie, le taux de souscripteurs atteint les 50 %, témoignant d'un fort attachement au Groupe EDF.

17.9.7 Options de souscription et/ou d'achat d'actions

Néant.

17.9.8 Actions gratuites

Le Conseil d'administration du 20 février 2007 a décidé de proposer à l'Assemblée générale mixte du 24 mai 2007 d'adopter une résolution accordant au Conseil d'administration une délégation de compétence pour une durée de 12 mois aux fins de procéder à l'attribution gratuite d'actions ordinaires de la Société dans la limite de 0,2 % du capital social, au profit des membres du personnel ou des mandataire sociaux, ou certaines catégories d'entre eux, de la Société ou de sociétés ou groupements qui lui sont liés au sens de l'article L. 225-197-2 du Code de commerce.

18 Principaux actionnaires

18.1 RÉPARTITION DU CAPITAL ET DES DROITS DE VOTE 193
18.2 MARCHÉ DES TITRES DE LA SOCIÉTÉ 193
18.3 ACCORD DONT LA MISE EN ŒUVRE POURRAIT ENTRAÎNER UN CHANGEMENT DE CONTRÔLE 194

18.1 - RÉPARTITION DU CAPITAL ET DES DROITS DE VOTE

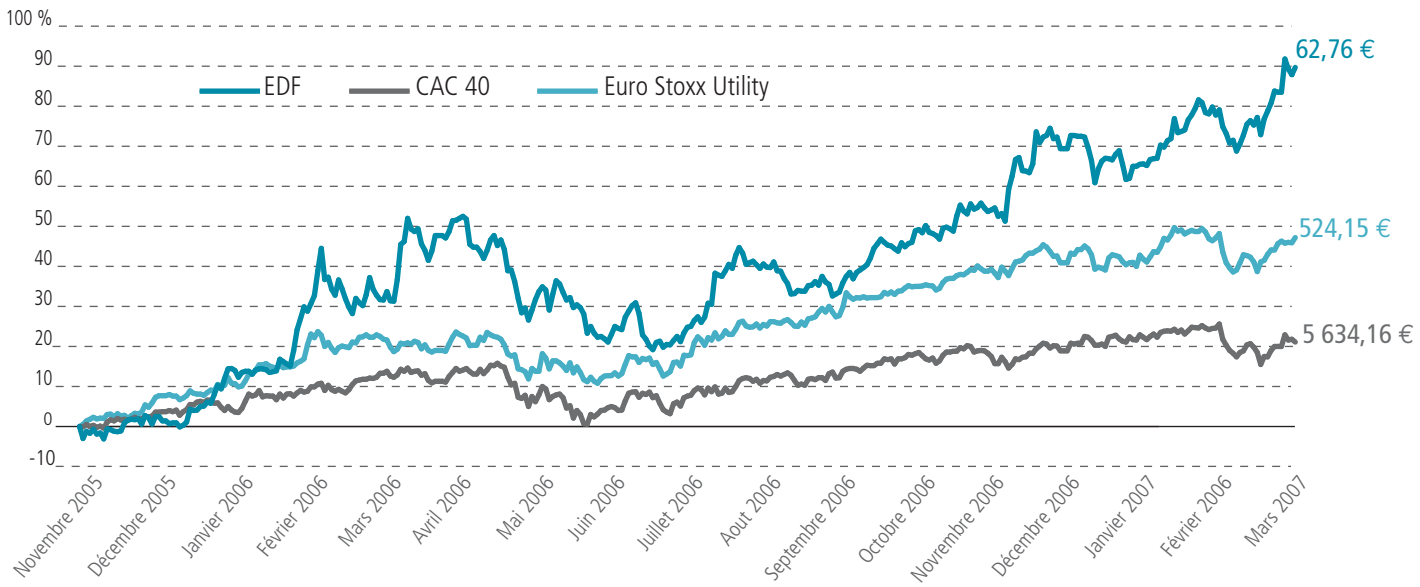
Au 3 janvier 2007, la répartition du capital social d'EDF était la suivante :

	Nombre d'actions et de droits de vote	%
Etat	1 591 146 279	87,3
Institutionnels et particuliers	196 403 559	10,8
Salariés EDF	34 621 252 (1)	1,9
TOTAL	**1 822 171 090**	**100**

(1) Dont 28 056 409 actions pour le FCPE « Actions EDF » du Plan d'Epargne Groupe EDF et du Plan d'Epargne Groupe EDF International.

18.2 - MARCHÉ DES TITRES DE LA SOCIÉTÉ

Depuis le 21 novembre 2005, les actions EDF sont admises aux négociations sur l'Eurolist d'Euronext Paris SA.
Le graphique ci-après présente l'évolution du cours de l'action de la société depuis cette date et jusqu'au 30 mars 2007 inclus.



Le tableau ci-après présente l'évolution du cours de l'action de la société de janvier 2006 au 30 mars 2007 inclus :

Période de cotation	Transactions		Cours de clôture (en euros)	
	en millions de titres	en millions d'euros [1]	Plus haut	Plus bas
Janvier 2006	36,8	1 292,3	36,65	32,10
Février 2006	49,6	2 021,1	46,24	36,32
Mars 2006	41,4	1 804,2	46,80	41,01
Avril 2006	36,0	1 705,8	48,80	45,27
Mai 2006	31,7	1 387,8	47,28	40,50
Juin 2006	33,8	1 369,3	43,65	38,75
Juillet 2006	26,7	1 051,3	41,88	38,13
Août 2006	27,1	1 198,1	46,30	40,72
Septembre 2006	24,5	1 060,6	44,33	42,44
Octobre 2006	23,0	1 067,9	48,05	44,31
Novembre 2006	21,2	1 033,1	49,87	46,99
Décembre 2006	52,3	2 781,5	55,85	50,95
Janvier 2007	28,8	1 526,1	55,15	51,50
Février 2007	24,4	1 375,6	58,10	54,35
Mars 2007[2]	28,4	1 640,6	62,76	54,03

(1) Les transactions en millions d'euros correspondent à la somme mensuelle des produits du nombre quotidien de titres échangés par le cours de clôture du même jour.

(2) Jusqu'à la clôture du 30 mars 2007.

(Source : Reuters)

Au cours de l'année 2006, l'action EDF a progressé de +73 %, le CAC 40 de +18 % et l'Euro Stoxx Utility de +35 %.
Au 31 décembre 2006 le cours de clôture de l'action EDF était de 55,20 euros (31,98 euros au 31 décembre 2005). Son cours de clôture le plus bas au cours de l'année 2006 a été de 32,10 euros le 2 janvier 2006, et son cours de clôture le plus haut de 55,85 euros le 19 décembre 2006.
La capitalisation boursière d'EDF au 31 décembre 2006 atteignait 100,6 milliards d'euros.

18.3 - ACCORD DONT LA MISE EN ŒUVRE POURRAIT ENTRAÎNER UN CHANGEMENT DE CONTRÔLE

A la connaissance d'EDF, il n'existe aucun accord dont la mise en œuvre pourrait, à une date ultérieure, entraîner un changement de contrôle.

19 Opérations avec des apparentés

19.1 RELATIONS AVEC L'ÉTAT 195
19.2 RELATIONS AVEC GAZ DE FRANCE 196
19.3 RELATIONS AVEC LE GROUPE AREVA 196
19.4 RELATIONS AVEC LES SOCIÉTÉS DU PÉRIMÈTRE DE CONSOLIDATION 196

Outre les informations figurant ci-après, le détail des opérations conclues par la Société avec des « parties liées » au titre de l'exercice 2006 est indiqué à la note 35 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2006.

19.1 - RELATIONS AVEC L'ÉTAT

Au 3 janvier 2007, l'Etat détenait 87,3 % du capital social et des droits de vote d'EDF. Tel que mentionné à la section 4.2.4 (« Risques liés à la structure et à la transformation du Groupe ») ci-dessus, les modifications du capital ne peuvent avoir pour effet de réduire la participation de l'Etat en dessous du seuil de 70 %.

L'Etat a ainsi la faculté, comme tout actionnaire majoritaire, de contrôler les décisions sociales requérant l'approbation des actionnaires. En particulier, l'Etat, en tant qu'actionnaire principal, peut, en pratique, déterminer l'issue du vote des actionnaires dans l'élection des administrateurs et plus généralement dans toute question soumise au vote de l'Assemblée générale.

L'Agence des Participations de l'Etat (« APE »), créée par le décret n° 2004-963 du 9 septembre 2004, exerce la mission de l'Etat en sa qualité d'actionnaire dans la Société et, à ce titre, propose et met en oeuvre les décisions et orientations de l'Etat, en liaison avec l'ensemble des ministères concernés.

Conformément à la législation applicable à toutes les entreprises dont l'Etat est l'actionnaire majoritaire, EDF peut être soumise à certaines procédures de contrôle par l'Etat, notamment au travers d'une mission de contrôle économique et financier, en application du décret n° 55-733 du 26 mai 1955 relatif au contrôle économique et financier de l'Etat et du décret n° 53-707 du 9 août 1953 relatif au contrôle de l'Etat sur les entreprises publiques nationales et certains organismes ayant un objet d'ordre économique ou social.

Un accord sur le suivi des investissements de croissance externe du Groupe EDF conclu entre l'Etat et le Groupe EDF le 27 juillet 2001 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. Par ailleurs, l'accord a mis en place une procédure de suivi des résultats de ces opérations de croissance externe.

EDF est également soumise aux procédures de contrôle de la Cour des comptes et du Parlement. Ainsi, 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. 111-4, 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. Enfin, 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 EDF aux vérifications de l'inspection générale des finances.

En outre, la cession d'actions EDF par l'Etat, ou la dilution de la participation de l'Etat dans le capital d'EDF, est soumise à une procédure particulière en vertu de la réglementation applicable et notamment des lois n° 86-793 du 2 juillet 1986, n° 86-912 du 6 août 1986 et n° 93-923 du 19 juillet 1993. Enfin, EDF participe, à l'instar des autres producteurs d'électricité, à la programmation pluriannuelle des investissements de production arrêtée par le ministre chargé de l'énergie. Cette programmation fixe notamment les objectifs en matière de répartition des capacités de production par source d'énergie primaire. Pour plus de détails sur la programmation pluriannuelle des investissements de production, se reporter à la section 6.5.1.2 (« Législation française ») ci-dessus.

L'Etat et EDF ont conclu le 24 octobre 2005 un contrat portant sur les missions de service public assignées à EDF (voir section 6.5.1.2 (« Législation française ») ci-dessus).

Par ailleurs, l'Etat intervient dans le cadre de la réglementation des marchés de l'électricité et du gaz (voir section 6.5.1.2 (« Législation française ») ci-dessus), et notamment pour les autorisations de construction et d'exploitation des installations de production et les certificats ouvrant droit à l'obligation d'achat, pour fixer les tarifs de vente aux clients non éligibles, et pour fixer les tarifs de transport et de distribution ainsi que le montant de la Contribution aux charges de service public de l'électricité (« CSPE »).

Enfin, EDF fournit de l'électricité à différentes entités du secteur public : les administrations, les collectivités locales et les entreprises du secteur public. Ces entités sont aujourd'hui des clients éligibles pour lesquels EDF est en concurrence avec d'autres fournisseurs d'électricité. Certaines d'entre elles ont fait jouer leur éligibilité et ont changé de fournisseur.

19.2 - RELATIONS AVEC GAZ DE FRANCE

EDF et Gaz de France ont été constitués sous la forme d'EPIC en application de la loi du 8 avril 1946. L'article 5 de cette loi prévoyait que des conventions particulières pouvaient être conclues entre les deux établissements publics pour l'organisation de services communs ou le transfert à l'un de ces établissements de services relevant de la compétence de l'autre établissement. En application de cette loi, des entités communes ont été créées au sein d'EDF et de Gaz de France : la Direction de la Distribution devenue EDF GDF Services, la Direction du Personnel et des Relations Sociales (« DPRS »), devenue le Centre National d'Expertise et des Relations Professionnelles (« CNERP ») et la Direction Informatique et Télécommunications (« DIT »).

La Loi du 9 août 2004 est venue modifier l'article 5 de la loi de 1946 qui prévoit désormais que EDF et Gaz de France, détenues toutes deux majoritairement par l'Etat, peuvent créer par convention des services communs. La création de tels services est obligatoire dans le secteur de la distribution pour :

- la construction des ouvrages ;
- la maîtrise d'oeuvre des travaux ;
- l'exploitation et la maintenance des réseaux ;
- les opérations de comptage ;
- de manière générale, les autres missions afférentes à ces activités.

En outre, les services communs ainsi créés ont la possibilité de réaliser des prestations pour le compte de certains autres distributeurs.

L'article 27 de la loi du 7 décembre 2006 relative au secteur de l'énergie est venue imposer la création d'un service commun aux deux filiales en charge respectivement de la distribution d'électricité et de gaz, non doté de la personnalité morale.

Enfin, les coûts afférents aux activités relevant de chacune des sociétés sont identifiés dans la comptabilité des services communs, qui respecte les principes de séparation comptable qui leur sont applicables. Les coûts relatifs à ces services sont répartis en fonction d'une clé qui varie en fonction des services communs.

Dans ce cadre, EDF et Gaz de France disposent aujourd'hui des principaux services comprenant du personnel mixte suivants :

- « EDF Gaz de France Distribution », le service commun de distribution. La supervision de la gestion du réseau de distribution d'électricité fait l'objet de dispositions spécifiques dans les statuts de la Société. Pour plus de détails concernant l'organisation de ce service commun et la description de ces dispositions statutaires entre EDF et Gaz de France, voir section 6.2.2.2.3 (« Organisation ») ci-dessus.
- Le Centre National d'Expertise et des Relations Professionnelles, qui concentre l'expertise commune en matière de gestion du personnel d'EDF et Gaz de France (statut des IEG et ses textes d'application).
- La Direction Informatique et Télécommunication (« DIT »), entité mixte en charge de certains systèmes d'information.

Dans le cadre de la création de l'opérateur commun de distribution « EDF Gaz de France Distribution », les deux Présidents d'EDF et Gaz de France ont signé le 7 octobre 2004 une convention relative à la gouvernance de cet opérateur commun (voir section 6.2.2.2.3 (« Organisation ») ci-dessus).

Dans le cadre de la coopération entre EDF et Gaz de France au sein de la DIT, une convention de partenariat a été signée 1er juillet 2004 afin de préciser la nature des missions ainsi que les modalités de gouvernance de cette entité commune.

19.3 - RELATIONS AVEC LE GROUPE AREVA

Voir section 4.3 (« Facteur de dépendance »).

19.4 - RELATIONS AVEC LES SOCIÉTÉS DU PÉRIMÈTRE DE CONSOLIDATION

EDF a conclu différents accords commerciaux avec ces sociétés. EDF et EnBW ont notamment conclu un accord de coopération en 2001, qui prévoit les modalités de la coopération entre les deux sociétés. Ce contrat a été conclu pour une durée indéterminée et ne pourra être résilié avant 2006.

EDF a également conclu des conventions de trésorerie avec les filiales contrôlées opérationnellement (c'est-à-dire hors Edison, EnBW et Dalkia), voir Chapitre 7 (« Organigramme — Relations contractuelles intra-groupe »). Par ailleurs, EDF consent des garanties à certaines de ses filiales, qui figurent dans les engagements hors-bilans consolidés du Groupe.

EDF et RTE-EDF Transport ont signé des contrats régissant leurs relations techniques et financières.

Les contrats conclus avec les sociétés en intégration proportionnelle et les sociétés consolidées par mise en équivalence concernent en particulier la vente et l'achat énergie.

20 Informations financières concernant le patrimoine, la situation financière et les résultats de l'émetteur

20.1 INFORMATIONS FINANCIÈRES HISTORIQUES 197
20.2 RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES SUR LES COMPTES CONSOLIDÉS DE L'EXERCICE CLOS LE 31 DÉCEMBRE 2006 290
20.3 RETRAITEMENTS SUR LES COMPTES RELATIFS À L'EXERCICE CLOS LE 31 DÉCEMBRE 2004 292
20.4 HONORAIRES DES COMMISSAIRES AUX COMPTES 296
20.5 POLITIQUE DE DISTRIBUTION DE DIVIDENDES 297
20.6 PROCÉDURES JUDICIAIRES ET D'ARBITRAGES 297
20.7 CHANGEMENT SIGNIFICATIF DE LA SITUATION FINANCIÈRE OU COMMERCIALE 302

20.1 - INFORMATIONS FINANCIÈRES HISTORIQUES

En application de l'article 28 du Règlement (CE) n° 809/2004 de la Commission européenne du 29 avril 2004, les informations suivantes sont incluses par référence dans le présent Document de Référence :

- les comptes consolidés relatifs à l'exercice clos le 31 décembre 2005, établis selon les normes comptables internationales ainsi que le rapport des contrôleurs légaux y afférent, figurant respectivement à la section 20.1 (pages 213 à 308) et 20.2 (page 309) du Document de Référence 2005 ;
- les comptes consolidés relatifs à l'exercice clos le 31 décembre 2004, établis selon les normes comptables françaises ainsi que le rapport des contrôleurs légaux y afférent, figurant à la section 5.9 du Document de Base 2004 du Groupe (pages 388 à 477).

Les comptes consolidés du Groupe pour l'exercice clos le 31 décembre 2006 (établis conformément aux normes IAS-IFRS) figurent ci-dessous.

COMPTES CONSOLIDÉS
AU 31 DÉCEMBRE 2006

Comptes consolidés

Comptes consolidés

Comptes de résultat consolidés 202

Bilans consolidés 203

Tableaux de flux de trésorerie consolidés 204

Variations des capitaux propres consolidés 205

Annexe aux comptes consolidés 206

Note 1. Référentiel comptable du Groupe 206

1.1 DÉCLARATION DE CONFORMITÉ ET RÉFÉRENTIEL COMPTABLE DU GROUPE 206

1.2 ÉVOLUTION DES PRINCIPES COMPTABLES AU 1ER JANVIER 2006 206

Note 2. Résumé des principales méthodes comptables et d'évaluation 208

2.1 BASES D'ÉVALUATION 208

2.2 JUGEMENTS ET ESTIMATIONS DE LA DIRECTION DU GROUPE 208

2.3 MÉTHODES DE CONSOLIDATION 210

2.4 RÈGLES DE PRÉSENTATION DES ÉTATS FINANCIERS 210

2.5 MÉTHODES DE CONVERSION 210

2.6 PARTIES LIÉES 211

2.7 CHIFFRE D'AFFAIRES 211

2.8 IMPÔTS SUR LES RÉSULTATS 211

2.9 GOODWILL ET REGROUPEMENTS D'ENTREPRISES 212

2.10 AUTRES ACTIFS INCORPORELS 212

2.11 IMMOBILISATIONS CORPORELLES 213

2.12 CONTRATS DE CONCESSION 214

2.13 CONTRATS DE LOCATION 215

2.14 PERTES DE VALEUR DES AUTRES ACTIFS INCORPORELS ET DES IMMOBILISATIONS CORPORELLES 216

2.15 ACTIFS ET PASSIFS FINANCIERS 216

2.16 STOCKS ET EN-COURS 219

2.17 CLIENTS ET COMPTES RATTACHÉS 219

2.18 TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE 219

2.19 CAPITAUX PROPRES 220

2.20 ACTIONS PROPRES 220

2.21 PROVISIONS 220

2.22 AVANTAGES DU PERSONNEL 221

2.23 PASSIFS SPÉCIFIQUES DES CONCESSIONS 222

2.24 SUBVENTIONS D'INVESTISSEMENT 222

2.25 DÉPENSES ENVIRONNEMENTALES 222

2.26 RÉSULTAT NET PAR ACTION ET RÉSULTAT NET DILUÉ PAR ACTION 222

2.27 ACTIFS ET PASSIFS DÉTENUS EN VUE DE LEUR VENTE ET ACTIVITÉS ABANDONNÉES 222

Note 3. Les concessions de distribution publique d'électricité en France 223

3.1 CADRE GÉNÉRAL 223

3.2 TRAITEMENT COMPTABLE DES CONCESSIONS DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ÉLECTRICITÉ D'EDF SA 223

3.3 ÉVALUATION DES PASSIFS SPÉCIFIQUES DE CONCESSIONS 224

Note 4. Comparabilité des exercices 225

4.1 RECLASSEMENTS DANS LE COMPTE DE RÉSULTAT 225

4.2 IMPACT DE L'APPLICATION DE L'INTERPRÉTATION IFRIC 4 225

4.3 EFFET TAUX DES CROSS CURRENCY SWAPS 228

Note 5. Événements et transactions significatifs survenus au cours des exercices 2006 et 2005 229

5.1 ÉVÉNEMENTS ET TRANSACTIONS SIGNIFICATIFS SURVENUS AU COURS DE L'EXERCICE 2006 229

5.2 ÉVÉNEMENTS ET TRANSACTIONS SIGNIFICATIFS SURVENUS AU COURS DE L'EXERCICE 2005 230

Note 6. Évolutions du périmètre de consolidation 234

6.1 ÉVOLUTION DE PÉRIMÈTRE DE CONSOLIDATION AU COURS DE L'EXERCICE 2006 234

6.2 ÉVOLUTION DE PÉRIMÈTRE DE CONSOLIDATION AU COURS DE L'EXERCICE 2005 235

Note 7. Informations sectorielles 236

7.1 INFORMATIONS PAR ZONES GÉOGRAPHIQUES 236

7.2 PRODUITS PROVENANT DES VENTES À DES CLIENTS EXTERNES PAR ZONES GÉOGRAPHIQUES SUR LA BASE DE LA LOCALISATION DES CLIENTS 238

7.3 INFORMATIONS PAR SECTEURS D'ACTIVITÉ 238

Note 8. Chiffre d'affaires 239

Note 9. Achats de combustibles et d'énergie 239

Note 10. Autres consommations externes 239

Note 11. Obligations contractuelles et engagements 240

11.1 ENGAGEMENTS D'ACHATS 240

11.2 ENGAGEMENTS DE LIVRAISON D'ÉLECTRICITÉ 241

11.3 GARANTIES ET ENGAGEMENTS RELATIFS À L'EXÉCUTION DE CONTRATS D'EXPLOITATION 241

11.4 OBLIGATIONS ET ENGAGEMENTS EN MATIÈRE DE LOCATION SIMPLE 242

Note 12. Charges de personnel 242

12.1 CHARGES DE PERSONNEL 242

12.2 EFFECTIFS MOYENS 243

Note 13. Autres produits et charges opérationnels 243

Note 14. Pertes de valeur / reprises 244

Note 15. Autres produits et charges d'exploitation 244

Note 16. Résultat financier 245

16.1 COÛT DE L'ENDETTEMENT FINANCIER BRUT 245

16.2 CHARGES D'ACTUALISATION 245

16.3 AUTRES PRODUITS ET CHARGES FINANCIERS 245

Note 17. Impôts sur les résultats 246

17.1 VENTILATION DE LA CHARGE D'IMPÔT 246
17.2 RAPPROCHEMENT DE LA CHARGE D'IMPÔT THÉORIQUE ET DE LA CHARGE D'IMPÔT EFFECTIVE 246
17.3 VENTILATION DES ACTIFS ET DES PASSIFS D'IMPÔT DIFFÉRÉ PAR NATURE 247
17.4 DÉFICITS REPORTABLES ET CRÉDITS D'IMPÔT 248
17.5 IMPÔT CONSTATÉ EN CAPITAUX PROPRES 248

Note 18. Goodwill 248

Note 19. Autres actifs incorporels 249

19.1 AU 31 DÉCEMBRE 2006 249
19.2 AU 31 DÉCEMBRE 2005 249

Note 20. Immobilisations corporelles 249

20.1 VARIATION DES IMMOBILISATIONS CORPORELLES DU DOMAINE PROPRE (HORS IMMOBILISATIONS EN COURS) 250
20.2 VARIATION DES IMMOBILISATIONS CORPORELLES DU DOMAINE CONCÉDÉ (HORS IMMOBILISATIONS EN COURS) 251
20.3 OBLIGATIONS ET ENGAGEMENTS EN MATIÈRE DE CONTRATS DE LOCATION-FINANCEMENT 252

Note 21. Titres mis en équivalence 252

Note 22. Actifs financiers 253

22.1 RÉPARTITION ENTRE LES ACTIFS FINANCIERS COURANTS ET NON COURANTS 253
22.2 VARIATION DES ACTIFS FINANCIERS 254
22.3 DÉTAIL DES ACTIFS FINANCIERS 254
22.4 JUSTE VALEUR DES INSTRUMENTS FINANCIERS HORS DÉRIVÉS 255
22.5 ENGAGEMENTS LIÉS AUX INVESTISSEMENTS 256

Note 23. Stocks 258

Note 24. Clients et comptes rattachés 258

Note 25. Autres débiteurs 258

Note 26. Trésorerie et équivalents de trésorerie 259

Note 27. Actifs et passifs détenus en vue de leur vente 259

Note 28. Capitaux propres 260

28.1 CAPITAL SOCIAL 260
28.2 ACTIONS PROPRES 260
28.3 DISTRIBUTIONS DE DIVIDENDES 261
28.4 RÉSULTAT NET ET RÉSULTAT NET DILUÉ PAR ACTION 261

Note 29. Provisions 261

29.1 RÉPARTITION COURANT / NON COURANT DES PROVISIONS 261
29.2 PROVISIONS POUR FIN DE CYCLE DU COMBUSTIBLE NUCLÉAIRE 262
29.3 PROVISIONS POUR DÉCONSTRUCTION ET POUR DERNIERS CŒURS 263
29.4 SÉCURISATION DU FINANCEMENT DES OBLIGATIONS DE LONG TERME 265
29.5 AVANTAGES DU PERSONNEL 265
29.6 AUTRES PROVISIONS 269

Note 30. Passifs spécifiques des concessions 271

Note 31. Passifs financiers courants et non courants 271

31.1 RÉPARTITION COURANT / NON COURANT DES PASSIFS FINANCIERS 271
31.2 EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES 272
31.3 ENDETTEMENT FINANCIER NET 274
31.4 ÉVOLUTION DE L'ENDETTEMENT FINANCIER NET 274
31.5 GARANTIES SUR EMPRUNTS 275

Note 32. Instruments dérivés 275

32.1 INSTRUMENTS DÉRIVÉS ET COMPTABILITÉ DE COUVERTURE 276
32.2 INSTRUMENTS DÉRIVÉS NON COMPTABILISÉS EN COUVERTURE 278

Note 33. Autres créditeurs 280

Note 34. Contribution des co-entreprises 280

Note 35. Parties liées 281

35.1 TRANSACTIONS AVEC LES SOCIÉTÉS DU PÉRIMÈTRE DE CONSOLIDATION 281
35.2 RELATIONS AVEC L'ÉTAT ET LES SOCIÉTÉS PARTICIPATIONS DE L'ÉTAT 281
35.3 RÉMUNÉRATION DES ORGANES D'ADMINISTRATION ET DE DIRECTION 282

Note 36. Environnement 282

36.1 QUOTAS D'ÉMISSION DE GAZ À EFFET DE SERRE 282
36.2 CERTIFICATS D'ÉCONOMIES D'ÉNERGIE ET MESURES VISANT À DÉVELOPPER L'UTILISATION DES ÉNERGIES RENOUVELABLES 283

Note 37. Événements postérieurs à la clôture 283

37.1 PARTENARIAT INDUSTRIEL ENTRE EDF SA ET LE CONSORTIUM EXELTIUM 283
37.2 ACCORD INDUSTRIEL ENTRE EDF SA ET POWEO 283
37.3 LANCEMENT DU PROCESSUS DE CESSION DES ACTIVITÉS AU MEXIQUE 283
37.4 EXERCICE DES WARRANTS EDISON 283

Note 38. Transition aux normes IAS 32 et 39 relatives aux instruments financiers 284

38.1 RAPPROCHEMENT ENTRE LE BILAN IFRS AU 31 DÉCEMBRE 2004 ET LE BILAN D'OUVERTURE AU 1ER JANVIER 2005 284
38.2 ACTIFS FINANCIERS COURANTS ET NON COURANTS 285
38.3 PASSIFS FINANCIERS 285
38.4 TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE 286
38.5 CAPITAUX PROPRES 286

Note 39. Périmètre de consolidation 287

Comptes de résultat consolidés

(en millions d'euros)	Notes	2006	2005 [1]
Chiffre d'affaires	8	58 932	51 047
Achats de combustibles et d'énergie	9	(23 949)	(17 775)
Autres consommations externes	10	(8 721)	(8 229)
Charges de personnel	12	(9 709)	(9 834)
Impôts et taxes		(3 175)	(3 095)
Autres produits et charges opérationnels	13	552	792
Excédent brut d'exploitation		**13 930**	**12 906**
Dotations aux amortissements		(5 363)	(5 017)
(Pertes de valeur) / reprises	14	121	(147)
Autres produits et charges d'exploitation	15	668	251
Résultat d'exploitation		**9 356**	**7 993**
Coût de l'endettement financier brut	16.1	(1 606)	(1 472)
Charges d'actualisation	16.2	(2 530)	(2 526)
Autres produits et charges financiers	16.3	1 435	583
Résultat financier	16	**(2 701)**	**(3 415)**
Résultat avant impôts des sociétés intégrées		**6 655**	**4 578**
Impôts sur les résultats	17	(1 146)	(1 445)
Quote-part de résultat net des sociétés mises en équivalence	21	263	190
Résultat net des activités en cours d'abandon		5	-
Résultat net consolidé		**5 777**	**3 323**
dont résultat net part des minoritaires		172	93
dont résultat net part du Groupe		**5 605**	**3 230**
Résultat net part du Groupe par action :			
Résultat par action en euros	28.4	**3,08**	**1,96**
Résultat dilué par action en euros	28.4	**3,07**	**1,96**

(1) Les données publiées au titre de l'exercice 2005 ont été retraitées des effets liés à l'application rétrospective de l'interprétation IFRIC 4 ainsi que des changements de présentation (voir note 4).

Les normes IAS 32 et 39 relatives aux instruments financiers sont appliquées à compter du 1er janvier 2005 (voir note 38).

Bilans consolidés

ACTIF *(en millions d'euros)*	Notes	31.12.2006	31.12.2005 (1)
Goodwill	18	7 123	7 181
Autres actifs incorporels	19	2 100	1 886
Immobilisations corporelles	20	103 881	101 667
Titres mis en équivalence	21	2 459	2 030
Actifs financiers non courants	22	13 094	9 012
Impôts différés	17	2 167	1 748
Actif non courant		**130 824**	**123 524**
Stocks	23	7 431	6 695
Clients et comptes rattachés	24	15 716	16 107
Actifs financiers courants	22	17 010	11 966
Actifs d'impôts courants	17	431	275
Autres débiteurs	25	4 226	4 621
Trésorerie et équivalents de trésorerie	26	3 308	7 220
Actif courant		**48 122**	**46 884**
Actifs détenus en vue de la vente	27	**140**	**728**
TOTAL DE L'ACTIF		**179 086**	**171 136**

PASSIF *(en millions d'euros)*	Notes	31.12.2006	31.12.2005 (1)
Capital	28	911	911
Réserves et résultats consolidés		22 398	18 402
Capitaux propres - part du Groupe		**23 309**	**19 313**
Intérêts minoritaires		1 490	961
Total des capitaux propres		**24 799**	**20 274**
Provisions pour fin de cycle du combustible nucléaire	29.2	14 636	13 918
Provisions pour déconstruction et pour derniers cœurs	29.3	13 606	12 907
Provisions pour avantages du personnel	29.5	12 377	12 971
Autres provisions	29.6	2 505	2 178
Provisions non courantes	29.1	**43 124**	**41 974**
Passifs spécifiques des concessions	30	36 227	34 907
Passifs financiers non courants	31.1	19 983	23 511
Autres créditeurs	33	5 385	5 971
Impôts différés	17	4 646	4 567
Passif non courant		**109 365**	**110 930**
Provisions	29.1	4 018	4 075
Fournisseurs et comptes rattachés		9 457	8 872
Passifs financiers courants	31.1	15 110	11 933
Dettes impôts courants		621	491
Autres créditeurs	33	15 600	13 969
Passif courant		**44 806**	**39 340**
Passifs liés aux actifs détenus en vue de la vente	27	**116**	**592**
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF		**179 086**	**171 136**

(1) Les données publiées au titre de l'exercice 2005 ont été retraitées des effets liés à l'application rétrospective de l'interprétation IFRIC 4 (voir note 4).

Les normes IAS 32 et 39 relatives aux instruments financiers sont appliquées à compter du 1er janvier 2005 (voir note 38).

Tableaux de flux de trésorerie consolidés

(en millions d'euros)	2006	2005 [1]
Opérations d'exploitation :		
Résultat avant impôt des sociétés intégrées	**6 655**	**4 578**
Pertes de valeurs / (reprises)	(121)	147
Amortissements, provisions et variations de juste valeur	7 459	6 657
Produits et charges financiers	789	1 108
Dividendes des sociétés consolidées par mise en équivalence	92	90
Plus ou moins-values de cession	(789)	(487)
Autres produits et charges sans incidence sur la trésorerie	-	329
Variation du besoin en fonds de roulement	654	1 371
Flux de trésorerie nets générés par l'exploitation	**14 739**	**13 793**
Frais financiers nets décaissés	(931)	(1 143)
Impôts sur le résultat payés	(1 462)	(392)
Versement de la soulte retraite	-	(3 296)
Versement de la soulte démantèlement Marcoule	(551)	(523)
Flux de trésorerie nets générés par les activités opérationnelles	**11 795**	**8 439**
Opérations d'investissement :		
Acquisitions / cessions de sociétés sous déduction de la trésorerie	691	(2 951)
Acquisitions d'immobilisations incorporelles et corporelles	(5 935)	(5 168)
Cessions d'immobilisations incorporelles et corporelles	272	392
Variations d'actifs financiers	(8 797)	(2 894)
Flux de trésorerie nets liés aux activités d'investissement	**(13 769)**	**(10 621)**
Opérations de financement :		
Émissions d'emprunts	3 686	2 810
Remboursements d'emprunts	(4 254)	(3 247)
Dividendes versés par EDF SA	(1 439)	(374)
Dividendes versés aux minoritaires	(93)	(54)
Augmentation de capital souscrite par les minoritaires	24	27
Augmentation des passifs spécifiques des concessions	219	196
Subventions d'investissement	63	70
Augmentation de capital d'EDF SA	-	6 350
Autres variations	-	(223)
Flux de trésorerie nets liés aux activités de financement	**(1 794)**	**5 555**
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	**(3 768)**	**3 373**
Trésorerie et équivalents de trésorerie à l'ouverture	**7 220**	**3 150**
Incidence des variations de change	(3)	84
Reclassements liés à l'application des normes IAS 32 et 39	-	670
Produits financiers sur disponibilités et équivalents de trésorerie	76	56
Incidence des autres reclassements	(217)	(113)
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLÔTURE	**3 308**	**7 220**

(1) Les données publiées au titre de l'exercice 2005 ont été retraitées des effets liés à l'application rétrospective de l'interprétation IFRIC 4 (voir note 4).

Les normes IAS 32 et 39 relatives aux instruments financiers sont appliquées à compter du 1er janvier 2005 (voir note 38).

Variations des capitaux propres consolidés

(en millions d'euros)

	Capital	Réserves consolidées et résultat	Actions propres	Différences de conversion	Écarts de réévaluation à la juste valeur des instruments financiers	Capitaux propres part du Groupe	Intérêts minoritaires	Total capitaux propres
Capitaux propres au 31 décembre 2004	**8 129**	**233**	**-**	**74**	**-**	**8 436**	**899**	**9 335**
Retraitements IAS 32 et 39 (2)	-	366	-	(4)	274	636	(2)	634
Retraitements liés à l'application d'IFRIC 4 (1)	-	152	-	(10)	-	142	(2)	140
Capitaux propres au 1er janvier 2005 (1)	**8 129**	**751**	**-**	**60**	**274**	**9 214**	**895**	**10 109**
Variations de juste valeur des actifs disponibles à la vente (2)	-	-	-	-	468	468	1	469
Variations de juste valeur des instruments financiers de couverture (2)	-	-	-	-	183	183	10	193
Différences de conversion	-	-	-	(99)	82	(17)	6	(11)
Offre réservée aux salariés (5)	-	329	-	-	-	329	-	329
Autres variations	-	37	-	26	9	72	10	82
Variations directement reconnues en capitaux propres	**-**	**366**	**-**	**(73)**	**742**	**1 035**	**27**	**1 062**
Réduction de capital (3)	(7 316)	7 316	-	-	-	-	-	-
Augmentation de capital (4)	98	6 110	-	-	-	6 208	-	6 208
Résultat	-	3 230	-	-	-	3 230	93	3 323
Dividendes distribués	-	(374)	-	-	-	(374)	(54)	(428)
Capitaux propres au 31 décembre 2005 (1)	**911**	**17 399**	**-**	**(13)**	**1 016**	**19 313**	**961**	**20 274**
Variations de juste valeur des actifs disponibles à la vente (2)	-	-	-	-	516	516	1	517
Variations de juste valeur des instruments financiers de couverture (2)	-	-	-	-	(1 131)	(1 131)	-	(1 131)
Rachats d'actions propres	-	-	(74)	-	-	(74)	-	(74)
Cessions d'actions propres	-	-	74	-	-	74	-	74
Différences de conversion	-	-	-	63	(9)	54	(3)	51
Autres variations (6)	-	211	-	260	(80)	391	452	843
Variations directement reconnues en capitaux propres	**-**	**211**	**-**	**323**	**(704)**	**(170)**	**450**	**280**
Résultat	-	5 605	-	-	-	5 605	172	5 777
Dividendes distribués	-	(1 439)	-	-	-	(1 439)	(93)	(1 532)
CAPITAUX PROPRES AU 31 DÉCEMBRE 2006	**911**	**21 776**	**-**	**310**	**312**	**23 309**	**1 490**	**24 799**

(1) Les données publiées au titre de l'exercice 2005 ont été retraitées des effets liés à l'application rétrospective de l'interprétation IFRIC 4 (voir note 4).

(2) Ces variations sont liées à la mise en œuvre des normes IAS 32 et 39 à compter du 1er janvier 2005 et correspondent aux effets des évaluations en valeur de marché. La variation de (1 131) millions d'euros au 31 décembre 2006 s'explique essentiellement par la baisse des prix observée en fin d'année sur les marchés de l'énergie qui a induit des variations négatives de juste valeur sur les contrats de gaz et d'électricité documentés en couverture principalement au Royaume-Uni.

(3) Lors de sa réunion du 27 octobre 2005, le Conseil d'administration d'EDF SA a décidé de réduire le capital social d'un montant de 7 316 millions d'euros, en contrepartie d'une augmentation équivalente des réserves.

(4) Le 18 novembre 2005, EDF SA a procédé à une augmentation de capital par appel public à l'épargne de 187 869 028 actions d'une valeur nominale de 0,50 euro, soit d'un montant de 94 millions d'euros, réalisée dans le cadre d'un placement global garanti auprès d'investisseurs institutionnels en France et hors de France, et auprès du public au Japon, ainsi que d'une offre à prix ouvert auprès du public en France.
Le 20 décembre 2005 à l'issue de l'exercice partiel par les banques de l'option de sur-allocation, EDF SA a procédé à une augmentation de capital de 8 502 062 actions d'une valeur nominale de 0,50 euro pour un montant de 4,2 millions d'euros. A l'issue de cette opération, le capital social s'élève à 911 millions d'euros. Le produit de ces souscriptions s'est traduit par un impact sur les capitaux propres de 6 208 millions d'euros, correspondant à 6 350 millions d'euros d'augmentation de capital diminués des frais liés à cette augmentation pour un montant net d'impôt de 142 millions d'euros.

(5) Notes 5.2.4 et 12.

(6) Les autres variations de capitaux propres de l'exercice 2006 incluent notamment la sortie des écarts de conversion du Groupe Light pour 258 millions d'euros et la réévaluation des actifs identifiables d'EDF Energies Nouvelles pour 86 millions d'euros consécutive à la prise de contrôle exclusif de cette société (voir note 6.1). La variation des intérêts minoritaires fait essentiellement suite à la prise de contrôle d'EDF Energies Nouvelles pour 462 millions d'euros.

Annexe aux comptes consolidés

Électricité de France (EDF SA ou la « Société ») est une société anonyme de droit français, domiciliée en France.

Les états financiers consolidés de la Société comprennent ceux de la Société et de ses filiales ainsi que la quote-part dans les co-entreprises ou les entreprises associées (l'ensemble économique étant désigné comme le « Groupe »).

Le Groupe est un énergéticien intégré présent sur l'ensemble des métiers de l'énergie : la production, le transport, la distribution, la commercialisation et le négoce d'énergies.

Les comptes consolidés du Groupe au 31 décembre 2006 ont été établis sous la responsabilité du Conseil d'administration qui les a arrêtés en date du 20 février 2007. Ces comptes ne seront définitifs qu'à l'issue de l'Assemblée générale qui se tiendra le 24 mai 2007.

Note 1 Référentiel comptable du Groupe

1.1 - DÉCLARATION DE CONFORMITÉ ET RÉFÉRENTIEL COMPTABLE DU GROUPE

En application du règlement européen 1606/2002 du 19 juillet 2002 sur les normes internationales, les états financiers consolidés du Groupe EDF au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2006 sont préparés conformément aux normes comptables internationales telles que publiées par l'IASB et approuvées par l'Union européenne au 31 décembre 2006. Ces normes internationales comprennent les normes IAS (International Accounting Standards), IFRS (International Financial Reporting Standards), et les interprétations (SIC et IFRIC).

Les états financiers pour l'exercice 2006 sont présentés avec en comparatif l'exercice 2005 établi selon le même référentiel.

Les informations financières publiées au 31 décembre 2005 ont été retraitées pour tenir compte de l'application rétrospective de l'interprétation IFRIC 4 (voir note 1.2 et note 4.2) ainsi que de changements de présentation (voir note 4).

1.2 - ÉVOLUTION DES PRINCIPES COMPTABLES AU 1ER JANVIER 2006

Les méthodes comptables et règles d'évaluation appliquées par le Groupe dans les états financiers consolidés au 31 décembre 2006 sont identiques à celles utilisées par le Groupe au 31 décembre 2005 à l'exception des normes, amendements et interprétations d'application obligatoire à compter du 1er janvier 2006 qui sont décrits ci-après :

- IFRIC 4 « Déterminer si un accord contient un contrat de location » : cette interprétation expose les circonstances dans lesquelles les accords qui ne revêtent pas la forme juridique d'un contrat de location doivent néanmoins être comptabilisés comme tels, conformément à la norme IAS 17.
- Amendement à IAS 19 « Avantages du personnel » : il définit des informations complémentaires à fournir et introduit l'option permettant de porter en capitaux propres les gains et pertes actuariels relatifs aux régimes à prestations définies, option que le Groupe a décidé de ne pas retenir.
- Amendement à IAS 21 « Effets des variations des cours des monnaies étrangères » concernant l'investissement net dans une activité à l'étranger : il précise que les écarts de change générés par des éléments monétaires faisant partie d'un investissement net à l'étranger et libellés dans une monnaie autre que la monnaie fonctionnelle de l'entité et autre que celle de l'activité à l'étranger sont reclassés en capitaux propres.
- Amendement à IAS 39 « Instruments financiers : comptabilisation et évaluation – couverture de flux de trésorerie au titre de transactions intra-groupes futures » : il précise qu'il est dorénavant possible de désigner comme élément couvert contre le risque de change, dans une relation de couverture de flux de trésorerie, une transaction intra-groupe future en devises qui est hautement probable, à condition que cette transaction soit libellée dans une monnaie autre que la monnaie de fonctionnement de l'entité et qu'elle produise un effet sur le compte de résultat.
- Amendements aux normes IAS 39 et IFRS 4 concernant les contrats de garantie financière : selon ces amendements, les contrats de garantie financière entrent dans le champ d'application de la norme IAS 39.
- IFRS 6 « Prospection et évaluation de ressources minérales » en relation avec IFRS 1 révisé : cette norme précise les modalités de comptabilisation et d'évaluation des dépenses de prospection et d'évaluation de ressources minérales que les entités encourent, après

l'obtention de l'autorisation légale de prospecter une zone spécifique mais avant la démonstration de la faisabilité technique et de la viabilité commerciale de l'extraction.

- IFRIC 5 « Droits aux intérêts émanant de fonds de gestion dédiés au démantèlement, à la remise en état et à la réhabilitation de l'environnement » : cette interprétation explique comment une entreprise exploitante doit comptabiliser sa participation à un fonds externe, ainsi que ses contributions ultérieures à celui-ci. Dans le contexte actuel du financement des obligations de démantèlement du Groupe, cette interprétation n'a pas d'effet sur les comptes consolidés.
- IFRIC 6 « Passifs résultant de la participation à un marché spécifique – déchets d'équipements électriques et électroniques » : les activités du Groupe ne sont pas concernées par cette norme.

A l'exception de l'interprétation IFRIC 4 dont les effets sont décrits en note 4.2, ces évolutions n'ont pas d'effet significatif sur l'information financière présentée.

Le Groupe a par ailleurs décidé de ne pas appliquer par anticipation les normes, amendements et interprétations suivants qui ont été adoptés par l'Union européenne à la date d'arrêté des comptes :

- Amendement à IAS 1 « Présentation des états financiers – informations à fournir concernant le capital »,
- IFRS 7 « Instruments financiers : informations à fournir » : cette norme énonce de nouvelles exigences en matière d'information à fournir sur les instruments financiers,
- IFRIC 7 « Modalités pratiques de retraitement des états financiers selon IAS 29 : information financière dans les économies hyperinflationnistes »,
- IFRIC 8 « Champ d'application d'IFRS 2, paiement fondé sur des actions »,
- IFRIC 9 « Réévaluation des dérivés incorporés ».

En outre, le Groupe a décidé de ne pas appliquer par anticipation la norme et les interprétations suivantes qui devraient faire l'objet d'une approbation par l'Union européenne en 2007 :

- IFRS 8 « Informations sectorielles »,
- IFRIC 10 « États financiers intermédiaires et dépréciations »,
- IFRIC 11 « Transactions au sein d'un groupe »,
- et IFRIC 12 « Accords de concessions de services » (voir notes 2.12 et 3 qui donnent une information sur le traitement comptable des concessions).

L'impact potentiel de l'ensemble de ces normes, amendements et interprétations reste en cours d'évaluation.

Note 2 Résumé des principales méthodes comptables et d'évaluation

2.1	BASES D'ÉVALUATION	208
2.2	JUGEMENTS ET ESTIMATIONS DE LA DIRECTION DU GROUPE	208
2.3	MÉTHODES DE CONSOLIDATION	210
2.4	RÈGLES DE PRÉSENTATION DES ÉTATS FINANCIERS	210
2.5	MÉTHODES DE CONVERSION	210
2.6	PARTIES LIÉES	211
2.7	CHIFFRE D'AFFAIRES	211
2.8	IMPÔTS SUR LES RÉSULTATS	211
2.9	GOODWILL ET REGROUPEMENTS D'ENTREPRISES	212
2.10	AUTRES ACTIFS INCORPORELS	212
2.11	IMMOBILISATIONS CORPORELLES	213
2.12	CONTRATS DE CONCESSION	214
2.13	CONTRATS DE LOCATION	215
2.14	PERTES DE VALEUR DES AUTRES ACTIFS INCORPORELS ET DES IMMOBILISATIONS CORPORELLES	216
2.15	ACTIFS ET PASSIFS FINANCIERS	216
2.16	STOCKS ET EN-COURS	219
2.17	CLIENTS ET COMPTES RATTACHÉS	219
2.18	TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE	219
2.19	CAPITAUX PROPRES	220
2.20	ACTIONS PROPRES	220
2.21	PROVISIONS	220
2.22	AVANTAGES DU PERSONNEL	221
2.23	PASSIFS SPÉCIFIQUES DES CONCESSIONS	222
2.24	SUBVENTIONS D'INVESTISSEMENT	222
2.25	DÉPENSES ENVIRONNEMENTALES	222
2.26	RÉSULTAT NET PAR ACTION ET RÉSULTAT NET DILUÉ PAR ACTION	222
2.27	ACTIFS ET PASSIFS DÉTENUS EN VUE DE LEUR VENTE ET ACTIVITÉS ABANDONNÉES	222

Les méthodes comptables exposées ci-dessous ont été appliquées d'une façon permanente à l'ensemble des périodes présentées dans les états financiers consolidés.

2.1 - BASES D'ÉVALUATION

Les états financiers consolidés sont préparés sur la base du coût historique à l'exception de certains instruments financiers et d'actifs financiers disponibles à la vente qui sont comptabilisés suivant la convention de la juste valeur.

Les méthodes utilisées pour évaluer la juste valeur de ces instruments sont présentées en note 2.15.

2.2 - JUGEMENTS ET ESTIMATIONS DE LA DIRECTION DU GROUPE

L'établissement des états financiers nécessite le recours à des jugements, à des estimations et hypothèses pour la détermination de la valeur des actifs et des passifs, des produits et charges de l'exercice ainsi que pour l'évaluation des aléas positifs et négatifs à la date de clôture. En fonction de l'évolution des hypothèses considérées ou de conditions économiques différentes de celles existantes en date de clôture, les montants qui figureront dans les futurs états financiers du Groupe pourraient différer des estimations actuelles.

Les principales méthodes comptables sensibles au titre desquelles le Groupe a recours à des estimations et jugements sont décrites ci-après. Toute modification d'hypothèses sur ces domaines pourrait avoir un impact significatif compte-tenu de leur importance dans les états financiers du Groupe EDF.

2.2.1 Provisions nucléaires

L'évaluation des provisions pour fin de cycle du combustible nucléaire, pour déconstruction et pour derniers cœurs est sensible aux hypothèses de coûts, de taux d'inflation et de taux d'actualisation à long terme ainsi qu'aux échéanciers de décaissements. Une ré-estimation est effectuée à chaque arrêté des comptes afin de s'assurer que les montants provisionnés constituent la meilleure estimation des coûts qui seront finalement supportés par le Groupe. Si ces ré-estimations conduisaient à constater des écarts significatifs, elles pourraient justifier la révision des montants provisionnés.

Le montant de ces provisions s'élève à 28 713 millions d'euros au 31 décembre 2006.

Une modification des taux d'actualisation serait considérée comme un changement d'estimation au même titre qu'un changement d'échéancier de décaissement ou qu'un changement de devis dont les effets seraient enregistrés :

- sur les actifs correspondants lorsque la contrepartie de la provision a été initialement enregistrée à l'actif,
- en résultat dans les autres cas,

et pourrait avoir un impact significatif sur les états financiers du Groupe.

2.2.2 Retraites et autres avantages du personnel à long terme et postérieurs à l'emploi

L'évaluation des engagements de retraites et autres avantages postérieurs à l'emploi et à long terme repose sur des évaluations actuarielles notamment sensibles aux hypothèses de taux d'actualisation et de taux d'augmentation des salaires.

Les provisions enregistrées à ce titre au 31 décembre 2006 s'élèvent à 13 928 millions d'euros.

2.2.3 Dépréciation des goodwill et pertes de valeur des actifs à long terme

Les tests de dépréciation de goodwill et des actifs à long terme sont sensibles aux hypothèses macro-économiques et sectorielles retenues ainsi qu'aux prévisions financières à moyen terme. Compte-tenu de ces sensibilités, le Groupe révise ses estimations et hypothèses sous-jacentes sur la base d'informations régulièrement mises à jour.

La valeur nette des goodwill des filiales et co-entreprises, au 31 décembre 2006, est de 7 123 millions d'euros.

2.2.4 Instruments financiers

Pour évaluer à la juste valeur les instruments financiers non cotés sur un marché (contrats d'énergies essentiellement), le Groupe utilise des modèles de valorisation qui reposent sur un certain nombre d'hypothèses soumises à des aléas, dont la modification pourrait avoir un impact significatif sur les comptes.

2.2.5 Énergie et Acheminement en compteurs

Comme précisé en note 2.7, les quantités d'énergie livrée non relevée non facturée sont déterminées en date d'arrêté à partir des statistiques de consommations et d'estimations de prix de vente. Ces statistiques et estimations sont sensibles aux hypothèses retenues pour déterminer la quote-part de chiffre d'affaires non facturée en date d'arrêté de comptes.

2.2.6 Évaluation des obligations sur les biens à renouveler au titre des concessions de distribution publique en France

Comme mentionné en note 3, le Groupe a maintenu les traitements comptables appliqués jusqu'alors. Compte-tenu des spécificités des contrats de concession de distribution publique en France, le Groupe a privilégié, pour présenter au bilan les obligations au titre des biens à renouveler, une évaluation consistant à retenir le montant des engagements contractuels tel qu'il est calculé et communiqué aux concédants dans le cadre de comptes rendus annuels d'activité. Une approche alternative consisterait à évaluer les obligations sur la base d'une valeur actuelle des montants à décaisser pour faire face au renouvellement de ces biens à l'issue de leur durée de vie industrielle. Les effets de l'adoption de cette dernière approche sur les comptes sont présentés à titre d'information dans la note 3. Quelle que soit la méthode d'évaluation retenue, l'évaluation du passif des concessions sur les biens à renouveler est notamment sujette à des aléas en termes de coûts et de dates de décaissements.

2.2.7 Tarif réglementé transitoire d'ajustement de marché (TaRTAM)

Pour évaluer la contribution que le Groupe aura à sa charge dans le cadre de l'application du Tarif réglementé transitoire d'ajustement de marché défini dans la loi du 7 décembre 2006, le Groupe a retenu différentes hypothèses à partir des meilleures informations et prévisions disponibles pour apprécier notamment le volume des clients souhaitant bénéficier du Tarif d'ajustement, l'évolution des prix de l'électricité sur le marché et la quote-part de financement de ce dispositif par la Contribution au service public de l'électricité (CSPE).

Compte-tenu des hypothèses retenues, la provision comptabilisée au titre de la totalité de la période pendant laquelle s'applique le Tartam s'élève à 470 millions d'euros au 31 décembre 2006 (voir note 5.1.1.4).

2.2.8 Autres jugements de la direction

L'utilisation d'estimations et d'hypothèses revêt également une importance particulière pour l'évaluation des montants de la contribution au service public de l'électricité à recevoir au titre de l'exercice et pour la reconnaissance des impôts différés actifs.

2.3 - MÉTHODES DE CONSOLIDATION

Les filiales sont les sociétés dans lesquelles le Groupe exerce un contrôle exclusif et sont consolidées par la méthode de l'intégration globale. Le contrôle exclusif est le pouvoir, direct ou indirect, de diriger les politiques financières et opérationnelles d'une entreprise afin de tirer avantage de ses activités. Il y a présomption de contrôle exclusif lorsque la détention, directe et indirecte, est supérieure à 50 % des droits de vote. Pour apprécier le contrôle, les droits de vote potentiels exerçables à la date de clôture, y compris par une autre partie, sont pris en considération.

Les co-entreprises sont les sociétés sur lesquelles le Groupe exerce un contrôle conjoint et sont consolidées par la méthode de l'intégration proportionnelle, en fonction du pourcentage d'intérêt du Groupe. Le contrôle conjoint est le partage du contrôle d'une entreprise exploitée en commun par un nombre limité d'associés ou d'actionnaires, de sorte que les politiques financières et opérationnelles résultent de leur accord conjoint.

Les entreprises associées désignent les entités dans lesquelles le Groupe exerce une influence notable sur les politiques financières et opérationnelles sans en avoir le contrôle. L'influence notable est présumée lorsque la participation du Groupe est supérieure ou égale à 20 %. Les entreprises associées sont consolidées par la méthode de la mise en équivalence. Les titres mis en équivalence sont inscrits au bilan à leur coût historique corrigé de la quote-part de situation nette générée après l'acquisition, diminué des pertes de valeur. La quote-part de résultat de la période est présentée dans la ligne « Quote-part de résultat net des sociétés mises en équivalence » du compte de résultat.

Les résultats des sociétés acquises au cours de l'exercice sont comptabilisés dans le compte de résultat consolidé du Groupe à compter de la date de prise de contrôle et ce, jusqu'à la date de transfert de ce contrôle en cas de cession.

Toutes les transactions significatives entre les sociétés consolidées ainsi que les profits internes non réalisés sont éliminées.

La liste des filiales, co-entreprises et entreprises associées est présentée en note 39.

2.4 - RÈGLES DE PRÉSENTATION DES ÉTATS FINANCIERS

Les actifs et passifs de nature ou de fonction dissemblables sont présentés séparément.

Les actifs et passifs constitutifs du besoin en fonds de roulement entrant dans le cycle normal de l'activité sont classés en courant. Les autres actifs et passifs sont classés en courants d'une part, non courants d'autre part, selon que leur échéance est à plus ou moins d'un an par rapport à la date de clôture.

Les engagements de rachat d'intérêts minoritaires sur une entité intégrée globalement, donnés par une entité du Groupe EDF sont présentés en « Autres créditeurs courants et non courants », en contrepartie du goodwill et des intérêts minoritaires.

Le compte de résultat est présenté par nature. La rubrique « Autres produits et charges d'exploitation » placée sous l'excédent brut d'exploitation comprend des éléments à caractère inhabituel par leur nature ou leur montant.

2.5 - MÉTHODES DE CONVERSION

2.5.1 Monnaie de présentation des comptes

Les états financiers du Groupe sont présentés en euros qui est la monnaie fonctionnelle et la monnaie de présentation d'EDF SA. Toutes les données financières sont arrondies au million d'euros le plus proche.

2.5.2 Monnaie fonctionnelle

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

2.5.3 Conversion des états financiers des sociétés étrangères dont la monnaie fonctionnelle est différente de l'euro

Les états financiers des entités étrangères dont la monnaie fonctionnelle est différente de l'euro sont convertis en euros de la façon suivante :

- les bilans des sociétés étrangères sont convertis en euros au taux de change à la date de clôture,
- les comptes de résultat et les flux de trésorerie de ces mêmes sociétés sont convertis au taux de change moyen de la période,
- les écarts résultant de la conversion des états financiers des sociétés étrangères sont portés en capitaux propres sur la ligne « Différences de conversion ».

Les différences de change ayant trait à un élément monétaire qui fait en substance partie intégrante de l'investissement net du Groupe dans une entreprise étrangère consolidée sont inscrites dans les capitaux propres consolidés jusqu'à la cession ou la liquidation de cet investissement net, date à laquelle elles sont inscrites en charges ou en produits dans le résultat comme les autres différences de conversion relatives à cette entreprise.

Dans le cadre de la préparation du bilan d'ouverture en IFRS à la date de transition (1er janvier 2004) et conformément à la norme IFRS 1, les différences de conversion relatives à un investissement net dans une entité étrangère et comptabilisées au poste « différence de conversion » dans les capitaux propres ont été mises à zéro en contrepartie des réserves de consolidation.

2.5.4 Conversion des opérations en devises

En application de la norme IAS 21, les opérations libellées en devises étrangères sont initialement converties et comptabilisées dans la monnaie fonctionnelle de l'entité concernée au cours en vigueur à la date de transaction.

Lors des arrêtés comptables, les actifs et passifs monétaires exprimés en devises sont convertis au taux de clôture à cette même date. Les différences de change correspondantes sont comptabilisées dans le compte de résultat.

2.6 - PARTIES LIÉES

Les parties liées comprennent l'État français, les sociétés détenues majoritairement par l'État et certaines de leurs filiales et les sociétés sur lesquelles EDF exerce un contrôle conjoint ou une influence notable, ainsi que les membres des instances de direction et d'administration du Groupe.

2.7 - CHIFFRE D'AFFAIRES

Le chiffre d'affaires est constitué essentiellement par des produits issus de la vente d'énergie et des prestations de services. Ces dernières incluent principalement des prestations de transport et de distribution de l'énergie ainsi que les enchères de capacité et d'interconnexion.

Le Groupe constate les ventes quand :

- l'existence d'un contrat est acquise,
- la livraison a eu lieu (ou la prestation de service est achevée),
- le prix est fixé ou déterminable,
- et le caractère recouvrable des créances est probable.

La livraison a lieu quand les risques et avantages associés à la propriété sont transférés à l'acheteur.

Les quantités d'énergie livrée non relevée non facturée sont déterminées à partir de statistiques de consommations et d'estimations de prix de vente.

Les prestations de services ou fournitures de biens sont traitées en utilisant le principe de la méthode à l'avancement pour les opérations partiellement achevées à la clôture de l'exercice.

Les opérations de négoce sur le marché de l'énergie sont comptabilisées nettes des achats.

Les participations financières perçues des clients par le Groupe lors de leur raccordement au réseau (« tickets de raccordement ») sont enregistrées en produits constatés d'avance et sont rapportées au chiffre d'affaires sur une période fonction de la durée de vie des actifs qu'elles ont contribués à financer ou sur la durée estimée des contrats clients.

2.8 - IMPÔTS SUR LES RÉSULTATS

Les impôts sur les résultats comprennent la charge (le produit) d'impôt exigible et la charge (le produit) d'impôt différé, calculés conformément aux législations fiscales en vigueur dans les pays où les résultats sont taxables.

Les impôts exigibles et différés sont comptabilisés en résultat ou en capitaux propres si ces impôts concernent des éléments imputés directement en capitaux propres.

La charge (le produit) d'impôt exigible est le montant estimé de l'impôt dû au titre du résultat imposable de la période, déterminé en utilisant les taux d'impôt adoptés à la date de clôture.

L'impôt différé résulte des différences temporelles entre les valeurs comptables des actifs et des passifs et leurs bases fiscales. Cependant, aucun impôt différé n'est constaté pour les différences temporelles générées par :

- un goodwill non déductible fiscalement,
- la comptabilisation initiale d'un actif ou d'un passif dans une transaction qui n'est pas un regroupement d'entreprises et qui n'affecte ni le bénéfice comptable, ni le bénéfice imposable (perte fiscale) à la date de transaction,
- des participations dans des filiales, co-entreprises et entreprises associées dès lors que le Groupe contrôle la date à laquelle les différences temporelles s'inverseront et qu'il est probable que ces différences ne s'inverseront pas dans un avenir prévisible.

Les actifs et passifs d'impôt différé sont évalués aux taux d'impôt attendus sur l'exercice au cours duquel l'actif sera réalisé ou le passif réglé et qui ont été adoptés à la date de clôture. En cas de changement de taux d'impôt, les impositions différées font l'objet d'un ajustement au nouveau taux en vigueur et l'ajustement est imputé au compte de résultat sauf s'il se rapporte à un sous-jacent dont les variations sont des éléments imputés en capitaux propres, notamment au titre de la comptabilisation des instruments de couverture et des actifs disponibles à la vente.

Les impôts différés sont revus à chaque clôture pour tenir compte notamment des changements de législation fiscale et des perspectives de recouvrement des différences temporelles déductibles. Un actif d'impôt différé n'est comptabilisé que dans la mesure où il est probable que le Groupe disposera de bénéfices futurs imposables sur lesquels cet actif pourra être imputé dans un horizon prévisible ou, au-delà, d'impôts différés passifs de même maturité.

2.9 - GOODWILL ET REGROUPEMENTS D'ENTREPRISES

Les regroupements d'entreprises sont constatés selon la méthode de l'acquisition telle que définie dans la norme IFRS 3. Le coût d'acquisition correspond à la juste valeur des actifs remis, des passifs encourus ou assumés et des instruments de capitaux propres émis par l'acquéreur à la date de l'acquisition auxquels s'ajoutent les coûts annexes directement attribuables à l'acquisition.

2.9.1 Détermination des goodwill

Les goodwill représentent la différence entre le coût du regroupement d'entreprise et la part d'intérêt du Groupe dans la juste valeur des actifs, passifs et passifs éventuels identifiables de l'entité acquise à la date de prise de contrôle. Lorsqu'il en résulte une différence négative, elle est immédiatement comptabilisée en résultat.

Les justes valeurs des actifs et des passifs et la détermination du goodwill sont définitives au cours des 12 mois suivant la date d'acquisition.

En cas d'acquisition d'intérêts minoritaires dans une filiale déjà consolidée par intégration globale, le Groupe enregistre en goodwill la différence entre le prix d'acquisition des intérêts minoritaires et la quote-part de situation nette acquise, sans procéder à la réévaluation des actifs et des passifs acquis.

En cas d'acquisition d'intérêts complémentaires dans une entreprise associée sans qu'il en résulte une prise de contrôle, le Groupe maintient les actifs et les passifs antérieurement acquis à leur valeur dans les comptes consolidés.

2.9.2 Évaluation et présentation des goodwill

Les goodwill relatifs aux sociétés acquises antérieurement au 1er janvier 2004 ont été présentés au bilan, nets des amortissements constatés conformément à l'option ouverte par la norme IFRS 1.

Les goodwill provenant de l'acquisition de filiales ou de co-entreprises sont présentés séparément au bilan. Les pertes de valeur relatives à ces goodwill sont présentées sur la ligne « Perte de valeur » du compte de résultat.

Les goodwill provenant de l'acquisition d'entreprises associées sont inclus dans la valeur comptable de la participation. Les pertes de valeur relatives à ces goodwill sont enregistrées dans la ligne « quote-part de résultat net dans les sociétés mises en équivalence ».

Après leur comptabilisation initiale, les goodwill sont inscrits à leurs coûts diminués des pertes de valeur constatées.

Les goodwill ne sont pas amortis mais font l'objet d'un test de perte de valeur dès l'apparition d'indices de pertes de valeur et au minimum une fois par an.

Pour ce test, les goodwill sont alloués aux Unités génératrices de trésorerie (UGT) qui correspondent à des ensembles homogènes générant des flux identifiables bénéficiant des synergies provenant de l'acquisition. Le Groupe a retenu comme Unité génératrice de trésorerie (UGT), soit les sous-groupes, soit les entités juridiques, ventilés le cas échéant selon leur secteur d'activité (production-commercialisation, distribution, transport, autres).

La valeur recouvrable de ces unités est la valeur la plus élevée entre la juste valeur nette des coûts de sortie et la valeur d'utilité. La valeur d'utilité est déterminée par référence aux flux futurs de trésorerie nets actualisés issus des prévisions financières à moyen terme, selon les règles exposées au paragraphe 2.14. Lorsque cette valeur recouvrable est inférieure à la valeur inscrite au bilan, une perte de valeur est comptabilisée pour la différence en « perte de valeur », la perte s'imputant en priorité sur les goodwill puis sur les actifs immobilisés de l'UGT concernée.

Lors de la cession de tout ou partie d'une entité du Groupe, la quote-part du goodwill attribuable à la cession est incluse dans le calcul du résultat de cession.

2.10 - AUTRES ACTIFS INCORPORELS

Les autres actifs incorporels sont principalement constitués de logiciels, de brevets et droits similaires, de droits d'exploitation et de frais de développement, et sont amortis linéairement selon leur durée d'utilité, en général comprise entre 1 et 5 ans.

Ils incluent également, depuis le 1er janvier 2005, les quotas d'émissions de gaz à effet de serre acquis à titre onéreux, mais qui ne sont pas amortis.

2.10.1 Dépenses de recherche et de développement

Les dépenses de recherche sont comptabilisées en charges dans l'exercice au cours duquel elles sont encourues.

Les dépenses concourant au développement d'un projet sont comptabilisées en actifs incorporels lorsque le Groupe peut démontrer :

- la faisabilité technique nécessaire à l'achèvement de l'immobilisation incorporelle en vue de sa mise en service ou de sa vente,
- son intention d'achever l'immobilisation incorporelle et de l'utiliser ou de la vendre,
- sa capacité à utiliser ou à vendre l'immobilisation incorporelle,
- la façon dont l'immobilisation incorporelle générera des avantages économiques futurs probables,
- la disponibilité de ressources (techniques, financières et autres) appropriées pour achever le développement et utiliser ou vendre l'immobilisation incorporelle,
- sa capacité à évaluer de façon fiable les dépenses attribuables à l'immobilisation incorporelle au cours de son développement.

2.10.2 Quotas d'émission de gaz à effet de serre

Le traitement comptable retenu par le Groupe est le suivant :

- les quotas d'émissions acquis à titre onéreux sont comptabilisés en actifs incorporels à leur coût d'acquisition ; lorsque les droits d'émission sont remis gratuitement dans le cadre du plan national d'allocation des quotas (PNAQ) par l'État concerné, ils n'apparaissent pas au bilan ;
- lorsque les émissions réalisées ou prévisionnelles d'une entité du Groupe sont supérieures aux quotas alloués par l'État au titre de la période du PNAQ, une provision est constituée pour couvrir l'excédent d'émissions. Cette provision est évaluée au coût d'acquisition à due concurrence des quotas acquis au comptant ou à terme et pour le solde par référence au prix de marché.

Les achats / ventes à terme de quotas relevant d'une activité de négoce sont comptabilisés selon la norme IAS 39 et valorisés à leur juste valeur à la date du bilan. La variation de juste valeur est enregistrée en résultat.

2.11 - IMMOBILISATIONS CORPORELLES

Les immobilisations corporelles du Groupe sont constituées de biens propres d'une part et de biens concédés d'autre part (voir note 2.12).

2.11.1 Évaluation initiale

Les immobilisations corporelles sont évaluées à leur coût d'acquisition ou à leur coût de production.

Le coût des installations réalisées en interne comprend tous les coûts de main-d'œuvre, de pièces et tous les autres coûts de production incorporables à la construction de l'actif.

Les dépenses de sécurité engagées à la suite d'obligations légales ou réglementaires sous peine d'interdictions administratives d'exploitation sont immobilisées.

Le coût des immobilisations comprend également les coûts de déconstruction des installations de production et pour les installations nucléaires le coût du dernier cœur. Ces actifs sont comptabilisés en contrepartie des provisions constituées au titre de ces obligations. A la date de mise en service, ces actifs sont évalués et valorisés aux mêmes conditions que la provision dont ils sont la contrepartie (voir note 2.21). Ainsi sont inclus dans la valeur des immobilisations :

- le coût actualisé de la déconstruction des installations,
- et pour les installations nucléaires, le coût actualisé du dernier cœur de combustible, comprenant la dépréciation du stock résiduel de combustible en réacteur non totalement irradié au moment de l'arrêt définitif de la production, le coût du retraitement de ce combustible, ainsi que le coût d'évacuation et de stockage des déchets de ces opérations.

Les pièces de sécurité stratégiques des installations nucléaires constituent des immobilisations corporelles. Elles sont amorties au prorata de la durée de vie des installations.

Les coûts des révisions décennales imposées réglementairement pour les centrales nucléaires et les centrales thermiques à flamme constituent un composant de la valeur de ces installations, qui est amorti sur une durée correspondant à l'intervalle séparant deux révisions.

Les coûts d'emprunt des capitaux utilisés pour financer les installations ainsi que les dépenses de pré-exploitation sont comptabilisés en charges.

2.11.2 Mode et durées d'amortissement

Les immobilisations sont amorties linéairement sur leur durée d'utilité.

Pour les principaux ouvrages, les durées d'utilité estimées sont les suivantes :

- Barrages hydroélectriques ..... : 75 ans
- Matériel électromécanique des usines hydroélectriques .... : 50 ans
- Centrales thermiques à flamme ..... : 30 à 45 ans
- Installations de production nucléaire ..... : 40 ans [1]
- Installations de transport et de distribution (lignes, postes de transformation) ..... : 30 à 45 ans

(1) Sous réserve de dispositions réglementaires plus restrictives dans certains pays.

En 2005, le Groupe a décidé, avec effet au 1er janvier 2005, d'allonger la durée d'utilité de centrales thermiques à flamme d'EDF SA pour la porter de 30 à 45 ans. Cet allongement résultait de l'adaptation et de la modernisation du parc thermique prévues pendant la période 2004-2008. Il ne concernait pas les centrales visées par des contraintes réglementaires liées à l'environnement dont l'arrêt est programmé en 2015.

2.12 - CONTRATS DE CONCESSION

2.12.1 Méthodes comptables

Au 31 décembre 2006, comme au 31 décembre 2005, le Groupe EDF comptabilise les contrats public / privé selon les normes et interprétations IAS 16, IAS 17, IAS 18, IAS 37, IFRS 6, et IFRIC 4 en fonction des spécificités des contrats.

L'IFRIC a publié, en novembre 2006, l'interprétation IFRIC 12 « Accords de concession de services », qui est d'application obligatoire pour les exercices ouverts à compter du 1er janvier 2008. Cette interprétation est actuellement soumise au processus d'homologation de la Commission européenne.

Dans les comptes 2006, le Groupe EDF n'applique pas par anticipation cette interprétation, laquelle apporte des précisions sur le traitement comptable de certains contrats de concessions entre une entité du secteur privé (l'opérateur) et le secteur public en vertu desquels l'opérateur exploite une infrastructure dans le cadre d'une obligation de service public.

Pour les accords entrant dans le cadre de l'interprétation, l'opérateur doit comptabiliser un actif financier s'il dispose d'un droit inconditionnel à recevoir un montant déterminable de trésorerie au titre de la construction de l'infrastructure ; a contrario l'opérateur doit comptabiliser un actif incorporel s'il dispose d'un droit à recevoir des flux de trésorerie dont le montant reste soumis à une variabilité en fonction de la demande ou de la consommation des usagers.

Pour les accords n'entrant pas dans le cadre de l'opération, l'interprétation renvoie aux normes IAS16, IAS 17 et IAS 18 selon les cas.

Une revue exhaustive des contrats de concession est en cours, prenant en compte les diversités juridiques et les environnements rencontrés tant en France qu'à l'étranger, afin d'apprécier si ces contrats entrent ou non dans le champ d'application d'IFRIC 12. Cette revue porte également sur certains contrats comptabilisés selon l'interprétation IFRIC 4.

2.12.2 Concessions en France

En France, le Groupe est concessionnaire de 3 types de concessions de service public :

- les concessions de distribution publique, dont les concédants sont les collectivités locales (communes ou syndicats de communes) ;
- les concessions de forces hydrauliques, ayant pour concédant l'Etat ;
- la concession du réseau public de transport qui a pour concessionnaire la filiale RTE EDF Transport (intégrée globalement au 1er janvier 2005) et pour concédant l'Etat.

Les concessions de distribution publique d'électricité

Les biens relevant de ce régime sont inscrits en immobilisations du domaine concédé pour leur coût d'acquisition ou à leur valeur estimée d'apport pour les biens remis par le concédant. Ces biens font l'objet d'un amortissement industriel sur leur durée d'utilité.

Des développements complémentaires sur ce régime ainsi que sur les passifs des concessions sont présentés en note 3.

Conformément à la loi n° 2006-1537 du 7 décembre 2006, EDF SA a engagé un processus d'apport des activités de distribution à une filiale détenue à 100 %, qui devrait aboutir en 2007 et se traduire par un transfert de biens concédés à cette dernière.

Les concessions de forces hydrauliques

Les immobilisations affectées au service de la concession concernent les ouvrages de production hydraulique (barrages, conduites, turbines…), et pour les concessions renouvelées récemment, incluent également les ouvrages de production d'électricité (alternateurs…).

L'article 7 de la loi n° 2006-1772 du 30 décembre 2006 sur l'eau et les milieux aquatiques a supprimé le droit de préférence au concessionnaire sortant que la loi du 16 octobre 1919 avait institué.

Par ailleurs l'article 33 de la loi de finances rectificative pour 2006, n° 2006-1771 du 30 décembre 2006, prévoit au profit du concessionnaire sortant le principe d'une indemnisation de la part non amortie de ses investissements réalisés durant la deuxième moitié de l'exécution du contrat, à l'exception de ceux qui auraient été nécessaires à la remise en bon état des ouvrages à la fin de la concession, sans que cette durée puisse être inférieure à dix ans. A la date de clôture des comptes, le décret fixant les modalités d'application de cette disposition n'était pas paru.

Les biens concédés sont inscrits en immobilisations corporelles du domaine concédé pour leur coût d'acquisition. Les biens sont amortis sur leur durée de vie qui correspond en général à la durée des concessions.

La concession du réseau public de transport

La concession de transport date de 1956. Sa durée est de 75 ans. La loi du 10 février 2000 a confié à un service indépendant au sein d'EDF la charge de gérer le réseau public de transport de l'électricité. Ce service a été filialisé, à compter du 1er janvier 2005, sous le nom de RTE EDF Transport, société intégrée globalement.

Un nouveau cahier des charges type de concession du réseau public de transport a été approuvé par le décret n° 2006-1731 du 23 décembre 2006. L'Etat et RTE EDF Transport se rapprocheront afin de conclure un contrat de concession auquel sera annexé ce cahier des charges.

Les biens affectés à la concession du réseau public de transport sont par la loi propriété de RTE EDF Transport. Ils sont inscrits en immobilisations du domaine propre. Ils sont amortis sur leur durée d'utilité.

2.12.3 Concessions à l'étranger

Les dispositions relatives aux concessions à l'étranger sont différentes selon les contrats et les législations nationales. Les principaux pays concernés sont les suivants :

• **le Royaume-Uni**

EDF Energy est propriétaire de réseaux de distribution publique d'électricité. La filiale détient un monopole sur la zone géographique définie dans la licence. Les licences peuvent être révoquées, en cas de manquement aux obligations de la licence de distribution, avec un préavis de 25 ans.

Les réseaux sont inscrits en immobilisations du domaine propre et sont amortis sur leur durée d'utilité.

• **l'Allemagne**

Les réseaux de distribution dont EnBW est le concessionnaire lui appartiennent pour la durée de la concession. En cas de non-renouvellement de concession, EnBW doit céder le réseau à la collectivité concédante à sa juste valeur ou à la valeur de remplacement amortie.

Les réseaux concédés sont comptabilisés dans les immobilisations corporelles du domaine propre et amortis sur leur durée d'utilité.

• **l'Italie**

Edison est concessionnaire de sites de production d'hydrocarbures, de sites de stockage de gaz, de réseaux de distribution locale de gaz et de sites de production hydraulique. Il est propriétaire des actifs, à l'exception d'une partie des immobilisations corporelles des sites de production hydraulique qui sont gratuitement cessibles à l'échéance de la concession, par exemple les conduites.

Les actifs concédés sont inscrits en immobilisations corporelles, à l'exception des droits de prospection et des dépenses qui sont associées à la découverte de ressources minérales spécifiques, liés aux sites de production d'hydrocarbures qui sont classées en actifs incorporels.

Ils sont amortis sur leur durée d'utilité, à l'exception :

- des actifs de production hydraulique qui sont remis gratuitement à la fin de la concession et qui sont amortis sur la durée de la concession ;
- des actifs relatifs aux concessions d'hydrocarbures qui sont amortis selon la méthode de l'unité de production ;
- des dépenses qui sont associées à la découverte de ressources minérales spécifiques qui sont amorties sur l'exercice.

2.13 - CONTRATS DE LOCATION

Dans le cadre de ses activités, le Groupe utilise des actifs mis à sa disposition en vertu de contrats de location. Ces contrats de location font l'objet d'une analyse au regard des situations décrites et indicateurs fournis par la norme IAS 17 afin de déterminer s'il s'agit de contrats de location simple ou de contrats de location-financement.

2.13.1 Contrats de location-financement

Les contrats ayant pour effet de transférer au Groupe la quasi-totalité des risques et avantages inhérents à la propriété des biens loués sont qualifiés de contrats de location-financement. Les critères examinés par le Groupe afin d'apprécier si un contrat de location transfère la quasi-totalité des risques et avantages sont notamment :

- le rapport entre la durée des contrats des actifs loués et leur durée de vie,
- le total des paiements futurs actualisés rapporté à la juste valeur de l'actif financé,
- l'existence d'un transfert de propriété à l'issue du contrat de location,
- l'existence d'une option d'achat favorable,
- la nature spécifique de l'actif loué.

Lors de la comptabilisation initiale, les actifs utilisés dans le cadre de contrats de location-financement sont enregistrés en immobilisations corporelles avec pour contrepartie une dette financière.

Les actifs détenus en vertu de contrats de location-financement sont amortis sur leur durée d'utilisation ou, lorsqu'elle est plus courte, sur la durée du contrat de location correspondant.

Lorsque le Groupe réalise une opération de cession-bail qui débouche sur un contrat de location-financement, cette opération est comptabilisée conformément aux principes énoncés ci-dessus. Dans le cas où le prix de cession est supérieur à la valeur comptable de l'actif, l'excédent est différé et amorti sur la durée du contrat de location.

2.13.2 Contrats de location simple

Les contrats de location ne correspondant pas à la définition d'un contrat de location-financement sont qualifiés de contrat de location simple et comptabilisés comme tels.

Les paiements effectués au titre de ces contrats sont comptabilisés en charges dans le compte de résultat.

2.13.3 Accords qui contiennent des contrats de location

Conformément à l'interprétation IFRIC 4, le Groupe identifie les accords qui, bien que n'ayant pas la forme juridique d'un contrat de location, transfèrent le droit d'utilisation d'un actif ou d'un groupe d'actifs spécifiques au preneur du contrat, dès lors que le preneur bénéficie d'une part substantielle de la production de l'actif et que le paiement n'est pas dépendant de la production ou du prix du marché.

Les accords ainsi identifiés sont assimilés à des contrats de location et sont analysés en regard des dispositions de la norme IAS 17 en tant que tels pour être qualifiés soit de contrat de location simple soit de contrat de location-financement.

2.14 - PERTES DE VALEUR DES AUTRES ACTIFS INCORPORELS ET DES IMMOBILISATIONS CORPORELLES

Le Groupe apprécie, à chaque clôture des comptes et à chaque arrêté intermédiaire, s'il existe un indice montrant qu'un actif a pu perdre notablement de la valeur. Lorsqu'il existe un indice de perte de valeur, un test de dépréciation est effectué :

- Le Groupe mesure les éventuelles dépréciations des actifs long terme par comparaison entre la valeur comptable de ces actifs, le cas échéant regroupés au sein d'unités génératrices de trésorerie, et leur valeur recouvrable généralement leur valeur d'utilité calculée par la méthode des flux de trésorerie futurs actualisés.
- Les taux d'actualisation retenus pour ces besoins s'appuient sur le coût moyen pondéré du capital de chacun des actifs ou groupes d'actifs concernés ; ils sont déterminés par zones économique, géographique et par activité le cas échéant. Le taux d'actualisation avant impôt est calculé par un processus itératif à partir des taux après impôts.
- Les flux de trésorerie futurs sont établis sur la base des plans à moyen terme sur trois ans. Les variables susceptibles d'influencer significativement les calculs sont :

  – les évolutions de la réglementation tarifaire et des prix de marché,
  – les évolutions des taux d'intérêt et des primes de risque de marché,
  – les niveaux de marché et la part de marché sur les offres ainsi que le niveau d'investissement,
  – la durée de vie des installations ainsi que le plan de renouvellement des concessions,
  – les taux de croissance retenus au-delà des plans à moyen terme et les valeurs terminales considérées.

  Ce test de dépréciation repose sur des plans d'affaires et des hypothèses validés par le Groupe.

2.15 - ACTIFS ET PASSIFS FINANCIERS

Le Groupe applique, depuis le 1er janvier 2005, les normes IAS 32 et 39 relatives aux instruments financiers. Leur mise en application a conduit le Groupe à reclasser les actifs et les passifs financiers et le cas échéant à les revaloriser.

Les actifs financiers comprennent les immobilisations financières (titres de participations non consolidés, actifs dédiés et autres titres de placement), les prêts et créances financières ainsi que la juste valeur positive des dérivés.

Les actifs dédiés sont des actifs financiers destinés à participer au financement des opérations de fin de cycle nucléaire provisionnées au passif du bilan (voir notes 22.3.2.1 et 29.4). Ces actifs sont isolés de la gestion des autres actifs ou placements financiers du Groupe eu égard à leur objectif. Ils sont composés de titres obligataires, d'actions, d'OPVCM et de fonds dits réservés, constitués par le Groupe pour son usage exclusif.

Les passifs financiers comprennent les emprunts et dettes financières, les concours bancaires et la juste valeur négative des instruments dérivés.

Les actifs et passifs financiers sont présentés au bilan en actifs ou passifs courants ou non courants selon que leur échéance est inférieure ou supérieure à un an, à l'exception des dérivés de transaction qui sont classés en courant.

Les dettes et créances d'exploitation ainsi que la trésorerie et équivalents de trésorerie entrent dans le champ d'application de la norme IAS 39 ; ils sont présentés distinctement au bilan.

2.15.1 Classement des actifs et passifs financiers et modalités d'évaluation

2.15.1.1 Actifs et passifs financiers à la juste valeur avec variations de juste valeur en résultat

Les actifs financiers à la juste valeur avec les variations de juste valeur en résultat sont désignés comme tels à l'initiation de l'opération car :

- ils ont été acquis dès l'origine avec l'intention de revente à brève échéance,
- ou il s'agit de dérivés non qualifiés de couverture (dérivés de transaction),
- ou le Groupe a choisi de les classer dans cette catégorie selon l'option offerte par la norme IAS 39.

Ces actifs sont comptabilisés à la date de transaction, à leur coût d'acquisition y compris frais accessoires d'achat. A chaque date d'arrêté comptable, ils sont évalués à leur juste valeur.

Les variations de juste valeur sont enregistrées au compte de résultat dans la rubrique « Autres produits et charges financiers ».

Les dividendes et intérêts perçus sur ces actifs évalués à la juste valeur sont comptabilisés en résultat en « Autres produits financiers ».

Les variations de juste valeur des contrats de matières premières d'EDF Trading sont enregistrées dans la rubrique « Chiffres d'affaires » du compte de résultat.

En ce qui concerne l'option sur la juste valeur, le Groupe classe un actif ou un passif dans la catégorie « juste valeur sur option » dans les 3 cas suivants :

1. élimination ou réduction significative d'une incohérence dans la méthode d'évaluation d'actifs ou de passifs (« accounting mismatch »),
2. gestion de la performance d'un groupe d'actifs / passifs à la juste valeur, conformément aux stratégies documentées et au reporting effectué auprès du management,
3. l'actif ou le passif comprend un instrument dérivé incorporé.

Si un contrat contient un ou plusieurs dérivés incorporés, il est possible de classer l'instrument hybride dans la catégorie juste valeur sur option, à l'exception des 2 situations suivantes :

- le dérivé incorporé ne modifie pas substantiellement les cash-flows du contrat ;
- l'analyse des caractéristiques du contrat hôte et du dérivé incorporé n'induit pas une séparation du dérivé incorporé.

2.15.1.2 Actifs financiers détenus jusqu'à l'échéance

Sont classés dans cette catégorie les actifs financiers à maturité fixe que le Groupe a acquis avec l'intention et la capacité de les détenir jusqu'à leur échéance. Ils sont comptabilisés au coût amorti. Les intérêts comptabilisés au taux d'intérêt effectif sont enregistrés dans la rubrique « Autres produits et charges financiers » du compte de résultat.

2.15.1.3 Prêts et créances financières

Les prêts et créances financières sont évalués et comptabilisés au coût amorti diminué d'une éventuelle provision pour dépréciation. Les intérêts reconnus au taux d'intérêt effectif sont comptabilisés dans le poste « Autres produits et charges financiers » du compte de résultat.

2.15.1.4 Actifs financiers disponibles à la vente

Les actifs financiers disponibles à la vente comprennent les titres de participation, les fonds réservés ainsi que les titres de placement. Ils sont comptabilisés en date d'arrêté à leur juste valeur. Les plus-values ou moins-values latentes sur ces actifs financiers disponibles à la vente sont constatées en capitaux propres. Les justes valeurs de référence sont les valeurs de marché de ces titres, pour ceux qui sont cotés sur un marché actif. S'il n'existe pas de marché actif, le Groupe a recours à des méthodes d'évaluation communément utilisées. Quand une juste valeur ne peut être estimée de manière fiable au moyen d'autres méthodes d'évaluation admises comme l'actualisation des flux futurs, ces titres sont évalués à leur coût d'acquisition, diminué de toute dépréciation cumulée.

Pour les actifs financiers disponibles à la vente représentant les titres de dettes, les intérêts calculés au taux d'intérêt effectif sont crédités au compte de résultat dans le poste « Autres produits financiers ».

2.15.1.5 Dettes financières et dettes d'exploitation

Les dettes financières sont comptabilisées selon la méthode du coût amorti avec séparation éventuelle des dérivés incorporés. Les intérêts calculés au taux d'intérêt effectif, sont comptabilisés au poste « Coût de l'endettement financier brut » sur la durée de la dette financière.

La juste valeur de la dette est précisée en note 31.2.6.

2.15.1.6 Instruments financiers dérivés

2.15.1.6.1 Champ d'application

Le champ d'application des instruments financiers dérivés a été défini par le Groupe conformément aux dispositions et principes introduits par la norme IAS 39.

En particulier, les contrats d'achat et de vente à terme avec livraison physique d'énergie ou de matières premières sont considérés comme exclus du champ d'application de la norme IAS 39, dès lors que ces contrats ont été conclus dans le cadre de l'activité dite « normale » du Groupe. Cette qualification sera démontrée dès que les conditions suivantes sont réunies :

- une livraison physique intervient systématiquement ;
- les volumes achetés (vendus) au titre de ces contrats correspondent aux besoins d'exploitation du Groupe,
- les contrats ne sont pas assimilables à des ventes d'option au sens de la norme. Dans le cas particulier des contrats de vente d'électricité, le contrat est assimilable en substance à une vente à terme ferme ou s'apparente à une vente de capacité.

Dans ce cadre, le Groupe considère que les transactions négociées dans l'objectif d'un équilibrage en volumes entre engagements d'achat et de vente d'électricité entrent dans le cadre de son métier d'électricien intégré et sont exclues du champ d'application de la norme IAS 39.

Conformément aux principes de la norme IAS 39, le Groupe analyse l'ensemble de ses contrats – portant sur des éléments financiers ou non financiers – afin d'identifier l'existence d'éventuels instruments dérivés dits « incorporés ». Toute composante d'un contrat qui affecte les flux du contrat concerné de manière analogue à celle d'un instrument financier dérivé autonome répond à la définition d'un dérivé incorporé au contrat.
Si les conditions prévues par la norme sont réunies, un dérivé incorporé est séparé en comptabilité, en date de mise en place du contrat.

2.15.1.6.2 Évaluation et comptabilisation

Les instruments financiers dérivés sont évalués à leur juste valeur. Cette juste valeur est déterminée sur la base de prix cotés et de données de marché, disponibles auprès de contributeurs externes. Le Groupe peut également faire référence à des transactions récentes comparables ou utiliser une valorisation fondée sur des modèles internes reconnus par les intervenants sur le marché et intégrant des données directement dérivées de ces données observables telles que des cotations de gré à gré.

La variation de juste valeur de ces instruments dérivés est enregistrée au compte de résultat sauf lorsqu'ils sont désignés comme instruments de couverture dans une couverture de flux de trésorerie ou d'un investissement net. Dans ce dernier cas, les variations de valeur des instruments de couverture sont comptabilisées directement en capitaux propres, hors part inefficace des couvertures.

Dans le cas particulier des instruments financiers négociés dans le cadre des activités d'EDF Trading, les résultats réalisés et latents sont présentés en net dans la rubrique « Chiffre d'affaires ».

2.15.1.6.3 Instruments financiers dérivés qualifiés de couverture

Le Groupe EDF utilise des instruments dérivés pour couvrir ses risques de change et de taux ainsi que ceux liés à certains contrats de matières premières.

Les critères retenus par le Groupe pour la qualification d'un instrument dérivé comme une opération de couverture sont ceux prévus par la norme IAS 39 :

(1) l'opération de couverture doit couvrir les variations de juste valeur ou des flux de trésorerie imputables au risque couvert et l'efficacité de la couverture (représentant le niveau de compensation des variations de valeur de l'instrument de couverture avec celles de l'élément couvert ou de la transaction future) se situe dans une fourchette comprise entre 80 % et 125 % ;
(2) en ce qui concerne les opérations de couverture de flux de trésorerie, la transaction future, objet de la couverture, doit être hautement probable ;
(3) l'efficacité de la couverture est déterminée de manière fiable ;
(4) l'opération de couverture est étayée par une documentation adéquate dès sa mise en place.

Le Groupe applique les typologies de couverture suivantes :

(a) couverture de juste valeur

Il s'agit d'une couverture des variations de juste valeur d'un actif ou passif comptabilisé au bilan ou d'un engagement ferme d'acheter ou de vendre un actif. Les variations de juste valeur de l'élément couvert attribuable à la composante couverte sont enregistrées en résultat et compensées par les variations symétriques de juste valeur de l'instrument de couverture, seule la fraction inefficace de la couverture impactant le résultat.

(b) couverture de flux de trésorerie

Il s'agit d'une couverture de transactions futures hautement probables où les variations de flux de trésorerie générés par l'élément couvert sont compensées par les variations de valeur de l'instrument de couverture.
Les variations cumulées de juste valeur sont enregistrées dans une rubrique des capitaux propres pour leur partie efficace et en résultat pour la partie inefficace (correspondant à l'excédent de variations de juste valeur de l'instrument de couverture par rapport aux variations de juste valeur de l'élément couvert).
Lorsque les flux de trésorerie couverts se matérialisent, les montants jusqu'alors enregistrés en capitaux propres sont repris au compte de résultat symétriquement aux flux de l'élément couvert.

(c) couverture d'un investissement net

Il s'agit de couvrir l'exposition au risque de change associé à un investissement net dans une entité étrangère. Les variations cumulées de juste valeur des instruments de couverture sont enregistrées en capitaux propres pour leur partie considérée comme efficace jusqu'à la sortie de l'investissement net, date à laquelle ce montant est comptabilisé en résultat de cession. La partie inefficace de la couverture (déterminée selon les mêmes modalités que pour une couverture de flux futurs) est enregistrée directement en résultat.

La relation de couverture prend fin dès lors que :

- un instrument dérivé cesse d'être un instrument de couverture efficace,
- un instrument dérivé échoit, est vendu, annulé ou exercé,
- l'élément couvert est arrivé à échéance, a été vendu ou remboursé,
- une transaction future n'est plus considérée comme hautement probable.

Seuls les instruments dérivés externes au Groupe étant réputés éligibles à la comptabilité de couverture, les résultats relatifs aux instruments dérivés internes sont éliminés dans les comptes consolidés. Toutefois, dans le cadre d'une relation de couverture initiée au moyen de dérivés internes au Groupe, la comptabilité de couverture s'applique s'il est démontré que les instruments dérivés internes donnent lieu à un retournement à l'extérieur du Groupe.

2.15.2 Dépréciation des actifs financiers

A chaque date d'arrêté des comptes, le Groupe apprécie s'il existe une indication objective de dépréciation d'un actif. Si tel est le cas, le Groupe estime la valeur recouvrable de l'actif et comptabilise une éventuelle perte de valeur en fonction de la catégorie d'actif concerné.

2.15.2.1 Actifs financiers comptabilisés au coût amorti

Le montant de la perte est égal à la différence entre la valeur comptable de l'actif et la valeur actualisée des flux de trésorerie futurs attendus, déterminée au taux d'intérêt effectif d'origine de l'instrument financier. Le montant de la perte est inclus dans le poste « Autres charges financières » du compte de résultat. Si, au cours d'un exercice ultérieur, la perte diminue, elle est reprise en résultat.

2.15.2.2 Actifs financiers disponibles à la vente

S'il existe une baisse significative et durable de la juste valeur des actifs disponibles à la vente, la moins-value latente est reclassée des capitaux propres au résultat de l'exercice. Si, au cours d'une période ultérieure, la juste valeur d'un actif disponible à la vente augmente, l'accroissement de valeur est inscrit en capitaux propres pour les instruments de capitaux propres tandis qu'elle motive une reprise en résultat de la dépréciation antérieurement constatée au titre des instruments de dettes.

2.15.3 Décomptabilisation des actifs et passifs financiers

Le Groupe décomptabilise tout ou partie :

- d'un actif financier lorsque les droits contractuels constituant cet actif arrivent à expiration, lorsque le Groupe transfère substantiellement la quasi-totalité des risques inhérents à la propriété de l'actif ;
- d'un passif financier lorsque le passif est éteint du fait de l'annulation de l'obligation ou de l'arrivée à échéance. Lorsqu'une restructuration de dette a lieu avec un prêteur, et que les termes sont substantiellement différents, le Groupe enregistre un nouveau passif.

2.15.4 Opérations de titrisation

Lorsqu'il est démontré que le Groupe n'a pas le contrôle des fonds communs de créances issus des opérations de titrisation, ils sont exclus du périmètre de consolidation. Dans le cas contraire, la contrepartie de la trésorerie reçue est portée en « Autres dettes ».

2.16 - STOCKS ET EN-COURS

Les stocks sont évalués au plus faible de leur coût historique et de leur valeur nette de réalisation, à l'exception des stocks de négoce qui sont évalués à leur valeur de marché.

Le coût d'entrée des stocks comprend tous les coûts directs de matières, les coûts de main-d'œuvre ainsi que l'affectation des coûts indirects de production.

2.16.1 Matières et combustibles nucléaires

Les stocks de matières et de combustibles nucléaires sont constitués de matières fissiles aux différents stades d'élaboration et du combustible en réacteur et en magasin. Le cycle de fabrication des combustibles nucléaires est supérieur à un an.

Les matières et combustibles nucléaires ainsi que les en-cours de production sont évalués en fonction des coûts directs de fabrication incluant les matières, la main-d'œuvre ainsi que les prestations sous-traitées (fluoration, enrichissement…).

Les charges financières engendrées par le financement des combustibles nucléaires sont enregistrées en charges de période.

Les matières nucléaires, quelle que soit leur forme dans le cycle de fabrication des combustibles, dont la durée est supérieure à un an, et les combustibles nucléaires, qu'ils soient en magasin ou en réacteur, sont enregistrés dans les comptes de stocks.

Les stocks de combustibles nucléaires sont évalués selon la méthode dite du coût moyen pondéré appliquée à chacune des composantes (uranium naturel, fluoration, enrichissement, fabrication).

Le Groupe ne valorise pas l'uranium issu du retraitement, compte-tenu des incertitudes relatives à son utilisation future.

Les consommations de combustibles nucléaires sont déterminées par composante sur la base des quantités prévisionnelles épuisées par kWh produit. Ces quantités sont valorisées au coût moyen pondéré calculé à la fin du mois précédent et intégrant le coût des approvisionnements du mois en cours.
L'épuisement prévisionnel des quantités donne lieu périodiquement à correction du stock sur la base de mesures neutroniques.

2.16.2 Matières et autres stocks d'exploitation

Les stocks sont évalués selon la méthode du coût moyen pondéré en retenant les coûts d'achat directs et indirects.

Les provisions constituées pour les pièces de rechange approvisionnées dans le cadre d'un programme de maintenance dépendent du taux de rotation de ces pièces et de la durée de vie des unités de production.

2.17 - CLIENTS ET COMPTES RATTACHÉS

Lors de leur comptabilisation initiale, les clients et comptes rattachés sont comptabilisés à leur valeur nominale. Une provision pour dépréciation est constatée lorsque leur valeur d'inventaire basée sur la probabilité de leur recouvrement déterminée en fonction de la typologie des créances, est inférieure à leur valeur comptable. Le risque assorti aux créances douteuses est apprécié individuellement.

Cette rubrique enregistre également le montant des factures à établir relatives à l'énergie livrée, non relevée et non facturée. Une provision est constituée pour faire face au risque potentiel de non-recouvrement.

2.18 - TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE

La trésorerie et les équivalents de trésorerie sont constitués des liquidités immédiatement disponibles et des placements à très court terme dont l'échéance à la date d'acquisition est généralement inférieure ou égale à trois mois et qui sont soumis à un risque négligeable de changement de valeur.

Les titres détenus à court terme et classés en « Équivalents de trésorerie » sont comptabilisés à la juste valeur avec les variations de juste valeur en résultat dans la rubrique « Produits sur trésorerie et équivalents de trésorerie ».

2.19 - CAPITAUX PROPRES

2.19.1 Écart de réévaluation à la juste valeur des instruments financiers

Les écarts de réévaluation à la juste valeur des instruments financiers proviennent de la réévaluation à la juste valeur des actifs financiers disponibles à la vente et de certains instruments de couverture.

2.19.2 Frais d'émission de capital

Seuls les coûts externes expressément liés à l'augmentation de capital constituent des frais d'émission de titres. Ils sont imputés sur la prime d'émission pour leur montant net d'impôt.

Les autres coûts constituent des charges de l'exercice.

2.20 - ACTIONS PROPRES

Les actions propres sont des titres d'auto-contrôle émis par l'entreprise consolidante et détenus soit par elle-même soit par les autres membres du groupe consolidé. Elles sont enregistrées pour leur coût d'acquisition en diminution des capitaux propres jusqu'à leur date de cession. Les résultats de cession de ces titres sont imputés directement dans les capitaux propres et ne contribuent pas au résultat de l'exercice.

2.21 - PROVISIONS

Les provisions sont comptabilisées par le Groupe si les trois conditions suivantes sont remplies :

- le Groupe a une obligation actuelle (juridique ou implicite) vis-à-vis d'un tiers qui résulte d'un évènement passé, antérieur à la date de clôture ;
- il est probable qu'une sortie de ressources représentative d'avantages économiques sera nécessaire pour éteindre l'obligation ;
- le montant de l'obligation peut être estimé de manière fiable.

L'évaluation des provisions est faite sur la base des coûts attendus par le Groupe pour éteindre l'obligation. Les estimations sont déterminées à partir de données de gestion issues du système d'information, d'hypothèses retenues par le Groupe, éventuellement complétées par l'expérience de transactions similaires, et, dans certains cas, sur la base de rapports d'experts indépendants ou de devis de prestataires. Ces différentes hypothèses sont revues à l'occasion de chaque arrêté comptable.

Lorsqu'il est attendu un remboursement total ou partiel de la dépense, qui a fait l'objet d'une provision, le remboursement est comptabilisé en créance, si et seulement si, le Groupe a la quasi-certitude de le recevoir.

Dans des cas exceptionnels, il se peut qu'une provision ne puisse être comptabilisée par manque d'estimation fiable. Cette obligation est alors indiquée en annexe en tant que passif éventuel, à moins que la probabilité de sortie de ressources ne soit faible.

Les provisions sont notamment destinées à couvrir :

- les dépenses de fin de cycle des combustibles nucléaires :
  une provision pour retraitement des combustibles irradiés et pour évacuation et stockage des déchets issus de cette opération est constituée sur l'ensemble des combustibles en cours d'utilisation (pour la partie épuisée) ou consommés,
- les charges liées à la déconstruction des centrales et les charges relatives au combustible en réacteur au moment de l'arrêt de ce dernier (provision pour derniers cœurs),
- les pertes futures relatives à des contrats pluriannuels d'achat et de vente d'énergie :
  – les pertes sur contrats d'achat d'énergie sont évaluées en comparant le coût d'achat défini par les conditions contractuelles au prix de marché prévisionnel de l'électricité,
  – les pertes sur contrats de vente d'énergie sont évaluées en comparant les recettes estimées selon les conditions contractuelles avec le coût de production de l'énergie à livrer.

Les provisions constituées pour dépenses de fin de cycle des combustibles nucléaires, pour charges liées à la déconstruction des centrales et aux derniers cœurs, pour pertes futures relatives à des contrats pluriannuels d'achat et de vente d'énergie, sont estimées en appliquant aux montants des décaissements prévus un indice d'inflation prévisionnel à long terme, et sont actualisées à partir des taux représentant la meilleure estimation d'un taux de rendement à long terme sur les marchés obligataires.

Le taux d'inflation et le taux d'actualisation sont déterminés à partir des paramètres économiques du pays dans lequel est située l'entité économique.

Pour la France, le Groupe retient un taux d'actualisation sur la base de séries longues d'un échantillon d'emprunts obligataires et tient compte du fait qu'une partie des dépenses pour lesquelles sont constituées ces provisions sera décaissée sur des horizons de temps qui excèdent largement la durée des instruments couramment traités sur les marchés financiers.

L'effet d'actualisation, généré à chaque arrêté pour refléter l'écoulement du temps, est comptabilisé en charges financières dans la ligne « Charges d'actualisation ».

L'effet des changements d'estimation des provisions à long terme dont la contrepartie a été initialement enregistrée à l'actif, qu'ils soient liés à un changement de calendrier, de taux d'actualisation, d'estimation des dépenses ou d'évolutions technologiques est imputé sur l'actif de contrepartie et au-delà sur l'actif de référence sous-jacent (centrale). Chacun de ces paramètres pris isolément ou de façon combinée est susceptible d'impacter sensiblement ces estimations dans le temps.

2.22 - AVANTAGES DU PERSONNEL

Les salariés du Groupe bénéficient, suivant les réglementations locales et certaines dispositions spécifiques comme la réglementation statutaire pour les entreprises relevant du régime des Industries électriques et gazières, d'avantages pendant leur durée d'activité et d'inactivité.

2.22.1 Engagements concernant les retraites et les avantages postérieurs à l'emploi

Lors de leur départ en retraite, les salariés du Groupe bénéficient de pensions déterminées selon les réglementations locales auxquelles s'ajoutent le cas échéant des prestations directement à la charge des sociétés, et des prestations complémentaires dépendantes des réglementations.

Les engagements d'EDF SA et des filiales françaises relevant du régime des IEG sont décrits dans la note 29.5.2.2 pour chacun de ces engagements.

2.22.2 Engagements concernant les autres avantages à long terme

Ces avantages concernant les salariés en activité sont accordés selon chaque réglementation locale, en particulier la réglementation statutaire des Industries électriques et gazières pour EDF SA et les filiales françaises sous le régime des IEG. Ils sont décrits dans la note 29.5.3 de la présente annexe.

2.22.3 Mode de calcul et comptabilisation des engagements liés au personnel

Les engagements au titre des plans à prestations définies font l'objet d'évaluations actuarielles, en appliquant la méthode des unités de crédit projetées. Cette méthode consiste à déterminer les droits acquis par le personnel à la clôture en matière de retraites, avantages postérieurs à l'emploi et avantages à long terme, en tenant compte des conditions économiques propres à chacun des pays et des perspectives d'évolution de salaires.

Ainsi, pour les retraites et les autres avantages postérieurs à l'emploi, cette méthode d'évaluation tient compte en particulier des données suivantes :

- des salaires en fin de carrière en intégrant l'ancienneté des salariés, le niveau de salaire projeté à la date de départ en retraite compte-tenu des effets de progression de carrière attendus et d'une évolution estimée du niveau de retraites,
- l'âge de départ en retraite déterminé en fonction des dispositions applicables (service actif, nombre d'enfants),
- des effectifs prévisionnels de retraités déterminés à partir des taux de rotation des effectifs et des tables de mortalité disponibles dans chacun des pays,
- des réversions de pensions dont l'évaluation associe la probabilité de survie de l'agent et de son conjoint, et le taux de matrimonialité relevé sur la population des agents des IEG,
- d'un taux d'actualisation, fonction de la zone géographique et de la duration des engagements.

Le montant de la provision tient compte de la valeur des actifs destinés à couvrir les engagements de retraite, qui vient en minoration de l'évaluation des engagements ainsi déterminée.

Pour les retraites et les avantages postérieurs à l'emploi, les gains et pertes actuariels excédant 10 % du plus haut des engagements et des actifs du régime (corridor) sont constatés en résultat sur la durée moyenne résiduelle de travail des salariés au sein de l'entreprise.

Dans le cadre de la préparation du bilan d'ouverture en IFRS à la date de transition (1er janvier 2004) et conformément à la norme IFRS 1, les écarts actuariels relatifs aux avantages du personnel, non comptabilisés en vertu de l'application de la méthode du « corridor » ont été comptabilisés en provision « Avantages du personnel », au 1er janvier 2004, en contrepartie des réserves de consolidation.

Pour les autres avantages à long terme, suivant les réglementations comptables applicables, la provision est constituée selon une méthode d'évaluation simplifiée. Ainsi, si une évaluation actuarielle selon la méthode des unités de crédit projetées est nécessaire, les écarts actuariels sans application de la règle du corridor ainsi que l'ensemble du coût des services passés sont comptabilisés immédiatement dans la provision.

La charge comptabilisée au titre des engagements envers le personnel intègre :

- la charge correspondant à l'acquisition des droits supplémentaires, ainsi qu'à l'actualisation financière des droits existants,
- le produit correspondant au rendement prévu des actifs de couverture,
- la charge ou le produit correspondant à l'amortissement des écarts actuariels positifs ou négatifs,
- la charge ou le produit lié aux modifications des régimes ou à la mise en place de nouveaux régimes.

2.22.4 Paiements sur la base d'actions

L'article 11 de la loi de privatisation de 1986 et l'article 26 de la loi n° 2004-803 du 9 août 2004 prévoit qu'en cas de cession d'une participation de l'Etat suivant les procédures du marché financier, des titres doivent être réservés aux salariés et anciens salariés d'EDF SA et de certaines de ses filiales en France et à l'étranger.

Ainsi, dans le cadre de l'ouverture du capital en novembre 2005, l'Etat a procédé à une offre à des conditions préférentielles d'acquisition portant sur un nombre d'actions existantes représentant 15 % du nombre total d'actions mises sur le marché.

Chacun des avantages consentis dans le cadre de cette cession (« Offre réservée aux salariés ») a été valorisé et comptabilisé à leur date d'octroi (18 novembre 2005) conformément aux règles prescrites par la norme IFRS 2.

Les avantages accordés étant immédiatement acquis (la période d'acquisition des droits étant très courte ou nulle), la charge a été totalement reconnue sur l'exercice 2005.

L'abondement complémentaire consenti au titre de l'une de ces formules a également été valorisé au titre des avantages accordés au personnel et a été comptabilisé comme l'abondement accordé annuellement par l'entreprise à ses salariés, en charges de personnel.

2.23 - PASSIFS SPÉCIFIQUES DES CONCESSIONS

Ces passifs sont relatifs aux concessions de distribution d'électricité en France ; ils sont représentatifs des obligations contractuelles des cahiers des charges des concessions et font l'objet d'une description détaillée dans la note 3.

2.24 - SUBVENTIONS D'INVESTISSEMENT

Les subventions d'investissement reçues par les sociétés du Groupe sont comptabilisées au passif dans la rubrique « Autres créditeurs » et virées au compte de résultat en fonction du rythme de consommation des avantages économiques des biens correspondants.

2.25 - DÉPENSES ENVIRONNEMENTALES

Les dépenses environnementales sont les dépenses supplémentaires identifiables effectuées en vue de prévenir, réduire ou réparer les dommages que le Groupe a occasionnés ou pourrait occasionner à l'environnement, du fait de ses activités. Ces dépenses sont comptabilisées sous trois rubriques :

- dépenses capitalisées dès lors qu'elles sont effectuées en vue de prévenir ou de réduire des dommages futurs ou de préserver des ressources ;
- passifs environnementaux et dotations aux provisions pour risques environnementaux dès lors que l'obligation existe à la clôture de l'exercice et qu'il est probable ou certain à la date d'établissement des comptes qu'elle provoquera une sortie de ressources au bénéfice de tiers, sans contrepartie au moins équivalente attendue de ceux-ci après la clôture des comptes ;
- charges de l'exercice pour les dépenses de fonctionnement des structures en charge de l'environnement, la surveillance de l'environnement, les redevances et taxes environnementales, le traitement des effluents liquides et gazeux et des déchets non radioactifs, les études et recherches non liées à un investissement.

2.26 - RÉSULTAT NET PAR ACTION ET RÉSULTAT NET DILUÉ PAR ACTION

Le résultat net par action est calculé en divisant le résultat net part du Groupe de la période par le nombre moyen pondéré d'actions composant le capital en circulation pendant la période. Ce nombre moyen pondéré d'actions en circulation est le nombre d'actions ordinaires en circulation au début de la période, ajusté du nombre d'actions ordinaires rachetées ou émises durant la période.

Ce nombre ainsi que le résultat par action est modifié le cas échéant pour tenir compte de l'effet de la conversion ou de l'exercice des actions potentielles dilutives (options, bons de souscriptions d'actions et obligations convertibles émises, etc.).

2.27 - ACTIFS ET PASSIFS DÉTENUS EN VUE DE LEUR VENTE ET ACTIVITÉS ABANDONNÉES

Les actifs et passifs de filiales et participations détenues en vue de leur vente sont présentés séparément des autres actifs et passifs du bilan, et sont classés en actifs et passifs non courants. Le résultat des activités abandonnées est présenté en un seul montant après impôt au compte de résultat.

Note 3 Les concessions de distribution publique d'électricité en France

3.1 CADRE GÉNÉRAL 223
3.2 TRAITEMENT COMPTABLE DES CONCESSIONS DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ÉLECTRICITÉ D'EDF SA 223
3.3 ÉVALUATION DES PASSIFS SPÉCIFIQUES DE CONCESSIONS 224

3.1 - CADRE GÉNÉRAL

Depuis la loi du 8 avril 1946, EDF est le concessionnaire unique chargé par la loi de l'exploitation de l'essentiel des réseaux de distribution publique en France.

Le traitement comptable des concessions repose sur les contrats de concession et particulièrement sur leurs clauses spécifiques. Il prend en compte l'éventualité que le statut de concessionnaire obligé d'EDF puisse un jour être remis en cause.

Les concessions de distribution publique d'électricité comprennent environ 1 200 contrats d'une durée généralement comprise entre 20 et 30 ans.

Ces contrats relèvent, pour 93 % d'entre eux, d'un cahier des charges type des concessions de 1992 négocié avec la FNCCR (Fédération nationale des collectivités concédantes et régies) et approuvé par les pouvoirs publics, dont les clauses particulières sont les suivantes :

- l'objet et l'étendue de la concession : l'autorité concédante garantit au concessionnaire le droit exclusif d'exploiter le service public de distribution d'énergie électrique sur un territoire déterminé. Le concessionnaire est responsable du fonctionnement du service et l'exploite à ses risques et périls ;
- les principes de tarification, à savoir l'égalité de traitement des usagers, l'efficacité économique et la péréquation géographique ;
- le paiement par le concessionnaire de redevances au concédant ;
- l'obligation pour le concessionnaire de pratiquer des amortissements industriels et de constituer des provisions de renouvellement prenant en considération le coût de remplacement des ouvrages devant faire l'objet d'un renouvellement (article 10). Les montants correspondants à ces dernières obligations font l'objet annuellement d'un compte rendu aux concédants (article 32) ;
- les modalités pratiques et financières en cas de renouvellement, prévoyant notamment le reversement au concédant de l'excédent éventuel de provision pour renouvellement non utilisé (article 31 A) ;
- les modalités pratiques et financières en cas de non-renouvellement ou de résiliation anticipée lorsque le maintien du service ne présente plus d'intérêt (article 31-B), à savoir :
  - la remise au concédant des ouvrages et du matériel de la concession en état normal de service ;
  - le versement par l'autorité concédante d'une indemnité égale à la valeur non amortie réévaluée des ouvrages dans la proportion de la participation d'EDF à leur financement (ces dispositions ont vocation à permettre la récupération par EDF de la valeur non amortie des ouvrages financés en tant que concessionnaire) ;
  - le versement par le concessionnaire au concédant du solde des provisions constituées pour le renouvellement des ouvrages, complété des amortissements industriels constitués dans la proportion de la participation du concédant au financement des ouvrages.

3.2 - TRAITEMENT COMPTABLE DES CONCESSIONS DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ÉLECTRICITÉ D'EDF SA

EDF SA maintient, en 2006, le traitement comptable présenté dans les comptes de 2005 (voir note 2.12).

3.2.1 Constatation des actifs comme immobilisations corporelles du domaine concédé

L'enregistrement de l'ensemble des biens de la concession à l'actif du bilan d'EDF SA, quelle que soit l'origine de leur financement, se justifie au regard de la norme IAS 16. En effet, EDF SA en assume le contrôle et le risque :

- EDF SA exploite les ouvrages à ses risques et périls sur toute la durée de la concession,
- EDF SA assume la majeure partie des risques et avantages, tant techniques qu'économiques sur la durée de vie de l'infrastructure du réseau.

Ces immobilisations corporelles sont évaluées au coût diminué du cumul des amortissements. Elles sont amorties selon le mode linéaire sur la durée d'utilité estimée.

3.2.2 Constatation des passifs spécifiques des concessions

Ces passifs représentatifs des obligations contractuelles spécifiques des cahiers des charges sont annuellement présentés aux concédants et répondent aux critères de comptabilisation des passifs prévus par la norme IAS 37.

- **Droits sur les biens existants :** ils correspondent au droit au retour gratuit de l'ensemble des ouvrages au bénéfice du concédant. Ce droit est constitué par la contre-valeur en nature des ouvrages – valeur nette comptable des biens mis en concession – déduction faite des financements non encore amortis du concessionnaire.

- **Droits sur les biens à renouveler :** ils correspondent aux obligations du concessionnaire au titre des biens à renouveler. Ces passifs non financiers recouvrent sous les rubriques suivantes :
  - l'amortissement constitué sur la partie des biens financés par le concédant ;
  - la provision pour renouvellement, assise sur la différence entre la valeur de renouvellement à la date d'arrêté des comptes et la valeur d'origine, pour les seuls biens renouvelables avant le terme de la concession ;
  - les dotations annuelles à la provision correspondent à l'écart entre valeur de remplacement réappréciée chaque année en date de clôture et valeur d'origine, diminué des provisions déjà constituées, le net étant amorti sur la durée de vie résiduelle des biens. Ceci conduit à enregistrer des charges qui progressent dans le temps.

Lors du renouvellement des biens, la provision et l'amortissement du financement du concédant constitués au titre du bien remplacé sont soldés et comptabilisés en droits sur les biens existants, étant considérés comme un financement du concédant sur le nouveau bien. L'excédent éventuel de provision est repris en résultat.

Pendant la durée de la concession, les droits du concédant sur les biens à renouveler se transforment donc au remplacement effectif du bien, sans sortie de trésorerie au bénéfice du concédant, en droit du concédant sur les biens existants.

Dans ces conditions, les droits du concédant à récupérer gratuitement les biens existants croissent au fur et à mesure du renouvellement des biens.

3.3 - ÉVALUATION DES PASSIFS SPÉCIFIQUES DE CONCESSIONS

La valeur des passifs spécifiques des concessions est déterminée comme suit :

- les droits du concédant sur les biens existants représentatifs de la part réputée détenue par le concédant dans les biens sont évalués sur la base des biens figurant à l'actif ;
- les obligations au titre des biens à renouveler sont calculées à partir de la valeur estimée du bien à renouveler déterminée à chaque fin d'exercice en prenant en compte l'usure du bien à cette date avec pour assiette de calcul :
  - pour la provision pour renouvellement, la différence entre la valeur de remplacement du bien calculé en date de clôture et la valeur d'origine (cf. supra) ;
  - pour l'amortissement du financement du concédant, le coût historique pour la partie des biens financés par le concédant.

L'évaluation de ces passifs est sujette à des aléas, entre autres en termes de coûts et de dates de décaissements.

Le Groupe considère qu'il convient d'évaluer les obligations au titre des biens à renouveler sur la base des clauses spécifiques des contrats de concession. Cette approche consiste à retenir le montant des engagements contractuels tel qu'il est calculé et communiqué annuellement aux concédants dans le cadre des comptes-rendus d'activité.

En l'absence de telles dispositions contractuelles spécifiques, une approche alternative serait de déterminer le montant des engagements contractuels à partir de la valeur actuelle du montant à décaisser pour faire face au renouvellement des biens concédés à l'issue de leur durée de vie industrielle.

Le Groupe présente ci-après, à titre d'information, les effets de cette dernière approche, à savoir une actualisation des obligations de pourvoir au financement des biens à renouveler.

Les principales hypothèses retenues pour établir cette simulation sont les suivantes :

- l'assiette de calcul de la provision pour renouvellement repose sur une valeur de remplacement estimée en fin de vie du bien en fonction d'un taux d'inflation prévisionnel de 2 % par an, minorée de la valeur d'origine du bien. Ce montant est constitué au fur et à mesure de l'usure du bien et actualisé à partir d'un taux de 4,25 % compte-tenu d'une duration moyenne de 8 ans ;
- l'amortissement du financement du concédant est également actualisé au taux de 4,25 %.

Le tableau qui suit donne les impacts d'une telle actualisation pour les exercices 2006 et 2005 :

- Impact sur les comptes de résultat des exercices 2006 et 2005 :

(en millions d'euros)	2006	2005
	Taux d'actualisation 4,25 %	
Excédent brut d'exploitation	180	200
Résultat d'exploitation	395	415
Résultat financier	(495)	(475)
Résultat avant impôt	(100)	(60)

- Impact bilans – Capitaux propres des exercices 2006 et 2005 :

(en millions d'euros et avant impôt)	31.12.2006	31.12.2005
	Taux d'actualisation 4,25 %	
Au 1er janvier	1 530	1 590
Au 31 décembre	1 430	1 530

L'évaluation des passifs des concessions selon cette méthode est comme la précédente soumise à des aléas de coûts et de décaissements ; elle est de plus sensible aux variations de taux d'inflation et d'actualisation.

Note 4 Comparabilité des exercices

4.1 RECLASSEMENTS DANS LE COMPTE DE RÉSULTAT 225
4.2 IMPACT DE L'APPLICATION DE L'INTERPRÉTATION IFRIC 4 225
4.3 EFFET TAUX DES CROSS CURRENCY SWAPS 228

Afin de rendre comparables les exercices 2005 et 2006, les comptes consolidés publiés au titre de l'exercice 2005 ont été retraités des changements de méthode comptable et de présentation décrits ci-dessous.

4.1 - RECLASSEMENTS DANS LE COMPTE DE RÉSULTAT

Afin de permettre une lecture plus économique des coûts liés à l'énergie, la rubrique « Achats de combustibles et d'énergie » du compte de résultat comprend à compter du 1er janvier 2005 :

- les coûts d'acheminement de l'énergie, antérieurement enregistrés dans la rubrique « Autres consommations externes » ;
- les coûts liés aux droits d'émission de CO_2, antérieurement enregistrés dans la rubrique « Autres produits et charges opérationnels ».

Les effets de ces reclassements, sur l'exercice 2005, sont les suivants :

(en millions d'euros)	2005	Reclassements	2005 après reclassements
Chiffre d'affaires	**51 051**	**8**	**51 059**
Achats de combustibles et d'énergie	(16 693)	(1 081)	(17 774)
Autres consommations externes	(9 109)	951	(8 158)
Charges de personnel	(9 834)	-	(9 834)
Impôts et taxes	(3 095)	-	(3 095)
Autres produits et charges opérationnels	690	122	812
EXCÉDENT BRUT D'EXPLOITATION	**13 010**	**-**	**13 010**

4.2 - IMPACT DE L'APPLICATION DE L'INTERPRÉTATION IFRIC 4

L'interprétation IFRIC 4 « Déterminer si un accord contient un contrat de location » est entrée en application depuis le 1er janvier 2006. Cette interprétation est relative à l'identification d'accords qui, bien que n'ayant pas la forme juridique d'un contrat de location, transfèrent le droit d'utilisation d'un actif ou d'un groupe d'actifs spécifiques au preneur du contrat, dès lors que le preneur bénéficie d'une part substantielle de la production de l'actif et que le paiement n'est pas dépendant de la production ou du prix du marché.
Les contrats répondant à ces critères sont alors comptabilisés comme des contrats de location opérationnelle ou financière, selon la norme IAS 17.

Le Groupe a procédé à la revue des contrats pour lesquels IFRIC 4 était susceptible de s'appliquer et a procédé aux retraitements nécessaires dans les états financiers de l'exercice 2005.

La typologie des principaux contrats concernés par cette interprétation regroupe les contrats portant sur les centrales de production indépendantes d'électricité (IPP), par exemple en Amérique Latine et en Asie, certains contrats de construction et de gestion d'infrastructures qui appartiennent à des tiers – comme au Royaume-Uni – et des contrats de fournitures d'énergie.

L'application de cette interprétation est considérée comme un changement de méthode et a conduit à retraiter les informations comparatives de la période précédente. L'impact sur les capitaux propres-part du Groupe s'élève à 152 millions d'euros au 1er janvier 2006 dont une variation positive des différences de conversion de 9 millions d'euros.

4.2.1 Impact sur le compte de résultat de l'exercice 2005

(en millions d'euros)	2005 après reclassements	Impacts IFRIC 4	2005 retraité
Chiffre d'affaires	51 059	(12)	51 047
Achats de combustibles et d'énergie	(17 774)	(1)	(17 775)
Autres consommations externes	(8 158)	(71)	(8 229)
Charges de personnel	(9 834)	-	(9 834)
Impôts et taxes	(3 095)	-	(3 095)
Autres produits et charges opérationnels	812	(20)	792
Excédent brut d'exploitation	**13 010**	**(104)**	**12 906**
Dotations aux amortissements	(5 036)	19	(5 017)
(Pertes de valeur) / reprises	(147)	-	(147)
Autres produits et charges d'exploitation	251	-	251
Résultat d'exploitation	**8 078**	**(85)**	**7 993**
Coût de l'endettement financier brut	(1 472)	-	(1 472)
Charges d'actualisation	(2 526)	-	(2 526)
Autres produits et charges financiers	539	44	583
Résultat financier	**(3 459)**	**44**	**(3 415)**
Résultat avant impôts des sociétés intégrées	**4 619**	**(41)**	**4 578**
Impôts sur les résultats	(1 451)	6	(1 445)
Quote-part de résultat net des sociétés mises en équivalence	182	8	190
Résultat net des activités en cours d'abandon	-	-	-
Résultat net consolidé	**3 350**	**(27)**	**3 323**
dont résultat net part des minoritaires	108	(15)	93
DONT RÉSULTAT NET PART DU GROUPE	**3 242**	**(12)**	**3 230**

4.2.2 Impact sur le bilan de l'exercice 2005

ACTIF *(en millions d'euros)*	31.12.2005	Impacts IFRIC 4	31.12.2005 retraité
Goodwill	7 181	-	7 181
Autres actifs incorporels	1 886	-	1 886
Immobilisations corporelles	102 215	(548)	101 667
Titres mis en équivalence	2 021	9	2 030
Actifs financiers non courants	8 518	494	9 012
Impôts différés	1 719	29	1 748
Actif non courant	**123 540**	**(16)**	**123 524**
Stocks	6 695	-	6 695
Clients et comptes rattachés	16 121	(14)	16 107
Actifs financiers courants	11 890	76	11 966
Actifs d'impôts courants	275	-	275
Autres débiteurs	4 445	176	4 621
Trésorerie et équivalents de trésorerie	7 220	-	7 220
Actif courant	**46 646**	**238**	**46 884**
Actifs détenus en vue de la vente	**728**	**-**	**728**
TOTAL DE L'ACTIF	**170 914**	**222**	**171 136**

PASSIF *(en millions d'euros)*	31.12.2005	Impacts IFRIC 4	31.12.2005 retraité
Capital	911	-	911
Réserves et résultats consolidés	18 250	152	18 402
Capitaux propres - part du groupe	**19 161**	**152**	**19 313**
Intérêts minoritaires	979	(18)	961
Total des capitaux propres	**20 140**	**134**	**20 274**
Provisions pour fin de cycle du combustible nucléaire	13 918	-	13 918
Provisions pour déconstruction et pour derniers cœurs	12 907	-	12 907
Provisions pour avantages du personnel	12 971	-	12 971
Autres provisions	2 178	-	2 178
Provisions non courantes	**41 974**	**-**	**41 974**
Passifs spécifiques des concessions	34 907	-	34 907
Passifs financiers non courants	23 510	1	23 511
Autres créditeurs	5 932	39	5 971
Impôts différés	4 499	68	4 567
Passif non courant	**110 822**	**108**	**110 930**
Provisions	4 075	-	4 075
Fournisseurs et comptes rattachés	8 894	(22)	8 872
Passifs financiers courants	11 933	-	11 933
Dettes impôts courants	491	-	491
Autres créditeurs	13 967	2	13 969
Passif courant	**39 360**	**(20)**	**39 340**
Passifs liés aux actifs détenus en vue de la vente	**592**	**-**	**592**
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF	**170 914**	**222**	**171 136**

4.2.3 Impact sur le tableau de flux de trésorerie

(en millions d'euros)	2005	IFRIC 4	2005 retraité
Opérations d'exploitation :			
Résultat avant impôt des sociétés intégrées	**4 619**	**(41)**	**4 578**
Pertes de valeurs	147	-	147
Amortissements, provisions et variations de juste valeur	6 677	(20)	6 657
Produits et charges financiers	1 153	(45)	1 108
Dividendes des sociétés consolidées par mise en équivalence	90	-	90
Plus ou moins-values de cession	(487)	-	(487)
Autres produits et charges sans incidence sur la trésorerie	329	-	329
Variation du besoin en fonds de roulement	1 332	39	1 371
Flux de trésorerie nets générés par l'exploitation	**13 860**	**(67)**	**13 793**
Frais financiers nets décaissés	(1 188)	45	(1 143)
Impôts sur le résultat payés	(392)	-	(392)
Versement de la soulte retraite	(3 296)	-	(3 296)
Versement de la soulte démantèlement Marcoule	(523)	-	(523)
Flux de trésorerie nets générés par les activités opérationnelles	**8 461**	**(22)**	**8 439**
Opérations d'investissement :			
Acquisitions de sociétés sous déduction de la trésorerie acquise	(2 951)	-	(2 951)
Acquisitions d'immobilisations incorporelles et corporelles	(5 248)	80	(5 168)
Cessions d'immobilisations incorporelles et corporelles	383	9	392
Variations d'actifs financiers	(2 827)	(67)	(2 894)
Flux de trésorerie nets liés aux activités d'investissement	**(10 643)**	**22**	**(10 621)**
Opérations de financement :			
Flux de trésorerie nets liés aux activités de financement	**5 555**	**-**	**5 555**
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	**3 373**	**-**	**3 373**
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLÔTURE	**7 220**	**-**	**7 220**

4.3 - EFFET TAUX DES CROSS CURRENCY SWAPS

Suite à un changement d'interprétation de la norme IAS 39 à compter du 1er janvier 2006, le Groupe enregistre la variation de valeur liée à l'effet taux des dérivés de couverture d'investissement net à l'étranger en capitaux propres au même titre que la variation de valeur liée au change. Ces effets étaient antérieurement constatés en résultat. Au titre de l'exercice 2006, l'effet taux sur les capitaux propres s'élève à (101) millions d'euros.

Note 5 Événements et transactions significatifs survenus au cours des exercices 2006 et 2005

5.1 ÉVÉNEMENTS ET TRANSACTIONS SIGNIFICATIFS SURVENUS AU COURS DE L'EXERCICE 2006 229

5.2 ÉVÉNEMENTS ET TRANSACTIONS SIGNIFICATIFS SURVENUS AU COURS DE L'EXERCICE 2005 230

5.1 - ÉVÉNEMENTS ET TRANSACTIONS SIGNIFICATIFS SURVENUS AU COURS DE L'EXERCICE 2006

5.1.1 France

5.1.1.1 Lancement de la réalisation d'une nouvelle unité de production d'électricité d'origine nucléaire (EPR)

Le Conseil d'administration d'EDF du 31 août 2006 a approuvé l'attribution à la suite d'un appel d'offres international de deux des principaux marchés pour la construction sur le site de Flamanville de la future centrale nucléaire de type EPR (European pressurized reactor). La mise en service est prévue en 2012.

5.1.1.2 Nouveaux tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité

De nouveaux tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité (TURP 2), approuvés par le ministère de l'Économie, des finances et de l'industrie par une décision en date du 23 septembre 2005, sont entrés en vigueur depuis le 1er janvier 2006.

Par ailleurs, la Commission de régulation de l'énergie (CRE) a estimé nécessaire de mettre en place un mécanisme compensant les effets sur les charges et produits du gestionnaire de réseaux de facteurs externes non maîtrisés par ces gestionnaires. Ce compte de régulation des charges et produits (CRCP) enregistre extra-comptablement tout ou partie des trop perçus ou des manques à gagner du gestionnaire de réseau et s'apure par une diminution ou une augmentation des charges à recouvrer par les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité au cours des cinq années suivantes.

Ainsi pour tenir compte des audits des comptes dissociés de 2000 et 2002, le CRCP fait l'objet d'un solde initial au 1er janvier 2006 de 1 439 millions d'euros pour la distribution et le transport.

Compte-tenu des incertitudes sur l'organisation de la distribution qui sera retenue dans le contexte de l'ouverture totale à la concurrence au 1er juillet 2007, la CRE estime que les règles tarifaires devront être à nouveau adaptées vers la fin de 2007.

5.1.1.3 Loi française de programme n° 2006-739 du 28 juin 2006, relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs

Cette loi détermine une politique nationale pour la gestion durable des matières et des déchets radioactifs, prescrit l'organisation et le financement de cette politique, et modifie le mode de financement de certaines obligations. Elle a vocation à s'appliquer à tous les exploitants d'installations nucléaires de base, dont EDF SA. Elle confirme, sans exclure d'autres axes de recherche complémentaires, le scénario industriel de stockage réversible en couche géologique profonde et le principe des provisions afférentes aux charges de démantèlement des installations nucléaires et à la gestion des déchets.
Elle introduit l'obligation de couvrir ces provisions par des actifs affectés à ce titre.

A partir des prescriptions de la loi et des informations disponibles au 31 décembre 2006, EDF SA a revu l'estimation de la provision pour évacuation et stockage des déchets radioactifs (note 29.2.2).

Les pratiques comptables actuelles d'EDF SA en matière de provisions nucléaires et la politique que s'est donnée la société en matière de constitution d'un portefeuille d'actifs dédiés (notes 22.3.2.1, 29.2 et 29.3) remplissent les conditions fixées par la loi.

Dès l'entrée en vigueur des décrets d'application de cette loi, EDF analysera leurs conséquences éventuelles sur la constitution de ses provisions sur son portefeuille d'actifs dédiés.

5.1.1.4 Loi française n° 2006-1537 sur l'énergie du 7 décembre 2006

Cette loi prévoit notamment que l'activité de distribution d'énergie électrique sur le territoire métropolitain continental soit séparée juridiquement d'EDF SA en 2007 et instaure un tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché.

Ce tarif est applicable de plein droit sur deux ans, à compter de la date de la première demande, au consommateur final d'électricité dès lors qu'il en fait la demande avant le 1er juillet 2007 à son fournisseur. L'arrêté du 3 janvier 2007 précise que ce tarif transitoire est égal au tarif réglementé de vente hors taxes majoré de 10 %, 20 % ou 23 % suivant les caractéristiques du consommateur final choisissant de bénéficier du tarif réglementé transitoire.

Les fournisseurs qui – suite à cette demande – vont alimenter leurs clients au tarif réglementé transitoire d'ajustement, alors même qu'ils ne peuvent produire ou acquérir l'électricité fournie à un prix inférieur, bénéficient alors d'une compensation entre le coût de l'électricité fournie et les recettes liées à la fourniture au tarif réglementé transitoire.

Cette compensation versée aux fournisseurs d'électricité est assurée d'une part en utilisant une quote-part de la Contribution au service public de l'électricité (CSPE), d'autre part par une contribution des producteurs d'électricité d'origine nucléaire ou hydraulique dépassant certains seuils de production, dont EDF fait partie, dans la limite de 1,30 euro/MWh. Le montant de la contribution des producteurs d'électricité est calculé de sorte que cette contribution ajoutée à la CSPE couvre les charges supportées par les fournisseurs. Cette contri-

bution a fait l'objet d'une provision de 470 millions d'euros dans les comptes de l'exercice 2006 au titre des années visées par ce dispositif (voir notes 2.2.7, 13 et 29.6.3).

5.1.1.5 Lois relatives à l'eau et à la force hydraulique

L'article 7 de la loi sur l'eau n° 2006-1772 du 30 décembre 2006 modifie la loi relative à l'utilisation de l'énergie hydraulique du 16 octobre 1919 par la suppression du droit de préférence.

L'article 33 de la loi de finances rectificative pour 2006 instaure, lors du renouvellement de la concession, des redevances proportionnelles aux recettes résultant des ventes d'électricité issues de l'exploitation des ouvrages concédés limitées à 25 % des recettes d'électricité.

5.1.1.6 Augmentation des tarifs de ventes d'électricité

En France, les tarifs de vente d'électricité fixés par les pouvoirs publics, pour les clients particuliers et les entreprises qui ont choisi de rester facturées au tarif réglementé dans le cadre de l'ouverture au marché, ont augmenté de 1,7 % à compter du 15 août 2006.

5.1.1.7 Complément exceptionnel de retraite

EDF n'a pas reconduit le dispositif de complément exceptionnel de retraite décrit en note 29.5.2.2, ce qui s'est traduit par une reprise de provision de 328 millions d'euros.

5.1.1.8 Introduction en Bourse d'EDF Energies Nouvelles

EDF Energies Nouvelles, opérateur sur le marché mondial des énergies nouvelles, a réalisé son introduction en bourse en novembre 2006. A l'issue de l'évolution des accords conclus avec le Groupe Mouratoglou dans le cadre de cette introduction en bourse et de l'augmentation de capital de 530 millions d'euros dont 134 millions d'euros souscrits par EDEV dans le cadre d'une offre réservée, le Groupe EDF détient le contrôle exclusif d'EDF Energies Nouvelles (voir note 6.1 et 22.5.1).

5.1.2 Allemagne

L'Agence fédérale des réseaux (régulateur pour l'Allemagne) a notifié à EnBW une baisse de 8 % des péages relatifs au réseau de transport d'électricité en juillet 2006, suivie d'une baisse de 14 % des péages inhérents aux réseaux de distribution en août 2006. EnBW a fait appel de ces décisions. EDF a été amené à constater une perte de valeur du goodwill d'EnBW de 318 millions d'euros dès le 30 juin 2006 (voir note 14).

5.1.3 Italie

Le 21 septembre 2006, Edison et Sonatrach (société nationale algérienne d'hydrocarbures) ont signé un contrat au terme duquel Sonatrach fournira 2 milliards de m³ de gaz naturel par an à compter du troisième trimestre 2008 et ce jusqu'en 2019, le début des livraisons étant conditionné par l'achèvement du pipeline en construction reliant l'Algérie et l'Italie via la Tunisie.

Le 24 novembre 2006, Edison SpA a cédé sa filiale Rete, gestionnaire du réseau de transport à RTL SpA, filiale à 100 % du Groupe Terna, pour un montant de 294 millions d'euros.

5.1.4 Brésil

Fin mars 2006, le Groupe a conclu un accord de cession de 79,4 % du capital de sa filiale brésilienne Light pour un montant de 320 millions de dollars américains. La cession s'est effectuée le 10 août 2006. A l'issue de l'opération, EDF conserve 10 % du capital de Light.

Dans ce contexte, EDF a procédé à une reprise de perte de valeur des actifs à long terme de 624 millions d'euros dès le 30 juin 2006.

5.2 - ÉVÉNEMENTS ET TRANSACTIONS SIGNIFICATIFS SURVENUS AU COURS DE L'EXERCICE 2005

5.2.1 Événements relatifs à l'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

5.2.1.1 Réforme du financement du régime spécial de retraite des industries électriques et gazières

Les principales mesures de cette réforme sont entrées en vigueur au 1er janvier 2005 et sont rappelées ci-dessous :

- Création de la Caisse nationale des industries électriques et gazières (CNIEG).
- Adossement financier aux régimes de droit commun ; en application des conventions financières mises en place entre la CNIEG et les différents régimes de droit commun (CNAV, AGIRC, ARRCO), EDF SA a versé un montant de 3 295 millions d'euros au titre de la contribution exceptionnelle pour les activités non régulées, soit 2 724 millions d'euros au profit de la CNAV et 571 millions d'euros au profit des régimes AGIRC et ARRCO.
- Répartition des droits spécifiques du régime spécial des entreprises des Industries électriques et gazières relatifs aux périodes validées au 31 décembre 2004 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 »).
- Création de la Contribution tarifaire d'acheminement (CTA) sur les prestations de transport et de distribution d'électricité et de gaz naturel pour le financement des droits spécifiques passés régulés. Les taux de contribution tarifaire ont été fixés par arrêté ministériel le 26 mai 2005 à 10 % pour les prestations de transport d'électricité et à 20,4 % pour les prestations de distribution d'électricité. Le taux pour les prestations de transport d'électricité a été modifié par

la loi n° 2005-781 du 13 juillet 2005 de programme fixant les orientations de la politique énergétique et fixé à 6,5 % à compter du 1er janvier 2005.

- Financement des droits spécifiques régulés et non régulés : les droits spécifiques régulés et non régulés constitués à compter du 1er janvier 2005 sont provisionnés dans leur intégralité.

5.2.1.2 Filialisation du gestionnaire du réseau de transport d'électricité

L'ensemble des actifs et passifs correspondants a été apporté au 1er janvier 2005 pour un montant de 4 milliards d'euros à la société RTE EDF Transport dont EDF détient 100 % du capital. Cette opération n'a pas d'impact sur les comptes consolidés du Groupe EDF, RTE-EDF Transport étant consolidée à 100 % en intégration globale.

5.2.1.3 Dispositions de l'article 36 de la loi du 9 août 2004 précisant les périmètres respectifs des réseaux de transport et de distribution publique (DP) et organisant les modalités de reclassement

L'article 36 de la loi du 9 août 2004 précise les périmètres respectifs des réseaux publics de transport et de distribution publique et en organise les modalités de reclassement :

- Les ouvrages classés au 1er janvier 2005 dans le réseau d'alimentation générale (RAG) et relevant des réseaux de distribution publique (DP) ont été reclassés dans ces réseaux à cette date et transférés à titre gratuit aux collectivités locales concédantes pour leur valeur nette comptable. EDF reste propriétaire de la partie des postes de transformation de haute ou très haute tension en moyenne tension.
- Nonobstant les éventuelles clauses contraires des contrats de concession de distribution publique d'électricité, EDF n'est plus tenue vis-à-vis des autorités concédantes à aucune obligation financière liée aux provisions pour renouvellement des ouvrages devant être renouvelés après le terme normal des concessions. Les provisions pour charges futures de renouvellement constituées antérieurement au 1er janvier 2005, pour les biens dont le renouvellement interviendra après le terme normal des concessions, ont dorénavant pour objet de faire face, à concurrence du montant nécessaire, aux obligations de renouvellement des ouvrages anciennement classés dans le RAG et transférés en DP, dont le renouvellement interviendra avant le terme des concessions.

La suppression de l'obligation financière liée au renouvellement des biens au-delà du terme de la concession en application de l'article 36 de la loi du 9 août 2004 conduit à revoir la définition des provisions pour renouvellement, désormais assises sur la différence entre la valeur de remplacement et la valeur d'origine des biens.

En effet, en vertu des contrats de concession, EDF reste tenue de pratiquer un amortissement du financement du concédant, lequel était compris dans la provision pour renouvellement jusqu'au 31 décembre 2004 ; cette dernière était alors définie comme la différence entre l'amortissement de la valeur de remplacement et l'amortissement du financement du concessionnaire (amortissement de caducité).

Pour traduire les obligations contractuelles d'EDF vis-à-vis des concédants, les immobilisations en concession renouvelables donnent lieu, à compter du 1er janvier 2005, à la comptabilisation de charges correspondant à :

- un amortissement industriel de la valeur historique des biens, calculé sur leur durée de vie, réparti entre amortissements des financements du concédant et amortissements des financements du concessionnaire,
- une provision pour renouvellement, assise sur la différence entre la valeur de remplacement et la valeur d'origine des biens, également calculée sur la durée de vie des biens, pour les seuls biens renouvelables avant le terme de la concession.

Ce nouveau mode de comptabilisation se traduit également au passif par une décomposition des droits du concédant et de la provision pour renouvellement, faisant apparaître distinctement les droits et obligations respectives (voir note 3.2.2 – Concessions de distribution publique d'électricité en France) :

- droits du concédant sur les biens existants,
- droits du concédant sur les biens à renouveler.

Les impacts relatifs au changement de mode de comptabilisation et au reclassement des ouvrages RAG en DP sont principalement traduits dans les comptes consolidés au 1er janvier 2005 par des reclassements au sein des passifs spécifiques des concessions DP :

(en millions d'euros)	Effets de la loi du 9 août 2004
Contre-valeur biens	16 310
Financement concessionnaire non amorti	(16 302)
Droits sur biens existants - valeur nette (a)	**8**
Amortissement financement du concédant (b)	4 542
Provision pour renouvellement (c)	(4 573)
Droits sur biens à renouveler	**(31)**
PASSIFS SPÉCIFIQUES DES CONCESSIONS (d)	**(23)**

Les explications qui suivent détaillent ces principaux impacts pour EDF SA, le reliquat étant principalement constitué par Électricité de Strasbourg :

(a) le reclassement des ouvrages RAG en DP conduit :
– à l'actif (immobilisations corporelles), à reclasser les immobilisations du domaine propre aux immobilisations du domaine concédé à leur valeur nette comptable pour 712 millions d'euros (valeur brute de 1 790 millions d'euros et amortissements de 1 078 millions d'euros),
– au passif, à reclasser les subventions et les écarts de réévaluation, précédemment inscrits en capitaux propres, en droits existants à hauteur de 8 millions d'euros.

(b) la redéfinition de la provision pour renouvellement conduit à reclasser la quote-part d'amortissement du concédant incluse dans la provision à hauteur de 4 465 millions d'euros,

(c) la baisse de la provision pour renouvellement correspond :
– d'une part, au reclassement de l'amortissement du financement du concédant, pour 4 465 millions d'euros,
– d'autre part, à l'affectation de la provision pour renouvellement des ouvrages renouvelables au-delà du terme normal de la concession constituée au 31 décembre 2004 au renouvellement des ouvrages anciennement classés dans le RAG et transférés en DP, à hauteur du montant nécessaire, ce qui a conduit à une diminution de 27 millions d'euros.

(d) la diminution de 19 millions a donné lieu à une augmentation des fonds propres avant impôts de même montant.

5.2.2 Couverture maladie au sein des Industries électriques et gazières (IEG)

Suite à des négociations menées sur le second semestre 2004, des dispositions réglementaires entérinées par le décret du 15 février 2005 ont conduit à adapter le financement du régime et à libérer le Groupe à compter de l'exercice 2005 de ses engagements au titre du régime de couverture maladie des actifs et des inactifs d'EDF SA et de certaines de ses filiales françaises. En l'absence de séparation comptable entre les deux sections relatives aux actifs et aux retraités, ces engagements n'avaient pu être évalués.

5.2.3 Évolution du capital social d'EDF SA

L'assemblée générale extraordinaire du 31 août 2005 a autorisé une réduction de capital d'EDF d'un montant maximum de 7 316 millions d'euros par virement au compte de réserves non distribuables, et en a délégué la mise en œuvre au Conseil d'administration.

Le 27 octobre 2005, le Conseil d'administration a décidé de réduire le capital social de 8 129 000 000 euros à 812 900 000 euros. Cette opération a été réalisée par réduction de la valeur nominale du titre de 5 euros à 0,50 euro. Il a également arrêté les modalités des augmentations de capital relatives à l'Offre à Prix Ouvert et au Placement Global Garanti ainsi qu'à l'option de sur-allocation.

Le 18 novembre 2005, le Conseil d'administration a constaté les augmentations du capital social relatives à l'Offre à Prix Ouvert et au Placement Global Garanti, portant le capital social à 906 834 514 euros.

Enfin, le 20 décembre 2005, à la suite du règlement de l'option de sur-allocation exercée le 15 décembre par les banques chargées du placement des titres dans le cadre de l'ouverture du capital, le capital social a été porté à 911 085 545 euros ; depuis cette date, il est composé de 1 822 171 090 actions de 0,50 euro chacune (voir note 28).

5.2.4 « Offre réservée aux salariés » (« ORS »)

En 2005, dans le cadre de l'ouverture du capital de la société EDF réalisée par appel public à l'épargne, l'Etat français a décidé, en application du dernier alinéa de l'article 11 de la loi n° 86-912 du 6 août 1986 et de l'article 26 de la loi n° 2004-803 du 9 août 2004, de réserver aux salariés et anciens salariés d'EDF SA et de certaines de ses filiales en France et à l'étranger une offre à des conditions préférentielles d'acquisition portant sur un nombre d'actions existantes représentant 15 % du nombre total d'actions mises sur le marché lors de l'ouverture minoritaire du capital de la société.

Dans le cadre de cette offre, les salariés du Groupe ont souscrit 34 554 937 actions.

La charge correspondante à la décote, aux actions gratuites et aux facilités de paiement s'est élevée à 329 millions d'euros et a été enregistrée sur 2005 conformément à la norme IFRS 2 (voir note 12).

L'abondement au bénéfice des salariés dans le cadre de cette opération s'est élevé à 124 millions d'euros.

5.2.5 Edison

En application des accords conclus le 12 mai 2005, notamment les Structure et Shareholders' Agreement, EDF et AEM Milan (opérateur italien intégré), via leur co-entreprise de droit italien TdE détenue paritairement à 50 %, ont finalisé le 26 octobre 2005 la prise de contrôle conjoint d'Edison à l'issue d'une offre publique d'achat.

Le Structure Agreement et le Shareholders' Agreement de droit italien définissent le cadre de la mise en œuvre du projet de prise de contrôle conjoint, les modalités d'exercice de ce contrôle ainsi que les relations d'EDF et AEM Milan vis-à-vis de TdE et d'Edison. Le Shareholders' Agreement est conclu pour une durée de trois ans.

Ces opérations ont conduit à la répartition suivante des titres Edison (actions ordinaires, actions d'épargne et warrants) :

	Actions ordinaires	Actions d'épargne (1)	Warrants (2)
TdE (co-détenue à 50 %)	2 965 041 428	-	210 012 399
EDF SA et filiales détenues à 100 %	721 505 448	-	281 549 617
Delmi (filiale d'AEM)	384 439 112	-	-
Autres	91 467 166	110 592 420	527 148 787
TOTAL	**4 162 453 154**	**110 592 420**	**1 018 710 803**

(1) Actions d'épargne sans droit de vote et à dividendes prioritaires.

(2) Dont warrants ne revenant pas au Groupe EDF et non apportés à l'offre publique d'achat menée par TdE, en octobre 2005 (voir note 37.4). Ces warrants ont un prix unitaire d'exercice de 1 euro et sont exerçables à tout moment avant le 31 décembre 2007.
Du 30 septembre 2005 au 31 décembre 2006, 93 879 warrants ont été exercés. Au 31 décembre 2006, le nombre de warrants non exercés est de 1 018 616 924.

Le nombre d'actions ordinaires et d'épargne reste inchangé au 31 décembre 2006.

Pour le Groupe EDF, la valeur d'acquisition des actions Edison se décompose comme suit :

(en millions d'euros)	Nombre d'actions	Montant
Prix d'acquisition d'Edison incluant les frais et la juste valeur de la dette IEB	2 204 026 162	4 849
Juste valeur des instruments financiers et autres engagements	-	(1 433)
COÛT D'ACQUISITION	**2 204 026 162**	**3 416**

Le pourcentage d'intérêt détenu sur Edison à l'issue de la prise de contrôle conjoint s'établissait à 51,58 % et reste également inchangé au 31 décembre 2006.

Les actifs et passifs d'Edison ont été comptabilisés à leurs justes valeurs respectives à la date de prise de contrôle, et le goodwill provisoire dégagé lors de l'affectation initiale de ce prix d'acquisition s'élevait à 1 768 millions d'euros.

L'affectation définitive du prix d'acquisition finalisée au 30 septembre 2006 a conduit pour l'essentiel à ajuster la valeur du réseau de transport Rete et à reconnaître une perte de valeur du goodwill résultant de l'utilisation de déficits fiscaux antérieurs à la date d'acquisition.

(en millions d'euros)	
Valeur nette comptable des actifs acquis	6 099
Goodwill au niveau local	(3 505)
Actifs nets acquis hors goodwill	**2 594**
Affectation réalisée :	
Immobilisations corporelles (a)	291
Concession gaz (b)	115
Immobilisations incorporelles (c)	685
Tecnimont (d)	86
Dettes financières (e)	(156)
Impôts différés (f)	(215)
Total des affectations	**806**
Actifs nets acquis après affectation	**3 400**
Quote-part EDF (51,58 %)	1 754
Juste valeur des engagements liés aux warrants restant à exercer par des tiers	(220)
Coût d'acquisition net	3 416
GOODWILL AU 31 DÉCEMBRE 2006	**1 882**

Les immobilisations corporelles et incorporelles ont été réévaluées selon la méthode des flux de trésorerie actualisés.

(a) La réévaluation de 291 millions d'euros des immobilisations corporelles concerne les centrales thermiques pour 74 millions d'euros, les centrales hydroélectriques pour 101 millions d'euros, les stocks de gaz pour 14 millions d'euros et le réseau de la société Rete pour 102 millions d'euros.

(b) Les concessions de gaz concernent essentiellement les réserves en Italie.

(c) Les immobilisations incorporelles concernent la valorisation de trois contrats de gaz communément appelés « Take or Pay contracts ».

(d) Le groupe Tecnimont ayant été cédé par Edison courant novembre 2005, les actifs et passifs correspondants ont été évalués à la juste valeur réduite des coûts de ventes.

(e) Les quatre emprunts obligataires d'Edison cotés à la Bourse de Milan ont été valorisés à leur valeur de marché au 30 septembre 2005.

(f) Impôts différés induits par l'identification des actifs et passifs pour (317) millions d'euros et perte de valeur du goodwill constatée en 2006 du fait de l'utilisation des déficits fiscaux non constatés à la date d'acquisition pour 102 millions d'euros.

• Résultats Edison et données pro-forma 2005

Le chiffre d'affaires et le résultat net d'Edison du 4e trimestre 2005 s'élèvent respectivement à 1 011 millions d'euros et 34 millions d'euros en quote-part EDF.

En données pro-forma, le chiffre d'affaires et le résultat net de l'année 2005 s'élèveraient respectivement à 3 419 millions d'euros et 217 millions d'euros en quote-part EDF.

5.2.6 Light

Le 28 juin 2005, la BNDES (Banque de Développement du Brésil) a approuvé l'octroi à Light d'un programme d'aide consistant en un prêt à taux d'intérêt bonifié convertible jusqu'à 50 % en capital. Le 29 juillet 2005, la BNDES a versé à Light le montant de ce prêt bonifié s'élevant à 735 millions de reals (y compris 727 millions de reals de nominal et les intérêts de retard, soit environ 250 millions d'euros sur la base du taux de change au 31 août 2005). Fin juillet 2005, EDF a par ailleurs converti en capital la dette d'environ 327 millions d'euros de Light envers sa société-mère.

5.2.7 Edenor

Le Groupe EDF et Dolphin Energia SA (« Dolphin ») ont conclu le 10 juin 2005 un contrat de cession par lequel le Groupe EDF s'est engagé à céder à Dolphin pour un prix total de 100 millions de dollars US, payable en une seule fois, d'une part, 100 % des actions de la société EASA qui détient 51 % du capital d'Edenor et, d'autre part, 14 % du capital d'Edenor. Le Conseil d'administration d'EDF a approuvé le projet de cession au cours de sa réunion en date du 29 juin 2005.

A l'issue de la cession, le Groupe EDF conserve directement 25 % du capital et des droits de vote d'Edenor.

La réalisation de la cession est intervenue au 1er septembre 2005 et s'est traduite par une plus-value de 188 millions d'euros dans les résultats et une réduction de la dette nette du Groupe de 448 millions d'euros.

Note 6 Évolutions du périmètre de consolidation

6.1 ÉVOLUTION DU PÉRIMÈTRE DE CONSOLIDATION AU COURS DE L'EXERCICE 2006 234
6.2 ÉVOLUTION DU PÉRIMÈTRE DE CONSOLIDATION AU COURS DE L'EXERCICE 2005 235

6.1 - ÉVOLUTION DU PÉRIMÈTRE DE CONSOLIDATION AU COURS DE L'EXERCICE 2006

Les principales évolutions de périmètre de l'exercice 2006 sont décrites ci-dessous :

- La cession d'ASA Holding AG (Autriche), finalisée fin mars 2006 pour un montant de 224 millions d'euros, ce qui s'est traduit par la déconsolidation de cette société à cette même date. Le résultat de cession net d'impôt est de 160 millions d'euros.
- La cession des deux centrales en Égypte, finalisée fin mars 2006 pour un montant de 198 millions d'euros, ce qui s'est traduit par leur déconsolidation à cette même date. Le résultat de cession net d'impôt est de 170 millions d'euros.
- La cession de 79,4 % des filiales Light (Brésil), finalisée le 10 août 2006 pour un montant de 320 millions de dollars américains, ce qui a entraîné la déconsolidation de la société au 30 juin 2006. Le Groupe conserve 10 % du capital de Light, inscrits au bilan en actifs disponibles à la vente, le solde du capital soit 10,6 % étant sur le marché boursier brésilien. Cette opération s'est traduite par une reprise de perte de valeur de 624 millions d'euros.
- Acquisition par EnBW de 25,05 % supplémentaires de Stadtwerke Düsseldorf AG en mars 2006, pour un montant de 360,8 millions d'euros portant son pourcentage de détention à 54,95 %. Cette société est consolidée par intégration globale à compter du 31 mars 2006 et en tenant compte de l'acquisition conditionnelle d'un complément de 25,05 % de participation lié à l'existence d'une option de vente (put option) au bénéfice de l'actionnaire minoritaire, portant à 50,1 % le pourcentage d'actif net acquis.

Le goodwill préliminaire de Stadtwerke Düsseldorf s'établit comme suit dans les comptes du Groupe EDF :

(en millions d'euros)

Prix d'acquisition	166
Put option	129
Coût d'acquisition	**295**
Actifs non courants	750
Actifs courants	205
Passifs non courants	(364)
Passifs courants	(173)
Actifs nets	**418**
Quote-part d'EDF pour les 50,1 % d'actifs nets	**210**
GOODWILL	85

La réévaluation de la participation antérieurement détenue par EnBW dans Stadtwerke Düsseldorf (29,9 %) est sans incidence significative sur les comptes du Groupe.

Par ailleurs, EnBW a porté sa participation dans la société autrichienne EVN de 29,7 % à 35,7 %, pour un montant de 130 millions d'euros.

- Acquisition, le 23 mars 2006, de 17,32 % supplémentaires dans Motor Colombus auprès de la banque suisse UBS, pour un montant de 404 millions de francs suisses. Atel a également acquis 7,2 % du capital de Motor Colombus auprès de cette même banque pour un montant de 43 millions de francs suisses en quote-part EDF. Une offre publique d'échange des actions Atel contre des actions Motor Colombus s'est déroulée du 12 avril 2006 au 2 mai 2006. A l'issue de ces opérations, Motor Colombus et Atel restent consolidés par mise en équivalence, respectivement à hauteur de 41,03 % et 25,78 %.

Le goodwill provisoire résultant de ces acquisitions figure au sein du poste « Titres mis en équivalence » pour un montant déterminé de la façon suivante :

(en millions d'euros)

Prix d'acquisition des titres Atel et Motor Colombus		**283**
Situation nette	1 344	
Effets de l'évaluation en juste valeur	1 154	
Situation nette réévaluée	2 498	
Quote-part acquise par EDF (11,37 % d'Atel et 19,18 % de Motor Colombus)		**(272)**
GOODWILL PROVISOIRE		11

Les réévaluations en juste valeur portent principalement sur des actifs de production et sur des contrats de livraison d'énergie.

EDF International qui détenait 60,9 % de sa filiale Demasz, distributeur et commercialisateur hongrois, a soumis le 28 août 2006 aux autorités boursières hongroises une offre publique d'achat sur le solde du capital de cette société. A l'issue de son offre publique d'achat, le Groupe détenait 95 % du capital de Demasz et a alors procédé à une offre publique de retrait. EDF International détient 99,99 % du capital de cette société depuis le 15 décembre 2006. L'acquisition complémentaire s'élève à 112 millions d'euros et dégage un goodwill provisoire de 8 millions d'euros qui s'établit comme suit :

(en millions d'euros)

Prix d'acquisition des titres Demasz	112
Situation nette acquise	(104)
GOODWILL	8

- Cession d'EDF Energia Italia à Edison en octobre 2006 qui consolide EDF Energia Italia par intégration globale.
- Cession par Edison de sa filiale Rete à Rtl, finalisée en novembre 2006 pour un montant de 294 millions d'euros.

- Changement de mode de consolidation d'EDF Energies Nouvelles (EDF EN) :

  Au jour du règlement-livraison des actions créées à l'occasion de l'introduction en Bourse d'EDF EN (placement global et offre à prix ouvert), soit le 1er décembre 2006, le pacte d'actionnaire du 17 juillet 2006 entre les Groupes « EDF » et « Mouratoglou » est entré en vigueur et le Groupe EDF a pris le contrôle d'EDF EN.
  A cette occasion, conformément à la norme IFRS 3 sur les regroupements d'entreprise, EDF a procédé à l'évaluation provisoire à leur juste valeur des actifs, passifs et passifs éventuels identifiables d'EDF EN satisfaisant aux critères de reconnaissance selon la méthode de l'acquisition. La date d'effet comptable de cette évaluation comme celle du passage en intégration globale d'EDF EN est le 31 décembre 2006.
  Cette évaluation provisoire a notamment porté sur l'ensemble des actifs de production significatifs qui, au 31 décembre 2006, étaient soit en service, soit en projet avec une date de mise en service prévue en 2007. Pour les besoins de cette évaluation, il n'a pas été tenu compte de valeurs terminales au-delà du terme prévu des contrats de livraison d'énergie.
  Compte-tenu de l'absence de changement de taux d'intérêt d'EDF dans EDF EN à l'occasion des transactions qui ont eu lieu, en 2006, sur le capital de cette dernière, les écarts d'évaluation ainsi provisoirement déterminés ont été portés directement en augmentation des capitaux propres d'EDF.

Les données principales de cette évaluation provisoire, hors intérêts minoritaires chez EDF EN, en sont résumées ci-après :

(en millions d'euros)	
Annulation des goodwills nets d'EDF Énergies Nouvelles au 31.12.2006	(60)
Réévaluation des immobilisations	375
Impôts différés passifs afférents	(104)
Réévaluation nette	**211**
Quote-part revenant à EDF (50 %)	105
Annulation du goodwill EDF sur EDF Energies Nouvelles	(19)
INCIDENCE SUR CAPITAUX PROPRES DU GROUPE EDF	**86**

- Les filiales Tenesol, Soprolif, Socodei, Cofiva et Sofinel du Groupe EDEV sont consolidées en direct depuis le 1er janvier 2006.
- Cession d'EDF Capital Investissement.

6.2 - ÉVOLUTION DU PÉRIMÈTRE DE CONSOLIDATION AU COURS DE L'EXERCICE 2005

Les principales évolutions de périmètre de l'exercice 2005 sont décrites ci-dessous :

- Comme suite aux opérations de prise de contrôle d'Edison, EDF a consolidé les sociétés TdE et Edison par intégration proportionnelle à compter du 1er octobre 2005. Compte-tenu de la mise en œuvre du *Structure Agreement* et du *Shareholders' Agreement*, le pourcentage d'intérêt de Edison à l'issue de l'OPA est de 51,58 %. IEB ainsi que les sociétés holdings de cette dernière sont détenues par EDF à 100 % et sont consolidées par intégration globale.
- Par ailleurs, EDF a cédé à Edison 20 % de sa participation dans la société Finel. A l'issue de cette opération, Edison détenant déjà le contrôle de la société, la société Finel antérieurement mise en équivalence est consolidée par intégration proportionnelle.
- A la suite de l'augmentation de capital de EnBW réalisée, en avril 2005, par cession des titres d'auto-contrôle, OEW est revenu à parité avec EDF dans le capital de EnBW. La quote-part d'intérêt d'EDF dans le capital de EnBW est ainsi passée de 48,43 % au 31 décembre 2004 à 46,12 % au 30 juin 2005.
- En Argentine, le processus de cession de Sodemsa et Edemsa a été finalisé le 30 mars 2005, ce qui s'est traduit par la déconsolidation de ces deux sociétés. Par ailleurs, EDF a cédé, en date du 31 août 2005, 100 % de la société Easa, et 14 % du capital d'Edenor. A l'issue de cette opération, le Groupe détient 25 % du capital d'Edenor qui est consolidé par mise en équivalence à compter de cette date.
- Au Brésil dans le cadre des opérations de restructuration de la dette de Light, les minoritaires ont participé à l'augmentation de capital réalisée fin juillet 2005 et ont converti en capital une partie de la dette obligataire convertible. Il en est résulté une diminution du pourcentage d'intérêt d'EDF de 5,22 % portant la participation du Groupe à 89,57 % au 31 décembre 2005.

Note 7 Informations sectorielles

7.1 INFORMATIONS PAR ZONES GÉOGRAPHIQUES 236
7.2 PRODUITS PROVENANT DES VENTES À DES CLIENTS EXTERNES PAR ZONES GÉOGRAPHIQUES SUR LA BASE DE LA LOCALISATION DES CLIENTS 238
7.3 INFORMATIONS PAR SECTEUR D'ACTIVITÉ 238

L'information sectorielle est présentée sur la base de l'organisation du Groupe qui reflète les différents niveaux de risques et de rentabilité auxquels il est exposé.

La segmentation des informations par zone géographique en fonction de l'implantation des actifs est privilégiée, le risque « pays » l'emportant, à ce jour, sur le risque « activité » en raison des différences de contextes économique, réglementaire et technique entre les différentes zones géographiques où le Groupe évolue.

Les données sectorielles s'entendent avant retraitements de consolidation inter-secteurs et ajustements inter-secteurs. Les transactions entre secteurs sont réalisées aux prix de marché.

7.1 - INFORMATIONS PAR ZONES GÉOGRAPHIQUES

La ventilation retenue par le Groupe EDF pour les zones géographiques est la suivante :

- « **France** » qui désigne EDF SA et sa filiale RTE EDF Transport et regroupe les activités régulées (principalement Distribution et Transport) et non régulées (principalement Production et Commercialisation) ;
- « **Royaume-Uni** » qui désigne les entités du sous-groupe EDF Energy ;
- « **Allemagne** » qui désigne les entités du sous-groupe EnBW ;
- « **Italie** » qui regroupe les filiales situées en Italie, notamment les entités du sous-groupe Edison, TdE, Fenice ;
- « **Reste Europe** » qui regroupe les autres filiales européennes situées notamment en Europe continentale, les participations et activités nouvelles dont Électricité de Strasbourg, Dalkia, Tiru, Asa Holding AG (cédée en 2006), EDF International, EDF Energies Nouvelles et EDF Trading ;
- « **Reste du monde** » qui regroupe les filiales situées en Amérique latine et en Asie.

La zone géographique « Italie » est désormais présentée distinctement de la zone géographique « Reste Europe ».

Aux fins de comparabilité des informations sectorielles au 31 décembre des exercices 2006 et 2005, les informations publiées au 31 décembre 2005 ont été retraitées afin de prendre en compte les changements de ventilation au sein des zones géographiques ainsi que les impacts de l'interprétation IFRIC 4.

En outre, certaines fonctions-support ainsi que les activités commerciales en Belgique rattachées à la France jusqu'en 2005 sont à compter du 1er janvier 2006 rattachées à leurs zones géographiques respectives. L'impact de ce changement de présentation est peu significatif.

7.1.1 Au 31 décembre 2006

(en millions d'euros)	France	Royaume-Uni	Allemagne	Italie	Reste Europe	Reste monde	Éliminations	Total
Chiffre d'affaires externe	31 927	8 319	6 016	5 615	4 930	2 125		58 932
Chiffre d'affaires inter-secteur	154	-	49	-	504	-	(707)	
CHIFFRE D'AFFAIRES	**32 081**	**8 319**	**6 065**	**5 615**	**5 434**	**2 125**	**(707)**	**58 932**
EXCÉDENT BRUT D'EXPLOITATION	**8 893**	**1 268**	**996**	**928**	**1 363**	**482**		**13 930**
Bilan :								
Immobilisations incorporelles et corporelles	76 770	10 583	6 281	5 351	5 527	1 469	-	105 981
Titres mis en équivalence	-	79	574	23	1 691	92	-	2 459
Goodwill	-	2 534	1 501	2 004	1 043	41	-	7 123
Autres actifs sectoriels [1]	17 338	2 531	1 785	1 420	3 875	424	-	27 373
Actifs détenus en vue de la vente			18	122	-	-	-	140
Autres actifs non affectés	-	-	-	-	-	-	-	36 010
TOTAL ACTIF	**94 108**	**15 727**	**10 159**	**8 920**	**12 136**	**2 026**	**-**	**179 086**
Passifs sectoriels [2]	99 394	4 639	6 101	209	2 946	252	-	113 541
Passifs liés aux actifs détenus en vue de la vente	-	-	47	69	-	-	-	116
Autres passifs non affectés	-	-	-	-	-	-	-	65 429
TOTAL PASSIF	**99 394**	**4 639**	**6 148**	**278**	**2 946**	**252**	**-**	**179 086**
Autres informations :								
Investissements corporels et incorporels	3 948	932	293	360	410	102	-	6 045
Dotations aux amortissements	(3 667)	(447)	(351)	(451)	(327)	(120)	-	(5 363)
Pertes de valeur	-	-	(359)	(47)	(64)	591	-	121

7.1.2 Au 31 décembre 2005

(en millions d'euros)	France	Royaume-Uni	Allemagne	Italie	Reste Europe	Reste monde	Éliminations	Total
Chiffre d'affaires externe	30 015	6 682	5 005	2 019	4 446	2 880	-	51 047
Chiffre d'affaires inter-secteur	127	1	24	-	370	3	(525)	-
CHIFFRE D'AFFAIRES	**30 142**	**6 683**	**5 029**	**2 019**	**4 816**	**2 883**	**(525)**	**51 047**
EXCÉDENT BRUT D'EXPLOITATION	**8 544**	**1 306**	**905**	**300**	**1 193**	**658**	**-**	**12 906**
Bilan :								
Immobilisations incorporelles et corporelles	76 201	9 764	5 667	5 646	4 246	2 029	-	103 553
Titres mis en équivalence	-	76	572	31	1 279	72	-	2 030
Goodwill	-	2 478	1 760	1 884	1 013	46	-	7 181
Autres actifs sectoriels [1]	17 469	1 942	1 419	1 487	3 413	1 693	-	27 423
Actifs détenus en vue de la vente	-	-	31	-	696	1	-	728
Autres actifs non affectés	-	-	-	-	-	-	-	30 221
TOTAL ACTIF	**93 670**	**14 260**	**9 449**	**9 048**	**10 647**	**3 841**	**-**	**171 136**
Passifs sectoriels [2]	95 690	2 850	5 391	199	4 118	1 314	-	109 562
Passifs liés aux actifs détenus en vue de la vente	-	-	27	-	565	-	-	592
Autres passifs non affectés	-	-	-	-	-	-	-	60 982
TOTAL PASSIF	**95 690**	**2 850**	**5 418**	**199**	**4 683**	**1 314**	**-**	**171 136**
Autres informations :								
Investissements corporels et incorporels	3 276	997	270	186	330	199	-	5 258
Dotations aux amortissements	(3 634)	(434)	(314)	(155)	(329)	(151)	-	(5 017)
Pertes de valeur	1	-	(19)	(38)	(91)	-	-	(147)

(1) Les autres actifs sectoriels comprennent les stocks, les clients et comptes rattachés, les autres débiteurs.

(2) Les passifs sectoriels comprennent les passifs spécifiques des concessions, les provisions pour fin de cycle du combustible nucléaire, les provisions pour déconstruction et pour derniers cœurs, les provisions pour avantages du personnel, les autres provisions (hormis les provisions pour risques liés aux participations et les provisions pour risques fiscaux), les fournisseurs et comptes rattachés ainsi que les autres créditeurs.

7.2 - PRODUITS PROVENANT DES VENTES À DES CLIENTS EXTERNES PAR ZONES GÉOGRAPHIQUES SUR LA BASE DE LA LOCALISATION DES CLIENTS

(en millions d'euros)	France	Europe	Reste du monde	EDF Trading	Total
EXERCICE 2006	**29 462**	**26 267**	**2 456**	**747**	**58 932**
Exercice 2005	28 166	19 192	3 258	431	51 047

7.3 - INFORMATIONS PAR SECTEUR D'ACTIVITÉ

Les activités du Groupe se déclinent comme suit :

- « **Production-Commercialisation** » : regroupent toutes les compétences et actifs nécessaires à la production d'énergie et à sa vente aux entreprises, aux collectivités locales, aux professionnels et aux résidents ;
- « **Distribution** » : assure la gestion du réseau public de transport basse et moyenne tension ;
- « **Transport** » : a pour objet d'exploiter, d'entretenir et de développer le réseau de transport d'électricité haute tension et très haute tension ;
- « **Autres** » : regroupent les services énergétiques (chauffage urbain, services thermiques...) aux entreprises et aux collectivités ainsi que les nouveaux métiers qui ont notamment pour objet le développement de la production d'électricité à partir de cogénération et d'énergies renouvelables (éoliennes, panneaux solaires…).

(en millions d'euros)	Production-Commercialisation	Distribution	Transport	Autres	Éliminations[1]	Total
Au 31 décembre 2006 :						
Chiffre d'affaires externe :						
- dont France	19 695	8 529	4 009	552	(858)	31 927
- dont reste du monde	21 327	1 161	-	4 517	-	27 005
CHIFFRE D'AFFAIRES	**41 022**	**9 690**	**4 009**	**5 069**	**(858)**	**58 932**
Actifs sectoriels	60 962	58 579	12 592	11 530	(2 732)	140 931
Actifs non affectés	-	-	-	-	-	38 155
Investissements de l'exercice (corporels et incorporels)	1 634	2 856	602	953	-	6 045
Au 31 décembre 2005 :						
Chiffre d'affaires externe :						
- dont France	17 763	8 914	3 928	350	(940)	30 015
- dont reste du monde	16 480	1 460	225	2 867	-	21 032
CHIFFRE D'AFFAIRES	**34 243**	**10 374**	**4 153**	**3 217**	**(940)**	**51 047**
Actifs sectoriels	56 361	62 576	12 312	8 920	(1 836)	138 333
Actifs non affectés	-	-	-	-	-	32 803
Investissements de l'exercice (corporels et incorporels)	1 554	2 654	566	484	-	5 258

(1) Dont éliminations entre activités régulées (Distribution - Transport) : (120) pour 2006, (41) pour 2005 ;

Dont éliminations entre activités non régulées : (117) pour 2006, (30) pour 2005.

Note 8 Chiffre d'affaires

Les différentes composantes constituant le chiffre d'affaires sont les suivantes :

(en millions d'euros)	2006	2005
Ventes d'énergies et de services liés à l'énergie	54 259	47 061
Autres ventes de biens et de services	3 957	3 568
Variation de juste valeur des contrats de matières premières	(42)	(13)
Résultat net de change	(1)	-
Trading	759	431
CHIFFRE D'AFFAIRES	**58 932**	**51 047**

Le chiffre d'affaires consolidé est en progression de 15,4 % par rapport à celui de l'exercice 2005. Il inclut à hauteur de 4 434 millions d'euros le chiffre d'affaires Edison (1 011 millions d'euros au titre du 4e trimestre 2005).

Il prend en compte à compter de l'exercice 2005 la mise en place de la Contribution Tarifaire d'Acheminement (CTA) et l'application des normes IAS 32 et 39.

Note 9 Achats de combustibles et d'énergie

Les différentes composantes constituant les achats de combustibles et d'énergie sont les suivantes :

(en millions d'euros)	2006	2005
Achats consommés de combustibles - production d'énergie	(8 481)	(6 587)
Achats d'énergie	(13 481)	(10 164)
Charges de transport et d'acheminement	(1 934)	(1 315)
Résultat de couverture	(134)	50
(Dotations) et reprises de provisions liées aux combustibles nucléaires et aux achats d'énergie	81	241
ACHATS DE COMBUSTIBLES ET D'ÉNERGIE	**(23 949)**	**(17 775)**

Les achats de combustibles et d'énergie progressent de 6 174 millions d'euros, soit de 34,7 % par rapport à l'exercice 2005. Cette progression s'explique par la contribution de Edison à hauteur de 2 726 millions d'euros (693 millions d'euros à compter du 1er octobre 2005) ainsi que par le fort accroissement des coûts de l'énergie.

Note 10 Autres consommations externes

Les différentes composantes constituant les autres consommations externes sont les suivantes :

(en millions d'euros)	2006	2005
Services extérieurs	(8 315)	(8 124)
Autres achats (hors services extérieurs, combustibles et énergie)	(2 447)	(2 000)
Production stockée et immobilisée	1 960	1 779
(Dotations) et reprises de provisions sur autres consommations externes	81	116
AUTRES CONSOMMATIONS EXTERNES	**(8 721)**	**(8 229)**

Note 11 Obligations contractuelles et engagements

11.1 ENGAGEMENTS D'ACHATS 240
11.2 ENGAGEMENTS DE LIVRAISON D'ÉLECTRICITÉ 241
11.3 GARANTIES ET ENGAGEMENTS RELATIFS À L'EXÉCUTION DE CONTRATS D'EXPLOITATION 241
11.4 OBLIGATIONS ET ENGAGEMENTS EN MATIÈRE DE LOCATION SIMPLE 242

11.1 - ENGAGEMENTS D'ACHATS

Le Groupe a souscrit dans le cadre de ses activités normales de production et de commercialisation des contrats à long terme d'achat d'électricité, de gaz, d'autres énergies et matières premières ainsi que de combustibles nucléaires, selon lesquels il s'engage à acheter sur des durées qui peuvent atteindre 20 ans.
Dans la quasi-totalité des cas, ces engagements sont réciproques, les tiers concernés ayant une obligation de livrer les quantités déterminées dans ces contrats.

EDF a également passé avec un certain nombre de producteurs d'électricité des contrats d'achats à long terme, en participant au financement de centrales de production.

Au 31 décembre 2006, l'échéancier des engagements d'achat fermes et irrévocables, évalués en millions d'euros courants se présente comme suit :

(en millions d'euros)	Total	Échéances		
		< 1 an	1-5 ans	> 5 ans
Achats d'électricité	13 888	3 267	3 807	6 814
Achats de gaz [1]	19 950	1 920	6 039	11 991
Achats d'autres énergies et de matières premières	3 705	642	1 230	1 833
Achats de combustibles nucléaires	7 323	1 045	2 747	3 531
ENGAGEMENTS D'ACHATS FERMES ET IRRÉVOCABLES	**44 866**	**6 874**	**13 823**	**24 169**

(1) Hors Edison (voir note 11.1.2).

11.1.1 Achats d'électricité

Les engagements d'achats d'électricité proviennent d'EDF SA, essentiellement portés par le Système Énergétique Insulaire (SEI) qui s'est engagé à acheter de l'électricité produite à partir de bagasse et de charbon, d'EnBW et de EDF Energy.

Par ailleurs, en complément des obligations valorisées ci-dessus et au terme de l'article 10 de la loi du 10 février 2000, EDF a l'obligation d'acheter dès lors que le producteur en fait la demande et sous réserve du respect d'un certain nombre de caractéristiques techniques, la production issue des centrales de co-générations ainsi que des unités de production d'énergie renouvelable (éoliennes, petite hydraulique ou valorisant les déchets organiques). Les surcoûts générés par cette obligation sont compensés (après validation par la CRE) via la Contribution au service public de l'électricité (CSPE) instaurée par la loi n° 2003-8 du 3 janvier 2003. Ces obligations d'achat compensées à hauteur de la CSPE s'élèvent à 22.9 TWh pour l'exercice 2006, dont 14.6 TWh au titre de la co-génération qui devrait décroître et 2.1 TWh au titre de l'éolien, filière qui devrait connaître une forte croissance.

11.1.2 Achats de gaz

Le Groupe est présent notamment au Mexique et en Asie au travers de projets de production indépendante (IPP) adossés à des PPA *(Power Purchase Agreement)*. Les engagements d'achats de gaz sont pour la plupart liés à ces centrales électriques IPP et sont adossés à des contrats d'achat d'électricité reçus. Ces contrats incluent des clauses dites de « pass-through » qui permettent de répercuter aux clients la quasi-totalité de la variabilité du coût des sources d'approvisionnement. EDF SA a également conclu plusieurs contrats d'achats à hauteur de 4 968 millions d'euros.

En ce qui concerne Edison, des contrats d'importation de gaz naturel sous forme de contrats « take or pay » ont été mis en place pour une capacité totale de 18 milliards de mètres-cube par an. Les contrats déjà opérationnels concernent les importations de Russie, de Libye et de Norvège pour une fourniture totale de 7,4 milliards de mètres-cube par an. En outre, trois nouveaux contrats totalisant un volume de 10,6 milliards de mètres-cube par an en provenance du Qatar et d'Algérie entreront en vigueur au cours des prochains exercices.

11.1.3 Achats d'autres énergies et matières premières

Les engagements d'achats d'autres énergies et matières premières concernent essentiellement des achats de charbon et de lignite utilisés pour le fonctionnement des centrales thermiques.

11.2 - ENGAGEMENTS DE LIVRAISON D'ÉLECTRICITÉ

En ce qui concerne EDF SA, un ensemble de contrats à long terme a été passé avec un certain nombre d'électriciens européens au terme desquels elle s'est engagée à livrer de l'électricité. Ces contrats sont de deux types :

- des contrats de co-financement de centrales nucléaires, portant selon les cas sur une centrale particulière ou un parc de production défini. Les entreprises ayant participé à ces financements ont un droit de tirage sur les centrales concernées au prorata de leur participation au financement initial,
- des contrats commerciaux de vente à long terme adossés le plus souvent sur le parc de production nucléaire.

Par ailleurs, lors la prise de participation dans EnBW en 2001, EDF s'est engagé à vendre sur le marché français 6 000 MW dans le cadre d'enchères. EDF s'est ainsi engagée depuis 2001 à mettre à disposition du marché une partie de ses capacités de production, et ce, pour une durée estimée initialement à cinq ans soit en principe, jusqu'au 7 février 2006. Cet engagement était destiné à favoriser l'accès de concurrents au marché français en palliant pendant quelques années les difficultés d'approvisionnement existant sur un marché français alors naissant. Il visait à compenser les effets sur la situation concurrentielle française du rapprochement EDF-EnBW.

En 2006, un peu plus de 41 TWh (pour 43 TWh en 2005) ont ainsi été mis à disposition du marché.

EDF a la possibilité depuis février 2006 de déposer une demande argumentée de sortie du processus d'enchères. A ce jour, EDF a décidé de ne pas exercer ce choix. Après des discussions avec la Commission européenne et sur proposition d'EDF, la Commission a autorisé, en septembre 2006, un certain nombre d'aménagements au processus d'enchères (notamment en proposant à titre expérimental des produits de base allant jusqu'à une durée de 4 ans), sans modification du volume d'énergie annuel mis à disposition par EDF. Les enchères se poursuivent donc à ce jour.

11.3 - GARANTIES ET ENGAGEMENTS RELATIFS À L'EXÉCUTION DE CONTRATS D'EXPLOITATION

Dans le cadre de son activité, le Groupe met en place des garanties, généralement par l'intermédiaire de banques, destinées à la bonne exécution des contrats. Par ailleurs, le Groupe a donné ou reçu des engagements solidaires avec des tiers ou l'une de ses filiales. Au 31 décembre 2006, l'échéancier de ces engagements se présente comme suit :

(en millions d'euros)	Total	Échéances		
		< 1 an	1-5 ans	> 5 ans
Garanties de bonne exécution / bonne fin / soumission	730	456	138	136
Engagements sur commandes d'exploitation [1]	1 974	1 360	439	175
Engagements sur commandes d'immobilisations	4 408	2 294	1 955	159
Autres engagements liés à l'exploitation	3 986	758	2 752	476
ENGAGEMENTS DONNÉS LIÉS À L'EXÉCUTION DE CONTRATS D'EXPLOITATION	**11 098**	**4 868**	**5 284**	**946**
ENGAGEMENTS REÇUS LIÉS À L'EXPLOITATION	**4 416**	**3 830**	**232**	**354**

(1) Hors matières premières et énergie.

Les garanties de bonne exécution, de bonne fin et de soumission concernent principalement les garanties liées à l'exploitation du réseau électrique du métro de Londres (240 millions d'euros), à la construction ou à l'exploitation des centrales mexicaines (61 millions d'euros) et laotiennes (100 millions d'euros). D'autres garanties ont été données par le Groupe EDF pour un montant de 329 millions d'euros, principalement par Dalkia International et EDF SA.

Au 31 décembre 2006, les engagements fermes de commandes d'exploitation hors achats de matières premières et d'énergie ainsi que les engagements d'achats d'immobilisations corporelles s'élèvent à 6 382 millions d'euros (contre 4 193 millions d'euros au 31 décembre 2005). Ils concernent principalement EDF SA pour 4 102 millions d'euros (2 941 millions d'euros au 31 décembre 2005), Edison pour 319 millions d'euros (338 millions d'euros au 31 décembre 2005) et EDF Energy pour 390 millions d'euros.

L'augmentation des engagements d'EDF SA est surtout liée à la construction de la future centrale nucléaire de type EPR (voir note 5.1).

Les autres engagements donnés liés à l'exploitation concernent principalement :

- l'engagement de solidarité pris par les exploitants de centrales nucléaires allemands dans l'éventualité où, à la suite d'un accident nucléaire, l'un d'eux ne serait pas en mesure de faire face à ses obligations. Le montant consolidé par le Groupe EDF au travers d'EnBW s'élève à 1 034 millions d'euros (1 035 millions d'euros au 31 décembre 2005) ;
- dans le cadre de la mise en place de la couverture de l'exposition au risque dommages causés par la tempête à son réseau de distribution d'électricité en France, le Groupe EDF a conclu un contrat avec CDC Ixis Capital Markets aux termes duquel chacune des parties s'engage à indemniser l'autre de la responsabilité qu'elle pourrait encourir au titre de l'émission d'un CAT bond dans la limite d'un montant global maximal de 240 millions d'euros pour chacune des parties. La prime fixe restant à courir au 31 décembre 2006 a, par ailleurs, été valorisée à 30 millions d'euros ;
- les engagements d'Edison à hauteur de 970 millions d'euros.

Les engagements reçus concernent principalement EDF SA. Il s'agit notamment des engagements reçus de la part des compagnies d'assurances pour couvrir les risques liés à la construction de la centrale de type EPR pour un montant de 2 842 millions d'euros.

11.4 - OBLIGATIONS ET ENGAGEMENTS EN MATIÈRE DE LOCATION SIMPLE

Le Groupe est engagé au titre d'accords qu'il a qualifiés de location simple en vertu de l'interprétation IFRIC 4. Ces engagements constituent l'essentiel des engagements de location simple en tant que bailleur. Ils portent sur les IPP mexicaines et asiatiques.

Le Groupe est également engagé en tant que preneur par des contrats de location simple non résiliables portant sur des locaux, des équipements ou des véhicules entrant dans le cadre de son activité normale. Les loyers payables sont susceptibles de renégociations selon des périodicités contractuelles. Ils portent principalement sur EDF SA et EDF Energy.

Au 31 décembre 2006, le montant des engagements de loyers irrévocables s'analyse comme suit :

(en millions d'euros)	Total	Échéances		
		< 1 an	1-5 ans	> 5 ans
Engagements de location simple en tant que bailleur	5 714	433	1 705	3 576
Engagements de location simple en tant que preneur	2 342	440	1 410	492

Note 12 Charges de personnel

12.1 - CHARGES DE PERSONNEL

Les différentes composantes constituant les charges de personnel sont les suivantes :

(en millions d'euros)	2006	2005
Rémunérations	(6 385)	(6 076)
Charges de sécurité sociale	(1 116)	(1 086)
Intéressement et participation	(368)	(399)
Avantages non monétaires	(347)	(330)
Autres charges liées aux avantages à court terme	(35)	(18)
Avantages à court terme	**(8 251)**	**(7 909)**
Charges liées aux régimes à prestations définies	(1 430)	(1 654)
Charges liées aux régimes à cotisations définies	6	46
Avantages postérieurs à l'emploi	**(1 424)**	**(1 608)**
Autres avantages à long terme	(23)	(10)
ORS	-	(329)
Indemnités de fin de contrat	(11)	22
Autres charges de personnel	**(34)**	**(317)**
CHARGES DE PERSONNEL	**(9 709)**	**(9 834)**

12.2 - EFFECTIFS MOYENS

	2006	2005
Statut IEG	105 577	108 506
Autres	50 391	50 466
EFFECTIFS MOYENS	**155 968**	**158 972**

Les effectifs moyens sont présentés en équivalents à temps plein.

Les effectifs des sociétés intégrées proportionnellement sont consolidés au prorata du pourcentage d'intérêt et représentent 26 190 équivalents à temps plein au 31 décembre 2006 (21 922 équivalents à temps plein au 31 décembre 2005).

Les effectifs d'EDF SA en 2005 ont été retraités pour être présentés en équivalents à temps plein.

Note 13 Autres produits et charges opérationnels

Les autres produits et charges opérationnels s'analysent comme suit :

(en millions d'euros)	2006	2005
Subventions d'exploitation	1 482	1 314
Dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession	(463)	(489)
Provision pour contribution des producteurs d'électricité au Tartam [1]	(470)	-
Résultat de déconsolidation	17	98
Résultat de cession d'immobilisations	(21)	113
Dotations nettes aux provisions sur actifs courants	(32)	(52)
Dotations nettes aux provisions pour risques et charges d'exploitation	(23)	(3)
Autres produits et autres charges	62	(189)
AUTRES PRODUITS ET CHARGES OPÉRATIONNELS	**552**	**792**

(1) Tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché.

Les subventions d'exploitation comprennent principalement la subvention reçue par EDF SA au titre de la « Contribution au Service Public de l'Électricité » (CSPE) instaurée par la loi n° 2003-8 du 3 janvier 2003. Cette contribution est due par le consommateur final (éligible ou non) et est recouvrée par les opérateurs de réseau ou les fournisseurs d'électricité qui procèdent à sa liquidation. Depuis le 1er janvier 2005, les surcoûts résultant des tarifs de première nécessité et du dispositif pauvreté et précarité sont également pris en compte.

Cette compensation s'est traduite dans les comptes par un produit de 1 457 millions d'euros en 2006 et de 1 301 millions d'euros en 2005.

Le produit à recevoir de la CSPE a été estimé sur la base des hypothèses les plus probables appréciées à fin 2006.

La contribution d'EDF SA à la compensation des fournisseurs d'électricité instaurée par le « Tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché » (Tartam), exposé en note 5.1.1.4, a fait l'objet d'une provision de 470 millions d'euros dans les comptes du Groupe au titre de la période de deux ans couverte par le dispositif. La mise en recouvrement de cette contribution sera effectuée sur les exercices 2007 et 2008.

Les opérations à caractère inhabituel par leur montant ou leur nature sont présentées en autres produits et charges d'exploitation (voir note 15).

Note 14 Pertes de valeur / reprises

Les pertes de valeur et reprises s'analysent comme suit :

(en millions d'euros)	2006	2005
Pertes de valeur sur goodwill	(337)	(29)
Pertes de valeur sur immobilisations	(177)	(139)
Reprises de pertes de valeur	635	21
PERTES DE VALEUR NETTES DES REPRISES	**121**	**(147)**

En application de la norme IAS 36, les pertes de valeur sur goodwill et autres actifs, nettes des reprises sur autres actifs de l'exercice 2006, représentent un produit de 121 millions d'euros et comprennent une dotation de 318 millions d'euros relative à EnBW en Allemagne, une reprise de 624 millions relative à Light au Brésil ainsi que diverses dépréciations d'actifs au sein de filiales principalement européennes pour 185 millions d'euros.

• **EnBW**

Le 27 juillet 2006, l'Agence Fédérale des Réseaux (régulateur pour l'Allemagne) a notifié à EnBW une baisse des péages relatifs au réseau de transport d'électricité de 8 %, suivie sur le deuxième semestre d'une baisse des tarifs de distribution de 14 %.

A partir des méthodes décrites aux notes 2.9 et 2.14 des comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2006, et sur la base des nouvelles hypothèses de baisse de tarifs envisagées par EnBW, EDF a été amené à constater au 30 juin 2006 une perte de valeur de 318 millions d'euros sur le goodwill propre à EDF enregistré par le Groupe à l'occasion de la prise de participation dans EnBW en 2001.

Après constatation de cette perte de valeur, le goodwill d'EnBW dans les comptes consolidés d'EDF au 30 juin 2006 s'élevait à 1 552 millions d'euros. Si les tarifs d'acheminement venaient à baisser sur le long terme, dans des proportions plus importantes que celles considérées par EnBW au titre de son réseau de distribution d'électricité, les résultats des tests pourraient s'en trouver affectés.

• **Light**

Cette rubrique enregistre également sur le premier semestre de l'exercice 2006 une reprise de 624 millions d'euros de pertes de valeurs antérieurement constatées sur les actifs autres que le goodwill de la société Light afin de tenir compte de leur juste valeur diminuée des coûts de la vente, appréciée en fonction des conditions de cession du contrôle de Light telles que convenues lors de la signature du contrat de cession d'actions du 28 mars 2006.

Note 15 Autres produits et charges d'exploitation

La rubrique « Autres produits et charges d'exploitation » placée sous l'excédent brut d'exploitation comprend des éléments à caractère inhabituel par leur nature ou leur montant.

Les autres produits et charges d'exploitation de l'exercice 2006 représentent un produit net de 668 millions d'euros et comprennent pour l'essentiel :

- le résultat de déconsolidation avant impôt d'ASA Holding AG pour 175 millions d'euros et des filiales égyptiennes Port Saïd et Port Suez pour 170 millions d'euros,
- une reprise des provisions pour avantages postérieurs à l'emploi de 328 millions d'euros suite à la non-reconduction du dispositif de complément exceptionnel de retraite.

Le dénouement des opérations de cession de Light ne génère pas d'impact significatif au-delà de ceux constatés au 30 juin 2006 sous forme de reprise de perte de valeur pour 624 millions d'euros (voir note 14) et des effets fiscaux associés.

En 2005, les autres produits et charges d'exploitation représentaient un produit net de 251 millions d'euros qui se composait pour l'essentiel du produit de déconsolidation suite à la cession de 65 % du capital d'Edenor (189 millions d'euros) ainsi que d'un profit de dilution suite à la restructuration de la dette de Light (59 millions d'euros).

Note 16 Résultat financier

16.1 - COÛT DE L'ENDETTEMENT FINANCIER BRUT

Les différentes composantes constituant le coût de l'endettement financier brut sont les suivantes :

(en millions d'euros)	2006	2005
Charges d'intérêts sur opérations de financement	(1 655)	(1 556)
Variation de juste valeur des dérivés et éléments couverts sur dettes	(54)	(47)
Inefficacité des couvertures de flux de trésorerie	-	(1)
Reprise en résultat des variations de juste valeur des instruments de couverture de flux de trésorerie	39	28
Résultat net de change sur endettement	64	104
COÛT DE L'ENDETTEMENT FINANCIER BRUT	**(1 606)**	**(1 472)**

16.2 - CHARGES D'ACTUALISATION

La charge d'actualisation concerne principalement les provisions pour fin de cycle, pour déconstruction et pour dépréciation des derniers cœurs ainsi que les provisions pour avantages à long terme et postérieurs à l'emploi.

La décomposition de cette charge est présentée ci-après :

(en millions d'euros)	2006	2005
Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi et pour avantages à long terme	(1 097)	(1 147)
Provisions pour fin de cycle du combustible nucléaire, déconstruction et derniers cœurs	(1 393)	(1 343)
Autres provisions	(40)	(36)
CHARGES D'ACTUALISATION	**(2 530)**	**(2 526)**

16.3 - AUTRES PRODUITS ET CHARGES FINANCIERS

Les différentes composantes constituant les autres produits et charges financiers sont les suivantes :

(en millions d'euros)	2006	2005
Produits sur trésorerie et équivalents de trésorerie	76	57
Produits sur actifs financiers	1 397	930
Variations des instruments financiers évalués à la juste valeur avec les variations de juste valeur en résultat	(93)	(329)
Autres charges financières	(278)	(464)
Résultat de change sur éléments financiers hors dettes	(28)	71
Rendement des actifs de couverture	361	318
AUTRES PRODUITS ET CHARGES DE L'ACTIVITÉ FINANCIÈRE	**1 435**	**583**

Les produits sur actifs financiers incluent notamment la plus-value de cession sur la participation qu'EDF détenait dans la société Arcelor à l'issue des opérations relatives à l'offre publique d'achat du Groupe Mittal Steel Cy NV à hauteur de 231 millions d'euros.

Suite à un changement d'interprétation de la norme IAS 39 au 1er janvier 2006, la variation de juste valeur liée à l'effet taux des dérivés de couverture d'investissement net à l'étranger est désormais constatée en capitaux propres. L'effet taux au titre de l'exercice 2006 s'élève à (101) millions d'euros.

Note 17 Impôts sur les résultats

17.1 VENTILATION DE LA CHARGE D'IMPÔT 246
17.2 RAPPROCHEMENT DE LA CHARGE D'IMPÔT THÉORIQUE ET DE LA CHARGE D'IMPÔT EFFECTIVE 246
17.3 VENTILATION DES ACTIFS ET DES PASSIFS D'IMPÔT DIFFÉRÉ PAR NATURE 247
17.4 DÉFICITS REPORTABLES ET CRÉDITS D'IMPÔT 248
17.5 IMPÔT CONSTATÉ EN CAPITAUX PROPRES 248

17.1 - VENTILATION DE LA CHARGE D'IMPÔT

La ventilation de la charge d'impôt s'établit comme suit :

(en millions d'euros)	2006	2005
Impôts exigibles	(1 344)	(1 474)
Impôts différés	198	29
TOTAL	**(1 146)**	**(1 445)**

En 2006, la charge d'impôt courant provient du groupe d'intégration fiscale EDF pour (676) millions d'euros et des autres filiales pour (668) millions d'euros. Elle est affectée par différentes économies d'impôt décrites en note 17.2 et inversement par l'effet de la consolidation en année pleine d'Edison.

17.2 - RAPPROCHEMENT DE LA CHARGE D'IMPÔT THÉORIQUE ET DE LA CHARGE D'IMPÔT EFFECTIVE

17.2.1 Rapprochement du taux d'impôt théorique et du taux d'impôt effectif

(en millions d'euros)	2006	2005
Résultat des sociétés intégrées avant impôt	**6 655**	**4 578**
Perte de valeur des écarts d'acquisition	337	29
Résultat des sociétés intégrées avant impôt et perte de valeur des écarts d'acquisition	**6 992**	**4 607**
Charge théorique d'impôt	**(2 407)**	**(1 609)**
Différences de taux d'imposition	24	90
Écarts permanents	873	429
Impôts sans base	338	(300)
Dépréciation d'impôts différés actifs	(4)	(23)
Autres	30	(32)
Charge réelle d'impôt	**(1 146)**	**(1 445)**
TAUX EFFECTIF D'IMPÔT	**16,39 %**	**31,37 %**

La différence entre le taux en vigueur et le taux effectif s'explique essentiellement

- pour 2006 par :
  - l'économie d'impôt résultant de la réorganisation juridique du Groupe Light (586 millions d'euros) imposée par le régulateur brésilien (Aneel) ;
  - l'absence d'effet fiscal sur la reprise de perte de valeur des actifs à long terme de Light (212 millions d'euros) constatée sur le premier semestre ;
  - l'issue favorable de réclamations auprès de l'administration fiscale britannique par EDF Energy (104 millions d'euros) ;
  - le réalignement chez Edison des bases fiscales de ses actifs immobilisés sur leur valeur comptable en application de la loi de finances italienne pour 2006. La reprise des impôts différés passifs en contrepartie d'une taxe libératoire de 12 % s'est traduite par un produit d'impôt de 104 millions d'euros ;
  - la reconnaissance à hauteur de 76 millions d'euros de crédits d'impôt sur les résultats taxés à taux majoré en Allemagne résultant d'une évolution des conditions de leur récupération.

- pour 2005 par :
  - l'impact des différences de taux d'imposition, essentiellement sur les filiales du Royaume Uni, EDF Trading et EDF Energy imposées au taux de 30 % ;
  - le dénouement du dossier Edison qui a permis de mettre fin à un risque provisionné dans les comptes de l'exercice 2004. La provision n'ayant pas été déduite fiscalement, sa reprise n'est pas taxable, ce qui se traduit par une charge d'impôt réelle inférieure de 429 millions d'euros à la charge d'impôt théorique ;
  - l'impact du contrôle fiscal d'EDF SA portant sur les exercices 2003 et 2004 qui s'est traduit par un rappel d'impôt sur les sociétés de 458 millions d'euros. En contrepartie, un impôt différé actif a été reconnu à concurrence de 319 millions d'euros, soit un effet net de (139) millions d'euros.

17.2.2 Variation de l'impôt différé

(en millions d'euros)	Impôt différé actif	Provision pour dépréciation des impôts différés actifs	Impôt différé actif net	Impôt différé passif	Impôt différé net
Situation au 31 décembre 2004	**3 457**	**(2 513)**	**944**	**(2 929)**	**(1 985)**
Impacts IFRIC 4	19	-	19	(60)	(41)
Situation au 31 décembre 2004 retraité	**3 476**	**(2 513)**	**963**	**(2 989)**	**(2 026)**
Effets des normes IAS 32 et 39 à l'ouverture	106	-	106	(288)	(182)
Situation au 1er janvier 2005 retraité	**3 582**	**(2 513)**	**1 069**	**(3 277)**	**(2 208)**
Variation des bases	564	29	593	(509)	84
Variation des périmètres	(114)	195	81	(732)	(651)
Écarts de conversion	247	(242)	5	(49)	(44)
Situation au 31 décembre 2005 retraité	**4 279**	**(2 531)**	**1 748**	**(4 567)**	**(2 819)**
Variation des bases	(95)	429	334	284	618
Variation des périmètres	(780)	850	70	(325)	(255)
Écarts de conversion	13	2	15	(38)	(23)
SITUATION AU 31 DÉCEMBRE 2006	**3 417**	**(1 250)**	**2 167**	**(4 646)**	**(2 479)**

En 2006, la variation des bases de 618 millions d'euros affecte le compte de résultat à hauteur de 198 millions d'euros et les capitaux propres à hauteur de 376 millions d'euros.

Les variations de périmètre 2006 traduisent essentiellement la sortie d'impôts différés actifs entièrement dépréciés résultant de la cession de Light, pour 850 millions d'euros.

17.3 - VENTILATION DES ACTIFS ET DES PASSIFS D'IMPÔT DIFFÉRÉ PAR NATURE

(en millions d'euros)	31.12.2006	31.12.2005
Impôts différés Actif :		
Écarts entre amortissement comptable et amortissement fiscal	854	788
Provisions non déductibles	5 412	5 345
Autres différences temporelles déductibles	2 072	1 241
Réévaluations, écarts d'évaluation et élimination de résultats internes	237	644
Pertes fiscales et crédits d'impôt non utilisés	171	1 022
Compensation impôts différés actif / passif	(5 329)	(4 761)
Sous-total impôts différés actifs - valeur brute	**3 417**	**4 279**
Provision pour dépréciation des impôts différés actifs	(1 250)	(2 531)
TOTAL DES IMPÔTS DIFFÉRÉS ACTIFS - VALEUR NETTE	**2 167**	**1 748**
Impôts différés Passif :		
Écarts entre amortissement comptable et amortissement fiscal	(6 002)	(5 559)
Autres différences temporelles taxables	(2 310)	(1 846)
Réévaluations, écarts d'évaluation et élimination de résultats internes	(1 663)	(1 923)
Compensation impôts différés actif / passif	5 329	4 761
TOTAL DES IMPÔTS DIFFÉRÉS PASSIFS	**(4 646)**	**(4 567)**
IMPÔT DIFFÉRÉ NET	**(2 479)**	**2 819**

17.4 - DÉFICITS REPORTABLES ET CRÉDITS D'IMPÔT

Au 31 décembre 2006, les déficits fiscaux reportables ainsi que les actifs d'impôts différés non constatés représentent une économie d'impôt potentielle de 1 250 millions d'euros. La majeure partie de cette économie d'impôt potentielle repose sur le stock d'impôts différés actifs relatifs aux avantages du personnel en France.

17.5 - IMPÔT CONSTATÉ EN CAPITAUX PROPRES

Le montant d'impôt différé relatif aux éléments imputés dans les capitaux propres durant l'exercice 2006 s'élève à 376 millions d'euros. Ce montant est lié pour 323 millions d'euros à la prise en compte de la fiscalité sur les variations de juste valeur des instruments financiers comptabilisées en réserves recyclables.

Note 18 Goodwill

Les différentes composantes constituant les écarts d'acquisition des sociétés intégrées sont les suivantes :

(en millions d'euros)	31.12.2006	31.12.2005
Valeur nette comptable à l'ouverture	**7 181**	**5 371**
Acquisitions	102	1 824
Cessions	(9)	(83)
Pertes de valeur	(337)	(29)
Différences de conversion	46	81
Autres mouvements	140	17
VALEUR NETTE COMPTABLE À LA CLÔTURE	**7 123**	**7 181**
Valeur brute à la clôture	7 885	7 606
Cumul des pertes de valeur à la clôture	(762)	(425)

Les goodwill se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	Royaume-Uni	Allemagne	Italie	Reste Europe	Reste monde	Total
AU 31 DÉCEMBRE 2006	**2 534**	**1 501**	**2 004**	**1 043**	**41**	**7 123**
Au 31 décembre 2005	2 478	1 760	1 884	1 013	46	7 181

Pour l'Allemagne, un goodwill de 1 501 millions d'euros intègre les effets de la perte de valeur de 318 millions d'euros expliquée en note 14, d'une augmentation de 85 millions d'euros principalement due à la prise de contrôle de Stadtwerke Düsseldorf (note 6) et d'une imputation d'une partie des crédits d'impôts obtenus par EnBW sur le second semestre.

Le goodwill définitif dégagé dans le cadre de la finalisation de l'affectation du prix d'acquisition de la société Edison (voir note 5.2.5) s'établit à 1 882 millions d'euros compte-tenu de la prise en compte de la juste valeur du réseau haute tension, au 1er octobre 2005, et de la perte de valeur du goodwill constaté en 2006 du fait de l'utilisation de déficits fiscaux antérieurs à la date d'acquisition.

Dans le segment « Reste de l'Europe », l'augmentation résulte principalement du goodwill dégagé dans le cadre des opérations réalisées à l'occasion de l'introduction en bourse d'EDF Energies Nouvelles.

Le coût moyen pondéré du capital net d'impôt, utilisé pour les tests de dépréciation de l'exercice 2006, évolue dans une fourchette de 4,7 % à 10,8 % en Europe et entre 8,9 % et 11,7 % sur le reste du monde.

La réalisation de tests de dépréciation a par ailleurs conduit à constater une perte de valeur des goodwill de 19 millions d'euros en 2006 sur des filiales européennes.

Note 19 Autres actifs incorporels

Les valeurs nettes des autres actifs incorporels se répartissent comme suit :

19.1 - AU 31 DÉCEMBRE 2006

(en millions d'euros)	31.12.2005	Acquisitions	Cessions	Dotations aux amortissements	Écarts de conversion	Autres mouvements	31.12.2006
Droits d'émission de gaz à effet de serre	106	252	(121)	-	4	-	241
Autres immobilisations incorporelles	2 723	302	(26)	-	2	(4)	2 997
Valeurs brutes	**2 829**	**554**	**(147)**	**-**	**6**	**(4)**	**3 238**
Amortissements cumulés	(943)	-	24	(271)	(3)	55	(1 138)
VALEURS NETTES	**1 886**	**554**	**(123)**	**(271)**	**3**	**51**	**2 100**

Le montant global des dépenses de recherche et développement inscrit au compte de résultat est évalué à 389 millions d'euros, pour l'exercice clos le 31 décembre 2006.

19.2 - AU 31 DÉCEMBRE 2005

(en millions d'euros)	31.12.2004	Acquisitions	Cessions	Dotations aux amortissements	Écarts de conversion	Autres mouvements	31.12.2005
Valeurs brutes	**2 075**	**335**	**(44)**	**-**	**30**	**433**	**2 829**
Amortissements cumulés	(787)	-	32	(202)	(16)	30	(943)
VALEURS NETTES	**1 288**	**335**	**(12)**	**(202)**	**14**	**463**	**1 886**

Le montant global des dépenses de recherche et développement inscrit au compte de résultat est évalué à 402 millions d'euros, pour l'exercice clos le 31 décembre 2005.

Note 20 Immobilisations corporelles

20.1 VARIATION DES IMMOBILISATIONS CORPORELLES DU DOMAINE PROPRE (HORS IMMOBILISATIONS EN COURS) 250

20.2 VARIATION DES IMMOBILISATIONS CORPORELLES DU DOMAINE CONCÉDÉ (HORS IMMOBILISATIONS EN COURS) 251

20.3 OBLIGATIONS ET ENGAGEMENTS EN MATIÈRE DE CONTRATS DE LOCATION-FINANCEMENT 252

La valeur nette des immobilisations corporelles se répartit comme suit :

(en millions d'euros)	31.12.2006	31.12.2005
Immobilisations du domaine propre	61 019	59 715
Immobilisations du domaine concédé	38 540	38 110
Immobilisations en cours	3 935	3 479
Immobilisations financées par location-financement	387	363
IMMOBILISATIONS CORPORELLES	**103 881**	**101 667**

20.1 - VARIATION DES IMMOBILISATIONS CORPORELLES DU DOMAINE PROPRE (HORS IMMOBILISATIONS EN COURS)

(en millions d'euros)	Terrains et constructions	Installations production nucléaire	Installations productions thermique et hydraulique	Réseaux	Autres installations, matériels, outillages et autres immo-bilisations	Total
Valeurs brutes au 31.12.2004	**14 602**	**44 513**	**11 506**	**35 786**	**10 191**	**116 598**
Effets de la loi du 9 août 2004	-	-	-	(1 790)	-	(1 790)
Impacts IFRIC 4	-	-	(14)	(408)	(54)	(476)
Augmentations	225	562	750	1 260	575	3 372
Diminutions	(274)	(504)	(38)	(132)	(523)	(1 471)
Écarts de conversion	36	-	195	234	279	744
Mouvements de périmètre	412	(24)	3 058	9	(428)	3 027
Autres mouvements	401	163	671	(269)	(188)	778
Valeurs brutes au 31.12.2005	**15 402**	**44 710**	**16 128**	**34 690**	**9 852**	**120 782**
Augmentations	301	512	986	1 410	550	3 759
Diminutions	(246)	(208)	(110)	(172)	(419)	(1 155)
Écarts de conversion	28	-	(59)	196	(55)	110
Mouvements de périmètre	183	318	318	219	594	1 632
Autres mouvements	(5)	142	79	(220)	22	18
Valeurs brutes au 31.12.2006	**15 663**	**45 474**	**17 342**	**36 123**	**10 544**	**125 146**
Amortissements et pertes de valeur au 31.12.2004	**(6 693)**	**(27 148)**	**(7 051)**	**(12 481)**	**(5 895)**	**(59 268)**
Effets de la loi du 9 août 2004	**-**	**-**	**-**	**1 078**	**-**	**1 078**
Impacts IFRIC 4	**-**	**-**	**-**	**10**	**18**	**28**
Dotations nettes aux amortissements	(395)	(1 065)	(529)	(984)	(593)	(3 566)
Cessions	162	475	24	126	489	1 276
Écarts de conversion	(13)	-	(61)	(43)	(69)	(186)
Mouvements de périmètre	28	10	(265)	(96)	(10)	(333)
Autres mouvements	(160)	(47)	(6)	238	(121)	(96)
Amortissements et pertes de valeur au 31.12.2005	**(7 071)**	**(27 775)**	**(7 888)**	**(12 152)**	**(6 181)**	**(61 067)**
Dotations nettes aux amortissements	(432)	(1 020)	(828)	(948)	(602)	(3 830)
Cessions	135	167	92	131	388	913
Écarts de conversion	(10)	-	3	(38)	14	(31)
Mouvements de périmètre	(12)	(151)	(115)	1	148	(129)
Autres mouvements	35	(48)	(98)	93	35	17
Amortissements et pertes de valeur au 31.12.2006	**(7 355)**	**(28 827)**	**(8 834)**	**(12 913)**	**(6 198)**	**(64 127)**
Valeurs nettes au 31.12.2005	**8 331**	**16 935**	**8 240**	**22 538**	**3 671**	**59 715**
VALEURS NETTES AU 31.12.2006	**8 308**	**16 647**	**8 508**	**23 210**	**4 346**	**61 019**

La réalisation de tests de dépréciation a conduit le Groupe à constater au 31 décembre 2006 une perte de valeur nette de 161 millions d'euros (118 millions d'euros au 31 décembre 2005) de certains actifs corporels du domaine propre.

20.2 - VARIATION DES IMMOBILISATIONS CORPORELLES DU DOMAINE CONCÉDÉ (HORS IMMOBILISATIONS EN COURS)

(en millions d'euros)	Terrains et constructions	Installations productions thermique et hydraulique	Réseaux	Autres installations, matériels, outillages et autres immobilisations	Total
Valeurs brutes au 31.12.2004	**2 631**	**6 297**	**50 102**	**2 149**	**61 179**
Effets de la loi du 9 août 2004	**-**	**-**	**1 790**	**-**	**1 790**
Impacts IFRIC 4	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
Augmentations [1]	11	27	2 253	96	2 387
Diminutions	(14)	(2)	(174)	(109)	(299)
Écarts de conversion	83	37	342	107	569
Mouvements de périmètre	(4)	449		(637)	(192)
Autres mouvements	(383)	(602)	(1)	(417)	(1 403)
Valeurs brutes au 31.12.2005	**2 324**	**6 206**	**54 312**	**1 189**	**64 031**
Augmentations [1]	6	8	2 345	62	2 421
Diminutions	(14)	-	(285)	(95)	(394)
Écarts de conversion	(5)	(1)	-	(1)	(7)
Mouvements de périmètre	(359)	(157)	(1 579)	-	(2 095)
Autres mouvements	6	(33)	22	3	(2)
Valeurs brutes au 31.12.2006	**1 958**	**6 023**	**54 815**	**1 158**	**63 954**
Amortissements et pertes de valeur au 31.12.2004	**(1 579)**	**(3 380)**	**(18 368)**	**(1 111)**	**(24 438)**
Effets de la loi du 9 août 2004	**-**	**-**	**(1 078)**	**-**	**(1 078)**
Impacts IFRIC 4	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
Dotations nettes aux amortissements	(22)	(92)	(18)	(59)	(191)
Cessions	13	2	114	109	238
Écarts de conversion	(4)	(18)	(398)	(61)	(481)
Mouvements de périmètre	2	(89)	-	297	210
Autres mouvements [2]	324	653	(1 345)	187	(181)
Amortissements et pertes de valeur au 31.12.2005	**(1 266)**	**(2 924)**	**(21 093)**	**(638)**	**(25 921)**
Dotations nettes aux amortissements	(19)	(85)	620	(14)	502
Cessions	14	-	208	95	317
Écarts de conversion	2	1	(18)	-	(15)
Mouvements de périmètre	22	78	1 118	-	1 218
Autres mouvements [2]	(29)	-	(1 414)	(72)	(1 515)
Amortissements et pertes de valeur au 31.12.2006	**(1 276)**	**(2 930)**	**(20 579)**	**(629)**	**(25 414)**
Valeurs nettes au 31.12.2005	**1 058**	**3 282**	**33 219**	**551**	**38 110**
VALEURS NETTES AU 31.12.2006	**682**	**3 093**	**34 236**	**529**	**38 540**

(1) Les augmentations comprennent également les immobilisations remises à titre gratuit.

(2) Les autres mouvements concernent principalement les amortissements des biens concédés effectués en contrepartie des dépréciations des comptes spécifiques des concessions.

Les immobilisations du domaine concédé comprennent les immobilisations concédées principalement situées dans les pays suivants : France, Italie et Suisse. Elles comprennent également celles de la filiale brésilienne jusqu'à sa cession le 10 août 2006.
Sur la base du prix de vente défini dans le *share purchase agreement*, EDF a constaté au cours du premier semestre 2006 une reprise de perte de valeur de 624 millions d'euros sur les actifs immobilisés de cette société qui avaient été dépréciés au cours des exercices 2002 à 2004.

20.3 - OBLIGATIONS ET ENGAGEMENTS EN MATIÈRE DE CONTRATS DE LOCATION-FINANCEMENT

Le Groupe est engagé au titre d'accords qu'il a qualifiés de location-financement en vertu de l'interprétation IFRIC 4. Ces engagements constituent la quasi-totalité des engagements de location financement en tant que bailleur. Ils portent essentiellement sur EDF Energy.

Le Groupe est également engagé par des contrats de location-financement non résiliables portant sur des locaux, des équipements ou des véhicules entrant dans le cadre de son activité normale. Les loyers payables sont susceptibles de renégociations selon des périodicités contractuelles. Ils concernent essentiellement Tiru, EnBW et Sofilo.

Au 31 décembre 2006, le montant des engagements de loyers irrévocables s'analyse comme suit :

(en millions d'euros)	Total	Échéances		
		< 1 an	1-5 ans	> 5 ans
Engagements de location - financement en tant que bailleur	693	92	413	188
Engagements de location - financement en tant que preneur	394	28	188	178

Note 21 Titres mis en équivalence

Le détail des entreprises associées est le suivant :

(en millions d'euros)	Activité principale [1]	Quote-part d'intérêts dans le capital %	31.12.2006		31.12.2005	
			Quote-part de capitaux propres	Dont quote-part de résultat	Quote-part de capitaux propres	Dont Quote-part de résultat
Dalkia Holding	S	34,0	469	23	463	20
Estag	P	20,0	352	31	326	15
SSE	D	49,0	219	26	193	20
Groupe Atel [2]	P	25,8	626	112	280	36
EVN	D	16,4	397	42	268	-
Edenor	D	25,0	2	17	(17)	(4)
Autres titres mis en équivalence			394	12	517	103
TITRES MIS EN ÉQUIVALENCE			**2 459**	**263**	**2 030**	**190**

(1) S= services, P= production, D= distribution.
(2) Le Groupe Atel comprend les sociétés Motor Colombus et Atel.

Les principales variations de l'exercice concernent :

- les acquisitions auprès d'UBS d'un lot complémentaire représentant 17,32 % du capital de Motor Colombus pour 404 millions de francs suisses et de 7,2 % du capital de Motor Colombus par Atel, qui ont un effet induit de 11,37 % sur la participation dans Atel ;
- la prise de contrôle de Stadtwerke Düsseldorf intégrée globalement depuis le 31 mars 2006, qui figurait pour 125 millions d'euros dans le poste « Titres mis en équivalence » au 31 décembre 2005 ;
- une dépréciation exceptionnelle de 73 millions d'euros liée à la prise en compte de facteurs défavorables dans l'évolution des perspectives d'une participation située au Royaume-Uni.

Au 31 décembre 2005, les principaux indicateurs publiés relatifs aux sociétés mises en équivalence étaient les suivants :

(en millions d'euros)	Total Actif	Total Passif (hors capitaux propres)	Chiffre d'affaires	Résultat net
Dalkia holding [1]	6 779	5 068	5 432	129
Estag	1 993	914	1 043	66
SSE	320	146	471	51
Atel	4 705	3 120	5 543	267
EVN [2]	5 846	3 090	2 072	222
Edenor	989	608	349	(41)

(1) Données financières consolidées qui intègrent Dalkia Investissement et Dalkia International.
(2) Données au 30 septembre 2006.

Note 22 Actifs financiers

22.1 RÉPARTITION ENTRE LES ACTIFS FINANCIERS COURANTS ET NON COURANTS 253
22.2 VARIATION DES ACTIFS FINANCIERS 254
22.3 DÉTAIL DES ACTIFS FINANCIERS 254
22.4 JUSTE VALEUR DES INSTRUMENTS FINANCIERS HORS DÉRIVÉS 255
22.5 ENGAGEMENTS LIÉS AUX INVESTISSEMENTS 256

Depuis le 1er janvier 2005, les actifs financiers sont évalués et présentés conformément aux normes IAS 32 et 39 (voir note 38).

22.1 - RÉPARTITION ENTRE LES ACTIFS FINANCIERS COURANTS ET NON COURANTS

La répartition entre les actifs financiers courants et non courants se présente comme suit :

(en millions d'euros)	31.12.2006			31.12.2005		
	Courant	Non courant	Total	Courant	Non courant	Total
Actifs financiers à la juste valeur avec variations de juste valeur en résultat	5 845	-	5 845	6 194	-	6 194
Actifs financiers disponibles à la vente	10 274	11 193	21 467	4 592	7 135	11 727
Actifs financiers détenus jusqu'à l'échéance [1]	255	187	442	22	115	137
Juste valeur positive des dérivés de couverture	128	328	456	737	518	1 255
Prêts et créances financières [1]	508	1 386	1 894	421	1 244	1 665
ACTIFS FINANCIERS	**17 010**	**13 094**	**30 104**	**11 966**	**9 012**	**20 978**

(1) Nets de dépréciation.

22.2 - VARIATION DES ACTIFS FINANCIERS

La variation des actifs financiers s'analyse comme suit :

22.2.1 Au 31 décembre 2006

(en millions d'euros)	31.12.2005	Augmentations	Diminutions	Variations de juste valeur	Autres	31.12.2006
Actifs financiers à la juste valeur avec variations de juste valeur en résultat	6 194	414	(556)	(519)	312	5 845
Actifs financiers disponibles à la vente	11 727	14 802	(5 892)	737	93	21 467
Actifs financiers détenus jusqu'à l'échéance	137	329	(39)	-	15	442
Juste valeur positive des dérivés de couverture	1 255	1	(2)	(292)	(506)	456
Prêts et créances financières	1 665	742	(368)	-	(145)	1 894
ACTIFS FINANCIERS	**20 978**	**16 288**	**(6 857)**	**(74)**	**(231)**	**30 104**

22.2.2 Au 31 décembre 2005

(en millions d'euros)	01.01.2005	Augmentations	Diminutions	Variations de juste valeur	Autres	31.12.2005
Actifs financiers à la juste valeur avec variations de juste valeur en résultat	3 020	321	(206)	2 816	243	6 194
Actifs financiers disponibles à la vente	8 967	3 618	(939)	592	(511)	11 727
Actifs financiers détenus jusqu'à l'échéance	17	126	(8)	-	2	137
Juste valeur positive des dérivés de couverture	664	34	-	626	(69)	1 255
Prêts et créances financières	1 140	355	(474)	-	74	1 095
Impact IFRIC 4	466	69	(9)	-	44	570
ACTIFS FINANCIERS	**14 274**	**4 523**	**(1 636)**	**4 034**	**(217)**	**20 978**

22.3 - DÉTAIL DES ACTIFS FINANCIERS

22.3.1 Actifs financiers à la juste valeur avec variation de juste valeur en résultat

(en millions d'euros)	31.12.2006	31.12.2005
Dérivés - juste valeur positive	5 762	5 817
Juste valeur des actifs financiers détenus à des fins de transaction [1]	83	118
Actifs financiers à la juste valeur en résultat sur option [2]	-	259
ACTIFS FINANCIERS À LA JUSTE VALEUR AVEC VARIATION DE JUSTE VALEUR EN RÉSULTAT	**5 845**	**6 194**
(1) part qualifiée d'actifs liquides	*73*	*98*
(2) part qualifiée d'actifs liquides	*-*	*161*

22.3.2 Actifs financiers disponibles à la vente

(en millions d'euros)	31.12.2006			31.12.2005		
	Actions	Titres de dettes	Total	Actions	Titres de dettes	Total
Actifs dédiés d'EDF SA	4 315	1 942	6 257	2 062	1 214	3 276
Actifs liquides	3 876	6 205	10 081	3 390	932	4 322
Autres titres	3 997	1 132	5 129	2 687	1 442	4 129
ACTIFS FINANCIERS DISPONIBLES À LA VENTE	**12 188**	**9 279**	**21 467**	**8 139**	**3 588**	**11 727**

Au cours de l'exercice 2006, 537 millions d'euros de variations de juste valeur nets d'impôt ont été enregistrés en capitaux propres. 21 millions d'euros nets d'impôt ont été recyclés des capitaux propres en résultat au titre des cessions d'actifs disponibles à la vente.

Au cours de l'exercice 2005, 487 millions d'euros de variations de juste valeur nets d'impôt avaient été enregistrés en capitaux propres. 19 millions d'euros nets d'impôt avaient été recyclés des capitaux propres en résultat au titre des cessions et dépréciations d'actifs disponibles à la vente.

22.3.2.1 Composition du portefeuille d'actifs dédiés de EDF SA

Le portefeuille des actifs dédiés d'EDF SA est constitué d'actifs financiers dédiés à la couverture des charges de long terme liées à la déconstruction des centrales nucléaires et à l'aval du cycle du combustible (voir note 29.4). L'entreprise a souhaité que ces actifs soient clairement identifiables et isolés de la gestion des autres actifs ou placements financiers de l'entreprise.

Ces actifs gérés dans une optique de long terme sont composés de placements diversifiés obligataires, actions et monétaires, conformément à une allocation stratégique fixée par le Conseil d'administration de l'entreprise, révisable périodiquement sous le contrôle du Comité d'Audit.

Une partie de ces placements constitués d'actions et d'obligations est actuellement détenue et gérée directement par EDF et figure en tant que telle à son bilan. L'autre partie est constituée d'OPCVM spécialisés sur les grands marchés internationaux gérés par des sociétés de gestion françaises ou étrangères sélectionnées sur dossier ou sur appel d'offres. Elle couvre différents segments de marchés obligataires ou d'actions sur lesquels EDF souhaite avoir la plus large diversification possible. Il s'agit soit de Sicav ou FCP ouverts, soit de FCP réservés constitués par l'entreprise pour son usage exclusif.

Les fonds réservés doivent respecter l'évolution d'un indice boursier de référence dans le cadre d'une limite stricte de risque exprimée sous forme de « tracking error ». EDF n'intervenant pas dans la gestion opérationnelle des fonds à l'intérieur des objectifs fixés par les conventions d'investissement, la consolidation ligne à ligne des fonds réservés ne traduirait pas l'objectif de gestion recherché. Ces fonds constituent des actifs financiers à part entière dont la valeur liquidative représente leur valeur de marché. En conséquence, ils sont présentés au bilan à leur valeur liquidative au sein des actifs financiers disponibles à la vente.

Le tableau ci-dessous présente l'évolution de la juste valeur du portefeuille des actifs dédiés en détaillant plus particulièrement l'évolution des valeurs liquidatives des fonds réservés.

(en millions d'euros)	Juste valeur 31.12.2006	Juste valeur 31.12.2005
Actions Amérique du Nord	494	467
Actions Europe	464	360
Actions Japon	110	126
Obligations monde	480	245
Fonds communs de placements réservés	**1 548**	**1 198**
Actions :	**2 213**	**634**
Titres	283	188
OPCVM	1 930	446
Obligations :	**2 138**	**1 409**
Titres	1 942	1 214
OPCVM	196	194
OPCVM monétaires	**358**	**35**
Autres placements financiers	**4 709**	**2 078**
TITRES ACTIFS DÉDIÉS	**6 257**	**3 276**

La dotation nette sur les actifs dédiés s'élève à 2 845 millions d'euros pour l'exercice 2006, suite à la décision prise en septembre 2005 par le Conseil d'administration d'accélérer le rythme de constitution des actifs dédiés d'ici 2010.

22.3.2.2 Actifs liquides

Les actifs liquides sont des actifs financiers composés de fonds ou de titres de taux de maturité initiale supérieure à trois mois, facilement convertibles en trésorerie quelle que soit leur maturité, et gérés dans le cadre d'un objectif de liquidité.

L'augmentation des actifs liquides entre 2005 et 2006 correspond notamment au placement des excédents de trésorerie de fin 2005 liés à l'augmentation de capital.

22.3.2.3 Autres titres

Au 31 décembre 2006, les autres titres se composent notamment :

- chez EnBW, de 1 113 millions d'euros d'actifs disponibles à la vente – titres dettes dont 948 millions d'euros de fonds réservés et de 1 505 millions d'euros d'actifs disponibles à la vente – actions dont 836 millions d'euros de fonds réservés ;
- chez EDF SA de titres AREVA pour 482 millions d'euros.

22.4 - JUSTE VALEUR DES INSTRUMENTS FINANCIERS HORS DÉRIVÉS

(en millions d'euros)	31.12.2006		31.12.2005	
	Juste valeur	Valeur nette comptable	Juste valeur	Valeur nette comptable
Actifs détenus jusqu'à l'échéance	442	442	137	137
Prêts et créances financières	1 890	1 894	1 670	1 665
INSTRUMENTS FINANCIERS HORS DÉRIVÉS	**2 332**	**2 336**	**1 807**	**1 802**

22.5 - ENGAGEMENTS LIÉS AUX INVESTISSEMENTS

Au 31 décembre 2006, les éléments constitutifs des engagements liés aux investissements sont les suivants :

(en millions d'euros)	Total	Échéances		
		< 1 an	1-5 ans	> 5 ans
Engagements d'acquisition de titres	2 780	2 510	270	-
Autres engagements donnés liés aux investissements	185	105	80	-
Autres engagements reçus liés aux investissements	64	11	21	32

22.5.1 Engagements d'acquisition de titres

- Engagement consenti à OEW par EDF International relatif à EnBW en vertu du pacte d'actionnaires conclu le 26 juillet 2000 :

  OEW qui détient conjointement avec EDF le contrôle d'EnBW, dispose d'une option de vente sur EDF (« Put »), de tout ou partie de ses Actions Assujetties (soit 25 % du capital de EnBW), exerçable à tout moment jusqu'au 31 décembre 2011 au prix de 37,14 euros par action. Le montant de cette option est inscrit par le Groupe EDF au titre de ses engagements hors bilan pour l'exercice 2006 pour 2 322 millions d'euros.

- Divers options ou accords pris par EDF International (241 millions d'euros) et par EnBW (167 millions d'euros) sur des titres de différentes sociétés du secteur énergétique.

  EDF International dispose d'une option de vente de l'ensemble des titres Edenor encore en sa possession aux mois d'avril 2013 et d'avril 2014 sur la base d'une valorisation d'entreprise égale à 6 fois l'excédent brut d'exploitation de l'exercice précédent. Par ailleurs, EDF International a un engagement de cession de l'ensemble des titres Edenor encore en sa possession aux mois d'avril 2015 et d'avril 2016 sur la base d'une valorisation d'entreprise égale à 6 fois l'excédent brut d'exploitation de l'exercice précédent. En raison des incertitudes liées à leur évaluation, ces engagements n'ont pas été chiffrés.

- Engagements pris par EDEV SA relatifs à EDF Energies Nouvelles :

  Au cours de l'exercice 2006, diverses opérations ont été réalisées sur les titres d'EDF Energies Nouvelles (« EDF EN »), qui ont modifié la valeur de la participation comptabilisée par EDEV, qui reste de 50 % au 31 décembre 2006, et les engagements vis-à-vis de cette filiale :

  – Convention du 17 juillet 2006 et avenant en date du 10 novembre 2006

    Dans le cadre de l'admission des titres de la société EDF EN sur le marché réglementé, intervenue le 28 novembre 2006, un pacte d'actionnaires et une convention concernant la société EDF EN, ont été conclus le 17 juillet 2006, entre, d'une part, la société EDF et la société EDEV (ci-après désignés ensemble le « Groupe EDF ») et, d'autre part, M. Pâris Mouratoglou et la société anonyme de droit luxembourgeois SIIF – Société Internationale d'Investissements Financiers (ci-après désignés ensemble le « Groupe Mouratoglou »). Un avenant à la convention précitée a également été conclu le 10 novembre 2006 entre le Groupe EDF et le Groupe Mouratoglou dans le but notamment de neutraliser l'impact de la division par dix de la valeur nominale des actions de la société EDF EN, décidée par une Assemblée générale en date du 18 septembre 2006. L'avenant précité a par ailleurs complété et/ou précisé certaines stipulations desdits accords.

  – Cession d'actions préalablement à la réalisation de l'introduction en bourse

    Au titre du protocole d'accord conclu le 20 juillet 2000 entre Edev et le Groupe Mouratoglou qui posait notamment comme principe la parité en capital et droits de vote de la société EDF EN entre le Groupe EDF et le Groupe Mouratoglou, d'options d'achat consenties au Groupe Mouratoglou et de promesses de cession d'actions entre les actionnaires, Edev a cédé le 17 juillet 2006 au Groupe Mouratoglou 125 014 actions de la Société pour un prix de 4,6 millions d'euros.

    Aux termes d'un contrat de cession en date du 17 juillet 2006, tel que modifié par un avenant en date du 10 novembre 2006, et afin de rétablir la parité, Edev a racheté au Groupe Mouratoglou 1 305 520 actions (« actions à prix ajustable ») de la société EDF EN. La cession des 1 305 520 actions à prix ajustable a donné lieu au versement par Edev de 20,5 millions d'euros. Elle donnera par ailleurs lieu au versement d'un ajustement de prix à la hausse ou à la baisse calculé à partir du prix d'émission des actions EDF EN dans le cadre de l'introduction en bourse, soit 28 euros par actions, et fonction de l'évolution postérieure du cours des actions de la Société.

    L'ajustement de prix sera réglé selon un mécanisme similaire à celui mis en œuvre pour le règlement du prix des actions complémentaires (voir ci-après).

  – Augmentation de capital réservée à Edev

    Afin de maintenir le niveau de participation détenu par le Groupe EDF au sein de la société EDF EN à 50 % du capital et des droits de vote, l'Assemblée générale d'EDF EN a délégué au Conseil d'administration sa compétence à l'effet de procéder à une émission d'actions nouvelles réservée au profit de la société Edev. 4 798 464 actions nouvelles ont été émises à ce titre au prix d'émission des actions EDF EN dans le cadre de l'introduction en bourse, soit 28 euros par action, conduisant à une augmentation de la participation d'Edev dans EDF EN de 134,4 millions d'euros.

– Cession d'actions EDF EN par le Groupe Mouratoglou au profit du Groupe EDF concomitamment à la réalisation de l'introduction en bourse

Aux termes de la convention conclue le 17 juillet 2006 et de son avenant en date du 10 novembre 2006, le Groupe Mouratoglou et le Groupe EDF sont notamment convenus que, dans le cadre de l'introduction en Bourse de la société, le Groupe Mouratoglou céderait à Edev le nombre d'actions EDF EN (ci-après désignées les « actions complémentaires ») nécessaire afin de maintenir pendant, et à l'issue de, la réalisation de l'introduction en Bourse, la participation du Groupe EDF à 50 % du capital de la société EDF EN. Le nombre total d'actions complémentaires cédées s'est élevé à 4 674 963 actions.

Le prix des actions complémentaires donnera lieu à un règlement différé à compter de l'expiration d'un délai de six mois suivant l'introduction en Bourse de la société EDF EN et au plus tard le 31 décembre 2010.

Le prix unitaire de cession des actions complémentaires sera égal à la moyenne, pondérée par les volumes, des cours de clôture de l'action de la Société des 60 jours de Bourse précédant la notification de la demande.

– Engagements

Par ailleurs et dans le cadre du pacte et de son avenant signé le 17 juillet 2006, certains engagements complémentaires ont été pris par le Groupe EDF et le Groupe Mouratoglou :

○ *Engagement de liquidité*

Sous réserve des dispositions législatives et réglementaires applicables aux marchés réglementés, le Groupe EDF et le Groupe Mouratoglou s'interdisent de procéder, directement ou indirectement, à des acquisitions d'actions ayant pour effet de réduire la part du public dans le capital de la société EDF EN à moins de 95 % de cette part. Cet engagement souscrit par le Groupe EDF expirerait dans l'hypothèse où le Groupe Mouratoglou viendrait à détenir moins de 10 % du capital de la société EDF EN.

○ *Droit de préférence*

En cas de projet de transfert de tout ou partie de ses actions par le Groupe Mouratoglou, le Groupe EDF bénéficiera d'un droit de préférence pour acquérir lesdites actions. Ce droit de préférence s'exercera de manière différente selon que le transfert d'actions envisagé serait effectué au profit (i) d'un ou plusieurs établissements financiers (en vue d'un placement auprès d'investisseurs institutionnels ou sur le marché) ou (ii) à d'autres tiers.

(i) Dans le premier cas, le Groupe EDF pourra se porter acquéreur des actions à un prix dont la référence est le cours de bourse.

(ii) Dans le second cas, le Groupe EDF pourra se porter acquéreur des actions dont la cession est projetée soit au prix proposé par le tiers si la cession est une vente simple contre paiement en numéraire, soit au prix déterminé par un expert si la cession n'est pas une vente simple contre paiement en numéraire (notamment en cas d'apport, d'échange ou autre).

A défaut d'exercice du droit de préférence du Groupe EDF, le Groupe Mouratoglou pourra procéder à la cession projetée.
Ce droit de préférence ne s'appliquera pas dans le cas de certaines situations définies contractuellement.

○ *Dispositions concernant la participation du Groupe Mouratoglou*

Si la participation du Groupe Mouratoglou devenait inférieure à 10 % du capital de la société EDF EN, Edev consentirait au Groupe Mouratoglou, sous réserve du respect des engagements de conservation souscrits dans le cadre de l'introduction en Bourse de la société et pour un délai de trois mois à compter du franchissement à la baisse du seuil de 10 %, une option de vente portant sur l'intégralité de la participation résiduelle du Groupe Mouratoglou dans la société EDF EN, à un prix par action égal à la moyenne pondérée par les volumes des cours de clôture de l'action de la société au cours des 60 jours de Bourse précédant la notification de l'exercice de cette option, sans que ce prix puisse être supérieur de plus de 10 % au dernier cours de clôture de l'action précédant ladite notification.

Sous réserve de l'absence d'exercice de l'option de vente par le Groupe Mouratoglou, Edev disposera alors d'une option d'achat portant sur la totalité des actions détenues par le Groupe Mouratoglou pour un délai de trois mois à compter de la fin de la période d'exercice de l'option de vente susvisée, à un prix par action égal à la moyenne pondérée par les volumes des cours de clôture de l'action de la société EDF EN au cours des 60 jours de Bourse précédant la notification de l'exercice de cette option, sans que ce prix puisse être inférieur de plus de 10 % au dernier cours de clôture de l'action précédant la notification.
Ces deux options expireront de plein droit le 31 décembre 2015.

– Accord avec Veolia Environnement : Veolia Environnement a accordé à EDF SA une option d'achat sur la totalité de ses titres Dalkia dans l'hypothèse où un concurrent d'EDF SA viendrait à prendre le contrôle de Veolia Environnement. De même, EDF SA a accordé à Veolia Environnement une option d'achat sur la totalité de ses titres Dalkia dans l'hypothèse où le statut d'EDF SA serait modifié et où un concurrent de Veolia Environnement, agissant seul ou de concert, viendrait à prendre le contrôle d'EDF SA. A défaut d'accord entre les parties sur le prix de cession des titres, celui-ci serait fixé à dire d'expert.

22.5.2 Autres engagements liés aux investissements

Il s'agit principalement de garanties d'investissement données par Dalkia International (66 millions d'euros), EnBW (71 millions d'euros) et par ECW (25 millions d'euros).

Par ailleurs, le Groupe EDF, via ses filiales EDF Energies Nouvelles, TIRU, et Dalkia International ont reçu divers engagements pour 64 millions d'euros.

Note 23 Stocks

La valeur comptable des stocks répartie par catégorie de stocks est la suivante :

(en millions d'euros)	Combustibles nucléaires	Autres combustibles	Autres matières premières	En cours de production de biens et services	Autres stocks	Total stocks
Valeur brute	5 312	565	916	153	148	7 094
Provisions	(213)	(5)	(158)	(23)	-	(399)
Valeur nette au 31.12.2005	**5 099**	**560**	**758**	**130**	**148**	**6 695**
Valeur brute	5 363	724	1 059	358	342	7 846
Provisions	(218)	(4)	(169)	(24)	-	(415)
VALEUR NETTE AU 31.12.2006	**5 145**	**720**	**890**	**334**	**342**	**7 431**

La part à plus d'un an concerne principalement les stocks de combustibles nucléaires pour un montant de 3 884 millions d'euros.

Note 24 Clients et comptes rattachés

La valeur nette des clients et comptes rattachés est composée des éléments suivants :

(en millions d'euros)	31.12.2006	31.12.2005
Clients et comptes rattachés excluant EDF Trading - valeur brute	14 815	15 257
Clients et comptes rattachés de EDF Trading - valeur brute	1 303	1 480
Provisions	(402)	(630)
CLIENTS ET COMPTES RATTACHÉS - VALEUR NETTE	**15 716**	**16 107**

Les échéances des clients et comptes rattachés sont majoritairement à moins d'un an.

Note 25 Autres débiteurs

Les autres débiteurs se présentent comme suit :

(en millions d'euros)	Comptes courants d'exploitation	Charges constatées d'avance	Autres créances	Autres débiteurs
Valeurs brutes au 31.12.2005	262	794	3 604	4 660
Provisions au 31.12.2005	(13)	-	(26)	(39)
Valeurs nettes au 31.12.2005	**249**	**794**	**3 578**	**4 621**
Valeurs brutes au 31.12.2006	240	543	3 480	4 263
Provisions au 31.12.2006	(17)	-	(20)	(37)
VALEURS NETTES AU 31.12.2006	**223**	**543**	**3 460**	**4 226**

Le poste « Autres créances » comprend essentiellement des créances envers l'Etat et les collectivités publiques.
Les échéances des autres débiteurs sont majoritairement à moins d'un an.

Note 26 Trésorerie et équivalents de trésorerie

La trésorerie et les équivalents de trésorerie se composent des fonds en caisse, des soldes bancaires et des placements dans des instruments du marché monétaire. La trésorerie et les équivalents de trésorerie figurant dans le tableau des flux de trésorerie comprennent les montants suivants inscrits dans le bilan :

(en millions d'euros)	31.12.2006	31.12.2005
Disponibilités	1 265	1 060
Équivalents de trésorerie	1 806	5 813
Comptes courants financiers	237	347
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE	**3 308**	**7 220**

A fin décembre 2005, cette rubrique intégrait le placement temporaire de l'augmentation de capital, à hauteur de 5 milliards d'euros. Les fonds correspondants ont été placés en 2006 sur des supports de maturité plus longue qui figurent en actifs liquides au sein des actifs financiers disponibles à la vente.

Note 27 Actifs et passifs détenus en vue de leur vente

Au 31 décembre 2006, les actifs et passifs détenus en vue de leur vente concernent principalement les sociétés Serene (Groupe Edison) et deux entités du Groupe EnBW.

(en millions d'euros)	31.12.2006	31.12.2005
	Total	Total
Actifs détenus en vue de leur vente :	**140**	**728**
Actifs immobilisés	81	558
Autres actifs non courants	18	38
Actifs courants (hors trésorerie)	31	103
Trésorerie	10	29
Passifs détenus en vue de leur vente :	**116**	**592**
Passifs financiers non courants	-	391
Autres passifs non courants	64	28
Passifs financiers courants	26	72
Autres passifs courants	26	101

Note 28 Capitaux propres

28.1 CAPITAL SOCIAL 260
28.2 ACTIONS PROPRES 260
28.3 DISTRIBUTIONS DE DIVIDENDES 261
28.4 RÉSULTAT NET ET RÉSULTAT NET DILUÉ PAR ACTION 261

28.1 - CAPITAL SOCIAL

Le capital social de la Société a évolué comme suit :

(en euros)

	Nombre d'actions	Valeur nominale	Capital social
Capital social au 01.01.2005	**1 625 800 000**	**5**	**8 129 000 000**
Réduction de la valeur nominale	1 625 800 000	(4,5)	(7 316 100 000)
Capital social après réduction	**1 625 800 000**	**0,5**	**812 900 000**
Souscription d'actions nouvelles dans le cadre du Placement Global Garanti	58 239 399	0,5	29 119 700
Souscriptions d'actions nouvelles dans le cadre de l'Offre à Prix Ouvert	129 629 629	0,5	64 814 815
Exercice des bons de souscription d'actions au titre de l'option de sur-allocation	8 502 062	0,5	4 251 031
Augmentations de capital	**196 371 090**	**0,5**	**98 185 545**
CAPITAL SOCIAL AUX 31.12.2005 ET 31.12.2006	**1 822 171 090**	**0,5**	**911 085 545**

Le 27 octobre 2005, le Conseil d'administration a fait usage de l'autorisation qui lui avait été donnée par l'Assemblée générale extraordinaire du 31 août et a réduit le capital social.

Le 18 novembre 2005, le Conseil d'administration a constaté les augmentations de capital portant le capital social de 812 900 000 à 906 834 514 euros.

Le 20 décembre 2005, les banques ont exercé l'option de sur-allocation. Le capital a ainsi été porté à 911 085 545 euros.

Les frais externes directement liés aux augmentations de capital se sont élevés à 219 millions d'euros (142 millions d'euros net d'impôt). Ils ont été imputés sur la prime d'émission.

Au 31 décembre 2005, le capital social s'élève à 911 085 545 euros, composé de 1 822 171 090 actions entièrement souscrites et libérées, d'une valeur nominale de 0,50 euro chacune, détenues à 87,3 % par l'Etat français, 10,8 % par le public (institutionnels et particuliers) et 1,9 % par les salariés et anciens salariés du Groupe.

Le capital social d'EDF SA n'a pas évolué au cours de l'exercice 2006 et s'élève à 911 085 545 euros, divisé en 1 822 171 090 actions ordinaires d'un nominal de 0,50 euro chacune.

28.2 - ACTIONS PROPRES

Un programme de rachat d'actions de la Société autorisé par l'Assemblée générale du 9 juin 2006 a été mis en œuvre par le Conseil d'administration dans la limite de 10 % des actions composant le capital social de la Société et ce, pour une durée de 18 mois.

Dans le cadre de ce programme qui a fait l'objet d'un contrat de liquidité conforme aux dispositions prévues par l'Autorité des marchés financiers (AMF), 1 796 568 actions ont été achetées en 2006 pour un montant total de 74 millions d'euros et 1 761 825 actions ont été vendues pour un montant total de 74 millions d'euros.

Au 31 décembre 2006, les actions propres enregistrées en diminution des capitaux propres consolidés représentent 34 743 actions pour une valeur de 1 million d'euros.

28.3 - DISTRIBUTIONS DE DIVIDENDES

L'Assemblée générale des actionnaires du 9 juin 2006 a décidé une distribution de dividendes pour un montant de 1 439 millions d'euros correspondant à 0,79 euro par action, mis en paiement le 20 juin 2006.

28.4 - RÉSULTAT NET ET RÉSULTAT NET DILUÉ PAR ACTION

Le résultat dilué par action est calculé en divisant la part du résultat net du Groupe, corrigée de l'impact des instruments dilutifs, par le nombre moyen pondéré d'actions potentielles en circulation au cours de la période après neutralisation des actions propres.

Au 31 décembre 2006, les instruments dilutifs existant au sein du Groupe sont les warrants Edison. Sur les 1 018 616 924 warrants en circulation, le Groupe EDF en détient 386 555 817. Le Groupe Tassara a exercé en janvier 2007 les warrants qu'il détenait sur Edison.

La réconciliation entre le résultat de base et le résultat dilué conduisant au calcul des résultats par action (de base et dilué) ainsi que la variation du nombre moyen pondéré d'actions utilisé pour le calcul du résultat net de base et du résultat dilué par action s'analyse comme suit :

	2006	2005
Résultat attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	5 605	3 230
Effet des instruments dilutifs	(6)	-
Résultat net utilisé pour le calcul du résultat par action dilué (en millions d'euros)	5 599	3 230
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au 31 décembre	**1 822 070 091**	**1 648 188 742**
Effet des instruments dilutifs de EDF SA	-	-
Nombre moyen pondéré d'actions en circulation - dilué au 31 décembre	**1 822 070 091**	**1 648 188 742**
Résultats par action :		
RÉSULTAT DE BASE PAR ACTION	**3,08**	**1,96**
RÉSULTAT DILUÉ PAR ACTION	**3,07**	**1,96**

Note 29 Provisions

29.1 RÉPARTITION COURANT / NON COURANT DES PROVISIONS 261
29.2 PROVISIONS POUR FIN DE CYCLE DU COMBUSTIBLE NUCLÉAIRE 262
29.3 PROVISIONS POUR DÉCONSTRUCTION ET POUR DERNIERS CŒURS 263
29.4 SÉCURISATION DU FINANCEMENT DES OBLIGATIONS DE LONG TERME 265
29.5 AVANTAGES DU PERSONNEL 265
29.6 AUTRES PROVISIONS 269

29.1 - RÉPARTITION COURANT / NON COURANT DES PROVISIONS

Pour assurer la comparabilité, la répartition entre la part non-courante et la part courante des provisions est présentée au 1er janvier 2005, c'est-à-dire après prise en compte des effets de l'application des normes IAS 32 et 39 :

(en millions d'euros)	31.12.2006			31.12.2005		
	Courant	Non courant	Total	Courant	Non courant	Total
Provisions pour fin de cycle du combustible nucléaire	745	14 636	15 381	834	13 918	14 752
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs	218	13 606	13 824	229	12 907	13 136
Provisions pour avantages du personnel	1 551	12 377	13 928	1 601	12 971	14 572
Autres provisions	1 504	2 505	4 009	1 411	2 178	3 589
PROVISIONS	**4 018**	**43 124**	**47 142**	**4 075**	**41 974**	**46 049**

29.2 - PROVISIONS POUR FIN DE CYCLE DU COMBUSTIBLE NUCLÉAIRE

Les variations des provisions pour fin de cycle du combustible nucléaire se répartissent comme suit :

• Au 31 décembre 2006 :

(en millions d'euros)	31.12.2005	Augmentations	Diminutions		Autres variations	31.12.2006
			Provisions utilisées	Provisions excédentaires ou devenues sans objet		
Provisions pour retraitement du combustible nucléaire	10 336	1 057	(681)	(220)	20	10 512
Provisions pour évacuation et stockage	4 416	640	(79)	(88)	(20)	4 869
PROVISIONS POUR FIN DE CYCLE DU COMBUSTIBLE NUCLÉAIRE	**14 752**	**1 697**	**(760)**	**(308)**	**-**	**15 381**

Au 31 décembre 2006, les provisions pour fin de cycle du combustible nucléaire concernent :
• EDF SA pour 14 602 millions d'euros (13 887 millions d'euros au 31 décembre 2005)
• et les filiales pour 779 millions d'euros (865 millions d'euros au 31 décembre 2005).

• Au 31 décembre 2005 :

(en millions d'euros)	01.01.2005	Augmentations	Diminutions		Autres variations	31.12.2005
			Provisions utilisées	Provisions excédentaires ou devenues sans objet		
Provisions pour retraitement du combustible nucléaire	10 408	1 056	(624)	(13)	(491)	10 336
Provisions pour évacuation et stockage	3 904	288	(102)	(126)	452	4 416
PROVISIONS POUR FIN DE CYCLE DU COMBUSTIBLE NUCLÉAIRE	**14 312**	**1 344**	**(726)**	**(139)**	**(39)**	**14 752**

29.2.1 Provisions pour retraitement du combustible nucléaire d'EDF SA

Pour EDF SA, cette provision couvre principalement les prestations suivantes :

- le transport des centres de production à l'usine AREVA de La Hague, la réception, l'entreposage et le traitement du combustible irradié issu des différentes filières (dont le conditionnement des déchets et leur entreposage),
- l'oxydation et l'entreposage de l'uranium de retraitement non recyclé,
- la reprise et le conditionnement des déchets anciens issus du site de La Hague,
- la participation à la mise à l'arrêt définitif et au démantèlement des installations de retraitement de La Hague.

Les coûts correspondants, évalués aux conditions économiques de décembre 2006, se montent à 15 413 millions d'euros (17 198 millions d'euros au 31 décembre 2005). Répartis selon l'échéancier prévisionnel de décaissements et prenant en compte un taux d'inflation de 2 % et un taux d'actualisation de 5 %, ils ont été provisionnés en valeur actualisée au 31 décembre 2006 pour un montant de 10 202 millions d'euros (9 993 millions d'euros au 31 décembre 2005).

L'évaluation de cette provision est basée sur le contrat signé le 24 août 2004 entre EDF et AREVA qui couvre la période 2001-2007, et sur ces mêmes hypothèses pour les quantités qui seront retraitées au-delà de 2007, à partir des flux prévisionnels de retraitement.

En ce qui concerne le retraitement du combustible de Creys-Malville, la provision est fondée sur l'option d'un retraitement de l'ensemble du combustible appartenant à EDF dans des installations spécialement aménagées et qualifiées à cet effet, après un entreposage de longue durée sur le site de Creys-Malville.

En ce qui concerne la reprise et le conditionnement des déchets anciens issus du retraitement à La Hague, la mise à l'arrêt définitif et le démantèlement des installations de La Hague, les obligations d'EDF sont provisionnées sur la base d'hypothèses partagées avec AREVA. La variation des coûts évalués aux conditions économiques de décembre 2006 par rapport à décembre 2005 prend en compte le paiement à court terme d'une soulte libératoire à AREVA selon des modalités qui restent à fixer en lieu et place d'un calendrier d'opérations à long terme.

Enfin, EDF, AREVA et le Commissariat à l'Energie Atomique (CEA) ont conclu courant décembre 2004 un accord par lequel le CEA a repris la maîtrise d'ouvrage et le financement des opérations de mise à l'arrêt définitif, de démantèlement des installations ainsi que de reprise et de conditionnement des déchets de l'usine de retraitement UP1 de Marcoule. En contrepartie, EDF a versé au CEA une contribution financière libératoire couvrant l'intégralité de sa quote-part au coût des opérations restant à réaliser, EDF demeurant propriétaire de ses déchets ultimes et supportant leur coût de transport et de stockage. Le règlement au CEA s'est échelonné de fin 2004 à janvier 2006.

29.2.2 Provision pour évacuation et stockage des déchets radioactifs d'EDF SA

Cette provision concerne les dépenses relatives à :

- la surveillance du Centre de stockage de la Manche, ainsi que la couverture et la surveillance du Centre de l'Aube, qui reçoivent les déchets de faible activité à vie courte issus de la maintenance des centrales et de la déconstruction,
- l'évacuation et le stockage en sub-surface des déchets de faible activité à vie longue, ainsi que les études associées,
- la gestion à long terme des déchets de haute et moyenne activité à vie longue (HA-MAVL relevant de la loi du 28 juin 2006) produits à La Hague et Marcoule (pour la part revenant à EDF).

Les coûts correspondants, évalués aux conditions économiques de décembre 2006, se montent à 12 554 millions d'euros au 31 décembre 2006 (11 498 millions d'euros au 31 décembre 2005). Compte-tenu de l'échéancier prévisionnel de décaissements, d'un taux d'inflation de 2 %, et d'un taux d'actualisation de 5 %, ils ont été provisionnés en valeur actualisée à fin décembre 2006 pour un montant de 4 400 millions d'euros (3 894 millions d'euros au 31 décembre 2005).

Les volumes de déchets donnant lieu à provisions incluent d'une part les déchets existants, d'autre part l'ensemble des déchets à conditionner (tels qu'obtenus après traitement à La Hague du combustible usé) correspondant à la totalité des combustibles irradiés au 31 décembre 2006.

La gestion des déchets de haute et moyenne activité à vie longue (HA-MAVL) issus du traitement des combustibles usés d'EDF constitue la part la plus importante de la provision pour évacuation et stockage des déchets radioactifs. EDF a historiquement fondé son évaluation des charges futures relatives à la gestion à long terme de ces déchets sur l'hypothèse de la mise en œuvre d'un stockage géologique.

Depuis 2005, le montant brut et l'échéancier des dépenses prévisionnelles sont basés sur un scénario industriel de stockage géologique établi à partir des conclusions rendues au premier semestre 2005 par le groupe de travail dirigé par la Direction générale de l'Énergie et des Matières premières (DGEMP) et réunissant les administrations concernées (DGEMP, APE et Direction du Budget), l'Andra et les producteurs de déchets (EDF, AREVA, CEA). EDF a effectué une déclinaison raisonnable des éléments issus des travaux du groupe de travail, en s'assurant également de sa cohérence avec les données internationales.

Les dispositions de la loi de programme n° 2006-739 du 28 juin 2006, relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs (voir note 5.1.1.3) confortent EDF dans l'hypothèse retenue d'un stockage géologique, sur laquelle sont fondées les provisions comptabilisées.

A partir des prescriptions de la loi et des informations disponibles au 31 décembre 2006, EDF a révisé ses provisions pour prendre en compte notamment les nouveaux délais fixés par la loi et les obligations liées aux études et recherches de l'Andra et aux actions d'accompagnement territorial, soit une révision à la hausse de ces provisions pour 373 millions d'euros.

29.2.3 Provisions pour fin de cycle des combustibles nucléaires des filiales

Ces provisions qui s'élèvent à 779 millions d'euros au 31 décembre 2006 (865 millions d'euros au 31 décembre 2005) comprennent essentiellement l'élimination des combustibles irradiés et des déchets radioactifs du Groupe EnBW.

Depuis le 1er juillet 2005, les éléments de combustibles en fin de cycle sont désormais confinés sur le site même de la centrale, pour un stockage intermédiaire, avant d'être transférés au site de stockage final exploité par l'Etat allemand. Les provisions pour ce stockage sont calculées en fonction de critères définis par des organismes habilités par le gouvernement fédéral allemand.
Le taux d'actualisation utilisé est de 5,5 %.

29.3 - PROVISIONS POUR DÉCONSTRUCTION ET POUR DERNIERS CŒURS

Les variations des provisions pour déconstruction et pour dépréciation des derniers cœurs se répartissent comme suit :

29.3.1 Au 31 décembre 2006 :

(en millions d'euros)	31.12.2005	Augmentations	Diminutions		Autres variations	31.12.2006
			Provisions utilisées	Provisions excédentaires ou devenues sans objet		
Provisions pour déconstruction des centrales	11 518	632	(150)	(28)	167	12 139
Provisions pour derniers cœurs	1 618	81	-	(14)	-	1 685
PROVISIONS POUR DÉCONSTRUCTION ET DERNIERS CŒURS	**13 136**	**713**	**(150)**	**(42)**	**167**	**13 824**

Au 31 décembre 2006, les provisions pour déconstruction et pour derniers cœurs concernent :

- EDF SA pour 12 301 millions d'euros (11 831 millions d'euros au 31 décembre 2005),
- les filiales pour 1 523 millions d'euros (1 305 millions d'euros au 31 décembre 2005).

29.3.2 Au 31 décembre 2005 :

(en millions d'euros)	01.01.2005	Augmentations	Diminutions		Autres variations	31.12.2005
			Provisions utilisées	Provisions excédentaires ou devenues sans objet		
Provisions pour déconstruction des centrales	10 997	580	(161)	(12)	114	11 518
Provisions pour derniers cœurs	1 641	81	-	(99)	(5)	1 618
PROVISIONS POUR DÉCONSTRUCTION ET DERNIERS CŒURS	**12 638**	**661**	**(161)**	**(111)**	**109**	**13 136**

29.3.3 Provisions pour déconstruction des centrales d'EDF SA

En ce qui concerne EDF SA, cette rubrique concerne la déconstruction :

- des centrales nucléaires filière REP en exploitation et des centrales nucléaires arrêtées définitivement,
- des centrales thermiques à flamme.

Les coûts correspondants, évalués aux conditions économiques de décembre 2006, se montent à 21 613 millions d'euros (21 279 millions d'euros au 31 décembre 2005). Répartis selon l'échéancier prévisionnel de décaissements et prenant en compte un taux d'inflation de 2 % et un taux d'actualisation de 5 %, les coûts de l'ensemble des centrales ont été provisionnés en valeur actualisée au 31 décembre 2006 pour 10 646 millions d'euros (10 248 millions d'euros au 31 décembre 2005).

29.3.3.1 Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires d'EDF SA

- Pour les centrales en exploitation (filière REP paliers 900 MW, 1 300 MW et N4) une étude du Ministère de l'Industrie et du Commerce datant de 1991 a déterminé une estimation du coût de référence, confirmant les hypothèses de la commission PEON datant de 1979 en évaluant les coûts de déconstruction à environ 15 % des dépenses d'investissement ramenées à la puissance continue nette. Cette dernière évaluation a elle-même été confirmée par de nouvelles études opérées en 1999, ciblées sur un site déterminé. Le scénario qui sous-tend cette évaluation prévoit qu'à l'issue des derniers travaux de déconstruction, les sites soient remis en état et que les terrains puissent être réutilisés.

  L'intégralité de la valeur actuelle de l'engagement pour déconstruction des centrales nucléaires est provisionnée. L'estimation de l'échéancier des décaissements prévisionnels s'appuie sur le plan de déconstruction élaboré par les experts de l'entreprise prenant en compte l'ensemble des dispositions réglementaires et environnementales connues à ce jour. Elle intègre également un facteur d'incertitude lié au terme éloigné de ces décaissements.
  Un actif est créé en contrepartie de la provision selon les principes comptables exposés en note 2.11.

  En application du principe de non-compensation des actifs et des passifs pour l'estimation des provisions pour risques et charges, un actif a également été comptabilisé sous la forme de produits à recevoir pour constater l'engagement des partenaires étrangers à prendre en charge, à hauteur de leur participation, la déconstruction des tranches 1 et 2 des centrales REP de Cattenom et de Chooz B 1 et 2.

- Pour les centrales nucléaires arrêtées définitivement (centrales de première génération de la filière UNGG et autres filières y compris la centrale de Creys-Malville), la provision est évaluée à partir du coût des travaux déjà réalisés, d'études, de devis et d'une inter-comparaison réalisée par l'entreprise. Les décaissements envisagés ont été inflatés en fonction des échéanciers établis en interne et actualisés.
- Les coûts de déconstruction des centrales de Phénix et de Brennilis sont également provisionnés pour la part EDF et figurent sous cette rubrique.

29.3.3.2 Provisions pour déconstruction des centrales thermiques à flamme d'EDF SA

Les charges liées à la déconstruction des centrales thermiques à flamme sont basées sur des études, régulièrement mises à jour et fondées sur une estimation des coûts futurs à partir, d'une part, des coûts constatés pour les opérations passées et d'autre part, des estimations les plus récentes portant sur des centrales encore en activité.

Pour les centrales en exploitation, un actif est créé en contrepartie de la provision selon les principes indiqués en note 2.11.

29.3.4 Provisions pour déconstruction des centrales des filiales

Les obligations de déconstruction des centrales des filiales concernent les centrales classiques en Europe mais aussi le parc de centrales nucléaires d'EnBW. Pour ces dernières, l'intégralité de la valeur actuelle de l'engagement pour déconstruction est provisionnée. L'estimation de l'échéancier des décaissements prévisionnels ainsi que les coûts futurs s'appuient sur le plan de déconstruction élaboré par les experts externes et prennent en compte l'ensemble des dispositions réglementaires et environnementales connues à ce jour en Allemagne. Les dépenses sont calculées sur la base du scénario de démantèlement direct des installations.

29.3.5 Provision pour derniers cœurs

Pour EDF SA, cette provision couvre les charges relatives à la perte future du combustible non consommé, à l'arrêt définitif du réacteur. Elle se décompose en deux postes :

- la dépréciation du stock de combustible en réacteur non totalement irradié au moment de l'arrêt définitif, valorisée à partir du prix moyen des stocks de composantes constaté au 30 novembre 2006,
- le coût des opérations de traitement du combustible, d'évacuation et de stockage des déchets correspondants, pour la part de combustible non encore irradiée au moment de l'arrêt définitif. Ces coûts sont valorisés suivant les paramètres retenus au 31 décembre 2006 pour les provisions relatives au retraitement du combustible usé et à l'évacuation et au stockage des déchets.

Cette provision étant liée à une obligation existante à la date de mise en service de la tranche de production nucléaire à laquelle le cœur appartient, les coûts sont intégralement provisionnés et un actif est constitué en contrepartie de la provision selon les principes comptables exposés en note 2.11.

Les coûts correspondants, évalués aux conditions économiques de décembre 2006, se montent à 3 477 millions d'euros au 31 décembre 2006 (3 419 millions d'euros au 31 décembre 2005). Répartis selon l'échéancier prévisionnel de décaissements et prenant en compte un taux d'inflation de 2 % et un taux d'actualisation de 5 %, ils ont été provisionnés en valeur actualisée à fin décembre 2006 pour un montant de 1 669 millions d'euros (1 597 millions d'euros au 31 décembre 2005).

29.4 - SÉCURISATION DU FINANCEMENT DES OBLIGATIONS DE LONG TERME

Pour sécuriser le financement des obligations de long terme, dans le cadre de l'ouverture progressive des marchés de l'électricité, EDF SA a mis en place progressivement dans les années passées un portefeuille d'actifs réservés au nucléaire et plus précisément à la déconstruction des centrales actuellement en activité et au stockage sur longue période des déchets de haute et moyenne activité à vie longue (voir note 29.2.2).

En septembre 2005, ce processus a été accéléré et le Conseil d'administration d'EDF a décidé :

- d'intégrer dans l'assiette de constitution des actifs dédiés, les centrales à l'arrêt déjà en cours de déconstruction et la part de la provision pour derniers cœurs correspondant au retraitement du combustible et à l'évacuation et au stockage des déchets correspondants,
- d'accélérer le rythme de constitution des actifs dédiés de manière à ce que leur en-cours soit, fin 2010, au niveau de celui des provisions concernées.

Ces dispositions sont maintenant rendues obligatoires pour EDF avec la loi de programme du 28 juin 2006 relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs qui impose aux exploitants nucléaires de mettre en œuvre un plan de constitution d'actifs dédiés au plus tard dans un délai de cinq ans à compter de la publication de la loi.

Au 31 décembre 2006, la juste valeur de ce portefeuille s'élève à 6 257 millions d'euros.

29.5 - AVANTAGES DU PERSONNEL

29.5.1 Variation des provisions

Les variations des provisions pour avantages du personnel se répartissent comme suit au cours des deux derniers exercices :

29.5.1.1 Au 31 décembre 2006 :

(en millions d'euros)	31.12.2005	Augmentations	Diminutions		Autres variations	31.12.2006
			Provisions utilisées	Provisions excédentaires ou devenues sans objet		
Provisions pour avantages du personnel postérieurs à l'emploi	14 167	1 434	(1 424)	(328)	(1 049)	12 799
Provisions autres avantages à long terme du personnel	405	185	(130)	-	669	1 129
PROVISIONS POUR AVANTAGES DU PERSONNEL	**14 572**	**1 619**	**(1 554)**	**(328)**	**(380)**	**13 928**

(en millions d'euros)	France	Royaume-Uni	Allemagne	Italie	Reste de l'Europe	Reste du monde	Total
Provisions au 31.12.2005	**11 748**	**478**	**1 790**	**63**	**171**	**322**	**14 572**
Utilisation	(1 379)	(59)	(91)	(3)	(23)	-	(1 555)
Modification de périmètre	9	-	6	(2)	3	(328)	(312)
Dotations nettes	1 066	26	152	7	24	6	1 281
Autres	-	(55)	(1)	(6)	4	-	(58)
PROVISIONS AU 31.12.2006	**11 444**	**390**	**1 856**	**59**	**179**	**-**	**13 928**

29.5.1.2 Au 31 décembre 2005 :

(en millions d'euros)	31.12.2004	Augmentations	Diminutions		Autres variations	31.12.2005
			Provisions utilisées	Provisions excédentaires ou devenues sans objet		
Provisions pour avantages du personnel postérieurs à l'emploi	14 135	1 526	(1 530)	-	36	14 167
Provisions autres avantages à long terme du personnel	369	79	(54)	(2)	13	405
PROVISIONS POUR AVANTAGES DU PERSONNEL	**14 504**	**1 605**	**(1 584)**	**(2)**	**49**	**14 572**

(en millions d'euros)	France	Royaume-Uni	Allemagne	Reste de l'Europe	Reste du monde	Total
Provisions au 31.12.2004	**11 768**	**506**	**1 871**	**116**	**243**	**14 504**
Utilisation	(1 413)	(113)	(88)	(6)	(20)	(1 640)
Modification de périmètre	-	-	(90)	38	-	(52)
Dotations nettes	1 350	58	133	29	31	1 601
Autres	43	27	(36)	57	68	159
PROVISIONS AU 31.12.2005	**11 748**	**478**	**1 790**	**234**	**322**	**14 572**

La variation des provisions depuis le 31 décembre 2005 résulte de l'évolution des droits acquis, de l'actualisation financière du passif, des versements effectués aux fonds externalisés et aux prestations versées ainsi que de la sortie des passifs sociaux de Light suite à la cession de la société et de la reprise des provisions pour complément épargne retraite consécutive à la non-reconduction du dispositif en France.

29.5.2 Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi

29.5.2.1 Filiales étrangères et filiales françaises ne relevant pas du régime des IEG

Les principaux engagements de retraite concernent les sociétés anglaises, allemandes et italiennes, et sont pour l'essentiel représentatifs de régimes à prestations définies.

Les engagements de retraite sont couverts en partie par des fonds externalisés dont la valeur actuelle s'élève à 3,74 milliards d'euros au 31 décembre 2006 (3,7 milliards d'euros au 31 décembre 2005).

Les écarts actuariels non amortis concernent ces mêmes filiales.

29.5.2.2 Filiales françaises relevant du régime des IEG

• **Retraites**

Les principales mesures de la réforme du financement du régime spécial de retraites des Industries électriques et gazières sont entrées en vigueur au 1er janvier 2005.

Suite à la réforme du financement du régime spécial des Industries électriques et gazières intervenue en 2004, les provisions comptabilisées au titre du régime spécial de retraite correspondent aux droits spécifiques des agents qui sont les prestations non couvertes par les régimes de droit commun.

Sont donc compris dans la provision au titre des retraites :

– les droits spécifiques des agents des activités non régulées ou concurrentielles,

– les droits spécifiques acquis par les agents à compter du 1er janvier 2005 pour les activités régulées - transport et distribution (les droits passés étant financés par la Contribution Tarifaire d'Acheminement),
– les droits spécifiques des agents bénéficiant d'un départ anticipé par rapport à l'âge de départ légal du régime général.

L'évaluation tient également compte des frais de gestion de la CNIEG qui sont à la charge de l'entreprise, la CNIEG assurant la gestion et le versement des pensions auprès des inactifs.

Le montant de la provision pour retraite s'élève à 8 874 millions d'euros au 31 décembre 2006.

• **Autres avantages du personnel postérieurs à l'emploi**

En complément des retraites, d'autres avantages sont consentis aux inactifs. Ils se détaillent comme suit :

(en millions d'euros)	31.12.2006	31.12.2005
Avantages en nature énergie	1 073	1 044
Indemnités de fin de carrière	8	16
Complément exceptionnel de retraite	-	328
Indemnités de secours immédiat	255	246
Indemnités de congés exceptionnels	177	175
Rentes accidents du travail et maladies professionnelles des agents en inactivité	-	669
Autres	65	71
PROVISIONS POUR AUTRES AVANTAGES DU PERSONNEL POSTÉRIEURS À L'EMPLOI	**1 578**	**2 549**

La variation entre les 31 décembre 2006 et 2005 provient notamment du reclassement dans les provisions pour avantages à long terme du personnel des rentes accidents du travail et maladies professionnelles des agents en inactivité (669 millions d'euros) et de la reprise en totalité de la provision constituée au titre du complément exceptionnel de retraite.

– Les avantages en nature énergie

L'article 28 du statut national du personnel des Industries électriques et gazières prévoit que l'ensemble des agents (agents actifs et inactifs) bénéficie d'un régime d'avantages en nature énergie intitulé « Tarif agent ». Cet avantage recouvre la fourniture d'électricité et de gaz à un tarif préférentiel. L'engagement d'EDF relatif à la fourniture d'énergie aux agents d'EDF et de Gaz de France 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 la soulte représentant le prix de l'accord d'échange d'énergie avec Gaz de France.

– Les indemnités de fin de carrière

Les 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. Ces engagements sont couverts en quasi-totalité par un contrat d'assurance.

– Le complément exceptionnel de retraite

Le complément exceptionnel de retraite était 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'était donc pas dicté par le statut national du personnel des Industries électriques et gazières, mais résultait de décisions des présidents d'EDF et de Gaz de France, reconduites depuis 1987 et publiées tous les 3 ans.
Cette décision n'ayant pas été reconduite en 2006, le Groupe a repris la totalité de la provision correspondante.

– Les indemnités de secours immédiat

Les indemnités de secours immédiat au décès ont 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). Elles sont versées aux ayants droit prioritaires des agents décédés (indemnité statutaire correspondant à 2 mois de pension) ou à un tiers ayant assumé les frais d'obsèques (indemnité bénévole correspondant aux frais d'obsèques).

– Les indemnités de congés exceptionnels

Tous les agents pouvant prétendre à une pension statutaire de vieillesse à jouissance immédiate, âgés d'au moins 55 ans à la date de leur départ en inactivité, bénéficient, au cours des douze derniers mois de leur activité, d'un total de 18 jours de congés exceptionnels.

– Autres avantages

Les autres avantages comprennent les indemnités compensatrices de fin d'études, les indemnités de mise à la retraite ainsi que le régime de retraite du personnel détaché au sein de sociétés du Groupe.

29.5.3 Provisions pour autres avantages à long terme du personnel

D'autres avantages à long terme sont donnés au personnel. Pour le personnel qui relève des IEG, ils s'élèvent à 992 millions d'euros au 31 décembre 2006 (278 millions d'euros au 31 décembre 2005) et comprennent :

• les rentes accidents du travail et maladies professionnelles ; à l'instar des salariés relevant du régime général, les salariés des IEG bénéficient de garanties permettant la réparation des accidents du travail et des maladies professionnelles. Elles 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 ;
• les médailles du travail ;
• les rentes d'invalidité ;
• l'aide bénévole amiante.

La variation provient du reclassement en 2006 des rentes accidents du travail et maladies professionnelles des inactifs en avantages à long terme.

29.5.4 Variation de la valeur actualisée de l'obligation et des actifs de couverture

Les principales hypothèses actuarielles utilisées pour le calcul des engagements au titre des avantages postérieurs à l'emploi et aux avantages à long terme sont résumées ci-dessous :

(en %)	France	Royaume-Uni	Allemagne	Italie
Taux d'actualisation des obligations	4,25	5,2	4,5	4,5
Taux de rendement attendu des actifs sur retraites	3,69	6,0	5,5	na
Taux d'augmentation des salaires	2,0 (1)	4,1	3,0	3,5

(1) Hors inflation.

Le taux d'actualisation retenu pour la France s'élève à 4,25 % au 31 décembre 2006, identique à celui du 31 décembre 2005. Le passage du taux d'actualisation de 5 % au 31 décembre 2004 à 4,25 % est la principale source de l'écart actuariel non amorti de 2 078 millions d'euros au 31 décembre 2006.

29.5.4.1 Variation de la valeur actualisée de l'obligation

(en millions d'euros)	France	Royaume-Uni	Allemagne	Italie	Reste de l'Europe	Reste du monde	Total
Engagements au 01.01.2006	**18 748**	**3 859**	**2 145**	**63**	**254**	**650**	**25 719**
Coût des services rendus	599	62	32	3	18	-	714
Charges d'intérêt	799	179	89	2	11	17	1 097
Pertes et gains actuariels	150	(9)	(47)	(1)	1	-	95
Réduction ou liquidation de régime	(340)	-	-	-	1	-	(339)
Prestations versées	(817)	(133)	(94)	-	(15)	-	(1 060)
Écart de change et autres	(11)	97	5	(7)	24	(667)	(559)
ENGAGEMENTS AU 31.12.2006	**19 128**	**4 055**	**2 130**	**60**	**294**	**-**	**25 667**
- Valeur actuelle des actifs investis	(5 606)	(3 590)	(49)	(1)	(100)	-	(9 346)
- Écarts actuariels non reconnus	(2 078)	(100)	(230)	-	(17)	-	(2 425)
PASSIF NET AU TITRE DES RÉGIMES À PRESTATIONS DÉFINIES	**11 444**	**365**	**1 851**	**59**	**177**	**-**	**13 896**
dont :							
- Provision pour avantages du personnel	**11 444**	**390**	**1 856**	**59**	**179**	**-**	**13 928**
- Actifs de retraite	**-**	**(25)**	**(5)**	**-**	**(2)**	**-**	**(32)**

Pour EDF SA, le montant de l'écart d'expérience s'élève à 574 millions d'euros.

29.5.4.2 Variation de la valeur actualisée des actifs de couverture

(en millions d'euros)	France	Royaume-Uni	Allemagne	Italie	Reste de l'Europe	Reste du monde	Total
Juste valeur des actifs de couverture au 1er janvier 2006	**(4 908)**	**(3 239)**	**(47)**	**(1)**	**(86)**	**(325)**	**(8 606)**
Rendement escompté des actifs	(131)	(218)	(2)	-	(6)	-	(357)
Primes nettes	(1 220)	(134)	-	-	(8)	-	(1 362)
Pertes et gains actuariels	(22)	(34)	1	-	1	-	(53)
Prestations payées par les actifs de couverture	675	133	3	-	-	-	810
Autres	-	(98)	(4)	-	(1)	325	222
JUSTE VALEUR DES ACTIFS DE COUVERTURE AU 31 DÉCEMBRE 2006	**(5 606)**	**(3 590)**	**(49)**	**(1)**	**(100)**	**-**	**(9 346)**

29.5.5 Décomposition de la valeur des actifs de couverture

Pour la France, ce poste comprend à hauteur de 5 606 millions d'euros les actifs de couverture des engagements sociaux affectés à la couverture des indemnités de fin de carrière (couverts à 100 %) et des droits spécifiques du régime spécial de retraite.
Ils sont constitués de contrats d'assurance.

A fin 2006, les placements se décomposent au sein des contrats :

- pour les indemnités de fin de carrière de 48 % d'actions, 51 % d'obligations et 1 % de monétaire,
- pour le régime spécial de retraite de 2 % d'actions, 25 % d'obligations et de 73 % de monétaire.

29.5.6 Charges au titre des avantages postérieurs à l'emploi et avantages à long terme

(en millions d'euros)	31.12.2006	31.12.2005
Coût des services rendus de l'exercice	(714)	(768)
Charges d'intérêts (actualisation)	(1 097)	(1 147)
Rendement escompté des actifs de couverture	357	324
Pertes et gains actuariels comptabilisés	(151)	12
Effet d'une réduction ou liquidation de régime	333	8
Coût des services passés	(1)	-
CHARGES AU TITRE DES AVANTAGES POSTÉRIEURS À L'EMPLOI ET AVANTAGES À LONG TERME	**(1 273)**	**(1 571)**

29.6 - AUTRES PROVISIONS

Les variations des autres provisions se répartissent comme suit :

29.6.1 Au 31 décembre 2006 :

(en millions d'euros)	31.12.2005	Augmentations	Diminutions		Autres variations	31.12.2006
			Provisions utilisées	Provisions excédentaires ou devenues sans objet		
Provisions pour risques liés aux participations	15	108	(3)	-	(2)	118
Provisions pour risques fiscaux	191	49	(13)	(38)	(38)	151
Provisions pour restructuration	44	3	(21)	(11)	(2)	13
Autres	3 339	1 477	(681)	(81)	(327)	3 727
AUTRES PROVISIONS	**3 589**	**1 637**	**(718)**	**(130)**	**(369)**	**4 009**

29.6.2 Au 31 décembre 2005 :

(en millions d'euros)	01.01.2005 (1)	Augmentations	Diminutions		Autres variations	31.12.2005
			Provisions utilisées	Provisions excédentaires ou devenues sans objet		
Provisions pour risques liés aux participations	33	1	(28)	-	9	15
Provisions pour risques fiscaux	105	5	(5)	-	86	191
Provisions pour restructuration	77	2	(34)	(3)	2	44
Autres	3 083	822	(391)	(190)	15	3 339
AUTRES PROVISIONS	**3 298**	**830**	**(458)**	**(193)**	**112**	**3 589**

(1) La différence entre le 31 décembre 2004 et le 1er janvier 2005 correspond aux reclassements effectués au titre de la mise en œuvre de la norme IAS 39 (cf. note 38).

29.6.3 Autres provisions

La rubrique « Autres provisions » inclut notamment :

- une provision de 470 millions d'euros constituée au 31 décembre 2006 pour faire face à la contribution qui sera mise à la charge d'EDF SA dans le cadre du dispositif de tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché (voir note 2.2.7, 5.1.1.4 et 13) ;
- une provision de 333 millions d'euros dont l'objet est de couvrir la part supportée par EDF SA des charges correspondant aux programmes de travaux votés par le Fonds d'amortissement des charges d'électrification (Face) restant à réaliser au cours des exercices à venir ;
- une provision de 352 millions d'euros relative à la contribution de maintien de droits, pour la part non régulée liée aux conventions signées avec les régimes de retraites complémentaires ;
- une provision pour litige avec des organismes sociaux de 266 millions d'euros ;
- les provisions pour contrats onéreux à hauteur de 406 millions d'euros ;
- les provisions pour quotas d'émission de gaz à effet de serre à hauteur de 247 millions d'euros.

29.6.4 Passifs éventuels

• Rejets de la centrale de Saint-Chamas dans l'étang de Berre

Depuis 1999, un syndicat professionnel a commencé une action judiciaire à l'encontre d'EDF du fait de l'exploitation de la centrale hydroélectrique de Saint-Chamas. La régularisation définitive de la situation de cette centrale est tributaire de l'issue des discussions entre le gouvernement français et la Commission européenne relatives aux modalités d'exécution d'un arrêt du 7 octobre 2005 de la Cour de justice des Communautés européennes (CJCE) ayant jugé que la France avait manqué aux obligations rendues nécessaires par l'application de la convention de Barcelone et du protocole d'Athènes. A cet égard, le gouvernement français a, début 2006, fait de nouvelles propositions complémentaires à la Commission européenne tendant à réduire de manière significative les rejets d'eau douce.

Le décret de modification du cahier des charges de la concession a été publié le 9 décembre 2006 et une nouvelle saisine de la CJCE semblerait actuellement écartée en attendant les résultats d'une phase d'expérimentation de quatre ans. EDF considère que les nouvelles contraintes de rejets d'eau douce, issues de ce décret auront un impact non négligeable sur le niveau de production de la centrale de Saint-Chamas.

• Litiges en matière sociale

EDF est partie prenante à un certain nombre de litiges en matière sociale avec des salariés concernant notamment le calcul et la mise en œuvre du temps de repos. EDF estime qu'aucun de ces litiges, pris isolément, n'est susceptible d'avoir un impact significatif sur son résultat financier et sa situation financière. Toutefois, s'agissant de situations qui sont susceptibles de concerner un grand nombre de salariés d'EDF en France, ces litiges pourraient présenter un risque systémique qui pourrait avoir un effet négatif significatif sur les résultats financiers du Groupe.

• Contrat entre London Underground et le consortium Powerlink

EDF Energy détient une participation de 80 % dans le consortium Powerlink. Ce projet, remporté en 1998, repose sur un contrat de 30 ans pour maintenir et moderniser le réseau haute tension de distribution électrique du métro de Londres.

A la suite de difficultés d'exploitation pouvant conduire à des pénalités, voire à une résiliation du contrat, par London Underground Limited (LUL), des négociations ont été engagées entre les parties et se sont traduites par un projet d'accord de principe approuvé par le conseil de septembre 2006 du « Transport for London ». Selon cet accord, LUL ne devrait pas exercer son droit de résilier le contrat en cours.

• Edipower

En mai 2006, ACEA Spa, Régie de Rome, avait adressé une plainte au gouvernement italien, ainsi qu'aux autorités italiennes de la régulation (AEEG) et de la concurrence (AGCM) au motif que la prise de contrôle conjoint d'Edison par EDF et AEM aurait eu pour conséquence le franchissement de seuils de la limite de 30 % d'entreprises publiques au capital de la société Edipower (fixée par le décret du Président du Conseil des ministres italien en date du 8 novembre 2000). Le 7 juillet 2006, l'AGCM avait rendu un avis (« segnalazione ») dans lequel elle soutenait la position d'ACEA et demandait officiellement au gouvernement et au parlement italiens que des mesures soient prises afin de faire respecter les termes du décret du 8 novembre 2000. En août 2006, EDF, IEB et WGRMH 4 (ainsi qu'Edison, AEM Milan, Delmi, Edipower, AEM Turin, Atel et TdE) ont été assignées par ACEA SpA devant le tribunal civil de Rome. Selon ACEA, le dépassement de ce seuil serait une violation de la législation applicable et pourrait avoir un impact négatif sur le marché de l'énergie au détriment de la concurrence et de l'intérêt final des consommateurs.

L'audience est fixée au 24 mai 2007. Il est cependant vraisemblable que le juge fixera une première audience avant cette date afin de se prononcer sur la demande de mesures conservatoires demandées par ACEA.

• Droit individuel à la formation (DIF)

La loi française du 4 mai 2004 permet à chaque salarié de bénéficier d'un droit individuel à la formation de 20 heures par an minimum cumulable sur 6 ans. L'accord d'entreprise intervenu le 24 février 2006 précise pour EDF les conditions d'exercice de ce droit individuel à la formation en indiquant les formations éligibles au DIF. Les dépenses au titre de ces formations sont comptabilisées quand elles sont encourues.

Pour EDF SA, au 31 décembre 2006, les droits acquis et non consommés au titre du DIF représentent plus de 6 millions d'heures.

Note 30 Passifs spécifiques des concessions

La variation des passifs spécifiques des concessions s'analyse comme suit au 31 décembre 2006 :

(en millions d'euros)	01.01.2005	Variation de la période	31.12.2005	Variation de la période	31.12.2006
Contre-valeur biens	33 167	1 362	34 529	336	34 865
Financement concessionnaire non amorti	(16 302)	(950)	(17 252)	187	(17 065)
Droits sur biens existants - valeur nette	**16 865**	**412**	**17 277**	**523**	**17 800**
Amortissement financement du concédant	6 401	397	6 798	566	7 364
Provision pour renouvellement	10 405	427	10 832	231	11 063
Droits sur biens à renouveler	**16 806**	**824**	**17 630**	**797**	**18 427**
PASSIFS SPÉCIFIQUES DES CONCESSIONS	**33 671**	**1 236**	**34 907**	**1 320**	**36 227**

Note 31 Passifs financiers courants et non courants

31.1 RÉPARTITION COURANT / NON COURANT DES PASSIFS FINANCIERS 271
31.2 EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES 272
31.3 ENDETTEMENT FINANCIER NET 274
31.4 ÉVOLUTION DE L'ENDETTEMENT FINANCIER NET 274
31.5 GARANTIES SUR EMPRUNTS 275

31.1 - RÉPARTITION COURANT / NON COURANT DES PASSIFS FINANCIERS

Les passifs financiers se répartissent entre courant et non courant de la manière suivante :

(en millions d'euros)	31.12.2006			31.12.2005		
	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Emprunts et dettes financières	19 462	8 680	28 142	23 319	6 399	29 718
Juste valeur négative des dérivés de transaction	-	5 960	5 960	-	5 269	5 269
Juste valeur négative des dérivés de couverture	521	470	991	192	265	457
PASSIFS FINANCIERS	**19 983**	**15 110**	**35 093**	**23 511**	**11 933**	**35 444**

31.2 - EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES

31.2.1 Variations des emprunts et dettes financières

(en millions d'euros)	Emprunts obligataires	Emprunts auprès des établissements de crédit	Autres dettes financières	Emprunts liés aux biens reçus en location financement	Intérêts courus	Total
01.01.2005	**17 822**	**4 620**	**2 580**	**310**	**577**	**25 909**
Augmentations	306	1 530	995	1	368	3 200
Diminutions	(1 570)	(1 171)	(398)	(20)	(319)	(3 478)
Mouvements de périmètre	2 338	1 082	57	20	(51)	3 446
Écarts de conversion	536	372	81	-	27	1 016
Autres	(141)	(355)	137	48	(64)	(375)
31.12.2005	**19 291**	**6 078**	**3 452**	**359**	**538**	**29 718**
Augmentations	1 477	361	1 806	-	218	3 862
Diminutions	(2 004)	(974)	(1 210)	(29)	(166)	(4 383)
Mouvements de périmètre	(247)	(571)	151	18	(55)	(704)
Écarts de conversion	(27)	(141)	1	-	(12)	(179)
Autres	(62)	(25)	(127)	17	25	(172)
31.12.2006	**18 428**	**4 728**	**4 073**	**365**	**548**	**28 142**

Les principales entités contributrices aux emprunts et dettes financières sont :

(en millions d'euros)	31.12.2006	31.12.2005
EDF SA	10 447	10 017
EDF Energy	6 663	6 297
EnBW	2 460	2 278
Edison	2 369	2 825

Au 31 décembre 2006, les emprunts du Groupe dont le montant de l'émission est supérieur à 750 millions d'euros sont les suivants :

Type d'emprunt	Entité	Date d'émission	Échéance	Montant	Devise	Taux
Obligataire	EDF SA	1993	2008	987	EUR	6,3 %
Obligataire	EDF SA	1998	2009	1 996	EUR	5,0 %
Euro MTN	EDF SA	2000	2010	1 000	EUR	5,8 %
Euro MTN	EDF SA	2001	2016	1 100	EUR	5,5 %
Obligataire	EDF SA	2001	2031	650	GBP	5,9 %
Obligataire	IEB	2002	2007	1 272	EUR	4,9 %
Euro MTN	EDF SA	2003	2033	850	EUR	5,6 %
Obligataire	RTE	2006	2016	1 000	EUR	4,1 %

31.2.2 Échéancier des emprunts et dettes financières

(en millions d'euros)	Emprunts obligataires	Emprunts auprès des établissements de crédit	Autres dettes financières	Emprunts liés aux biens reçus en location financement	Intérêts courus	Total
A moins d'un an	3 280	1 319	3 540	25	518	8 682
Entre un et cinq ans	5 839	1 443	236	187	-	7 705
A plus de cinq ans	9 309	1 966	297	153	30	11 755
EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES AU 31.12.2006	**18 428**	**4 728**	**4 073**	**365**	**548**	**28 142**

31.2.3 Ventilation des emprunts par devise

(en millions d'euros)

	31.12.2006			31.12.2005		
	Structure initiale de la dette	Incidence des instruments de couverture (1)	Structure de la dette après couverture	Structure initiale de la dette	Incidence des instruments de couverture[1]	Structure de la dette après couverture
Emprunts libellés en euro (EUR)	19 613	(3 284)	16 329	18 671	(3 150)	15 521
Emprunts libellés en dollar américain (USD)	2 302	(334)	1 968	3 212	(627)	2 585
Emprunts libellés en livre britannique (GBP)	4 901	2 959	7 860	5 933	3 191	9 124
Emprunts libellés dans d'autres devises	1 326	659	1 985	1 902	586	2 488
EMPRUNTS	**28 142**	**-**	**28 142**	**29 718**	**-**	**29 718**

(1) Couverture de dettes et de situations nettes des filiales étrangères.

31.2.4 Ventilation des emprunts par taux avant et après swaps

(en millions d'euros)

	31.12.2006			31.12.2005 (1)		
	Structure initiale de la dette	Incidence des instruments dérivés	Structure finale de la dette	Structure initiale de la dette	Incidence des instruments dérivés	Structure finale de la dette
Emprunts à taux fixe	21 509	(174)	21 335	21 687	(908)	20 779
Emprunts à taux variable	6 633	174	6 807	8 031	908	8 939
EMPRUNTS	**28 142**	**-**	**28 142**	**29 718**	**-**	**29 718**

(1) Hors dérivés Edison et TdE. Les dérivés de couverture de taux publiés par Edison et TdE s'élèvent à 1 269 millions d'euros au 31 décembre 2005 (quote-part EDF).

La répartition des emprunts par taux intègre l'effet des instruments dérivés de couverture et des dérivés détenus à des fins de transaction.

31.2.5 Lignes de crédit

Le Groupe dispose de lignes de crédit auprès de différentes banques pour un montant global de 9 816 millions d'euros au 31 décembre 2006 (9 465 millions d'euros au 31 décembre 2005).

(en millions d'euros)

	Total	Échéances		
		< 1 an	1-5 ans	> 5 ans
Lignes de crédit confirmées	9 816	2 619	6 002	1 195

31.2.6 Juste valeur des emprunts et dettes financières au 31 décembre 2006

(en millions d'euros)

	31.12.2006		31.12.2005	
	Juste valeur	Valeur nette comptable	Juste valeur (1)	Valeur nette comptable
EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES	**29 528**	**28 142**	**30 535**	**29 718**

(1) Montant corrigé par rapport au montant publié en 2005.

31.3 - ENDETTEMENT FINANCIER NET

L'endettement financier net correspond aux emprunts et dettes financières diminués de la trésorerie et des équivalents de trésorerie ainsi que des actifs liquides. Les actifs liquides sont des actifs financiers composés de fonds ou de titres de maturité initiale supérieure à trois mois, facilement convertibles en trésorerie quelle que soit leur maturité, et gérés dans le cadre d'un objectif de liquidité.

(en millions d'euros)	31.12.2006	31.12.2005
Emprunts et dettes financières	28 142	29 718
Dérivés de couvertures des dettes	237	240
Trésorerie et équivalents de trésorerie	(3 308)	(7 220)
Actifs liquides	(10 154) (1)	(4 580) (2)
Dette financière nette des sociétés figurant dans les passifs non courants détenus en vue de la vente	15	434
ENDETTEMENT FINANCIER NET	**14 932**	**18 592**

(1) Dont actifs financiers disponibles à la vente pour 10 081 millions d'euros et actifs financiers à la juste valeur pour 73 millions d'euros.

(2) Dont actifs financiers disponibles à la vente pour 4 322 millions d'euros et actifs financiers à la juste valeur pour 258 millions d'euros.

31.4 - ÉVOLUTION DE L'ENDETTEMENT FINANCIER NET

En 2006, l'évolution de l'endettement financier net intègre l'impact de la cession des activités réalisées au cours de l'exercice pour 2 416 millions d'euros ainsi que la dotation nette aux actifs dédiés pour 2 845 millions d'euros.

En 2005, il intégrait les effets de l'augmentation de capital d'EDF SA à hauteur de 6 350 millions d'euros et de la prise de contrôle d'Edison pour 7 083 millions d'euros correspondant aux montants décaissés dans le cadre de l'acquisition des titres IEB et de l'offre publique d'achat sur les titres Edison ainsi qu'à la quote-part de dette revenant à Edison.

(en millions d'euros)	31.12.2006	31.12.2005 (1)
Excédent brut d'exploitation	**13 930**	**12 906**
Neutralisation des éléments non monétaires inclus dans l'excédent brut d'exploitation	138	(670)
Dividendes reçus des sociétés mises en équivalence	92	90
Variation du besoin en fonds de roulement net	654	1 371
Autres éléments	(75)	96
Flux de trésorerie nets générés par l'exploitation	**14 739**	**13 793**
Acquisitions d'immobilisations corporelles et incorporelles	(5 935)	(5 168)
Cessions d'immobilisations corporelles et incorporelles	272	392
Frais financiers nets décaissés	(931)	(1 143)
Impôt sur le résultat payé	(1 462)	(392)
Free cash flow	**6 683**	**7 482**
Investissements financiers	(2 704)	(4 585)
Dividendes versés	(1 532)	(428)
Augmentation de capital et variation des autres fonds propres	-	6 350
Versement de la soulte retraite	-	(3 296)
Versement de la soulte démantèlement Marcoule	(551)	(523)
Autres variations	354	83
Diminution de l'endettement financier net, hors effets de périmètre et de change	**2 250**	**5 083**
Effet de la variation du périmètre	1 287	(2 314)
Effet de la variation des méthodes comptables sur endettement net	(1)	-
Effet de la variation de change	79	(830)
Autres variations non monétaires	45	(198)
(Augmentation) / Diminution de l'endettement financier net	**3 660**	**1 741**
Endettement financier net à l'ouverture (1)	**18 592**	**20 333**
ENDETTEMENT FINANCIER NET À LA CLÔTURE	**14 932**	**18 592**

(1) Après prise en compte des effets de l'application des normes IAS 32 et 39 au 1er janvier 2005.

31.5 - GARANTIES SUR EMPRUNTS

Les éléments constitutifs des garanties sur emprunts du Groupe au 31 décembre 2006 sont les suivants :

(en millions d'euros)	Total	Échéances		
		< 1 an	1-5 ans	> 5 ans
Sûretés réelles d'actifs	2 754	348	1 484	922
Garanties sur emprunts	718	257	260	201
Autres engagements liés au financement	371	132	185	54
ENGAGEMENTS DONNÉS LIÉS AU FINANCEMENT	**3 843**	**737**	**1 929**	**1 177**
ENGAGEMENTS REÇUS LIÉS AU FINANCEMENT (1)	**423**	**275**	**120**	**28**

(1) Hors lignes de crédit (voir ci-dessus note 31.2.5).

Les sûretés réelles et biens affectés en garanties des emprunts comprennent principalement des actifs corporels sous forme de nantissements ou d'hypothèques et des titres de participations de filiales consolidées détentrices d'actifs corporels. Ainsi, la valeur nette comptable des actifs courants et non courants donnés en garantie s'élève à 2 754 millions d'euros.

Les garanties sur emprunts ont été données principalement par EDF SA, EDF International et Fenice.

Les engagements reçus liés au financement concernent principalement EDF SA et EDF Energies Nouvelles.

Note 32 Instruments dérivés

32.1 INSTRUMENTS DÉRIVÉS ET COMPTABILITÉ DE COUVERTURE 276
32.2 INSTRUMENTS DÉRIVÉS NON COMPTABILISÉS EN COUVERTURE 278

Le Groupe EDF, acteur dans le secteur de l'énergie et opérant dans un contexte international, est exposé au risque de taux, au risque de change et au risque de fluctuation des prix des matières premières.

Pour limiter et maîtriser ces risques, le Groupe a mis en place une structure dédiée en charge de définir la politique de gestion des risques, les principes de cette gestion et le contrôle de leur bonne application.

Les entités d'EDF et les filiales du Groupe en particulier EDF Trading, EDF Energy, EnBW, et Edison ont décliné ces principes pour gérer de manière appropriée les risques issus de leur activité.

EDF Trading qui intervient sur les marchés organisés ou de gré à gré sur des instruments dérivés tels que les futures, forwards, swaps et options, a un engagement sur les marchés énergies qui est encadré au niveau Groupe par une limite de VaR (Value At Risk).

Les risques de change, de taux d'intérêt ou de fluctuations des prix des matières premières créent de la volatilité sur les résultats, les capitaux propres ainsi que les flux de trésorerie du Groupe d'une période sur l'autre. Le Groupe a recours à l'utilisation des instruments dérivés dans diverses stratégies de couverture pour éliminer ou limiter ces risques.

Les principaux instruments dérivés utilisés sont le change à terme et les swaps de change, les swaps de taux d'intérêt, les cross currency swaps ainsi que les futures, forwards et swaps pour les matières premières.

32.1 - INSTRUMENTS DÉRIVÉS ET COMPTABILITÉ DE COUVERTURE

La comptabilité de couverture est appliquée en conformité avec les principes de la norme IAS 39 et concerne les dérivés de taux d'intérêt relatifs à la couverture de la dette à long terme, les dérivés de change relatifs à la couverture d'investissements nets à l'étranger et de la dette libellée en devises étrangères, ainsi que les dérivés de change et les dérivés sur matières premières en couverture de flux de trésorerie futurs.

32.1.1 Couverture de juste valeur

Le Groupe EDF couvre l'exposition aux variations de juste valeur des dettes à taux fixe. Les instruments dérivés utilisés dans le cadre de cette couverture de juste valeur sont des swaps de taux d'intérêts fixe/variable et des cross currency swaps. Les variations de juste valeur de ces dérivés sont comptabilisées au compte de résultat.

Au 31 décembre 2006, la partie inefficace de la couverture de juste valeur représente un gain de 0,1 million d'euros inclus dans le résultat financier.

Le Groupe EDF couvre également certains de ses engagements fermes conclus sur des achats de combustibles nucléaires à travers des changes à terme.

32.1.2 Couverture de flux de trésorerie

Le Groupe EDF applique la couverture de flux de trésorerie notamment pour les cas suivants :

- couverture de la dette à taux variable et pour laquelle les swaps de taux d'intérêts sont utilisés (taux variable/fixe) ;
- couverture du risque de change lié à la dette libellée en devises étrangères (utilisation de currency swap) ;
- couverture de flux de trésorerie futurs liés aux prévisions d'achat et de ventes d'électricité, de gaz, de charbon et de combustible nucléaire : des contrats de futures, forwards et swaps sont conclus à cet effet.

Le montant de l'inefficacité des couvertures de flux de trésorerie enregistré au 31 décembre 2006 est une perte de 2 millions d'euros.

32.1.3 Couverture d'investissements nets à l'étranger

La couverture d'investissements nets à l'étranger correspond à la couverture de l'exposition au risque de change associée aux investissements nets dans des sociétés étrangères du Groupe.

Ce risque est géré au niveau du Groupe EDF soit par un adossement à des dettes d'acquisition dans la même devise, soit par des couvertures de marché. Dans ce dernier cas, le Groupe a ainsi recours à des swaps de change et du change à terme.

Au 31 décembre 2006, le montant des variations de juste valeur sur la période de ces dérivés de couvertures d'investissements nets à l'étranger comptabilisées en capitaux propres s'élève à (84) millions d'euros (contre (108) millions d'euros au 31 décembre 2005).

32.1.4 Impact des dérivés de couverture en capitaux propres

En 2006, les impacts des dérivés de couverture enregistrés en capitaux propres sur la période, après impôts différés, s'élèvent à :

- 30 millions d'euros pour les dérivés de couverture de taux ;
- (14) millions d'euros pour les dérivés de couverture de change ;
- (1 080) millions d'euros pour les dérivés de couverture de matières premières.

Concernant les contrats de matières premières, les variations négatives de juste valeur s'expliquent principalement par :

- 165 millions d'euros sur les contrats de couverture d'électricité ;
- 715 millions d'euros sur les contrats de couverture d'achat de gaz d'EDF Energy.

32.1.4.1 Dérivés de couverture de taux

Les dérivés de couverture de taux correspondent à des swaps et s'analysent comme suit :

(en millions d'euros)	Notionnel au 31.12.2006				Notionnel au 31.12.2005 (1)				Juste valeur	
	< 1 an	1-5 ans	> 5 ans	Total	< 1 an	1-5 ans	> 5 ans	Total	31.12.2006	31.12.2005
Opérations sur taux d'intérêt	**395**	**-**	**-**	**395**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
Payeur fixe / receveur variable	316	361	814	1 491	49	234	532	815	19	(13)
Payeur variable / receveur fixe	659	670	497	1 826	193	770	671	1 634	15	37
Swaps de taux	**975**	**1 031**	**1 311**	**3 317**	**242**	**1 004**	**1 203**	**2 449**	**34**	**24**
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE COUVERTURE DE TAUX	**1 370**	**1 031**	**1 311**	**3 712**	**242**	**1 004**	**1 203**	**2 449**	**34**	**24**

(1) Hors dérivés Edison et TdE. Les dérivés de couverture de taux publiés par Edison et TdE s'élèvent à 1 269 millions d'euros au 31 décembre 2005 (quote-part EDF) qui présentaient une juste valeur de (12) millions d'euros.

La juste valeur des cross-currency swaps taux / change ne prend en compte que l'effet taux.

32.1.4.2 Dérivés de couverture de change

Les éléments constitutifs des dérivés de couverture de change sont les suivants :

• Au 31 décembre 2006 :

(en millions d'euros)	Notionnel à recevoir au 31.12.2006				Notionnel à livrer au 31.12.2006				Juste valeur
	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	31.12.2006
Change à terme	2 415	3 070	-	5 485	1 144	1 859	1 398	4 401	52
Swaps	3 057	2 391	1 927	7 375	2 940	2 086	1 854	6 880	(101)
Options	172	-	-	172	172	-	-	172	-
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE COUVERTURE DE CHANGE	**5 644**	**5 461**	**1 927**	**13 032**	**4 256**	**3 945**	**3 252**	**11 453**	**(49)**

La juste valeur des cross-currency swaps taux / change ne prend en compte que l'effet change.

• Au 31 décembre 2005 :

(en millions d'euros)	Notionnel à recevoir au 31.12.2005				Notionnel à livrer au 31.12.2005				Juste valeur
	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	31.12.2005
Change à terme	574	673	-	1 247	439	399	-	838	3
Swaps	1 374	4 015	2 492	7 881	1 271	3 546	2 558	7 375	195
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE COUVERTURE DE CHANGE	**1 948**	**4 688**	**2 492**	**9 128**	**1 710**	**3 945**	**2 558**	**8 213**	**198**

32.1.4.3 Dérivés de couverture de matières premières

La juste valeur avant impôt des dérivés de couverture de matières premières s'analyse comme suit :

(en millions d'euros)	Unités de mesure	31.12.2006 Notionnels nets	31.12.2006 Juste valeur	31.12.2005 Juste valeur
Swaps		-	(27)	(4)
Forwards/futures		44	(390)	(147)
Électricité	**TWh**	**44**	**(417)**	**(151)**
Forwards/futures		3 045	(584)	608
Gaz	**Millions de therms**	**3 045**	**(584)**	**608**
Swaps		(2 556)	(65)	-
Produits pétroliers	**Milliers de barils**	**(2 556)**	**(65)**	**-**
Swaps		2	10	(22)
Forwards/futures		-	-	(2)
Frêt		4	(19)	-
Charbon	**Millions de tonnes**	**6**	**(9)**	**(24)**
Options		612	2	-
Forwards/futures		27 668	(137)	(1)
CO_2	**Milliers de tonnes**	**28 280**	**(135)**	**(1)**
CONTRATS DE MATIÈRES PREMIÈRES QUALIFIÉS DE COUVERTURE			**(1 210)**	**432**

32.2 - INSTRUMENTS DÉRIVÉS NON COMPTABILISÉS EN COUVERTURE

D'une manière générale, le Groupe a recours à des instruments dérivés pour couvrir les risques financiers auxquels il est exposé et non à des fins spéculatives.

Les instruments dérivés de taux d'intérêt et de change, qui constituent une couverture économique mais qui ne sont pas éligibles à la comptabilité de couverture en IFRS, sont évalués à la juste valeur avec les variations de juste valeur comptabilisés au compte de résultat.

Le Groupe effectue des opérations de négoce sur les marchés de gros de l'électricité, des combustibles fossiles principalement au travers de sa filiale EDF Trading. Les transactions spots ou à terme effectuées par EDF Trading sont réalisées par l'intermédiaire d'instruments tels que les contrats à terme comprenant la livraison physique d'une matière première, les contrats de swaps et des options ou autres accords contractuels.

Si EDF Trading est responsable de la maîtrise de son exposition aux risques marchés énergies, son engagement sur les marchés est toutefois encadré au niveau Groupe par une limite de VaR avec une limite stop loss.

En ce qui concerne le risque de crédit qui est le risque de défaillance des contreparties à leurs obligations contractuelles, EDF Trading a mis en place un système de gestion de ce risque qui s'appuie sur les quatre principes suivants :

- Analyse quantitative et qualitative de toutes les contreparties afin de définir des limites à l'exposition au risque de contrepartie ; ces limites sont approuvées par le comité de crédit d'EDF Trading ;
- Mesure sur une base quotidienne de l'exposition au risque ; EDF Trading mesure le risque de crédit en fonction des paiements futurs plus le coût de remplacement des contrats. Un scénario d'augmentation maximale du coût de remplacement sur la durée résiduelle des contrats est prévu ;
- Gestion quotidienne des limites qui implique le suivi et le reporting de l'exposition globale ;
- Suivi journalier des garanties. 90 % de l'exposition crédit d'EDF Trading est sur des contreparties « investment grade ».

32.2.1 Dérivés de taux détenus à des fins de transaction

Les éléments constitutifs des dérivés de taux détenus à des fins de transaction s'analysent comme suit :

(en millions d'euros)	Notionnel au 31.12.2006				Notionnel au 31.12.2005 (1)				Juste valeur	
	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	31.12.2006	31.12.2005
Achats de CAP	293	609	-	902	-	168	-	168	3	-
Achats de FLOOR	125	-	-	125	-	-	-	-	1	-
Ventes de FLOOR	293	609	-	902	-	168	-	168	(1)	(1)
Opérations sur taux d'intérêt	**711**	**1 218**	**-**	**1 929**	**-**	**336**	**-**	**336**	**3**	**(1)**
Payeur fixe / receveur variable	3 584	100	1 930	5 614	2 575	-	1 872	4 447	(63)	(182)
Payeur variable / receveur fixe	921	554	1 657	3 132	1 474	-	1 872	3 346	74	263
Variable / variable	461	609	-	1 070	-	-	-	-	(5)	-
Swaps de taux	**4 966**	**1 263**	**3 587**	**9 816**	**4 049**	**-**	**3 744**	**7 793**	**6**	**81**
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE TAUX DÉTENUS À DES FINS DE TRANSACTION	**5 677**	**2 481**	**3 587**	**11 745**	**4 049**	**336**	**3 744**	**8 129**	**9**	**80**

(1) Hors dérivés de taux Edison non qualifiés de couverture selon IAS 39 pour 3 204 millions d'euros et une juste valeur de (10) millions d'euros en quote-part EDF.

32.2.2 Dérivés de change détenus à des fins de transaction

Les éléments constitutifs des dérivés de change détenus à des fins de transaction se répartissent comme suit :

• Au 31 décembre 2006 :

(en millions d'euros)	Notionnel à recevoir au 31.12.2006				Notionnel à livrer au 31.12.2006				Juste valeur
	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	31.12.2006
Change à terme	1 851	107	-	1 958	1 777	67	-	1 844	(82)
Swaps	4 564	2 251	1 834	8 649	4 554	2 205	1 816	8 575	107
Dérivés incorporés de change	-	-	-	-	-	-	-	-	(44)
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE COUVERTURE DE CHANGE DÉTENUS À DES FINS DE TRANSACTION	**6 415**	**2 358**	**1 834**	**10 607**	**6 331**	**2 272**	**1 816**	**10 419**	**(19)**

• Au 31 décembre 2005 :

(en millions d'euros)	Notionnel à recevoir au 31.12.2005				Notionnel à livrer au 31.12.2005				Juste valeur
	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	31.12.2005
Change à terme	1 249	795	56	2 100	1 201	756	48	2 005	(18)
Swaps	2 295	977	83	3 355	2 297	960	64	3 321	53
Dérivés incorporés de change	-	-	-	-	-	-	-	-	(41)
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE COUVERTURE DE CHANGE DÉTENUS À DES FINS DE TRANSACTION	**3 544**	**1 772**	**139**	**5 455**	**3 498**	**1 716**	**112**	**5 326**	**(6)**

32.2.3 Dérivés actions

Les dérivés actions intègrent des warrants sur titres Edison d'un montant de 228 millions d'euros.

32.2.4 Contrats dérivés de matières premières non qualifiés de couverture

Les contrats dérivés de matières premières non qualifiés de couverture se décomposent comme suit :

(en millions d'euros)	Unités de mesure	31.12.2006 Notionnels nets	31.12.2006 Juste valeur	31.12.2005 Juste valeur
Swaps		(3)	(6)	5
Options		24	26	(9)
Forwards/futures		454	251	400
Électricité	**TWh**	**475**	**271**	**396**
Swaps		(40)	25	61
Options		4 387	170	951
Forwards/futures		21 585	(18)	(1 377)
Gaz	**Millions de therms**	**25 932**	**177**	**(365)**
Swaps		1 752	(11)	190
Options		3 150	10	48
Forwards/futures		2 766	(12)	12
Produits pétroliers	**Milliers de barils**	**7 668**	**(13)**	**250**
Swaps		(10)	(117)	118
Forwards/futures		76	79	(73)
Frêt		24	81	(22)
Charbon	**Millions de tonnes**	**90**	**43**	**23**
Forwards/futures		25 001	(29)	9
CO_2	**Milliers de tonnes**	**25 001**	**(29)**	**9**
Forwards / futures			21	3
Autres matières premières			**21**	**3**
Dérivés incorporés de matières			**18**	**-**
CONTRATS DE MATIÈRES PREMIÈRES NON QUALIFIÉS DE COUVERTURE			**488**	**316**

Note 33 Autres créditeurs

Les éléments constitutifs des autres créditeurs se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31.12.2006	31.12.2005
Avances et acomptes reçus	4 105	3 749
Dettes sur immobilisations	487	506
Dettes fiscales et sociales	5 231	5 364
Produits constatés d'avance	7 753	7 120
Autres dettes	3 409	3 201
AUTRES CRÉDITEURS	**20 985**	**19 940**
dont :		
- non courant	5 385	5 971
- courant	15 600	13 969

Au 31 décembre 2006, les produits constatés d'avance comprennent pour EDF SA les avances partenaires versées dans le cadre du financement des centrales nucléaires pour 3 077 millions d'euros et les tickets de raccordement pour 2 344 millions d'euros. La rubrique « Autres dettes » intègre les dettes relatives aux engagements de rachat d'intérêts minoritaires donnés pour 202 millions d'euros et aux options d'achat et de vente relatives à l'acquisition de 10 % d'Edipower par Edison pour un montant de 128 millions d'euros ainsi que le paiement différé et le complément de prix sur les titres rachetés au Groupe Mouratoglou (203 millions d'euros) dans le cadre de l'introduction en Bourse d'EDF Energies Nouvelles.

Note 34 Contribution des co-entreprises

Le Groupe détient des intérêts dans des co-entreprises (voir note 39). Comme indiqué dans la note 2.3, ces participations sont consolidées suivant la méthode de l'intégration proportionnelle.

La part des co-entreprises figurant aux bilans et comptes de résultat consolidés s'analyse comme suit :

(en millions d'euros)	Pourcentage d'intégration	Actif courant	Actif non courant	Passif courant	Passif non courant	Chiffre d'affaires	Excédent brut d'exploitation
Au 31 décembre 2006 :							
EnBW	46,07 %	3 345	7 003	2 918	7 598	6 016	996
Edison	51,58 %	1 569	3 625	2 410	2 311	4 434	815
Autres	na	2 167	2 540	1 734	1 665	1 905	311
TOTAL		**7 081**	**13 168**	**7 062**	**11 574**	**12 355**	**2 122**
Au 31 décembre 2005 :							
EnBW	46,12 %	2 635	6 604	2 168	7 402	5 005	905
Edison	51,58 %	1 524	3 661	1 186	3 872	1 010	165
Autres	na	1 219	1 885	1 244	1 268	1 595	245
Total		**5 378**	**12 150**	**4 598**	**12 542**	**7 610**	**1 315**

Note 35 Parties liées

35.1 TRANSACTIONS AVEC LES SOCIÉTÉS DU PÉRIMÈTRE DE CONSOLIDATION 281
35.2 RELATIONS AVEC L'ÉTAT ET LES SOCIÉTÉS PARTICIPATIONS DE L'ÉTAT 281
35.3 RÉMUNÉRATION DES ORGANES D'ADMINISTRATION ET DE DIRECTION 282

Les transactions avec les parties liées s'analysent comme suit :

(en millions d'euros)	Sociétés consolidées par intégration proportionnelle		Sociétés consolidées par mise en équivalence		État ou participations de l'État		Total Groupe	
	31.12.2006	31.12.2005	31.12.2006	31.12.2005	31.12.2006	31.12.2005	31.12.2006	31.12.2005
Chiffres d'affaires	128	110	313	291	481	585	922	986
Achats énergie	223	81	142	119	1 778	1 556	2 143	1 756
Achats externes	-	-	-	20	281	171	281	191
Actifs financiers	17	89	1	3	548	620	566	712
Autres actifs	109	33	21	18	402	511	532	562
Passifs financiers	27	64	1	1	83	-	111	65
Autres passifs	317	309	143	162	590	283	1 050	754

35.1 - TRANSACTIONS AVEC LES SOCIÉTÉS DU PÉRIMÈTRE DE CONSOLIDATION

EDF a conclu différents accords commerciaux avec ses filiales et participations. EDF et EnBW ont notamment conclu, en 2001 pour une durée indéterminée, un accord, prévoyant les modalités de coopération entre les deux sociétés. Ce contrat peut néammoins être résilié à compter de 2007.

Les transactions avec les sociétés en intégration proportionnelle et les sociétés consolidées par mise en équivalence relèvent de la vente et de l'achat d'énergie.

35.2 - RELATIONS AVEC L'ÉTAT ET LES SOCIÉTÉS PARTICIPATIONS DE L'ÉTAT

35.2.1 Relations avec l'Etat

Depuis l'ouverture du capital de la société le 20 décembre 2005, l'État détient 87,3 % du capital d'EDF SA. L'État a ainsi la faculté, comme tout actionnaire majoritaire, de contrôler les décisions sociales requiérant l'approbation des actionnaires.

Conformément à la législation applicable à toutes les entreprises dont l'État est l'actionnaire majoritaire, EDF est soumise à certaines procédures de contrôle, notamment au contrôle économique et financier de l'État, aux procédures de contrôle de la Cour des comptes et du Parlement, ainsi qu'aux vérifications de l'Inspection générale des finances.

Un accord sur le suivi des investissements de croissance externe, conclu entre l'État et le Groupe le 27 juillet 2001, impose des procédures d'agrément préalable et d'information, préalable ou non, de l'État pour certains projets de prise, d'extension ou de cession de participations par le Groupe. Cet accord a par ailleurs mis en place une procédure de suivi des résultats de ces opérations de croissance externe.

Le contrat de service public entre l'État et EDF a été signé le 24 octobre 2005. Ce contrat a pour objet de constituer le cadre de référence des missions de service public que le législateur lui a confiées pour une durée indéterminée, la Loi du 9 août 2004 ne fixant pas de durée au contrat mais imposant simplement qu'un bilan triennal soit présenté au Parlement.

Par ailleurs, EDF participe, à l'instar des autres producteurs d'électricité, à la programmation pluriannuelle des investissements de production arrêtée par le ministre chargé de l'énergie, qui fixe notamment les objectifs en matière de répartition des capacités de production.

Enfin, l'État intervient dans le cadre de la réglementation des marchés de l'électricité et du gaz, notamment pour les autorisations de construction et d'exploitation des installations de production, la fixation des tarifs de vente aux clients non éligibles, des tarifs de transport et de distribution ainsi que du montant de la contribution aux charges de service public de l'électricité.

35.2.2 Relations avec Gaz de France

Depuis 1951, l'ensemble des activités de distribution d'EDF est effectué avec Gaz de France au sein d'un service commun. Depuis le 1er juillet 2004, EDF et Gaz de France ont chacun mis en place leur propre gestionnaire de réseau de distribution. L'opérateur commun des réseaux de distribution d'électricité et de gaz, dénommé EDF Gaz de France Distribution (EGD), assure la gestion du service public de proximité que constituent la distribution des énergies, notamment la construction, l'exploitation et la maintenance des réseaux, le comptage et la gestion de la clientèle non éligible.

EDF et GDF ont conclu en octobre 2004 une convention visant à définir leurs relations vis-à-vis de l'opérateur commun, ses compétences et le partage des coûts résultant de son activité, ainsi que ses modalités de gouvernance.

Par ailleurs, EDF et GDF disposent de trois autres services communs, également régis par des conventions :

- le Centre national d'Expertise et des Relations Professionnelles, entité en charge de la gestion du personnel,
- la Délégation Santé Sécurité,
- la Direction Informatique et Télécommunications (DIT), en charge de certains systèmes d'information.

35.2.3 Relations avec les entreprises du secteur public

Le Groupe réalise des transactions courantes avec les entreprises du secteur public, qui concernent essentiellement la fourniture d'électricité, ainsi que la facturation de l'accès au réseau de transport.

Le retraitement et le transport de combustible nucléaire réalisés par AREVA pour EDF constituent l'essentiel des coûts d'achats d'énergie auprès des sociétés participations de l'État. Les autres achats relèvent de la maintenance des centrales nucléaires auprès du Groupe AREVA.

Les autres actifs sont constitués principalement d'avances relatives à ces contrats d'achat.

Par ailleurs, le Groupe détient des titres AREVA qui font l'objet d'une mention en note 22.3.2.3.

35.3 - RÉMUNÉRATION DES ORGANES D'ADMINISTRATION ET DE DIRECTION

Les principaux dirigeants du Groupe sont le Président du Conseil d'administration, les directeurs généraux délégués, et les membres externes du Conseil d'administration.

La rémunération attribuée en 2006 à ses dirigeants par EDF et les sociétés qu'elle contrôle s'élève à 4,1 millions d'euros. Cette rémunération recouvre les avantages court terme (salaires, part variable versée en 2006, intéressement, jetons de présence et avantages en nature), ainsi que les charges patronales correspondantes.

Par ailleurs, les dirigeants statutairement rattachés au régime des IEG bénéficient des avantages liés au personnel – au sens de la norme IAS 19 – procurés par ce statut. Le coût des services rendus lié à ces avantages pour 2006 a été évalué à 0,3 million d'euros.

En dehors de ce qui est indiqué, les dirigeants ne bénéficient d'aucun autre régime spécifique de retraite, n'ont reçu aucune prime d'arrivée et ne bénéficient pas de primes de départ.

La rémunération attribuée en 2005 à ses dirigeants par EDF et les sociétés qu'elle contrôle s'élève à 3,7 millions d'euros au titre des avantages court terme (y compris charges sociales et jetons de présence).

Dans le cadre de l'ouverture du capital d'EDF en 2005, les dirigeants de l'entreprise ont pu bénéficier des avantages accordés aux salariés : rabais sur le prix des actions, attribution d'actions gratuites et abondement.

Note 36 Environnement

36.1 - QUOTAS D'ÉMISSION DE GAZ À EFFET DE SERRE

Dans le cadre du protocole de Kyoto, la Directive européenne visant à réduire les émissions de gaz à effet de serre par l'attribution de quotas d'émission est entrée en vigueur en 2005 pour une première période de trois ans.

Au sein du Groupe EDF les sociétés concernées par l'application de cette directive sont : EDF SA, EnBW, EDF Energy, Edison, Fenice, Dalkia International et Dalkia Investissement, Bert, Demasz, Kogeneracja, Zielonagora, ECK, Rybnik et ECW.

En 2006, le Groupe a restitué 71 millions de tonnes au titre des émissions réalisées en 2005.

Pour l'année 2006, le volume total des quotas alloués au Groupe et enregistrés dans les registres nationaux s'élève à 83 millions de tonnes (50,7 millions de tonnes pour l'année 2005).

Au 31 décembre 2006, le volume des émissions s'élève à 87 millions de tonnes (56,1 millions de tonnes au 31 décembre 2005). La provision qui résulte des excédents d'émissions par rapport à ces quotas s'élève à 247 millions d'euros.

Les quotas d'émission de gaz à effet de serre à recevoir au titre de l'année 2007 représentent 85 millions de tonnes, évalués à 557 millions d'euros au 31 décembre 2006.

36.2 - CERTIFICATS D'ÉCONOMIES D'ÉNERGIE ET MESURES VISANT À DÉVELOPPER L'UTILISATION DES ÉNERGIES RENOUVELABLES

Le Groupe est engagé dans toutes ses filiales dans un processus de maîtrise de la consommation d'énergie au travers de différentes mesures développées par les législations nationales, sous l'égide de directives communautaires.

Ainsi, la loi française du 13 juillet 2005 instaure un système de certificats d'économies d'énergies. Les sociétés qui vendent de l'électricité, du gaz, de la chaleur ou du froid aux consommateurs finals et dont les ventes excédent un seuil sont soumises sur une période triennale (jusqu'au 30 juin 2009) à des obligations d'économies d'énergies dont elles se libèrent en réalisant directement ou indirectement des économies d'énergies ou en acquérant des certificats d'économies d'énergies. A l'issue de la période considérée, les sociétés concernées justifient de l'accomplissement de leurs obligations en restituant des certificats. A défaut, une pénalité libératoire est acquittée au Trésor.

Pour les sociétés françaises du Groupe, le montant de l'obligation sur la période triennale est de 30,4 TWh.

Au 31 décembre 2006, EDF SA, comme les autres filiales du Groupe ont engagé des actions pour satisfaire à l'obligation de production des certificats en fin de période et les premiers certificats ont été obtenus pour un montant de 0,3 TWh.

Au Royaume Uni, en Pologne et en Italie, des certificats sont obtenus lors de la production d'électricité à base d'énergies renouvelables, pour accroître l'utilisation d'énergies renouvelables en instaurant un système de compensation des coûts de production. Des mécanismes similaires sont engagés pour la cogénération.

Note 37 Événements postérieurs à la clôture

37.1 - PARTENARIAT INDUSTRIEL ENTRE EDF SA ET LE CONSORTIUM EXELTIUM

EDF SA et le consortium Exeltium ont signé le 15 janvier 2007 un protocole d'accord relatif à l'achat d'électricité à long terme, avec plus de 350 TWh de fourniture répartis sur 24 années. Cet accord définit les conditions d'un partenariat industriel et commercial à long terme notamment en termes de volume, prix et partage des risques industriels. Ce consortium regroupe des clients électro-intensifs qui représentent une soixantaine d'entreprises sur 160 sites en France. Le protocole sera présenté aux autorités européennes de la concurrence compétentes, avec l'objectif que les premières livraisons d'électricité soient effectives au cours du 2e trimestre 2007.

37.2 - ACCORD INDUSTRIEL ENTRE EDF SA ET POWEO

L'accord industriel de long terme signé avec Poweo porte sur la fourniture par EDF, pour une période allant de 2007 à 2021, de 160 MW d'électricité de base d'origine nucléaire à des conditions économiques qui reflètent le coût de développement d'un nouveau moyen de production nucléaire. En échange, Poweo mettra à la disposition d'EDF, pour une même puissance et sur une même durée à compter de 2009, une partie de la capacité de production de sa future centrale thermique à cycle combiné gaz de Pont sur Sambre d'une puissance de 412 MW.

37.3 - LANCEMENT DU PROCESSUS DE CESSION DES ACTIVITÉS AU MEXIQUE

EDF a annoncé le 7 février 2007 le lancement du processus de cession de ses activités au Mexique.

37.4 - EXERCICE DES WARRANTS EDISON

Le 1er février 2007, Edison a annoncé que 519 554 810 warrants avaient été exercés à un prix de souscription de 1 euro. En conséquence, Edison a encaissé 519,6 millions d'euros. Dans le cadre de l'opération décrite ci-dessus, le Groupe EDF n'a pas exercé les warrants en sa possession.

Note 38 Transition aux normes IAS 32 et 39 relatives aux instruments financiers

38.1 RAPPROCHEMENT ENTRE LE BILAN IFRS AU 31 DÉCEMBRE 2004 ET LE BILAN D'OUVERTURE AU 1ER JANVIER 2005 284
38.2 ACTIFS FINANCIERS COURANTS ET NON COURANTS 285
38.3 PASSIFS FINANCIERS 285
38.4 TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE 286
38.5 CAPITAUX PROPRES 286

Les effets de la transition aux normes IAS 32 et 39 relatives aux instruments financiers au 1er janvier 2005, par rapport aux montants publiés en 2004, sont rappelés ci-après.

38.1 - RAPPROCHEMENT ENTRE LE BILAN IFRS AU 31 DÉCEMBRE 2004 ET LE BILAN D'OUVERTURE AU 1ER JANVIER 2005

ACTIF *(en millions d'euros)*	Notes	31.12.2004	Reclassement IAS 32/39	Évaluation IAS 32/39	01.01.2005
Écarts d'acquisition		5 371	-	-	5 371
Actifs incorporels		1 288	-	-	1 288
Immobilisations corporelles		97 645	-	-	97 645
Titres mis en équivalence		2 198	-	5	2 203
Actifs financiers non courants	38.2	7 434	13	671	8 118
Impôts différés		944	-	106	1 050
Actif non courant		**114 880**	**13**	**782**	**115 675**
Stocks		6 678	-	-	6 678
Clients et comptes rattachés	38.2	15 782	(2 051)	2	13 733
Actifs financiers courants	38.2	3 121	2 270	299	5 690
Autres débiteurs		5 920	(54)	(3)	5 863
Trésorerie et équivalents de trésorerie	38.4	3 150	678	(8)	3 820
Actif courant		**34 651**	**843**	**290**	**35 784**
TOTAL DE L'ACTIF		**149 531**	**856**	**1 072**	**151 459**

PASSIF *(en millions d'euros)*	Notes	31.12.2004	Reclassement IAS 32/39	Évaluation IAS 32/39	01.01.2005
Capital		8 129	-	-	8 129
Réserves et résultat consolidés		307	-	636	943
Capitaux propres (part du Groupe)	38.5	**8 436**	**-**	**636**	**9 072**
Intérêts minoritaires		899	-	(2)	897
Capitaux propres		**9 335**	**-**	**634**	**9 969**
Provisions pour fin de cycle du combustible nucléaire		13 494	-	-	13 494
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs		12 367	-	-	12 367
Provisions pour avantages du personnel		13 620	-	-	13 620
Autres provisions	38.3	1 999	(1 253)	-	746
Passifs spécifiques des concessions		33 694	-	-	33 694
Passifs financiers non courants	38.3	20 888	47	(299)	20 636
Autres créditeurs		6 479	(46)	5	6 438
Impôts différés		2 929	-	288	3 217
Passif non courant		**105 470**	**(1 252)**	**(6)**	**104 212**
Provisions		4 525	-	-	4 525
Fournisseurs et comptes rattachés	38.3	9 017	(2 346)	(8)	6 663
Passifs financiers courants	38.3	4 899	4 466	394	9 759
Dettes impôts courants		395	-	58	453
Autres créditeurs		15 890	(12)	-	15 878
Passif courant		**34 726**	**2 108**	**444**	**37 278**
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF		**149 531**	**856**	**1 072**	**151 459**

38.2 - ACTIFS FINANCIERS COURANTS ET NON COURANTS

La rubrique « Actifs financiers courants et non courants » passe de 10 555 à 13 808 millions d'euros du fait de la norme IAS 39. Cette variation s'explique comme suit :

(en millions d'euros)	31.12.2004	Reclassements IAS 39	Évaluation IAS 39 au 01.01.2005	01.01.2005
Titres de participations	1 304	(1 304)	-	-
TIAP	4 946	(4 946)	-	-
Autres titres immobilisés	182	(182)	-	-
Autres immobilisations financières	1 162	(1 162)	-	-
Actifs financiers à court terme	2 961	(2 961)	-	-
Total actifs financiers à ventiler avant application de la norme IAS 39	**10 555 (1)**	**(10 555)**		
Actifs financiers disponibles à la vente	-	8 399	568	8 967
Actifs financiers à la juste valeur avec variations de juste valeur en résultat	-	2 837	183	3 020
Actifs financiers détenus jusqu'à l'échéance	-	17	-	17
Prêts et créances financières	-	1 138	2	1 140
Juste valeur positive des dérivés de couverture	-	447	217	664
ACTIFS FINANCIERS	**10 555**	**2 283**	**970**	**13 808 (2)**

(1) 7 434 millions d'euros de part non courante et 3 121 millions d'euros de part courante.
(2) 8 118 millions d'euros de part non courante et 5 690 millions d'euros de part courante.

Le solde des reclassements des actifs financiers selon les catégories d'IAS 39 s'élève à 2 283 millions d'euros et se décompose essentiellement en :

- 2 505 millions d'euros représentatifs de la juste valeur positive de dérivés de EDF Trading reclassés des créances clients en actifs financiers à la juste valeur ;
- (680) millions d'euros de valeurs mobilières de placement qui ont été re-qualifiées en équivalents de trésorerie.

L'impact de l'évaluation des actifs financiers selon IAS 39 est de 970 millions d'euros et se décompose de la manière suivante :

- 568 millions d'euros de revalorisation des actifs financiers disponibles à la vente : il s'agit de la différence entre la valeur de marché des actifs financiers disponibles à la vente et le coût historique des instruments financiers qui ont été classés dans cette catégorie ;
- 183 millions d'euros de revalorisation des instruments financiers classés en actifs financiers à la juste valeur avec les variations de juste valeur en résultat, correspondant essentiellement à :
  - la comptabilisation des options et warrants sur Edison pour 94 millions d'euros ;
  - la juste valeur des autres dérivés de transaction pour environ 220 millions d'euros portant sur des contrats de matières premières qualifiés de dérivés au regard de la norme IAS 39 ;
  - l'impact de l'élimination des contrats internes de matières premières à hauteur de (138) millions d'euros.
- 217 millions d'euros au titre de la juste valeur des dérivés de couverture dont la valorisation des instruments dérivés de couverture d'investissement net à l'étranger de la maison mère à hauteur de 174 millions d'euros.

38.3 - PASSIFS FINANCIERS

(en millions d'euros)	31.12.2004	Reclassements IAS 39	Revalorisation IAS 39 au 01.01.2005	01.01.2005
Emprunts et dettes financières	25 787	418	(296)	25 909
Juste valeur négative des dérivés de transaction	-	3 688	216	3 904
Juste valeur négative des dérivés de couverture	-	407	175	582
PASSIFS FINANCIERS	**25 787 (1)**	**4 513**	**95**	**30 395 (2)**

(1) 20 888 millions d'euros de part non courante et 4 899 millions d'euros de part courante.
(2) 20 636 millions d'euros de part non courante et 9 759 millions d'euros de part courante.

Le solde des reclassements des passifs financiers s'élève à 4 513 millions d'euros et se décompose essentiellement en :

- 2 346 millions d'euros représentatifs de la juste valeur négative des dérivés de transaction de EDF Trading auparavant classés en dettes fournisseurs ;
- 1 227 millions d'euros au titre de la provision pour dépréciation des titres IEB et d'une provision pour risques sur les engagements de rachat d'actions relatifs aux options d'achat et de vente chez EDF SA reclassées en dérivés de transaction ;
- 454 millions d'euros relatifs à la titrisation des créances clients d'EDF Energy reclassés en dettes financières.

L'impact de l'évaluation des passifs financiers selon IAS 39 est de 95 millions d'euros et se décompose de la manière suivante :

- (296) millions d'euros au titre de la valorisation des dettes au coût amorti dont (206) millions d'euros concernant le prêt consenti par le Commissariat à l'énergie atomique (CEA) à EDF et relatif au financement initial de la centrale de Creys-Malville ;
- 216 millions d'euros de valorisation des dérivés de transaction dont les contrats de matières premières qualifiés de dérivés (28 millions d'euros) ainsi que les dérivés incorporés dans les contrats (42 millions d'euros) ;
- 175 millions d'euros de valorisation des dérivés de couverture dont 40 millions d'euros au titre des contrats de matières premières qualifiés de couverture, le solde concernant les swaps de taux et de change qualifiés de couvertures des flux de trésorerie.

38.4 - TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE

Les reclassements de 678 millions d'euros concernent essentiellement un reclassement des valeurs mobilières de placement à court terme en trésorerie.

38.5 - CAPITAUX PROPRES

L'impact de l'application de la norme IAS 39 au 1er janvier 2005 sur les capitaux propres après prise en compte des effets d'impôts s'élève à 634 millions d'euros dont 636 millions d'euros représentant la part du Groupe.

38.5.1 Impact sur les réserves consolidées

L'impact sur les réserves consolidées est de 366 millions d'euros nets d'impôts dont 366 millions d'euros pour EDF SA, 61 millions d'euros pour les filiales ainsi que (61) millions d'euros d'éliminations au niveau du Groupe.

En ce qui concerne EDF SA, l'impact se décompose principalement en :

- 219 millions d'euros au titre de la valorisation des dettes au coût amorti ;
- 94 millions d'euros d'ajustement de provisions pour dépréciation des actifs financiers classés en actifs disponibles à la vente ;
- 205 millions d'euros liés à la comptabilisation des plus-values latentes des dérivés (dont 69 millions d'euros au titre de la juste valeur des dérivés IEB/Edison) ;
- (159) millions d'euros d'impôts.

En ce qui concerne les filiales, l'impact de 61 millions d'euros s'explique essentiellement par la valorisation des actifs financiers à la juste valeur et la reconnaissance des dérivés incorporés.

Enfin au niveau du Groupe, les éliminations portent notamment sur les résultats internes sur les contrats de matières premières.

38.5.2 Impacts sur les réserves recyclables

L'impact sur les réserves recyclables de 274 millions d'euros se décompose comme suit :

- l'impact lié à la réévaluation à la juste valeur des actifs disponibles à la vente est de 363 millions d'euros dont 48 millions d'euros relatifs aux titres Edison ;
- l'impact lié aux gains et pertes des instruments de couverture directement enregistrés en réserves est de (89) millions d'euros et concerne d'une part les contrats de matières premières qualifiés de couverture de flux de trésorerie et d'autre part les swaps de couverture de taux.

Note 39 Périmètre de consolidation

Le périmètre de consolidation se présente comme suit au 31 décembre 2006 :

Nom de l'entité		Adresse du siège social	Quote-part d'intérêt dans le capital	Quote-part des droits de vote détenus	Méthode de consoli-dation	Secteur d'activité	N° Siren
FRANCE							
Électricité de France	(1)	22-30, avenue de Wagram 75382 Paris Cedex 08/France	100	100	Société-mère	P, D, S	552081317
RTE EDF Transport	(1)	Tour Initiale 1, terrasse Bellini - TSA 41000 92919 Paris-La Défense Cedex/France	100	100	IG	T	444619258
ROYAUME-UNI							
EDF Energy	(3)	40 Grosvenor Place, London SW1X 7EN/Angleterre	100	100	IG	P, D, S	
ALLEMAGNE							
EnBW	(3)	Durlacher allee 93 D-76131 Karlsruhe/Allemagne	46,07	46,07	IP	P, D, S, T	
ITALIE							
Edison	(3, 4)	Foro Buonaparte n° 31 20121 Milan/Italie	51,58	50	IP	P, D, S	
Transalpina di Energia (TdE)		Foro Buonaparte n° 31 20121 Milan/Italie	50	50	IP	S	
Italenergia bis		Studio Pirola Corso Montevecchio 39 10129 Torino/Italie	100	100	IG	S	
Wagram 1		Studio Pirola Corso Montevecchio 39 10129 Torino/Italie	100	100	IG	S	
Wagram 4		Studio Pirola Corso Montevecchio 39 10129 Torino/Italie	100	100	IG	S	
Finel		Foro Buonaparte n° 31 20121 Milano/Italie	61,26	61,26	IP	P	
Fenice	(3)	Via Acqui n° 86 10090 Rivoli/Italie	100	100	IG	P	
RESTE DE L'EUROPE							
EDF Trading	(3)	Mid City Place 71, High Holborn/London WC 1V6ED	100	100	IG	S	
EDF International	(1)	20, place de la Défense 92050 Paris-La Défense/France	100	100	IG	S	380415125
ECK Cracovie		Ul. Cieplownicza 1 31-587 Cracovie 28/Pologne	66,26	66,26	IG	P	
Kogeneracja		Ul. Lowieecka 24 50-220 Wroclaw/Pologne	35,61	49,83	IG	P	
ECW		Ul. Swojska 9 80-867 Gdansk/Pologne	77,5	77,48	IG	P	
Rybnik		Ul. Podmiejska 44-270 Rybnik/Pologne	78,5	70,32	IG	P	
Zielona Gora		Elektrocieplownia Zielona Gora ul. Zjednoczenia 103 - 65120 Zielona Gora/Pologne	35,55	99,85	IG	P, D	
Demasz	(3)	Klauzal Ter 9 6720 Szeged/Hongrie	100	100	IG	D	
Bert		Budafoki ut 52 1117 Budapest XI/Hongrie	95,57	95,57	IG	P	
Société d'investissement en Autriche		La Défense 4/Tour EDF 20, place de la Défense 92050 Paris-La Défense Cedex/France	80	80	IG	P	421089913
Groupe Estag		Palais Heberstein/Leonhardstrasse 59 A-8010 Graz/Autriche	20	25	ME	P, S	
SSE		Ulica Republiky c. 5 01047 Zilina/Slovakia	49	49	ME	D	
Motor Columbus		Parkstrasse 27 CH-5401 Baden/Suisse	41,03	36,94	ME	P	

Nom de l'entité	Adresse du siège social	Quote-part d'intérêt dans le capital	Quote-part des droits de vote détenus	Méthode de consoli-dation	Secteur d'activité	N° Siren
Groupe Atel	Bahnhofquai 12 CH-4601 Olten/Suisse	25,78	38,17	ME	P, D, S, T	
EDF Alpes Investissements	Centrale de la Bâtiaz CH-1920 Martigny/Suisse	100	100	IG	S	
Emosson	Centrale de la Bâtiaz CH-1920 Martigny/Suisse	50	50	IP	P	
EDF Belgium	Boulevard Bischoffsheim B-1000 - Bruxelles/Belgique	100	100	IG	P	
Finelex BV	Drentestraat 20 1083 HK Amsterdam/Pays-Bas	100	100	IG	P	
Cinergy Holding Company BV	Burgemeester Haspelslaan 455/F 1181 NB Amstel Veen/Pays-Bas	50	50	IP	P	
Hispaelec	C/Alcala 54-3°Izda 28014 Madrid/Espagne	100	100	IG	P	
Azito O&M SA	Yopougon Niangon Sud-village Azito 23 BP 220 2204 Abidjan/Côte-d'Ivoire	50	50	IP	P	
Azito Énergie	01 B.P. 3963 Abidjan 01/Côte-d'Ivoire	32,85	32,85	IP	P	
Dalkia Holding	37, avenue Maréchal-de-Lattre-de-Tassigny 59350 St-André-lez-Lille	34	34	ME	S	403211295
Edenkia	37, avenue Maréchal-de-Lattre-de-Tassigny 59350 St-André-lez-Lille	50	50	ME	S	434109807
Dalkia International	37, avenue Maréchal-de-Lattre-de-Tassigny 59350 St-André-lez-Lille	50	24,14	IP	S	433539566
Dalkia Investissement	37, avenue Maréchal-de-Lattre-de-Tassigny 59350 St-André-lez-Lille	67	50	IP	S	404434987
Richemont (1)	Centrale sidérurgique de Richemont 57270 Richemont	100	100	IG	P	
EDF Développement Environnement SA (1)	La Défense 4 cœur Défense immeuble 1 90, esplanade du Général-de-Gaulle 92933 Paris-La Défense Cedex/France	100	100	IG	P	380414482
Société pour le Conditionnement des Déchets et Effluents Industriels (Socodei)	Chemin départemental 138 SITE Centraco 30200 Codolet/France	51	51	IG	S	380303107
Société Provençale du Lit Fluidise (Soprolif)	Ancien chemin départemental 6 13590 Meyreuil/France	55	55	IG	P	389091562
Tenesol	ZAC de la Tour, 12-14, allée du Levant 69890 La Tour-de-Salvagny/France	45	45	IP	S	344584818
Cofiva (1)	Cœur Défense, Imm B1, 90, esplanade du Général-de-Gaulle, 92933 Paris-La Défense Cedex/France	100	100	IG	S	380414946
Sofinel	22-30, avenue de Wagram, 75008 Paris/France	54,98	54,98	IG	S	312664824
Électricité de Strasbourg	26, boulevard du Président-Wilson 67953 Strasbourg Cedex 9	74,71	74,71	IG	D	558501912
Vero GmbH	Libertas-Intercount Revisions- und Beratungsgesellschaft WIEN Teinfaltstrasse 4/Autriche	100	100	IG	S	
Tiru SA - Traitement industriel des résidus urbains (3)	Tour Franklin La Défense 8 92042 Paris-La Défense Cedex/France	51	51	IG	S	334303823
EnXco (2)	63-665 19th avenue North Palm Springs California 92258/États-Unis	50	50	IP	S	
EDF Energies Nouvelles (2, 3)	Défense 4 Immeuble 1 90, esplanade du Général-de-Gaulle 92933 Paris-La Défense Cedex/France	50	50	IP	P,S	379677636
Immobilière Wagram Étoile (1)	20, place de la Défense/Tour EDF 92050 Paris-La Défense Cedex/France	100	100	IG	S	414660043
La Gérance Générale Foncière (1)	Immeuble Guynemer 18, rue du Capitaine-Guynemer 92938 Paris-La Défense Cedex/France	99,86	99,86	IG	S	562054510

Nom de l'entité	Adresse du siège social	Quote-part d'intérêt dans le capital	Quote-part des droits de vote détenus	Méthode de consoli-dation	Secteur d'activité	N° Siren
Immobilière PB6	Immeuble Grand Seine, 21, quai d'Austerlitz 75013 Paris/France	50	50	IP	S	414875997
Société Foncière Immobilière et de Location (Sofilo) (1)	Tour EDF, 20, place de la Défense 92050 Paris-La Défense Cedex/France	100	100	IG	S	572184190
Sapar Finance (1)	Site Cap Ampère Les Patios, 1, place Pleyel 93282 Saint-Denis Cedex/France	100	100	IG	S	347889149
Société C2 (1)	1, place Pleyel 93200 Saint-Denis/France	100	100	IG	S	421328162
Société C3 (1)	22-30, avenue de Wagram 75382 Paris Cedex/France	100	100	IG	S	428722714
Société C11	1, place Pleyel 93200 Saint-Denis/France	100	100	IG	S	489967778
RESTE DU MONDE						
Edenor (2)	Azoparado 1025 Piso 171107/Buenos Aires/Argentine	25	25	ME	D	
Ute Norte Fluminense	Avenida Graça Aranha n° 182 ao 9° andar/CEP 20030 - 002 Caixa Postal Rio de Janeiro/Brésil	90	90	IG	P	
Ute Paracambi	Avenida Graça Aranha n° 182 ao 9° andar CAP 20030 Rio de Janeiro/Brésil	100	100	IG	P	
Controladora del Golfo	C/O Compania Mexicana de Gerencia y Operacion SA de CV, Panzacola n° 62, Local 202, Villa Coyoacan, 04000 Mexico DF/Mexique	100	100	IG	P	
Central Anahuac SA de CV	C/O Compania Mexicana de Gerencia y Operacion SA de CV, Panzacola n° 62, Local 202, Villa Coyoacan, 04000 Mexico DF/Mexique	100	100	IG	P	
Central Saltillo SA de CV	C/O Compania Mexicana de Gerencia y Operacion SA de CV, Panzacola n° 62, Local 202, Villa Coyoacan, 04000 Mexico DF/Mexique	100	100	IG	P	
Central Lomas del Real SA de CV	C/O Compania Mexicana de Gerencia y Operacion SA de CV, Panzacola n° 62, Local 202, Villa Coyoacan, 04000 Mexico DF/Mexique	100	100	IG	P	
Altamira	Paseo de la Reforma 287 3er. Piso Colonia Cuauhtemoc, 06500 Mexico DF/Mexique	51	51	IG	P	
Valle Hermoso	C/O Compania Mexicana de Gerencia y Operacion SA de CV, Panzacola n° 62, Local 202, Villa Coyoacan, 04000 Mexico DF/Mexique	100	100	IG	P	
Figlec	27th Floor, n° 1 Tai an office building 38-2, Minzu road Nanning Guangxi/530022/Chine	100	100	IG	P	
Synergie	Laibin Power Plant Post Box 09 Laibin County 546138 Guangxi/Chine	85	85	IG	P	
Shandong Zhonghua Power Company	14 Jing San Road 25001 Jinan/Shandong/Chine	19,6	19,6	ME	P	
Meco	Sun Wah Tower/115 Nguyen Hue Street District 1/Ho Chi Minh City/Vietnam	56,25	56,25	IG	P	
Nam Theun Power Company	Unit 09, That Luang Road, Nong Bone Village PO Box 5862 Vientiane, Lao PDR/Vietnam	35	35	ME	P	

Méthode de consolidation : IG = intégration globale, IP = intégration proportionnelle, ME = mise en équivalence.
Secteurs d'activités : P = Production, D = Distribution, S = Services, T = Transport

(1) Sociétés appartenant au périmètre du régime de l'intégration fiscale pour lequel Électricité de France a opté depuis le 1er janvier 1988.

(2) Suite à l'entrée en vigueur des nouveaux accords d'actionnaires avec le Groupe Mouratoglou et à l'ouverture du capital d'EDF Energies Nouvelles, EDF EN et EnXco sont consolidés par intégration globale au 31.12.2006.

(3) Groupe de sociétés.

(4) Y compris droits de vote potentiels (warrants sauf saving shares).

20.2 - RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES SUR LES COMPTES CONSOLIDÉS DE L'EXERCICE CLOS LE 31 DÉCEMBRE 2006

Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes consolidés

Exercice clos le 31 décembre 2006

Aux actionnaires,

En exécution de la mission qui nous a été confiée par votre Assemblée générale, nous avons procédé au contrôle des comptes consolidés de la société Electricité de France S.A. relatifs à l'exercice clos le 31 décembre 2006, 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.

1. 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 de l'exercice sont, au regard du référentiel IFRS tel qu'adopté dans l'Union européenne, réguliers et sincères et donnent une image fidèle du patrimoine, de la situation financière, ainsi que du résultat de l'ensemble constitué par les personnes et entités comprises dans la consolidation.

Sans remettre en cause l'opinion exprimée ci-dessus, nous attirons votre attention sur les points suivants exposés dans les notes aux comptes consolidés :

- l'évaluation des provisions de long terme liées à la production nucléaire, dont les modalités de détermination sont décrites dans les notes 2.2.1, 29.2 et 29.3, résulte comme indiqué en note 2.2.1 des meilleures estimations de la Direction. Cette évaluation est sensible aux hypothèses retenues en termes de coûts, de taux d'inflation, de taux d'actualisation à long terme, d'échéanciers de décaissements, ainsi qu'à l'issue des négociations en cours avec Areva. La modification de certains de ces paramètres pourrait conduire à une révision significative des provisions comptabilisées ;

- l'approche privilégiée par EDF pour représenter au bilan ses obligations de renouvellement des biens du domaine concédé relevant de la distribution publique d'électricité en France décrite en note 3, repose sur la spécificité des contrats de concessions. Elle consiste à retenir le montant des engagements contractuels tel qu'il est calculé et communiqué annuellement aux concédants dans le cadre des comptes-rendus d'activité. Une approche alternative, fondée sur la valeur actuelle des montants à décaisser pour faire face au renouvellement de ces biens à l'issue de leur durée de vie industrielle, donnerait une représentation différente des obligations vis-à-vis des concédants. Les effets qu'aurait eus l'adoption de cette dernière approche sur les comptes sont présentés à titre d'information dans la note 3. L'évaluation des passifs de concessions est sujette à des aléas, entre autres en termes de coûts et de dates de décaissements.

2. Justification des appréciations

En application des dispositions de l'article L.823-9 du Code de commerce relatives à la justification de nos appréciations, nous portons à votre connaissance les éléments suivants :

Règles et principes comptables

- Nous nous sommes assurés que les notes 2.4, 2.10.2, 2.12 et 3.2 donnent une information appropriée sur les traitements comptables retenus au titre des engagements de rachat d'intérêts minoritaires sur une entité intégrée globalement, des quotas d'émission de gaz à effet de serre et des concessions, domaines qui ne font pas l'objet de dispositions spécifiques ou obligatoires dans le référentiel comptable IFRS tel qu'adopté dans l'Union européenne au 31 décembre 2006.

  S'agissant des concessions, la note 2.12 précise qu'EDF poursuit l'analyse de l'incidence éventuelle de la nouvelle interprétation IFRIC 12 sur les comptes du Groupe ; cette interprétation est actuellement soumise au processus d'homologation de la Commission européenne et sera d'application obligatoire au 1er janvier 2008.

- La note 4 expose les changements comptables résultant d'une part de l'application à compter du 1er janvier 2006 de l'interprétation IFRIC 4 ayant pour objet de « Déterminer si un accord contient un contrat de location » et d'autre part de certains reclassements affectant le compte de résultat.

  Conformément à la norme IAS 8, l'information comparative relative à l'exercice 2005 a été retraitée pour prendre en compte de manière rétrospective ces changements. En conséquence, l'information comparative diffère des comptes consolidés publiés au titre de l'exercice 2005. Dans le cadre de notre appréciation des principes comptables suivis par votre société, nous avons examiné le correct retraitement des comptes de l'exercice 2005 et l'information donnée à ce titre dans la note 4.

Jugements et estimations de la Direction

La note 2.2 décrit les méthodes comptables au titre desquelles la Direction a recours à des jugements et estimations. Nos travaux ont consisté à apprécier ces estimations, les données et les hypothèses sur lesquelles se fondent ces estimations, à revoir, par sondages, les calculs effectués par la société, à comparer les estimations comptables des périodes précédentes avec les réalisations correspondantes, à examiner les procédures d'approbation de ces estimations par la Direction et enfin à vérifier que les notes aux comptes consolidés donnent une information appropriée.

Les appréciations ainsi portées s'inscrivent dans le cadre de notre démarche d'audit des comptes consolidés, pris dans leur ensemble, et ont contribué à la formation de notre opinion exprimée dans la première partie de ce rapport.

3. 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 La Défense et Neuilly-sur-Seine, le 20 février 2007

Les Commissaires aux comptes

KPMG Audit **Département de KPMG S.A.**		**Deloitte & Associés**	
Jean-Luc Decornoy	Michel Piette	Amadou Raimi	Tristan Guerlain

20.3 - RETRAITEMENTS SUR LES COMPTES RELATIFS À L'EXERCICE CLOS LE 31 DÉCEMBRE 2004

Les comptes relatifs à l'exercice clos le 31 décembre 2004 présentés en comparatif des comptes relatifs à l'exercice clos le 31 décembre 2005 établis conformément au référentiel IFRS et publiés dans le Document de Référence 2005 à la section 20.1 (pages 213 à 308) sont inclus par référence dans le présent Document de Référence.

Afin de fournir une information sur les comptes consolidés pour les années 2004, 2005 et 2006 à principes et normes comptables comparables, les effets des changements de méthode comptable et de présentation sur le bilan, le compte de résultat, le tableau de flux de trésorerie et les capitaux propres relatifs à l'exercice clos le 31 décembre 2004, mis en œuvre en 2006 et décrits de manière détaillés dans la note 4 de l'annexe aux comptes consolidés 2006, sont présentés ci-après.

Les comptes consolidés publiés de l'année 2005, retraités des effets des changements de méthode comptable et de présentation intervenus en 2006, sont pour leur part présentés en note 4 de l'annexe aux comptes consolidés relatifs à l'exercice clos le 31 décembre 2006 (voir section 20.1 (« Informations financières historiques ») du présent document).

- Le changement de méthode comptable concerne l'application de l'interprétation IFRIC 4, dont l'objet est de « Déterminer si un accord contient un contrat de location » et qui est entrée en application depuis le 1er janvier 2006.
  Cette interprétation conduit à identifier des accords qui, bien que n'ayant pas la forme juridique d'un contrat de location, transfèrent le droit d'utilisation d'un actif ou d'un groupe d'actifs spécifiques au preneur du contrat, dès lors que le preneur bénéficie d'une part substantielle de la production de l'actif et que le paiement n'est pas dépendant de la production ou du prix du marché.
  Les contrats répondant à ces critères sont alors comptabilisés comme des contrats de location opérationnelle ou financière, selon la norme IAS 17.
  Conformément à IFRIC 4, les effets de cette interprétation ont été appréhendés au 1er janvier 2004.
- Les changements de présentation concernent les coûts d'acheminement de l'énergie, ainsi que les coûts liés aux droits d'émission de gaz à effet de serre, antérieurement respectivement enregistrés dans les rubriques « Autres consommations externes» et « Autres produits et charges opérationnelles ». Ces coûts ont été reclassés au sein de la rubrique « Achats de combustibles et d'énergie » du compte de résultat afin de permettre une lecture plus économique des coûts liés à l'énergie.

20.3.1 Compte de résultat consolidé 2004 retraité des effets des changements de méthode comptable et présentation

Le compte de résultat consolidé présenté au titre de l'exercice 2004 intègre les reclassements des coûts d'acheminement de l'énergie et des coûts liés aux droits d'émission de gaz à effet de serre, l'impact IFRIC 4, ainsi que les incidences de la Loi du 9 août 2004. Ces dernières incidences qui concernent d'une part la réforme du financement du régime spécial de retraite des IEG et d'autre part l'application de l'article 36 de la loi relatif aux concessions, sont expliquées dans la note 7 de l'annexe aux comptes consolidés publiés relatifs à l'exercice clos le 31 décembre 2005.

(en millions d'euros)	2004	reclassements	Impacts IFRIC 4	2004 retraité	impact loi du 9 août 2004	2004 pro forma retraité
Chiffre d'affaires	46 788	-	38	46 826	(638)	46 188
Achats de combustibles et d'énergie	(13 486)	(880)	-	(14 366)	-	(14 366)
Autres consommations externes	(8 748)	880	(58)	(7 926)	-	(7 926)
Charges de personnel	(8 744)	-	-	(8 744)	(301)	(9 045)
Impôts et taxes	(2 827)	-	-	(2 827)	-	(2 827)
Autres produits et charges opérationnels	434	-	-	434	80	514
Excédent brut d'exploitation	**13 417**	**-**	**(20)**	**13 397**	**(859)**	**12 538**
Dotations aux amortissements	(4 842)	-	11	(4 831)	-	(4 831)
(Pertes de valeurs)/reprises	(1 373)	-	-	(1 373)	-	(1 373)
Autres produits et charges d'exploitation	(190)	-	-	(190)	-	(190)
Résultat d'exploitation	**7 012**	**-**	**(9)**	**7 003**	**(859)**	**(6 144)**
Résultat financier	**(5 432)**	**-**	**37**	**(5 395)**	**2 375**	**(3 124)**
Résultat avant impôts des sociétés intégrées	**1 580**	**-**	**28**	**1 608**	**1 516**	**3 124**
Impôt sur les résultats	(1 072)	-	(5)	(1 077)	(533)	(1 610)
Quote-part de resultat net des sociétés mise en équivalence	103	-	1	104	-	104
RÉSULTAT NET CONSOLIDÉ	**611**		**24**	**635**	**983**	**1 618**
dont résultat net part des minoritaires	(13)	-	(1)	(14)	-	(14)
DONT RÉSULTAT NET PART DU GROUPE	**624**		**25**	**649**	**983**	**1 632**

20.3.2 Bilan consolidé 2004 retraité des effets des changements de méthode comptable et de présentation

Le bilan consolidé présenté au titre de l'exercice 2004 intègre les effets de l'application IFRIC 4, ainsi que les effets de l'entrée en vigueur au 1er janvier 2005 des normes IAS 32 et IAS 39 sur la comptabilisation des instruments financiers. La note 38 de l'annexe aux comptes consolidés relatifs à l'exercice clos le 31 décembre 2006 précise les effets de ces derniers reclassements et évaluations au 1er janvier 2005.

ACTIF *(en millions d'euros)*	31/12/2004	Impacts IFRIC4	31/12/2004 retraité	Reclassements IAS 32/39	Evaluation IAS 32/39	01/01/2005 retraité
Goodwill	5 371	-	5 371	-	-	5 371
Autres actifs incorporels	1 288	-	1 288	-	-	1 288
Immobilisations corporelles	97 645	(448)	97 197	-	-	97 197
Titres mis en équivalence	2 198	-	2 198	-	5	2 203
Actifs financiers non courants	7 434	466	7 900	13	671	8 584
Impôts différés	944	20	964	-	106	1 070
Actif non courant	**114 880**	**38**	**114 918**	**13**	**782**	**115 713**
Stocks	6 678	-	6 678	-	-	6 678
Clients et comptes rattachés	15 782	(7)	15 775	(2 051)	2	13 726
Actifs financiers courants	3 121	-	3 121	2 270	299	5 690
Actifs d'impôts courants	1 369	-	1 369	-	-	1 369
Autres débiteurs	4 551	144	4 695	(54)	(3)	4 638
Trésorerie et équivalents de trésorerie	3 150	-	3 150	678	(8)	3 820
Actif courant	**34 651**	**137**	**34 788**	**843**	**290**	**35 921**
Actifs détenus en vue de la vente	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
TOTAL DE L'ACTIF	**149 531**	**175**	**149 706**	**856**	**1 072**	**151 634**

PASSIF *(en millions d'euros)*	31/12/2004	Impacts IFRIC4	31/12/2004 retraité	Reclassements IAS 32/39	Evaluation IAS 32/39	01/01/2005 retraité
Capital	8 129		8 129	-	-	8 129
Réserves et Résultats Consolidés	307	142	449	-	636	1 085
Capitaux propres - part du Groupe	**8 436**	**142**	**8 578**	**-**	**636**	**9 214**
Intérêts minoritaires	899	(2)	897	-	(2)	895
Total des capitaux propres	**9 335**	**140**	**9 475**	**-**	**634**	**10 109**
Provisions pour fin de cycle du combustible nucléaire	13 494	-	13 494	-	-	13 494
Provisions pour déconstructions et derniers cœurs	12 367	-	12 367	-	-	12 367
Provisions pour avantages du personnel	13 620	-	13 620	-	-	13 620
Autres provisions	1 999	-	1 999	(1 253)	-	746
Provisions non courantes	**41 480**	**-**	**41 480**	**(1 253)**	**-**	**40 227**
Passifs spécifiques des concessions	33 694	-	33 694	-	-	33 694
Passifs financiers non courants	20 888	-	20 888	47	(299)	20 636
Autres créditeurs	6 479	-	6 479	(46)	5	6 438
Impôts différés	2 929	60	2 989	-	288	3 277
Passif non courant	**105 470**	**60**	**105 530**	**(1 252)**	**(6)**	**104 272**
Provisions	4 525	-	4 525	-	-	4 525
Fournisseurs et comptes rattachés	9 017	(25)	8 992	(2 346)	(8)	6 638
Passifs financiers courants	4 899	-	4 899	4 466	394	9 759
Dettes impôts courants	395	-	395	-	58	453
Autres créditeurs	15 890	-	15 890	(12)	-	15 878
Passif courant	**34 726**	**(25)**	**34 701**	**2 108**	**444**	**37 253**
Passifs liés aux actifs détenus en vue de la vente	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF	**149 531**	**175**	**149 706**	**856**	**1 072**	**151 634**

20.3.3 Tableau de flux de trésorerie consolidé 2004 retraité des effets des changements de méthode comptable et de présentation

Ainsi que présenté dans le tableau ci-dessous, seule l'application rétrospective de l'interprétation IFRIC 4 a des incidences sur le tableau de flux de trésorerie publié au titre des comptes consolidés relatifs à l'exercice clos le 31 décembre 2006.

(en millions d'euros)	2004	IFRC 4	2004 retraité
Opérations d'exploitation :			
Résultat avant impôt des sociétés intégrées	**1 580**	**28**	**1 608**
Pertes de valeurs	1 373	-	1 373
Amortissements, provisions et variations de juste valeur	8 480	(11)	8 469
Produits et charges financiers	490	(37)	453
Dividendes des sociétés consolidées par mise en équivalence	90	-	90
Plus ou moins-values de cession	(214)	-	(214)
Autres produits et charges sans incidence sur la trésorerie	90	-	90
Variation du besoin en fonds de roulement	473	(32)	441
Flux de trésorerie nets générés par l'exploitation	**12 362**	**(52)**	**12 310**
Frais financiers nets décaissés	(1 096)	37	(1 059)
Impôts sur le résultat payés	(2 047)	-	(2 047)
Impôt et intérêts payés au titre de la décision de la Commission européenne	(1 224)	-	(1 224)
Flux de trésorerie nets générés par les ctivités opérationnelles	**7 995**	**(15)**	**7 980**
Opérations d'investissement :			
Acquisitions de sociétés sous déduction de la trésorerie acquise	(97)	-	(97)
Acquisitions d'immobilisations incorporelles et corporelles	(4 940)	61	(4 879)
Cessions d'immobilisations incorporelles et corporelles	383	-	383
Variations d'actifs financiers	761	(46)	715
Flux de trésorerie nets liés aux activités d'investissement	**(3 893)**	**15**	**(3 878)**
Opérations de financement :			
Emissions d'emprunts	3 865	-	3 865
Remboursements d'emprunts	(7 230)	-	(7 230)
Dividendes versés par la société mère	(321)	-	(321)
Dividendes versés aux minoritaires	(46)	-	(46)
Augmentation de capital souscrite par les minoritaires	43	-	43
Augmentation des passifs spécifiques des concessions	174	-	174
Subventions d'investissement	31	-	31
Autres variations	3	-	3
Flux de trésorerie nets liés aux activités de financement	**(3 481)**	**-**	**(3 481)**
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	**621**	**-**	**621**
Trésorerie et équivalents de trésorerie à l'ouverture	2 497	-	2 497
Incidence des variations de change	21	-	21
Reclassements liés à l'application des normes IAS 32 et 39	-	-	-
Produits financiers sur disponibilités et équivalents de trésorerie	-	-	-
Incidence des autres reclassements	11	-	11
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la clôture	**3 150**	**-**	**3 150**

20.3.4 Tableau de variation des capitaux propres consolidé 2004 retraité des effets des changements de méthode comptable et de présentation

L'effet de la norme IFRIC 4 au 1er janvier 2004 est présenté dans le tableau de variation des capitaux propres consolidé ci-après :

(en millions d'euros)	Capital	Réserves consolidées et résultat	Différences de conversion	Capitaux propres part du groupe	Intérêts minoritaires	Total capitaux propres
Capitaux propres au 1er janvier 2004 IFRS	**8 129**	**(47 259)**	**-**	**(39 130)**	**913**	**(38 217)**
Retraitements liés à l'application d'IFRIC 4 au 01/01/2004	**-**	**127**	**-**	**127**	**(1)**	**126**
Résultat [1]	-	649	-	649	(14)	635
Dividendes distribués	-	(321)	-	(321)	(46)	(367)
Différences de conversion [2]	-	-	64	64	42	106
Effect de la Loi du 9 août 2004 [3]	-	47 167	-	47 167	-	47 167
Autres variations	-	22	-	22	3	25
Capitaux propres retraités de l'incidence d'IFRIC 4 au 31 décembre 2004	**8 129**	**385**	**64**	**8 578**	**897**	**9 475**

[1] *Dont impact IFRIC 4 + 25 millions d'euros sur les capitaux propres part du Groupe.*

[2] *Dont impact IFRIC 4 - 10 millions d'euros sur les capitaux propres part du Groupe.*

[3] *La réforme du financement du régime spécial de retraite des IEG étant intervenue en substance le 31 décembre 2004, EDF a repris les provisions à hauteur de 49 755 millions d'euros. Par ailleurs un montant de (2 392) millions d'euros a été comptabilisé au titre des soultes et contribution de maintien de droits, et un montant de (196) millions d'euros au titre des autres avantages au personnel IEG.*

20.4 - HONORAIRES DES COMMISSAIRES AUX COMPTES

Les honoraires relatifs à l'exercice financier 2006, pour EDF et ses filiales intégrées globalement, pour les missions confiées à ses commissaires aux comptes et à leurs réseaux respectifs, se décomposent comme suit pour chaque réseau :

Audit *(en milliers d'euros)*	Réseau Deloitte Montant (hors taxes)	Réseau Deloitte %	Réseau KPMG Montant (hors taxes)	Réseau KPMG %
Commissariat aux comptes, certification, examen des comptes individuels et consolidés				
• Emetteur	3 218	37,7	2 960	48,8
• Filiales intégrées globalement	3 155	37,0	2 660	43,8
Autres diligences et prestations directement liées à la mission du commissaire aux comptes				
• Emetteur	650	7,6	299	4,9
• Filiales intégrées globalement	803	9,4	0	
Sous-total	**7 826**	**91,7**	**5 919**	**97,5**
Autres prestations rendues par les réseaux aux filiales intégrées globalement				
Juridique, fiscal, social	619	7,3	35	0,6
Autres (à préciser si > 10 % des honoraires d'audit)	89	1,0	114	1,9
Sous-total	**708**	**8,3**	**149**	**2,5**
TOTAL	**8 534**	**100**	**6 068**	**100**

En 2006, les honoraires du réseau KPMG comprennent les diligences opérées dans le cadre de l'ouverture du capital d'EDF Energies Nouvelles.

Le collège des commissaires aux comptes d'EDF a été renouvelé, à compter de l'exercice 2005, pour six ans.

Le montant des honoraires a été validé contradictoirement avec chacun des deux réseaux.

Rappel des informations communiquées au titre de l'exercice financier 2005 :

Audit *(en milliers d'euros)*	Réseau Deloitte Montant (hors taxes)	Réseau Deloitte %	Réseau KPMG Montant (hors taxes)	Réseau KPMG %
Commissariat aux comptes, certification, examen des comptes individuels et consolidés				
• Emetteur	6 968	57,8	4 238	82,2
• Filiales intégrées globalement	2 941	24,4	373	7,2
Autres diligences et prestations directement liées à la mission du commissaire aux comptes				
• Emetteur	838	6,9	229	4,4
• Filiales intégrées globalement	286	2,4	199	3,9
Sous-total	**11 033**	**91,5**	**5 039**	**97,7**
Autres prestations rendues par les réseaux aux filiales intégrées globalement				
Juridique, fiscal, social	569	4,7	0	
Autres (à préciser si > 10 % des honoraires d'audit)	463	3,8	120	2,3
Sous-total	**1 032**	**8,5**	**120**	**2,3**
TOTAL	**12 065**	**100**	**5 159**	**100**

En 2005, les honoraires comprennent les diligences opérées dans le cadre de l'ouverture du capital d'EDF.

20.5 - POLITIQUE DE DISTRIBUTION DE DIVIDENDES

20.5.1 Rémunération de l'Etat

20.5.1.1 Rémunération de l'Etat préalablement à la transformation d'EDF en société anonyme

Entre 2001 et 2003, le mode de calcul du dividende était défini dans le contrat de Groupe signé le 14 mars 2001 entre l'Etat et EDF. Il était égal à 37,5 % du résultat net part du Groupe et devait évoluer entre un minimum (1,5 %) et un maximum (4,5 %) calculés sur l'assiette des capitaux propres part du Groupe.

20.5.1.2 Dividendes versés postérieurement à la transformation d'EDF en société anonyme

Depuis la transformation d'EDF 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 2005, l'assemblée générale annuelle des actionnaires réunie le 9 juin 2006 a décidé la distribution d'un dividende de 0,79 euro par action, soit un montant total distribué de 1 439 170 388,51 euros (déduction faite des actions autodétenues).

20.5.1.3 Dividendes versés au cours des trois dernières années

Le montant des dividendes versés au cours des trois dernières années a été le suivant :

Exercice	Nombre d'actions	Dividende par action	Divdende total distribué en euros déduction faite des actions auto-détenues	Date de versement des dividendes
2003 (*)	-	N.A.	321 311 000,00	17 mai 2004
2004 (*)	1 625 800 000	0,23 euros	373 934 000,00	6 juillet 2005
2005	1 822 171 090	0,79 euros	1 439 170 388,51	20 juin 2006

(*) Rémunération versée à l'Etat.

20.5.2 Politique de distribution

La politique de distribution des dividendes est définie par le Conseil d'administration ; elle prend en compte notamment les résultats et la situation financière de la Société, ainsi que les politiques de distribution de dividendes des principales sociétés françaises et des entreprises internationales du secteur. EDF a actuellement pour objectif un taux de distribution de 50 % du résultat net part du Groupe hors éléments non récurrents. Cet objectif ne constitue cependant en aucun cas un engagement d'EDF et les dividendes futurs dépendront notamment des résultats du Groupe, de sa situation financière et de tout autre facteur jugé pertinent par le Conseil d'administration.

Ainsi, conformément à cet objectif, lors de sa réunion du 20 février 2007, le Conseil d'administration a décidé de proposer à l'Assemblée générale mixte du 24 mai 2007 la distribution d'un dividende égal à 2 113 718 464,40 euros soit 1,16 euro par action. Dans le cas où cette proposition de dividende serait votée, la mise en paiement du dividende s'effectuera dans les trente jours suivant l'Assemblée générale.

20.5.3 Délai de prescription

Les dividendes non réclamés dans un délai de 5 ans à compter de la date de leur mise en paiement sont prescrits au profit de l'Etat.

20.6 - PROCÉDURES JUDICIAIRES ET D'ARBITRAGES

Dans le cours normal de ses activités, le Groupe est impliqué dans un certain nombre de procédures judiciaires, arbitrales et administratives.

Les charges qui peuvent résulter de ces procédures ne sont provisionnées que lorsqu'elles sont probables et que leur montant peut être soit quantifié, soit estimé dans une fourchette raisonnable. Dans ce dernier cas, le montant provisionné est déterminé au cas par cas sur la base de la meilleure estimation possible. Le montant des provisions retenu est fondé sur l'appréciation du niveau de risque au cas par cas et ne dépend pas en premier lieu du stade d'avancement des procédures, étant précisé que la survenance d'événements en cours de procédure peut toutefois entraîner une réappréciation de ce risque.

A l'exception des procédures décrites ci-dessous ainsi que des procédures et/ou enquêtes décrites au Chapitre 6 du présent document, le Groupe EDF (hors filiales et participations dont le Groupe n'assure pas le contrôle opérationnel, notamment EnBW et Dalkia) n'est partie, ou n'a été partie au cours des douze derniers mois, à aucune procédure judiciaire, gouvernementale ou d'arbitrage quelconque ayant eu dans un passé récent, ou dont la direction du Groupe estime que le résultat probable pourrait raisonnablement avoir dans le futur, une incidence négative significative sur ses résultats, son activité ou sa situation financière consolidée.

Les procédures et litiges éventuels concernant EnBW ne peuvent être inclus dans cette déclaration dans la mesure où EnBW, elle-même cotée sur les bourses de Francfort et de Stuttgart, ne communique pas sur ces éléments de manière aussi détaillée que les sociétés françaises. Toutefois, EDF n'a pas connaissance de procédures ayant eu dans un passé récent, ou dont la direction du Groupe EDF estime que le résultat probable pourrait raisonnablement avoir dans le futur, une incidence négative significative sur la situation financière consolidée, autres que celles ayant été rendues publiques en Allemagne ou ayant fait l'objet d'une provision dans les comptes d'EnBW. Concernant Dalkia, EDF ne détient que 34 % du capital social de cette société, le solde étant intégralement détenu par Véolia Environnement.

20.6.1 Procédures concernant EDF

Aides d'Etat

Par une lettre du 16 octobre 2002, la Commission européenne a engagé une procédure contre la France considérant qu'une aide d'Etat aurait été consentie à EDF à l'occasion de la restructuration de son bilan au 1er janvier 1997. Par décision en date du 16 décembre 2003, la Commission a fixé le montant de l'aide à rembourser à 889 millions d'euros en principal. Le 11 février 2004, l'Etat a émis à l'encontre d'EDF un titre de perception pour 1 224 millions d'euros comprenant le principal de l'aide d'Etat à rembourser et les intérêts, qui a été payé par EDF. Le 27 avril 2004, EDF a déposé un recours en annulation de la décision de la Commission devant le Tribunal de Première Instance des Communautés Européennes. Le 14 novembre 2004, l'Etat a déposé un mémoire en intervention à l'appui du recours d'EDF. A la date du présent document, la date de l'audience n'a pas encore été fixée.

Centrale de Saint Chamas/Etang de Berre

En 1999, le syndicat professionnel « Coordination des pêcheurs de l'étang de Berre » (ci-après « le syndicat ») a initié une action pour « voie de fait » devant la juridiction civile à l'encontre d'EDF, au motif notamment que l'autorisation d'exploitation de la centrale hydroélectrique de Saint-Chamas n'était pas valide car ne répondant pas aux critères environnementaux de deux conventions internationales relatives à la protection de la Méditerranée et de ses lagunes contre la pollution d'origine terrestre : la Convention de Barcelone (du 17 février 1976) et le Protocole d'Athènes (du 17 mai 1980). Dans la mesure où ces deux textes ont été approuvés au niveau communautaire, mais n'ont pas fait l'objet de mesures de transposition ou d'application en droit français, la demande du syndicat a été rejetée par le Tribunal de grande instance de Marseille et par la Cour d'appel d'Aix-en-Provence. La Cour de cassation a interrogé, par renvoi préjudiciel, la Cour de justice des Communautés européennes (« CJCE ») sur l'applicabilité directe de ces conventions en droit français. Le 15 juillet 2004, la CJCE a considéré que les dispositions des textes étaient claires et précises, donc applicables directement en droit français. La Cour de cassation a, en conséquence, par un arrêt du 8 mars 2005 renvoyé le litige devant la Cour d'appel de Lyon. L'audience s'est tenue le 4 décembre 2006 et le jugement a été rendu le 22 janvier 2007. La voie de fait alleguée n'a pas été retenue car le défaut d'adaptation aux critères prévus par les conventions internationales de l'autorisation de rejets de la centrale dont bénéficiait régulièrement EDF (consigne d'exploitation du 22 avril 1997) ne pouvait être analysé comme une irrégularité suffisamment grossière au regard du fonctionnement de l'ouvrage public. Le syndicat des pêcheurs a introduit le 29 mars dernier un recours en cassation contre l'arrêt de la Cour d'appel de Lyon du 22 janvier 2007.

Par ailleurs, une mise en demeure a été adressée par la Commission européenne à l'Etat français en 1999 puis un avis motivé en 2000 suite à un autre recours du même syndicat auprès de ladite Commission. La réponse de la France ayant été jugée insatisfaisante, la CJCE saisie par la Commission a jugé, par un arrêt du 7 octobre 2004, que la France avait manqué à ses obligations en ne prenant pas toutes les mesures nécessaires à l'application en France des conventions internationales et que la consigne d'exploitation de 1997 ne répondait pas aux critères prévus par ces conventions. Le 25 février 2005, le gouvernement français a adressé à la Commission européenne une note indiquant notamment que :

- un nouveau décret allait modifier le cahier des charges initial de la concession dans un délai d'un an ;
- il serait prévu une phase d'expérimentation de quatre ans pendant laquelle des mesures visant à réduire les variations de salinité par une régulation des rejets d'eau douce seraient prises;
- une réduction des rejets de limons serait conduite pour atteindre 60 000 tonnes par an ;
- cette expérimentation serait supervisée par un comité scientifique international.

Le 14 décembre 2005, la Commission européenne a adressé au gouvernement français une nouvelle mise en demeure en considérant insuffisantes les mesures proposées. Début mars 2006, le gouvernement français a fait des propositions complémentaires à la Commission tendant à réduire de manière significative les rejets en eau douce.

Après diverses négociations entre l'Etat et la Commission, les seuils de rejets d'eau douce ont finalement été portés à 1,2 milliard de m^3 et une contrainte de salinité minimum à respecter dans l'Etang a été imposée.

Le 9 décembre 2006, le décret de modification du cahier des charges de la concession qui intègre les seuils de rejets d'eau douce et la contrainte de salinité négociés avec la Commission, a été publié et une nouvelle saisine de la CJCE semblerait actuellement écartée en attendant les résultats de l'expérimentation.

EDF considére que les nouvelles contraintes de rejets d'eau douce, issues de ce décret auront un impact non négligeable sur le niveau de production de la centrale de Saint-Chamas.

Syndicat National des Producteurs Indépendants (« SNPIET »)

EDF a été condamnée en 1996 par le Conseil de la Concurrence sur le fondement d'abus de position dominante pour avoir fait obstacle à la signature de contrats d'achat d'électricité avec des producteurs indépendants. Le SNPIET ainsi qu'une vingtaine de producteurs ont, suite à cette condamnation, introduit une action en paiement de dommages et intérêts pour un montant de 70 millions d'euros devant le Tribunal de commerce de Paris.

Par arrêt en date du 2 juillet 2002, la Cour d'Appel de Paris a annulé pour défaut de compétence des juridictions de l'ordre judiciaire la décision du Tribunal de commerce de Paris accueillant partiellement cette demande, et la Cour de Cassation, dans un arrêt en date du 29 septembre 2004, a confirmé la compétence de la juridiction administrative.

Le 12 décembre 2005, EDF a reçu du SNPIET un recours gracieux valant demande préalable, nécessaire pour lier le contentieux devant le juge administratif. Dans le cadre de cette demande, le SNPIET réclame 160 millions d'euros.

Par un courrier en date du 9 février 2006, EDF a rejeté la demande préalable des producteurs, ce qui a conduit 11 de ces derniers à déposer le 11 juin 2006 un recours en indemnisation devant le tribunal administratif de Paris qui a renvoyé ces requêtes devant les tribunaux administratifs localement compétents.

Amiante

EDF a, par le passé, utilisé des matériaux contenant de l'amiante. Ainsi, certains personnels, notamment des métiers de la maintenance des centrales thermiques, ont pu être exposés, principalement avant les mesures de substitution ou de protection mises en place par EDF, à partir de la fin des années 1970.

En France, EDF a fait l'objet, de 1997 à fin décembre 2006, d'environ 400 actions contentieuses en reconnaissance de faute inexcusable en relation avec une exposition à l'amiante de son personnel en milieu professionnel. La reconnaissance d'une faute inexcusable peut entraîner le versement d'indemnités complémentaires à la charge de l'employeur aux victimes ou à leurs ayants droit.

Depuis juin 2004, EDF a décidé de ne plus faire appel, à l'encontre des agents, des décisions prises par les Tribunaux des Affaires de Sécurité Sociales (« TASS ») en ce qu'elles reconnaissent la faute inexcusable de l'employeur (FIE).

A fin décembre 2006, le montant cumulé des condamnations définitives d'EDF s'agissant d'actions contentieuses en reconnaissance de FIE s'élève à environ 14,5 millions d'euros.

Au 31 décembre 2006, une provision d'environ 30 millions d'euros est comptabilisée dans les comptes d'EDF au titre des contentieux d'indemnisation des victimes en matière d'amiante.

Direct Energie

Le 16 mars 2006, Direct Energie a assigné EDF devant le Tribunal de commerce de Paris pour abus de position dominante et pratique discriminatoire, sur les fondements de l'article 82 du Traité CE et des dispositions du code de commerce, au motif qu'EDF lui a refusé le bénéfice des tarifs de cession. Direct Energie souhaite obtenir d'EDF un tarif comparable a celui fixé pour les Distributeurs Non Nationalisés (DNN). Selon Direct Energie, le niveau de ces tarifs de cession confère aux DNN, un avantage concurrentiel discriminatoire à l'égard des autres fournisseurs en général et de Direct Energie en particulier, compromettant ainsi gravement son développement économique.

Direct Energie estime le préjudice subi pour l'année 2006 à 28 millions d'euros sur la base de son contrat de fourniture. Devançant le moyen de défense d'EDF selon lequel ce dernier n'a fait qu'appliquer la loi, Direct Energie prétend que les dispositions légales et réglementaires nationales ne peuvent justifier une pratique d'abus de position dominante et qu'en outre ces dispositions nationales sont contraires aux règles de concurrence communautaires. Direct Energie demande ainsi au Tribunal de commerce de Paris de prendre l'avis le cas échéant de la Commission européenne ou encore de poser une question préjudicielle à la Cour de Justice des Communautés Européennes. Direct Energie s'est désisté de son action en décembre 2006.

Direct Energie a ensuite saisi le Conseil de la concurrence, le 22 février 2007, au sujet d'abus de position dominante qui auraient été, selon cette société, mis en oeuvre par EDF. Cette saisine a été accompagnée d'une demande de mesures conservatoires.

Sur le fond, la société Direct Energie soutient que EDF abuserait de son pouvoir sur le marché intermédiaire de l'accès à l'énergie et/ou aux capacités de production et verrouillerait structurellement à son profit la concurrence dans l'ensemble du secteur.

Considérant en outre notamment que ces pratiques, d'une part, « *portent une atteinte grave à Direct Energie en condamnant son développement et son existence même sur le marché aval* » et, d'autre part, constituent une atteinte aux intérêts des consommateurs ainsi qu'aux intérêts du secteur, la société Direct Energie demande le prononcé de mesures conservatoires visant, en particulier, à « *proposer à Direct Energie, pour les besoins de son activité de fourniture d'électricité en France (...) une offre d'approvisionnement en énergie nucléaire (...) répondant à des conditions de prix, de volumes et de durée équivalentes à celles appliquées par EDF dans ses cessions internes d'énergie (...)* ».

EPR

Divers recours, concernant les travaux préparatoires de l'EPR, ont été déposés par des associations devant le tribunal administratif de Caen :

- un recours en référé pour la suspension des travaux datant du 11 octobre 2006, contre le permis de construire. L'audience devant le Tribunal administratif de Caen est intervenue le 24 octobre et le recours a été rejeté le 26 octobre 2006 pour défaut d'urgence ;
- deux recours en annulation contre le permis de construire délivré par le préfet, déposés le 23 août et le 11 octobre 2006 et deux recours en annulation datant du 11 septembre 2006 contre l'autorisation de travaux sur le domaine public maritime et celle relative aux installations et travaux divers délivrées par le préfet. Ces divers recours ont été rejetés par jugement du Tribunal administratif de Caen en date du 15 mars 2007.

Litiges en matière sociale

EDF est partie prenante à un certain nombre de litiges en matière sociale avec des salariés concernant notamment le calcul et la mise en œuvre du temps de repos. EDF estime qu'aucun de ces litiges, pris isolément, n'est susceptible d'avoir un impact significatif sur son résultat financier et sa situation financière. Toutefois, s'agissant de situations qui sont susceptibles de concerner un grand nombre de salariés d'EDF en France, ces litiges pourraient présenter un risque systémique qui pourrait avoir un effet négatif significatif sur les résultats financiers du Groupe.

Le Groupe est également partie à un certain nombre de contentieux avec les organismes sociaux. Le principal contentieux oppose EDF à l'URSSAF de Toulouse concernant l'inclusion dans l'assiette de cotisation de certaines primes, indemnités et autres avantages en nature. Au 31 décembre 2006, une provision de 266 millions d'euros figurait dans les comptes consolidés d'EDF au titre des litiges avec les organismes sociaux (voir note 29.6.3 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2006).

Litiges en matière environnementale

Du fait de son activité industrielle, le Groupe est partie à divers litiges environnementaux, en particulier en matière de dépollution des sols. A la date d'enregistrement du présent Document de Référence, le Groupe estime qu'aujourd'hui, aucun de ces litiges, pris isolément, n'est susceptible, si leur résolution devait être défavorable à EDF, d'avoir un effet négatif significatif sur les résultats financiers du Groupe.

Litiges en matière fiscale

Le contrôle fiscal d'EDEV conduit en 2005 sur les exercices 2002 et 2003 s'est traduit par une proposition de rappel d'impôt sur les sociétés de 14,5 millions d'euros. Dès lors qu'un désaccord sur les rectifications proposées persisterait à l'issue de l'instruction par l'administration fiscale de la réclamation contentieuse présentée, EDEV pourrait soumettre ce litige à l'appréciation du juge de l'impôt.

Par ailleurs, à la suite d'un contrôle sur pièces, EDF a reçu en 2004 une proposition de rectification de son résultat fiscal déclaré au titre de l'exercice 2001. Après contestation, cette proposition de rectification a été abandonnée par l'Administration et la provision correspondante d'un montant de 15,8 millions d'euros comptabilisée dans les comptes sociaux d'EDF au 31 décembre 2004 a été reprise au 30 juin 2006.

20.6.2 Procédures concernant les filiales d'EDF

• RTE – EDF Transport

Convention de loyer annuel conclue avec la SNCF

RTE a dénoncé en décembre 2001 la convention signée le 22 décembre 1999 conclue avec la SNCF au titre de laquelle RTE-EDF Transport versait à la SNCF, en rémunération de l'usage par RTE-EDF Transport des ouvrages et installations du réseau électrique haute tension de transport remis en dotation à la SNCF par la loi du 30 décembre 1982, un loyer annuel de 21,5 millions d'euros. RTE-EDF Transport verse depuis la dénonciation de la convention un loyer annuel de 3,1 millions d'euros. Cette rémunération est fondée sur les principes utilisés par la CRE pour rémunérer les actifs de RTE-EDF Transport.

Par une requête enregistrée le 22 février 2002, la SNCF a engagé contre RTE-EDF Transport une procédure contentieuse devant le Tribunal administratif de Paris visant à contester le nouveau montant du loyer annuel versé à la SNCF par RTE-EDF Transport et à réclamer la différence avec le loyer initial. RTE-EDF Transport estime que ce litige ne devrait pas se traduire par l'obligation de payer la différence entre le loyer initial et celui effectivement réglé dans la mesure où le loyer initial est considéré par RTE-EDF Transport comme ayant été largement surévalué.

Ce litige s'inscrit dans le cadre des discussions en cours entre la SNCF et RTE-EDF Transport sur le prix du transfert de ce réseau à RTE-EDF Transport.

Transfert des lignes haute tension remises en dotation à la SNCF

Les lignes haute tension remises en dotation à la SNCF le 1er janvier 1983 en vertu de la loi du 30 décembre 1982 d'orientation des transports intérieurs doivent, conformément à la Loi du 9 août 2004 et en tant qu'ouvrages relevant du réseau public de transport d'électricité, être transférées à titre onéreux à RTE-EDF Transport dans un délai d'un an à compter de la création de cette société.

Une cession de ces ouvrages avait été envisagée dès 2002 par la SNCF et RTE qui s'étaient alors rapprochés en vue de déterminer la valeur de ces ouvrages sur la base de critères objectifs. Cependant, cette démarche de valorisation s'était heurtée à une divergence d'appréciation, la valorisation maximale de ces ouvrages retenue par RTE était de 80 millions d'euros tandis que la valorisation minimale souhaitée par la SNCF/RFF s'élevait à 200 millions d'euros. Le ministère de l'Industrie a nommé fin 2003 un médiateur à l'Inspection Générale de Finances (IGF) pour régler le différend entre la SNCF et RTE sur la valeur de ces ouvrages.

A la date du présent document, aucune conclusion officielle sur cette question n'a été rendue par le médiateur de l'IGF.

En outre, la Loi du 9 août 2004 prévoit, à l'issue du délai d'un an mentionné précédemment, une commission ad hoc de trois membres présidée par un magistrat de la Cour des comptes pour trancher tout différend éventuel dans un délai de 6 mois à compter de sa saisine. La décision de cette commission est susceptible d'être contestée devant la juridiction administrative. A la date du présent document, cette commission n'avait toujours pas été saisie.

• Edison

Assignation par ACEA SpA concernant la participation d'Edison dans Edipower

En mai 2006, ACEA Spa (« ACEA »), Régie de Rome, avait adressé une plainte au gouvernement italien, ainsi qu'aux autorités italiennes de la régulation (AEEG) et de la concurrence (AGCM) au motif que la prise de contrôle conjoint d'Edison par EDF et AEM aurait eu pour conséquence le franchissement de la limite de 30 % d'entreprises publiques au capital de la société Edipower (limite fixée par le décret du Président du Conseil des ministres italien en date du 8 novembre 2000 définissant les règles applicables à la privatisation des sociétés (appelées Gencos) alors détenues par Enel SpA).

Le 7 juillet 2006, l'AGCM avait rendu un avis (« segnalazione ») dans lequel elle soutenait la position d'ACEA et demandait officiellement au gouvernement et au parlement italiens que des mesures soient prises afin de faire respecter les termes du décret du 8 novembre 2000.

En août 2006, EDF, IEB et WGRMH Holding 4 (ainsi qu'Edison, AEM Milan, Delmi, Edipower, AEM Turin, ATEL et TdE) ont été assignées par ACEA devant le Tribunal civil de Rome.

Selon ACEA, le dépassement de ce seuil serait une violation de la législation applicable et pourrait avoir un impact négatif sur le marché de l'énergie au détriment de la concurrence et de l'intérêt final des consommateurs.

ACEA demande donc au Tribunal :

- de constater la nature déloyale du comportement d'EDF et d'AEM ;
- d'obliger EDF et AEM à céder leurs participations de manière à descendre sous le seuil de 30 % et de leur interdire de prélever et d'utiliser l'énergie pour la part qui excède les 30 % ;
- de l'indemniser de son préjudice dont le montant est actuellement en cours d'évaluation.

ACEA a d'autre part indiqué qu'elle demanderait au Tribunal de prendre des mesures conservatoires afin de préserver ses intérêts dans l'attente du jugement sur le fond.

L'audience est fixée au 24 mai 2007. Il est cependant vraisemblable que le juge fixera une première audience avant cette date afin de se prononcer sur la demande de mesures conservatoires demandées par ACEA.

Depuis janvier 2007, Endesa est partie à la procédure contre EDF et AEM, sans que cela n'ait toutefois d'incidence sur le déroulement et le calendrier de la procédure.

Assignation par Carlo Tassara relative aux warrants Italenergia Bis

Italenergia Bis (IEBIS) est une société holding italienne qui, en 2002, détenait 63 % du capital de la société italienne Edison. Les actionnaires d'IEBIS étaient, à l'époque, Electricité de France (EDF), Carlo Tassara, Fiat et trois banques italiennes.

Afin d'acquérir le contrôle d'IEBIS, et ensuite d'Edison, EDF a conclu en septembre 2002 avec chacun des actionnaires d'IEBIS, un accord de Put et de Call, lui donnant le droit (et potentiellement l'obligation) d'acquérir, en 2005, la totalité de leurs participations respectives dans IEBIS. Les accords de Put et de Call conclus avec les actionnaires d'IEBIS, autres que C. Tassara, portaient sur les actions IEBIS, ainsi que sur des warrants IEBIS détenus par chacun d'entre eux. L'accord passé avec C. Tassara était limité, à la demande expresse de C. Tassara, à ses actions IEBIS (représentant 20 % du capital de la société).

Des discussions et plusieurs échanges de lettres ont eu lieu ultérieurement (en novembre et décembre 2002), entre EDF et C. Tassara, sur une éventuelle modification de l'accord de Put et de Call, pour y inclure les warrants IEBIS de C. Tassara, en contrepartie, pour EDF,

d'un droit de préemption sur des actions Edison détenues par C. Tassara. Les parties n'étant jamais parvenues à s'entendre sur ces modifications, l'accord de Put et de Call du 16 septembre 2002 est donc resté limité aux actions IEBIS.

Le 20 avril 2005, C. Tassara a, comme les autres actionnaires d'IEBIS, exercé son Put sur ses actions IEBIS, et la réalisation de la cession des titres s'est déroulée le 26 juillet 2005.

Le 14 avril 2006, C. Tassara a assigné devant le Tribunal civil de Milan, EDF, IEBIS, les administrateurs d'IEBIS et Transalpina di Energia (TdE) afin qu'EDF exécute son prétendu engagement d'acheter ses warrants IEB pour un prix de 20,4 millions d'euros.

En sus de sa demande principale, des demandes subsidiaires de C. Tassara se réfèrent à la vente par IEBIS à TdE de sa participation de contrôle dans Edison, opération qu'il considère contraire à l'intérêt social d'IEBIS et en conséquence de laquelle il demande l'annulation de la vente et des dommages et intérêts d'un montant d'environ 122 millions d'euros.

Les conclusions ont été déposées par tous les défendeurs en décembre 2006. Parmi ses moyens de défense, EDF a contesté la compétence du Tribunal de Milan au motif que l'accord de Put & Call signé en septembre 2002 avec C. Tassara prévoit la compétence d'un tribunal arbitral siégeant à Genève. EDF, a parallèlement déposé le 7 novembre 2006 une demande d'arbitrage devant la Chambre de Commerce et d'Industrie de Genève.

L'audience devant le Tribunal de Milan devrait avoir lieu au plus tôt en novembre 2007.

Procédure d'arbitrage relative à la vente d'Ausimont
La procédure d'arbitrage initiée le 11 mai 2005 par Solvay Sa et Solvay Solexis Spa, à l'encontre d'Edison, à la suite de plusieurs litiges entre les parties concernant les déclarations et garanties prévues dans le contrat portant sur la vente par Edison de sa participation dans Agorà Spa (société mère de Ausimont Spa), vient de connaître la clôture de son instruction au cours de l'audience de mars 2007. Lors de cette même audience le tribunal arbitral a donné un terme aux parties pour remettre leurs conclusions.

Procédure initiée par les actionnaires d'épargne et UBS en raison du préjudice causé par la fusion-absorption d'Edison par Italenergia
Le 9 août 2002, le représentant des actionnaires d'épargne a attaqué la délibération de l'assemblée extraordinaire d'Edison du 27 juin 2002 qui à décidé la fusion par absorption d'Edison dans Italenergia. Il demandait la suspension de l'exécution de la décision, l'annulation de la décision et la reconnaissance de la responsabilité d'Edison pour tous les dommages causés aux actionnaires d'épargne provenant de la fusion.

Le 9 octobre 2002, le Tribunal de Milan a refusé la demande de suspension de la fusion.

Le 29 avril 2003, UBS s'est constituée volontairement et a demandé la condamnation d'Edison à l'indemnisation des dommages subis pour la perte de valeur des actions Edison ainsi que pour la fixation d'un rapport d'échange pénalisant pour les actionnaires d'Edison et donc d'UBS.

L'expert désigné par le Tribunal a rendu son rapport dans lequel il relève que bien que les critères utilisés étaient corrects, la procédure d'évaluation était entachée de quelques manquements (absence d'utilisation de méthode de contrôle) et d'erreur d'application des critères pouvant entraîner des dommages pour les actionnaires d'épargne.

Le dossier n'a pas connu de développements significatifs depuis la remise par l'expert de son rapport.

Actions initiées par des salariés en raison de leur exposition à l'amiante ou à d'autres substances chimiques nocives
Au cours de ces dernières années, Edison a dû faire face à une augmentation significative du nombre de demandes visant à l'octroi de dommages et intérêts en raison de la mort ou de la maladie de salariés qui auraient été la conséquence de leur exposition à plusieurs formes d'amiante dans différentes usines appartenant à Montedison (aujourd'hui Edison) ou en raison d'autres procédures judiciaires reprises par Edison à la suite d'opérations d'acquisition de sociétés. Edison a décidé de constituer une provision dans ses comptes, venant s'ajouter à celles créées spécialement pour certains litiges en cours, pour un montant estimé sur la base d'une moyenne entre la valeur des demandes de dommages et intérêts reçues et payées par Edison dans des affaires similaires au cours des dernières années et celles reçues par Edison à cette date en raison de procédures judiciaires et extrajudiciaires.

Par ailleurs, Edison est partie à plusieurs procédures pénales initiées par des anciens salariés de sociétés du groupe Edison ou leurs ayants-droits, en raison de leur exposition à des substances chimiques nocives émises par les installations Montedison (transférées depuis à Enimont).

Litiges en matière environnementale
Edison est partie à plusieurs procédures pénales en cours concernant des dommages causés par le fonctionnement d'usines chimiques de Montedison (établissements pétrochimiques de Porto Marghera, Brindisi, Mantua, Priolo (Syracuse) et Cesano Maderno) du groupe avant leur cession à Enimont. Les procédures pénales incluent également des actions initiées par des tiers fondées sur des atteintes corporelles liées aux dommages environnementaux allégués.

• EDF Energy

Litige relatif à Powerlink.
EDF Energy détient une participation de 80 % dans le consortium Powerlink qui a remporté en 1998 un contrat de 30 ans pour maintenir et moderniser le réseau haute tension de distribution électrique du métro de Londres, London Underground Limited (« LUL »).

Le contrat prévoit la possibilité pour LUL de prononcer une pénalité à l'encontre de Powerlink en cas de défaillances du réseau, incluant notamment le droit de prononcer un avertissement si un certain niveau de pénalités est atteint au cours de 8 périodes consécutives de 4 semaines.

Le 28 septembre 2005, Powerlink a reçu de LUL un premier avertissement à la suite de défaillances du réseau. Le 15 mars 2006, LUL a émis un second avertissement à l'encontre de Powerlink à la suite de plusieurs pannes du réseau. A compter de cette date, LUL disposait du droit de résilier le contrat.

Toutefois, depuis l'émission du premier avertissement, LUL et Powerlink ont engagé un processus de modification de certaines sections du contrat. LUL a décidé, sans préjudice des droits de résiliation qu'il possède aux termes du contrat, d'en limiter l'exercice tant que la renégociation se poursuivrait de façon satisfaisante.

Début 2007, les parties ont finalisé leurs négociations. La signature de l'avenant au contrat est intervenue le 20 mars 2007, suite à l'approbation des modifications par le bailleur de fonds.

• Motor Columbus

Recours d'AEM MILAN contre la décision de la Commission Fédérale des Banques suisse d'autoriser l'OPE de Motor Columbus sur ATEL
AEM Milan, actionnaire minoritaire d'Atel, a demandé à la Commission des OPA suisse (COPA) et à la Commission Fédérale des Banques suisse (CFB) qu'une OPA soit lancée par MOTOR COLUMBUS (MC) sur les titres Atel détenus par le public (environ 9 % du capital d'Atel, y compris la participation de AEM Milan).

Selon AEM Milan, l'opération prévue par MC, une OPE suivie immédiatement d'une fusion à l'envers de MC dans Atel, ne permettait pas aux actionnaires minoritaires d'Atel de céder leurs titres, ce qui serait contraire à l'esprit du droit suisse des offres publiques.

Suite aux recours d'AEM Milan, MC a modifié son prospectus d'OPE le 1er juin 2006, afin, notamment, de reporter au plus tôt à la fin 2006 la prise de décision relative aux modalités de rapprochement entre MC et Atel.

Par décision du 4 juillet 2006, la CFB a validé l'OPE modifiée. Début septembre 2006, AEM Milan a fait appel, auprès du Tribunal Fédéral suisse, de la décision de validation de la CFB et a confirmé sa demande qu'une OPA soit lancée par MC sur les titres d'Atel dans le public.

Par jugement du 27 février 2007, rendu public le 20 mars 2007, le Tribunal fédéral suisse a rejeté la requête d'AEM Milan. Il n'a pas jugé au fond et a constaté qu'AEM Milan ne pouvait se voir reconnaître la qualité de partie dans cette procédure. La décision de la CFB devient donc exécutoire, et l'OPE est, de ce fait, reconnue conforme à la loi.

• BERt et EC ZIELONA GORA S.A.

Recours contre la décision de la Commission européenne en matière d'aides d'Etat
Le 3 mars 2006 BERt filiale du Groupe EDF et le 12 mai 2006 EC Zielona Gora S.A., une filiale de production, de ZEW Kogeneracja S.A., elle-même contrôlée par le groupe EDF (EDF I, ECK et EnBW), ont engagé une procédure judiciaire devant le Tribunal de Première Instance de Luxembourg par le dépôt d'un recours contre la décision d'ouverture d'une enquête formelle d'investigation portant sur les contrats d'achat d'énergie électrique à long terme (PPA), rendue par la Commission Européenne en vertu de l'article 88, alinéa 2 du Traité CE en novembre 2005.

La Commission estime dans le cadre de son enquête formelle d'investigation contre la Pologne et la Hongrie, mettant en cause la compatibilité des PPA avec le droit communautaire, qu'a priori les PPA seraient :

- des aides d'Etat nouvelles, illégales du fait de l'absence de notification préalable des Etats avant leur mise en execution ;
- et incompatibles avec le droit communautaire car ne remplissant pas les conditions posées par la Commission.

EC Zielona Gora S.A. et BERt contestent la compétence de la Commission pour contrôler la validité des PPA qu'elles ont signé et demandent, en conséquence, au Tribunal de Première Instance de Luxembourg l'annulation des décisions de la Commission.

En cas d'échec du recours devant le Tribunal de Première Instance de Luxembourg, les décisions d'ouverture d'enquêtes formelles d'investigation de la Commission seront considérées comme valides et les conclusions de ces enquêtes, si elles s'avéraient défavorables, pourraient avoir un impact significatif sur les résultats de BERt et EC Zielona.

20.6.3 Litiges postérieurs à la clôture de l'exercice 2006

KalibraXE

La société KalibraXE a saisi le Conseil de la concurrence, le 22 janvier 2007, au sujet de pratiques anticoncurrentielles qui auraient été, selon cette société, mises en oeuvre par EDF. Cette saisine a été accompagnée d'une demande de mesures conservatoires.

Sur le fond, la société KalibraXE soutient que les pratiques mises en œuvre par EDF auraient notamment pour objet et pour effet « *d'éliminer purement et simplement la société KalibraXE et plus généralement toute nouvelle concurrente sur le marché* » et « *empêchent le consommateur final de choisir librement son fournisseur ou d'opérer un approvisionnement auprès de plusieurs fournisseurs* ».

Considérant en outre que ces pratiques, d'une part, lui font perdre « *non seulement l'opportunité de conclure de nouveaux contrats mais aussi la possibilité de poursuivre ses relations contractuelles avec ses clients existants, ne pouvant rentabiliser ses investissements* » et, d'autre part, constituent une atteinte aux intérêts des consommateurs ainsi qu'aux intérêts du secteur ou de l'économie générale, la société KalibraXE demande le prononcé de mesures conservatoires, en particulier la suspension des clauses d'exclusivité dans les contrats d'EDF.

Une audience a été fixée devant le Conseil de la concurrence le 4 avril 2007 afin d'examiner la recevabilité de ces demandes et des mesures conservatoires.

20.7 - CHANGEMENT SIGNIFICATIF DE LA SITUATION FINANCIÈRE OU COMMERCIALE

Les événements significatifs intervenus entre la date de clôture de l'exercice 2006 et la date du présent Document de Référence sont mentionnés à la note 37 de l'annexe aux comptes consolidés pour les événements intervenus avant le 20 février 2007, date d'arrêté des comptes par le Conseil d'administration, et pour les événements postérieurs au 20 février 2007, à la section 9.13 (« Evénements postérieurs à la clôture ») du présent Document de Référence.

21 Informations complémentaires

21.1 RENSEIGNEMENTS DE CARACTÈRE GÉNÉRAL CONCERNANT LE CAPITAL DE LA SOCIÉTÉ 303
21.2 ACTES CONSTITUTIFS ET STATUTS 307

21.1 - RENSEIGNEMENTS DE CARACTÈRE GÉNÉRAL CONCERNANT LE CAPITAL DE LA SOCIÉTÉ

21.1.1 Montant du capital social émis à la date d'enregistrement du présent Document de Référence

A la date du présent Document de Référence, le capital social de la Société se décompose de la manière suivante :

Nombre d'actions émises :	**1 822 171 090**
Valeur nominale :	**0,50 euro par action**
Nature des actions émises :	**actions ordinaires**
Montant du capital social :	**911 085 545 euros**

Le capital social émis par la Société a été intégralement libéré.

A la date d'enregistrement du présent Document de Référence, la Société n'a émis ni autorisé aucune action de préférence.

21.1.2 Autodétention et autocontrôle

Programme de rachat d'actions en vigueur au jour du dépôt du Document de Référence (programme autorisé par l'Assemblée générale ordinaire du 9 juin 2006).

L'Assemblée générale du 9 juin 2006, conformément aux dispositions des articles L. 225-209 et suivants du Code de commerce, a autorisé par sa sixième résolution, la mise en œuvre par le Conseil d'administration d'un programme de rachat des actions de la Société pour un maximum de 10 % du capital de la Société. Cette résolution a mis fin, avec effet immédiat, pour la fraction non utilisée, à l'autorisation donnée par la première résolution de l'Assemblée générale mixte du 10 octobre 2005, d'acheter des actions de la Société.

Les objectifs du programme de rachat sont :

- de remettre des actions à l'occasion de l'exercice de droits attachés à des valeurs mobilières représentatives de titres de créance donnant accès par tous moyens immédiatement ou à terme à des actions de la Société, ainsi que de réaliser toutes opérations de couverture à raison des obligations d'EDF (ou de l'une de ses filiales) liées à ces valeurs mobilières, dans les conditions prévues par les autorités de marché et aux époques que le Conseil d'administration ou la personne agissant sur la délégation du Conseil d'administration appréciera ;
- de conserver des actions pour remise ultérieure à l'échange ou en paiement dans le cadre d'opérations éventuelles de croissance externe ;
- d'assurer la liquidité de l'action EDF par un prestataire de services d'investissement au travers d'un contrat de liquidité conforme à la charte de déontologie reconnue par l'Autorité des marchés financiers ;
- d'allouer des actions aux membres du personnel du groupe EDF et notamment dans le cadre (i) de la participation aux résultats de l'entreprise, ou (ii) de tout plan d'achat ou d'attribution gratuite d'actions au profit des membres du personnel dans les conditions prévues par la loi, en particulier par les articles L. 443-1 et suivants du Code du travail, ainsi que de réaliser toutes opérations de couverture afférentes à ces opérations, dans les conditions prévues par les autorités de marché et aux époques que le Conseil d'administration ou la personne agissant sur la délégation du Conseil d'administration appréciera ;
- de réduire le capital de la Société (dans le cadre de l'autorisation conférée par l'Assemblée générale du 10 octobre 2005 par sa 10ème résolution) ;
- de mettre en œuvre toute pratique de marché qui viendrait à être reconnue par la loi ou l'Autorité des marchés financiers.

Les achats d'actions de la Société pourront porter sur un nombre d'actions tel que :

- le nombre d'actions que la Société achète pendant la durée du programme de rachat n'excède pas 10 % des actions composant le capital social existant au jour de la présente assemblée ; et
- le nombre d'actions que la Société détiendra à quelque moment que ce soit ne dépasse pas 10 % des actions composant le capital de la Société.

L'acquisition ou le transfert de ces actions peut être effectué, dans les conditions et limites, notamment de volumes et de prix, prévues par les textes en vigueur à la date des opérations considérées, par tous moyens, notamment sur le marché ou de gré à gré, y compris par acquisition ou cession de blocs, par le recours à des instruments financiers dérivés ou à des bons ou valeurs mobilières donnant accès à des actions de la Société, ou par la mise en place de stratégies optionnelles, dans les conditions prévues par les autorités de marché et aux époques que le Conseil d'administration ou la personne agissant sur la délégation du Conseil d'administration appréciera.

La part du programme de rachat pouvant être effectuée par négociations de blocs n'est pas limitée. Le montant maximal des fonds destinés à la réalisation de ce programme d'achat d'actions sera de 2 milliards d'euros.

Dans le cadre de ce programme, le prix d'achat ne devra pas excéder 66 euros par action. Le Conseil d'administration pourra toutefois

ajuster le prix d'achat sus-mentionné en cas d'incorporation de primes, de réserves ou de bénéfices, donnant lieu soit à l'élévation de la valeur nominale des actions, soit à la création et à l'attribution gratuite d'actions, ainsi qu'en cas de division de la valeur nominale de l'action ou de regroupement d'actions, ou de toute autre opération portant sur les capitaux propres, pour tenir compte de l'incidence de ces opérations sur la valeur de l'action.

L'autorisation est conférée pour une durée maximum de 18 mois à compter de l'Assemblée générale ordinaire du 9 juin 2006. Elle pourra être utilisée en période d'offre publique, dans les limites permises par la réglementation applicable.

Le nombre d'actions acquises par la Société en vue de leur conservation et de leur remise ultérieure en paiement ou en échange dans le cadre d'une opération de fusion, de scission ou d'apport ne peut excéder 5 % de son capital.

Le Conseil d'administration aura tous pouvoirs en vue de mettre en œuvre la présente autorisation, avec faculté de délégation, à l'effet de :

- passer tous ordres en bourse ou hors marché ;
- affecter ou réaffecter les actions acquises aux différents objectifs poursuivis dans les conditions légales et réglementaires applicables ;
- conclure tous accords en vue notamment de la tenue des registres d'achats et de ventes d'actions ;
- effectuer toutes déclarations et formalités auprès de l'Autorité des Marchés Financiers et de tout autre organisme ; et
- remplir toutes autres formalités, et d'une manière générale, faire tout ce qui est nécessaire.

Le Conseil d'administration devra informer chaque année l'Assemblée générale des opérations réalisées en application de la présente résolution.

Synthèse des opérations réalisées par la Société sur ses propres titres dans le cadre du programme autorisé par l'Assemblée générale ordinaire du 9 juin 2006.

Un contrat de liquidité a été conclu le 24 mai 2006 avec la société Crédit Agricole Chevreux pour une durée d'un an, renouvelable par tacite reconduction. La somme initiale de 35.000.000 euros a été affectée au compte de liquidité pour la mise en œuvre du contrat de liquidité à compter de sa signature dans le cadre du programme de rachat des titres de la Société.

Entre le 24 mai 2006 et le 31 décembre 2006, la Société a acquis 1 796 568 de ses propres actions pour une valeur moyenne unitaire de 41,13 euros, et cédé 1 761 825 actions pour une valeur moyenne unitaire de 41,89 euros. Au 31 décembre 2006, la Société détenait 34 743 de ses propres actions, représentant 0,0019 % de son capital social. Au titre de l'exercice 2006, la commission forfaitaire versée par EDF dans le cadre du contrat de liquidité s'élève à 90 000 euros.

Entre le 31 décembre 2006 et le 31 mars 2007, la Société a acquis 208 646 de ses propres actions pour une valeur globale de 11 206 790,70 euros et unitaire de 53,71 euros, et cédé 145 146 actions pour une valeur globale de 7 929 471,77 euros et unitaire de 54,63 euros.

Par ailleurs, la Société détient à la date d'enregistrement du présent Document de Référence, 874,3 parts du compartiment « Energie Multi » du Fonds commun de placement d'entreprise « EDF Actions » correspondant à 8 743 actions de la Société (soit approximativement 0,00048 % de son capital à la date du présent Document de Référence) en raison des ordres d'achat d'actions de la Société annulés dans le cadre de l'offre réservée aux membres du personnel du Groupe EDF (telle que décrite dans le prospectus y afférent visée par l'Autorité des marchés financiers en date du 27 octobre 2005 sous le numéro 05-743). A l'issue de la période de blocage de cinq années, ces 874,3 parts seront vendues et le produit de cette vente sera reversé à l'Etat.

Résolution relative à l'autorisation donnée au Conseil d'administration pour opérer sur les actions de la Société, soumise à l'Assemblée générale mixte du 24 mai 2007

Le Conseil d'administration du 20 février 2007 a soumis au vote de l'Assemblée générale mixte du 24 mai 2007, un programme de rachat d'actions, dont les caractéristiques sont similaires au programme de rachat autorisé par l'Assemblée générale ordinaire du 9 juin 2006, notamment en ce qui concerne les objectifs dudit programme et les limitations portant sur le nombre d'actions pouvant être rachetées. A la différence du programme actuellement en vigueur, le nouveau programme de rachat d'actions prévoit que le prix d'achat n'excédera pas 90 euros par action au lieu de 66 euros par action dans le programme actuel.

21.1.3 Titres non représentatifs du capital

En application de l'article L. 228-40 du Code de commerce, le Conseil d'administration a seul qualité pour décider ou autoriser l'émission d'obligations, sauf si l'assemblée générale décide d'exercer ce pouvoir.

En vertu de l'article 46 alinéa 2 de la Loi du 9 août 2004, le premier alinéa de l'article L. 228-39 du Code de commerce qui dispose que « *l'émission d'obligations par une société par actions n'ayant pas établi deux bilans régulièrement approuvés par les actionnaires doit être précédée d'une vérification de l'actif et du passif dans les conditions prévues aux articles L. 225-8 et L. 225-10 du Code de commerce* » n'est pas applicable à EDF en 2004, 2005 et 2006.

EDF a mis en place le 18 avril 1996 un programme d'émission de titres de créances sous forme d'Euro Medium Term Notes (« EMTN »). Ce programme a été renouvelé chaque année depuis cette date.

Une mise à jour du programme d'émission de titres de dette d'un montant maximum de 11 000 000 000 euros a été mis en place le 2 juin 2006 par le Groupe. Le Prospectus de Base relatif à ce programme a été visé par l'AMF le 2 juin 2006 sous le numéro 06-177. Un supplément audit Prospectus de Base a été visé par l'AMF le 6 décembre 2006 sous le numéro 06-468.

Au 31 décembre 2006, l'encours de la dette obligataire d'EDF (EMTN et autres titres de dettes) s'élevait à 9 850 millions d'euros.

21.1.4 Autres titres donnant accès au capital

A la date d'enregistrement du présent Document de Référence, il n'existe, hormis les actions ordinaires de la Société, aucun autre titre donnant accès, directement ou indirectement, au capital social d'EDF.

21.1.5 Capital autorisé mais non émis

Le tableau ci-après présente de façon synthétique les délégations de compétence et autorisations d'intervenir sur le capital de la Société accordées par l'Assemblée générale mixte des actionnaires de la Société du 10 octobre 2005 au Conseil d'administration pour augmenter le capital :

Délégations données au Conseil d'administration par l'assemblée générale extraordinaire	Montant nominal maximal de l'augmentation de capital (en millions d'euros)	Durée de la délégation (1)
1. Délégation de compétence au Conseil pour augmenter le capital avec maintien du droit préférentiel de souscription des actionnaires	143,5	26 mois
2. Délégation de compétence au Conseil pour augmenter le capital avec suppression du droit préférentiel de souscription des actionnaires et par appel public à l'épargne	143,5(2)	26 mois
3. Délégation de compétence au Conseil pour augmenter le nombre de titres à émettre en cas d'augmentation de capital dans le cadre des émissions visées aux points 1. et 2.	15% du montant de l'émission initiale(2)	26 mois
4. Délégation de compétence au Conseil pour augmenter le capital par incorporation de réserves, bénéfices ou primes	143,5(2)	26 mois
5. Délégation de compétence au Conseil pour augmenter le capital en rémunération d'une OPE initiée par la Société	143,5(2)	26 mois
6. Délégation de pouvoirs au Conseil pour augmenter le capital en vue de rémunérer des apports en nature (art. L. 225-147 du Code de commerce)	10 % du capital(2)(3)	26 mois
7. Délégation de pouvoirs au Conseil pour augmenter le capital au profit des adhérents à un plan d'épargne	143,5(2)	26 mois
8. Délégation de compétence au Conseil pour procéder à l'émission de bons de souscription d'actions réservés aux établissements financiers composant le syndicat de placement de l'offre d'actions de la Société à intervenir à l'occasion de l'ouverture du capital de la Société et l'admission de ses actions sur le marché Eurolist d'Euronext Paris	15 % du montant de l'émission initiale	1 an

(1) A compter de la date de l'assemblée générale extraordinaire du 10 octobre 2005.

(2) Dans la limite du plafond nominal global prévue au point 1, soit 143,5 millions d'euros.

(3) Au 10 octobre 2005.

Les délégations de compétence 2,3 et 8 ci-dessus ont été mises en œuvre dans le cadre de l'ouverture du capital de la Sociéte en novembre et décembre 2005.

Les délégations de compétence et de pouvoirs figurant dans le tableau ci-dessus devraient être remplacées par les délégations de compétence et de pouvoirs figurant dans le tableau ci-dessous, sous réserve de leur adoption par l'Assemblée générale mixte en date du 24 mai 2007.

Délégations données au Conseil d'administration par l'assemblée générale extraordinaire	**Montant nominal maximal de l'augmentation de capital (en millions d'euros)**	**Durée de la délégation (1)**
1. Délégation de compétence au Conseil pour augmenter le capital avec maintien du droit préférentiel de souscription des actionnaires	45	26 mois
2. Délégation de compétence au Conseil pour augmenter le capital avec suppression du droit préférentiel de souscription des actionnaires	45(2)	26 mois
3. Délégation de compétence au Conseil pour augmenter le nombre de titres à émettre en cas d'augmentation de capital dans le cadre des émissions visées aux points 1. et 2.	15% du montant de l'émission initiale(2)	26 mois
4. Délégation de compétence au Conseil pour augmenter le capital par incorporation de réserves, bénéfices, primes ou autres sommes dont la capitalisation serait admise	1 000	26 mois
5. Délégation de compétence au Conseil pour augmenter le capital en rémunération d'une OPE initiée par la Société	45(2)	26 mois
6. Délégation de pouvoirs au Conseil pour augmenter le capital en vue de rémunérer des apports en nature (art. L. 225-147 du Code de commerce)	10 % du capital(2)	26 mois
7. Délégation de pouvoirs au Conseil pour augmenter le capital au profit des adhérents à un plan d'épargne	10	26 mois
8. Délégation de compétence au Conseil pour procéder à l'attribution gratuite d'actions ordinaires de la Société	0,2 % du capital social de la Société(3)	12 mois

(1) A compter de la date de l'Assemblée générale mixte du 24 mai 2007.

(2) Dans la limite du plafond nominal global prévue au point 1 soit 45 millions d'euros.

(3) A la date de l'Assemblée générale mixte du 24 mai 2007.

21.1.6 Information sur le capital de tout membre du Groupe faisant l'objet d'un accord conditionnel ou inconditionnel

Les engagements d'acquisition et de cession de titres de filiales sont décrits aux notes 22.5.1 et 22.5.2 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2006. A l'exception de ces engagements d'acquisition et de cession de titres et des autres engagements décrits au Chapitre 6 du présent Document de Référence, EDF n'a conclu aucune promesse d'achat ou de vente permettant d'acquérir ou de céder, selon le cas, tout ou partie du capital de la Société ou de l'une de ses filiales, au sens de l'article L. 233-1 du Code de commerce.

21.1.7 Pacte d'actionnaires

A la date d'enregistrement du présent Document de Référence et à la connaissance de la Société, aucun pacte d'actionnaires portant sur les titres de la Société n'a été conclu.

21.1.8 Nantissement des titres de la Société

A la connaissance de la Société, aucune des actions ordinaires composant son capital social ne fait l'objet d'un nantissement.

21.1.9 Evolution du capital social au cours des trois dernières années

EDF a été transformée en société anonyme et son capital fixé à 8 129 000 000 euros, divisé en 1 625 800 000 actions de 5 euros de nominal le 20 novembre 2004 en application de la Loi du 9 août 2004.

L'assemblée générale d'EDF en date du 31 août 2005 a donné tous pouvoirs au Conseil d'administration d'EDF à l'effet de réaliser une réduction de capital d'un montant maximum de 7 316 100 000 euros, par diminution de la valeur nominale de 5 euros à un minimum de 0,5 euro. Lors de sa réunion du 27 octobre 2005, le Conseil d'administration a décidé de réduire le capital social d'un montant de 7 316 100 000 euros, par réduction de la valeur nominale des actions de 4,5 euros, qui est ainsi passée de 5 euros à 0,5 euro. Le capital social a ainsi été porté à 812 900 000 euros.

Lors de sa réunion du 18 novembre 2005, le Conseil d'administration, faisant usage de l'autorisation qui lui a été donnée par l'Assemblée Générale mixte du 10 octobre 2005, a décidé les augmentations du capital social de la Société relatives à l'Offre à Prix Ouvert et au Placement Global Garanti réalisées dans le cadre de l'introduction en bourse du Groupe. Le Conseil d'administration a ainsi porté le capital social à 906 834 514 euros.

Le 20 décembre 2005, Calyon a versé à EDF le prix correspondant à l'exercice de 8 502 062 bons de souscription émis à son bénéfice par décision du Conseil d'administration en date du 18 novembre 2005. Le capital social a ainsi été porté à 911 085 545 euros divisé en 1 822 171 090 actions ordinaires.

21.2 - ACTES CONSTITUTIFS ET STATUTS

21.2.1 Objet social

EDF a pour objet, tant en France qu'à l'étranger :

- d'assurer la production, le transport, la distribution, la fourniture et le négoce d'énergie électrique de même que d'assurer l'importation et l'exportation de cette énergie ;
- d'assurer les missions de service public qui lui sont imparties par les lois et règlements, en particulier par la loi du 15 juin 1906 sur les distributions d'énergie, la loi précitée du 8 avril 1946, la loi précitée du 10 février 2000 et l'article L. 2224-31 du Code général des collectivités territoriales, ainsi que par les traités de concession, et notamment la mission de développement et d'exploitation des réseaux publics d'électricité et les missions de fourniture d'électricité aux clients non éligibles, de fourniture d'électricité de secours aux producteurs et aux clients visant à pallier des défaillances imprévues de fournitures et de fourniture d'électricité aux clients éligibles qui ne trouvent aucun fournisseur, en contribuant à réaliser les objectifs définis par la programmation pluriannuelle des investissements de production arrêtée par le ministre chargé de l'énergie ;
- de développer plus généralement toute activité industrielle, commerciale ou de service, y compris des activités de recherche et d'ingénierie dans le domaine de l'énergie, à toute catégorie de clientèle ;
- de valoriser l'ensemble des actifs mobiliers et immobiliers qu'elle détient ou utilise ;
- de créer, d'acquérir, de louer, de prendre en location-gérance tous meubles, immeubles et fonds de commerce, de prendre à bail, d'installer, d'exploiter tous établissements, fonds de commerce, usines, ateliers se rapportant à l'un des objets précités ;
- de prendre, d'acquérir, d'exploiter ou de céder tous procédés et brevets concernant les activités se rapportant à l'un des objets précités ;
- de participer de manière directe ou indirecte à toutes opérations pouvant se rattacher à l'un des objets précités, 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, de fusion, d'association ou de toute autre manière ;
- et, plus généralement, de se livrer à toutes opérations industrielles, commerciales, financières, mobilières ou immobilières se rattachant directement ou indirectement, en totalité ou en partie, à l'un quelconque des objets précités, à tous objets similaires ou connexes et encore à tous objets qui seraient de nature à favoriser ou à développer les affaires de la Société.

21.2.2 Exercice social

Chaque exercice social a une durée de 12 mois ; il commence le 1er janvier et se termine le 31 décembre de chaque année.

21.2.3 Organes de gestion

La société est administrée par un Conseil d'administration de dix-huit membres composé conformément aux dispositions de la loi précitée du 26 juillet 1983 modifiée relative à la démocratisation du secteur public, notamment son article 6, 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.

Dans ce cadre, le Conseil d'administration comprend notamment six représentants de l'Etat nommés par décret et six représentants des salariés élus conformément aux dispositions du titre II de la loi du 26 juillet 1983.

Il peut comprendre au plus deux parlementaires ou détenteurs d'un mandat électoral local, choisis en raison de leur connaissance des aspects régionaux, départementaux et locaux des questions énergétiques.

Le Conseil nomme un secrétaire, qu'il peut choisir en dehors de ses membres.

Le Président-Directeur Général est tenu de communiquer à chaque administrateur tous les documents et informations nécessaires à l'accomplissement de sa mission.

La durée du mandat des membres du Conseil d'administration est de cinq ans. En cas de vacance pour quelque cause que ce soit du siège d'un membre du Conseil d'administration, son remplaçant n'exerce ses fonctions que pour la durée restant à courir jusqu'au renouvellement de la totalité du Conseil d'administration.

L'assemblée générale fixe le montant des jetons de présence alloués, le cas échéant, aux administrateurs. Le mandat des administrateurs qui ne sont pas nommés par l'Assemblée générale est gratuit.

Les frais exposés par les administrateurs pour l'exercice de leur mandat sont remboursés par la société sur justificatifs.

Les représentants des salariés bénéficient d'un crédit d'heures égal à la moitié de la durée légale du travail.

Chaque administrateur nommé par l'assemblée générale est révocable par elle et doit être propriétaire d'au moins une action de la société détenue sous la forme nominative.

A l'initiative du Président-Directeur Général, le Conseil d'administration peut, s'il l'estime nécessaire et en fonction de l'ordre du jour, inviter des membres de l'entreprise ou des personnalités extérieures à l'entreprise à assister aux réunions du Conseil d'administration sans voix délibérative.

Le secrétaire du comité d'entreprise ou de l'organisme en tenant lieu assiste au Conseil d'administration sans voix délibérative.

Les personnes appelées à assister aux délibérations du Conseil d'administration sont tenues aux mêmes obligations de discrétion que les administrateurs.

Conformément à la loi de 1983 précitée, le président du Conseil d'administration de la société est nommé par décret, parmi les administrateurs, sur proposition du Conseil d'administration. La durée de ses fonctions ne peut excéder celle de son mandat d'administrateur. Son mandat peut être renouvelé dans les mêmes formes que celles de sa nomination. Il peut être révoqué par décret. Depuis l'Assemblée générale en date du 14 février 2006 qui a modifié les statuts d'EDF, le président du Conseil d'administration ne doit pas être âgé de plus de 68 ans ; s'il vient à dépasser cet âge, il est réputé démissionnaire d'office.

La direction de la société est assumée, sous sa responsabilité, par le président du Conseil d'administration, qui porte le titre de Président-Directeur Général. Les dispositions législatives et réglementaires qui sont relatives au Directeur Général s'appliquent à lui.

En application de l'article L. 228-40 du Code de commerce, le Conseil d'administration peut déléguer au Président-Directeur Général ou, en accord avec ce dernier, à un ou plusieurs Directeurs Généraux délégués, les pouvoirs nécessaires pour réaliser, dans un délai d'un an, l'émission d'obligations et en arrêter les modalités. La même délibération fixe les conditions dans lesquelles il est rendu compte de l'exercice de ces pouvoirs au Conseil d'administration.

21.2.4 Droits attachés aux actions

Chaque action donne droit, dans les bénéfices et l'actif social, à une part proportionnelle à la quotité du capital qu'elle représente.

En outre, elle donne droit au vote et à la représentation dans les assemblées générales, dans les conditions et sous les restrictions législatives, réglementaires et statutaires.

A la date du présent Document de Référence, EDF n'a émis qu'une seule catégorie d'action.

La propriété d'une action emporte de plein droit adhésion aux statuts et aux décisions de l'assemblée générale.

Les actionnaires ne supportent les pertes qu'à concurrence de leurs apports.

Les héritiers, créanciers, ayants droit ou autres représentants d'un actionnaire ne peuvent requérir l'apposition des scellés sur les biens et valeurs de la Société, ni en demander le partage ou la licitation, ni s'immiscer dans les actes de son administration ; ils doivent, pour l'exercice de leurs droits, s'en rapporter aux inventaires sociaux et aux décisions de l'assemblée générale.

Chaque fois qu'il sera nécessaire de posséder plusieurs actions pour exercer un droit quelconque, en cas d'échange, de regroupement ou d'attribution d'actions, ou en conséquence d'augmentation ou de réduction de capital, de fusion ou opération sociale, les propriétaires d'actions isolées ou en nombre inférieur à celui requis ne peuvent exercer ce droit qu'à condition de faire leur affaire personnelle du groupement et, éventuellement, de l'achat ou de la vente d'actions nécessaires.

Les actions sont nominatives ou au porteur, au choix de l'actionnaire, sous réserve des dispositions législatives ou réglementaires.

Les actions peuvent être inscrites au nom d'un intermédiaire dans les conditions prévues aux articles L. 228-1 et suivants du Code de commerce. L'intermédiaire est tenu de déclarer sa qualité d'intermédiaire détenant des titres pour le compte d'autrui, dans les conditions législatives et réglementaires. Ces dispositions sont également applicables aux autres valeurs mobilières émises par la société.

La société est en droit, dans les conditions législatives et réglementaires en vigueur, de demander à tout moment, contre rémunération à sa charge, au dépositaire central d'instruments financiers, selon le cas, le nom ou la dénomination, la nationalité, l'année de naissance ou l'année de constitution, et l'adresse des détenteurs de titres au porteur conférant immédiatement ou à terme le droit de vote dans ses propres assemblées d'actionnaires, ainsi que la quantité de titres détenus par chacun d'eux et, le cas échéant, les restrictions dont les titres peuvent être frappés. La société, au vu de la liste transmise par l'organisme susmentionné, a la faculté de demander aux personnes figurant sur cette liste et dont la société estime qu'elles pourraient être inscrites pour le compte de tiers les informations ci-dessus concernant les propriétaires des titres.

S'il s'agit de titres de forme nominative, donnant immédiatement ou à terme accès au capital, l'intermédiaire inscrit dans les conditions prévues à l'article L. 228-1 précité du Code de commerce est tenu, dans un délai de dix jours ouvrables à compter de la demande, de révéler l'identité des propriétaires de ces titres sur simple demande de la société ou de son mandataire, laquelle peut être présentée à tout moment.

21.2.5 Cession et transmission des actions

Les actions sont librement négociables sous réserve des dispositions législatives et réglementaires. Elles font l'objet d'une inscription en compte et se transmettent par voie de virement de compte à compte. Ces dispositions sont également applicables aux autres titres de toute nature émis par la Société.

Outre l'obligation légale d'informer la Société de la détention de certaines fractions du capital ou des droits de vote, toute personne physique ou morale, agissant seule ou de concert, qui viendrait à détenir directement ou indirectement, un nombre de titres correspondant à 0,5 % du capital ou des droits de vote de la Société est tenue, dans les cinq jours de bourse à compter de l'inscription des titres qui lui permettent d'atteindre ou de franchir ce seuil, de déclarer à la Société, par lettre recommandée avec accusé de réception, le nombre total d'actions, de droits de vote et de titres donnant accès au capital qu'elle possède.

L'intermédiaire inscrit comme détenteur des titres est tenu, sans préjudice des obligations des propriétaires des titres, d'effectuer les déclarations ci-dessus.

Cette déclaration doit être renouvelée dans les conditions ci-dessus, chaque fois qu'un nouveau seuil de 0,5 % est atteint ou franchi, à la hausse comme à la baisse, quelle qu'en soit la raison, et ce y compris au-delà du seuil de 5 % prévu à l'article L. 233-7 du Code de commerce.

En cas d'inobservation des dispositions ci-dessus, le ou les actionnaires concernés sont, dans les conditions et limites fixées par la loi, privés du droit de vote afférent aux titres dépassant les seuils soumis à déclaration.

21.2.6 Assemblées générales

21.2.6.1 Convocations, conditions d'admission, exercice du droit de vote

Les assemblées générales sont convoquées par le Conseil d'administration ou, à défaut, par les commissaires aux comptes, ou par toute personne habilitée à cet effet. Elles sont réunies au siège social ou en tout autre lieu indiqué dans la convocation. Elles peuvent avoir lieu par visioconférence ou par des moyens de télécommunication permettant l'identification des actionnaires et dont la nature et les conditions d'application sont déterminées par les articles 145-2 à 145-4 du décret du 23 mars 1967. Dans ce cas, sont réputés présents, pour le calcul du quorum et de la majorité, les actionnaires qui participent à l'assemblée par lesdits moyens, dans les conditions légales.

Les assemblées générales se composent de tous les actionnaires dont les titres sont libérés des versements exigibles et ont été inscrits en compte à leur nom cinq jours au plus tard avant la date de la réunion, dans les conditions ci-après :

- les propriétaires d'actions au porteur ou inscrites au nominatif sur un compte non tenu par la Société doivent, pour avoir le droit d'assister, de voter par correspondance ou de se faire représenter aux assemblées générales, déposer un certificat établi par l'intermédiaire teneur de leur compte constatant l'indisponibilité des titres jusqu'à la date de la réunion de l'assemblée générale, aux lieux indiqués dans ladite convocation, cinq jours au moins avant la date de la réunion ;
- les propriétaires d'actions nominatives inscrites sur un compte tenu par la Société doivent, pour avoir le droit d'assister, de voter par correspondance ou de se faire représenter aux assemblées générales, avoir leurs actions inscrites à leur compte tenu par la société cinq jours au moins avant la date de la réunion de l'assemblée générale.

Toutefois, le Conseil d'administration peut abréger ou supprimer ces délais de cinq jours.

L'accès à l'assemblée générale est ouvert à ses membres sur simple justification de leurs qualité et identité. 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.

Tout actionnaire peut donner pouvoir à son conjoint ou à un autre actionnaire en vue d'être représenté à une assemblée générale. Les propriétaires des titres régulièrement inscrits au nom d'un intermédiaire dans les conditions prévues à l'article L. 228-1 du Code de commerce peuvent se faire représenter dans les conditions prévues audit article par un intermédiaire inscrit.

Il peut également voter par correspondance 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. 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 pouvoirs et les formulaires de vote par correspondance, de même que les attestations d'immobilisation des actions, peuvent être établis sur support électronique dûment signé dans les conditions prévues par les dispositions législatives et réglementaires applicables en France.

Le Conseil d'administration du 20 février 2007 a proposé à l'Assemblée générale mixte des actionnaires du 24 mai 2007 de se prononcer sur l'approbation d'une résolution visant à modifier l'article 21 (« Assemblées Générales ») des statuts afin de le mettre en conformité avec les dispositions du décret n° 2006-1566 du 11 décembre 2006.

21.2.6.2 Droits de vote double

Néant.

21.2.6.3 Limitation des droits de vote

Néant.

21.2.7 Dispositifs statutaires ayant pour effet de retarder une prise de contrôle de la société

En vertu des statuts d'EDF, les modifications de son capital social ne peuvent avoir pour effet de réduire la participation de l'Etat en dessous du seuil légal de 70 %. A l'exception de cette restriction, aucun autre dispositif statutaire ne vise spécifiquement à prévenir ou retarder une prise de contrôle de la société par un tiers.

21.2.8 Obligations en matière de modifications du capital

Le capital social peut être augmenté, réduit ou amorti dans les conditions prévues par la loi.

22 Contrats importants

A l'exception du contrat de service public décrit à la section 6.4.3.4 (« Service public »), des contrats conclus avec AEM Milan relatifs à la prise de participation conjointe dans Edison figurant à la section 6.3.1.3.1.2 (« Prise de contrôle conjoint d'Edison par EDF et AEM Milan ») et du Contrat de partenariat industriel signé avec Exeltium décrit à la section 6.2.1.2.2.2 (« Les prix de vente de l'électricité aux clients éligibles »), EDF n'a pas conclu, au cours des deux dernières années précédant la date du présent Document de Référence, de contrats importants autres que ceux conclus dans le cadre normal de ses affaires. Des informations relatives aux contrats conclus par le Groupe au cours de l'exercice 2006 figurent aux notes 11 et 35 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2006.

23 Informations provenant de tiers, déclarations d'experts et déclarations d'intérêts

Néant.

24 Documents accessibles au public

24.1 - CONSULTATION DES DOCUMENTS JURIDIQUES

L'ensemble des documents juridiques relatifs à la Société (les statuts, rapports, courriers et autres documents, informations financières historiques d'EDF et de ses filiales pour chacun des deux exercices précédant la date d'enregistrement du présent Document de Référence) devant être mis à la disposition du public, peuvent être consultés au siège social d'EDF, 22-30, avenue de Wagram, 75382 Paris Cedex 08, pendant la durée de validité du Document de Référence.

L'annexe D du présent Document de Référence reprend l'ensemble des informations rendues publiques par le Groupe EDF au cours des douze derniers mois, en application de l'article 222-7 du Règlement général de l'AMF.

24.2 - RESPONSABLES DE L'INFORMATION

Daniel Camus
Directeur Général délégué Finances

David Newhouse
Directeur des Relations Investisseurs
Tél : 01.40.42.32.45
Email : comfi-edf@edf.fr

25 Informations sur les participations

Concernant les entreprises dans lesquelles EDF détient une fraction du capital susceptible d'avoir une incidence significative sur l'appréciation de son patrimoine, de sa situation financière ou de ses résultats, voir Chapitre 7 (« Organigramme ») et Chapitre 6 (« Aperçu des activités ») ainsi que la note 39 figurant à l'annexe des comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2006.

AIEA

Agence Internationale de l'Energie Atomique, basée à Vienne (Autriche).

Aléa générique

Dans le domaine nucléaire, incident technique non prévisible commun à un ensemble de centrales nucléaires.

ANDRA (Agence Nationale pour la gestion des Déchets Radioactifs)

La loi du 30 décembre 1991 a créé un établissement public à caractère industriel et commercial, l'Agence nationale pour la gestion des déchets radioactifs (ANDRA), en charge de la gestion à long terme des déchets radioactifs. A ce titre, l'Agence, placée sous la tutelle des ministres de l'Industrie, de la recherche et de l'environnement, a notamment mis en service les centres de stockage de l'Aube pour la gestion à long terme des déchets à vie courte.

Amont

Voir Cycle du combustible et Portefeuille d'actifs Amont.

Architecte ensemblier

Pour EDF, la notion d'architecte ensemblier recouvre la maîtrise :

- de la conception et du fonctionnement des centrales ;
- de l'organisation des projets de développements ;
- du planning de réalisation et du coût de construction ;
- des relations avec l'Autorité de Sûreté Nucléaire ;
- de l'intégration directe du retour d'expérience d'exploitation.`

Le rôle d'architecte-ensemblier assure à EDF la maîtrise de sa politique industrielle de conception, de construction et d'exploitation de son parc de centrales.

ASN (Autorité de Sûreté Nucléaire)

L'ASN assure, au nom de l'Etat, le contrôle de la sûreté nucléaire et de la radioprotection en France pour protéger les travailleurs, les patients, le public et l'environnement des risques liés à l'utilisation du nucléaire. Elle est en charge notamment du contrôle externe des installations nucléaires en France. L'ASN est une autorité administrative indépendante de plus de 300 personnes. L'ASN est représentée, à l'échelon national, par la Direction Générale de la Sûreté Nucléaire et de la Radioprotection (« DGSNR »).

Assemblage/combustible

Le combustible nucléaire se présente sous la forme d'assemblages constitués d'un faisceau de 264 crayons, liés par une structure rigide constituée de tubes et de grilles. Chaque crayon est constitué d'un tube de zirconium étanche dans lequel sont empilées les pastilles d'oxyde d'uranium, constituant le combustible. Les assemblages, chargés les uns à côté des autres dans la cuve du réacteur — il faut 205 assemblages pour un réacteur de 1 500 MWe —, constituent le cœur du réacteur. En fonctionnement, ces assemblages sont traversés de bas en haut par l'eau primaire qui s'échauffe à leur contact et emporte cette énergie vers les générateurs de vapeur.

Aval

Voir Cycle du combustible et Portefeuille d'actifs aval.

Becquerel (Bq)

Unité légale de mesure internationale utilisée en radioactivité. Le Becquerel (Bq) est égal à une désintégration par seconde. Cette unité représente une activité tellement faible que l'on emploie ses multiples : le MBq (mégabecquerel ou million de Becquerels) et le GBq (gigabecquerel ou milliard de Becquerels).

Centre de stockage

Les déchets radioactifs à vie courte de faible et moyenne activité (FMA) issus des centrales nucléaires, de l'usine de la Hague, ou encore de l'usine CENTRACO, sont expédiés vers le Centre de stockage de Soulaines dans l'Aube de l'ANDRA, opérationnel depuis 1992. Ce centre d'une capacité de 1 000 000 m^3 a déjà reçu 150 000 m^3 de déchets et possède une capacité d'accueil d'environ 60 ans.

Les déchets radioactifs à vie courte de très faible activité (TFA) sont expédiés vers le Centre de stockage de Morvilliers (dans l'Aube également) de l'ANDRA. Ce centre a été mis en service en octobre 2003, a reçu à ce jour 20 000 m^3 de déchets et possède une durée de fonctionnement de 30 années environ.

Chaîne de valeur électrique

La chaîne de valeur électrique comprend les activités non-régulées — production et commercialisation — et les activités régulées — transport et distribution.

Cogénération

Technique de production combinée d'électricité et de chaleur. L'avantage de la cogénération est de récupérer la chaleur dégagée par la combustion alors que dans le cas de la production électrique classique, cette chaleur est perdue. Ce procédé permet ainsi, à partir d'une même installation, de répondre aux attentes des industriels et collectivités territoriales qui ont besoin à la fois de chaleur (eau chaude ou vapeur) et d'électricité. Ce système améliore l'efficacité énergétique du processus de production et permet d'utiliser en moyenne 20 % de combustible en moins.

Combustible

Voir Assemblage/combustible.

Comptage

Système permettant l'enregistrement, en un point donné de connexion au réseau, des volumes de l'électricité transportée ou distribuée (puissance, fréquence, énergie active et réactive).

Congestion

Situation dans laquelle une interconnexion reliant des réseaux de transport nationaux ne peut pas accueillir tous les flux physiques résultant d'échanges internationaux demandés par les opérateurs du marché, en raison d'un manque de capacité de l'interconnexion et/ou des réseaux nationaux de transport en cause.

CRE (Commission de régulation de l'énergie)

La Commission de Régulation de l'Energie a été mise en place le 30 mars 2000. Son but est de veiller au bon fonctionnement du marché de l'électricité et du gaz. La CRE, autorité administrative indépendante, est un organe de régulation pour l'ouverture du marché de l'énergie. Elle s'assure que tous les producteurs et clients éligibles disposent d'un accès non discriminatoire au réseau. Dans le cadre de ses prérogatives, elle surveille, autorise, règle les différends et, le cas échéant, sanctionne. Pour une description détaillée de ses compétences, voir section 6.5.1.2 (« Législation française »).

Cycle combiné à gaz

Technologie la plus récente de production d'électricité dans une centrale thermique fonctionnant au gaz naturel. Un cycle combiné est constitué d'une ou plusieurs turbines à combustion (TAC) et d'une turbine à vapeur, ce qui permet d'en améliorer le rendement. Le gaz de synthèse est envoyé dans la turbine à combustion qui génère de l'électricité et des gaz d'échappements très chauds (fumées). La chaleur des fumées est récupérée par une chaudière qui produit ainsi de la vapeur. Une partie de la vapeur est alors récupérée par la turbine à vapeur pour produire de l'électricité.

Cycle du combustible

Le cycle du combustible nucléaire regroupe l'ensemble des opérations industrielles menées en France et à l'étranger qui permettent de livrer le combustible pour produire de l'énergie en réacteur, puis d'assurer son évacuation et son traitement. Le cycle se décompose en trois étapes :

- l'amont du cycle : le traitement des concentrés issus du minerai d'uranium, la conversion, l'enrichissement et la fabrication du combustible (plus de deux ans),
- le cœur du cycle qui correspond à l'utilisation en réacteur : réception, chargement, exploitation et déchargement (trois à cinq ans),
- l'aval du cycle : l'entreposage en piscine, le retraitement des combustibles usés pour réutilisation en réacteurs des matières valorisables, la vitrification des déchets de haute activité, puis l'entreposage des déchets avant stockage.

Déchets

Aujourd'hui, la production de 1 MWh d'électricité d'origine nucléaire (équivalent à la consommation mensuelle de deux ménages) génère de l'ordre de 11 g de déchets, toutes catégories confondues.
Les déchets à vie courte représentent plus de 90 % de la quantité totale, mais ils ne contiennent que 0,1 % de la radioactivité des déchets.
En fonction de leur niveau de radioactivité, ils sont ainsi séparés en deux sous-catégories : les déchets de très faible activité (TFA) et les déchets de faible activité (FA).
Les déchets de moyenne et haute activité à vie longue (MAVL et HAVL) sont produits en faible quantité, moins de 10 % de la quantité totale, mais ils contiennent la quasi-totalité de la radioactivité des déchets (99,9 %).

Directions Régionales de l'Industrie, de la Recherche et de l'Environnement (DRIRE)

Les DRIRE sont chargées de la coordination, au niveau régional, de l'inspection des installations classées pour la protection de l'environnement. L'activité des DRIRE s'exerce pour le compte du ministère en charge de l'environnement, sous l'autorité des préfets de département.

Glossaire

Disponibilité d'une centrale

Fraction du temps pendant laquelle une centrale est apte à produire. Le coefficient de disponibilité (Kd) se définit comme le ratio entre la (capacité de production réelle ou productible annuelle / capacité de production théorique maximale) avec la capacité de production théorique maximale = puissance installée x 8760 h. Le Kd qui ne prend en compte que les indisponibilités techniques, à savoir les arrêts programmés, les indisponibilités fortuites et les période d'essais, caractérise la performance industrielle d'une centrale. Pour le parc nucléaire d'EDF en France, la capacité de production théorique maximale est de 553 TWh (63,1 GW x 8,760 kh).

EBITDA

« *Earnings before interest, taxes, depreciation and amortization* », correspond à l'excédent brut d'exploitation.

Effacement

Réduction volontaire par un client de sa puissance électrique en échange d'une rémunération.

Effets de change

Les effets de change enregistrés en compte de résultat au cours d'un exercice, reflètent les variations de taux moyen de change entre l'euro et l'une ou l'autre des devises d'opérations des filiales du périmètre de consolidation du Groupe.

Effets de périmètre

Les effets de périmètre, intervenus au cours d'un exercice donné, prennent en compte les acquisitions, cessions et évolutions du périmètre de consolidation du Groupe.

ELD

Entreprise Locale de Distribution.

Enchères de capacité

Début 2001 afin de faciliter l'ouverture du marché français, EDF s'est engagé à vendre aux enchères une partie de sa production, afin de permettre à des énergéticiens européens de la concurrencer en France comme elle le faisait à l'étranger. Cet accord, passé avec la Commission européenne, prévoyait qu'EDF vende des « capacités » électriques à hauteur de 6 000 MW soit 8 % de la production française d'électricité.

EaR (Earning at Risk)

Indicateur financier qui désigne la mesure statistique du risque de perte potentielle maximale du résultat d'une entreprise par rapport à son résultat budgété en cas d'évolutions défavorables de marché sur un horizon de temps et avec un intervalle de confiance donnée.

Energies renouvelables

Energies dont la production n'entraîne pas l'extinction de la ressource initiale. Elles sont essentiellement tirées des éléments terre, eau, air, feu, et du soleil. Elles comprennent l'énergie hydraulique, l'énergie éolienne, l'énergie solaire, l'énergie produite par les vagues et les courants marins, la géothermie (c'est-à-dire l'énergie tirée de la chaleur issue du magma terrestre) et la biomasse (c'est-à-dire l'énergie tirée de la matière vivante, en particulier du bois et des résidus végétaux). On y ajoute souvent l'énergie issue de l'incinération des déchets ménagers ou industriels.

Entreposage

L'entreposage constitue une étape intermédiaire du processus de gestion des déchets nucléaires. Il consiste à placer les colis de déchets dans une installation assurant, pendant une période donnée, leur isolement de l'homme et de l'environnement, avec l'intention de les reprendre par la suite en vue d'un complément de gestion. Les entreposages sont conçus, construits et gérés par les producteurs de déchets (EDF, Areva NC (ex Cogema), CEA) à proximité des lieux de conditionnement des déchets.

Enrichissement

Procédé par lequel on accroît la teneur en matière fissile d'un élément. Ainsi l'uranium est constitué, à l'état naturel, de 0,7 % d'uranium 235 (fissile) et à 99,3 % d'uranium 238 (non fissile). Pour le rendre efficacement utilisable dans un réacteur à eau pressurisée, il est enrichi en uranium 235 dont la proportion est portée à environ 4 %.

EPR

Réacteur nucléaire à eau pressurisée. Réacteur Européen de la dernière génération de réacteur (dite génération 3) né d'une collaboration franco-allemande, offrant des évolutions sur les plans de la sûreté, de l'environnement et des performances techniques.

Conversion/Fluoration

Egalement appelée « conversion », la fluoration permet la purification des concentrés uranifères et leur transformation sous la forme d'hexafluorure d'uranium (UF(6)) autorisant son enrichissement avec les techniques actuelles.

Fourniture électrique

On distingue dans la demande électrique, quatre formes de consommation :

- la fourniture électrique « de base » (ou « ruban ») qui est produite ou consommée de façon permanente toute l'année,
- la fourniture de « semi-base » dont la période de production et de consommation est concentrée sur l'hiver,
- la fourniture de « pointe » qui correspond à des périodes de production ou de consommation chargées de l'année,
- la fourniture « en dentelle » qui constitue un complément d'une fourniture de « ruban ».

FNCCR

Fédération Nationale des Collectivités Concédantes et Régies.

Gaz naturel liquéfié

Gaz naturel mis en phase liquide par l'abaissement de sa température à - 162 degrés C permettant de réduire 600 fois son volume.

Gaz à effet de serre

Gaz retenant une partie du rayonnement solaire dans l'atmosphère et dont l'augmentation des émissions dues aux activités humaines (émissions anthropiques) provoque une hausse de la température moyenne de la terre et joue très probablement un rôle important dans le changement climatique. Le Protocole de Kyoto et la directive 2003/87/CE du 13 octobre 2003 visent les six principaux gaz à effet de serre suivants : le dioxyde de carbone (CO_2), le méthane (CH_4), le protoxyde d'azote (N_2O), les hydrocarbures fluorés (HFC), les hydrocarbures perfluorés (PFC) et l'hexafluorure de soufre (SF_6). Pour la période 2005-2007, seul le dioxyde de carbone fait l'objet en Europe de mesures de réduction d'émissions en application des plans nationaux d'allocation de quotas de gaz à effet de serre.

Interconnexion

Ouvrage de transport d'électricité qui permet les échanges d'énergie entre des pays différents, en reliant le réseau de transport d'un pays à celui d'un pays limitrophe.

Marge brute énergies

La marge brute énergies est construite à partir des données comptables du compte de résultat et représente la marge sur coûts d'énergies, de combustibles et d'acheminement dégagée par les ventes d'énergies (c'est-à-dire l'électricité et gaz).

Mécanisme d'ajustement

Créé par RTE le 1er avril 2003, le mécanisme d'ajustement lui permet de disposer de réserves de puissance mobilisables dès que se produit un déséquilibre entre l'offre et la demande.

Midstream

Ensemble des actifs physiques permettant de disposer, d'acheminer et de moduler l'énergie gaz. Ceux-ci peuvent être des actifs physiques (gazoducs, stockage, terminaux GNL, etc,...) ou contractuels (droits afférents dans les capacité pré-citées, contrats d'achats, etc,...). Le segment midstream inclue les activités de négoce et de trading.

MOX

« *Mixed Oxydes* ». Combustible nucléaire à base d'un mélange d'oxydes d'uranium (naturel ou appauvri) et de plutonium.

MW/MWh

Le MWh est l'unité d'énergie produite par une installation égale à la puissance de l'installation, exprimée en MW, multipliée par la durée de fonctionnement en heures.
1 MW = 1 000 kilowatts = 1 million de W
1 MWh = 1 MW produit pendant 1 heure = 1 Megawattheure
1 GW = 1 000 MW = 1 milliard de W
1 TW = 1 000 GW

Palier

Dans le domaine nucléaire, le palier désigne l'ensemble des centrales nucléaires d'une même puissance électrique. EDF décline son modèle de réacteur REP selon trois paliers de puissance électrique : le palier 900 MW (34 tranches d'environ 900 MW chacune), le palier 1 300 W (20 tranches) et le palier 1 500 MW (4 tranches).

Plan National d'Allocation des Quotas (PNAQ)

Ce plan s'inscrit dans le contexte du futur marché européen des permis d'émissions, visant à réduire les émissions de gaz à effet de serre des industries de l'Union. Le PNAQ vise à plafonner les émissions de CO_2 des sites industriels et de production d'énergie les plus pollueurs pour la période 2005-2007.

Plutonium (Pu)

Elément de numéro atomique 94 (nombre de neutrons) dont aucun isotope (éléments dont les atomes possèdent le même nombre d'électrons et de protons — donc les mêmes propriétés chimiques —, mais un nombre différent de neutrons) n'existe dans la nature. Le plutonium 239, isotope fissile, est produit dans les réacteurs nucléaires à partir de l'uranium 238.

Portefeuille d'actifs amont

Ensemble des actifs garantissant la disponibilité d'énergie électrique. Ceux-ci peuvent être des actifs physiques (centrales de production, etc,...) ou leur équivalent contractuel : contrats de long terme, participations, contrats donnant droit à une quote-part d'énergie produite.

Portefeuille d'actifs aval

Ensemble des engagements contractuels de cession d'énergie avec des opérateurs ou des clients finals.

Radioprotection (Dosimétrie — Dose)

Dans une centrale, les sources de rayonnements ionisants ont des origines diverses : le combustible lui-même, les équipements activés par les flux neutroniques (particulièrement ceux qui sont proches du cœur tels la cuve ou son couvercle), des particules issues de la corrosion du circuit primaire des réacteurs et véhiculées par le fluide primaire. Le niveau d'exposition d'une personne est quantifié par l'équivalent de dose exprimé en sieverts (Sv). La somme des équivalents de dose, appelée dosimétrie collective et exprimée en hommes — sieverts, est utilisée comme indicateur du niveau de dose reçu par l'ensemble des intervenants. La mobilisation des acteurs de terrain a permis une amélioration continue des performances en matière de protection des personnels contre les effets des rayonnements ionisants.

Redispatching

Méthode de gestion des congestions sur le réseau consistant à redéployer des programmes prévisionnels de production.

Réseau de distribution

En aval du réseau de transport les réseaux de distribution, à moyenne et basse tension, desservent les clients finals (particuliers, collectivités, PME, PMI).

Réseau de transport

Réseau assurant le transit de l'énergie électrique à haute et très haute tension des lieux de production jusqu'aux réseaux de distribution ou des sites industriels qui lui sont directement raccordés; il comprend le réseau de grand transport et d'interconnexion (400 000 volts et 225 000 volts) et les réseaux régionaux de répartition (225 000 volts, 150 000 volts, 90 000 volts et 63 000 volts).

RPD

Réseaux publics de distribution.

RPT

Réseaux publics de transport.

Responsable d'équilibre

Entreprise avec laquelle RTE-EDF Transport passe un contrat pour le financement des écarts entre le prévu et le réalisé dans les consommations et les productions d'un portefeuille d'utilisateurs mutualisés par le responsable d'équilibre, qui exerce ici un rôle d'assureur en jouant sur l'effet de foisonnement des écarts à la hausse et à la baisse.

Retraitement

Traitement du combustible usé issu d'un réacteur de manière à isoler les matières recyclables (uranium et plutonium) des déchets ultimes.

Stockage

Le stockage consiste à placer les colis de déchets radioactifs dans une installation assurant leur gestion à long terme, c'est-à-dire dans des conditions propres à assurer la sûreté et à maîtriser les risques dans la durée.

Sûreté nucléaire

La sûreté nucléaire regroupe l'ensemble des dispositions techniques, organisationnelles et humaines qui sont destinées à prévenir les risques d'accidents et à en limiter les effets, et qui sont mises en œuvre à toutes les étapes de la vie d'une centrale nucléaire, de la conception à l'exploitation et jusqu'à la déconstruction.

Télé-relève

Comptage à distance de la quantité d'énergie électrique injectée et soutirée du réseau.

Thermie (th)

1 th équivaut à 1,163 kilowattheure ou 4,186.10*6 joules.

Tranche nucléaire

Unité de production électrique comportant une chaudière nucléaire et un groupe turbo-alternateur. Une tranche nucléaire se caractérise essentiellement par son type de réacteur et la puissance de son groupe turbo-alternateur. Les centrales nucléaires EDF comprennent deux ou quatre tranches, plus rarement six.

Tritium (H3)

Isotope de l'hydrogène, émettant des rayonnements bêta, présent dans les effluents des réacteurs à eau.

Ultracentrifugation

Ce procédé consiste à faire tourner à très haute vitesse et dans le vide un bol cylindrique contenant de l'hexafluorure d'uranium (UF(6)). Sous l'effet de la force centrifuge, les molécules les plus lourdes ((238)U) se concentrent à la périphérie tandis que les plus légères ((235)U) migrent vers le centre créant un effet de séparation isotopique.

Uranium (U)

L'uranium se présente à l'état naturel sous la forme d'un mélange comportant trois principaux isotopes (éléments dont les atomes possèdent le même nombre d'électrons et de protons — donc les mêmes propriétés chimiques —, mais un nombre différent de neutrons) :

- uranium 238, fertile dans la proportion de 99,3 %.
- uranium 235, fissile dans la proportion de 0,7 %.
- uranium 234.

L'uranium 235 est le seul isotope fissile naturel, une qualité qui explique son utilisation comme source d'énergie.

Uranium enrichi

Uranium dont la teneur en isotope 235, le seul fissile, a été portée de son faible niveau naturel (0,7 %) à environ 4 % pour un combustible destiné à un réacteur nucléaire à eau sous pression.

UO_2

Uranium naturel fluoré puis enrichi. Oxyde d'uranium, forme particulièrement stable chimiquement sous laquelle l'uranium est utilisé en tant que matière fissile dans les assemblages des réacteurs nucléaires à eau sous pression.

URE (Uranium ré-enrichi)

Pour être utilisé en réacteur, l'URT (uranium issu du retraitement), même s'il contient plus d'uranium fissile qu'à l'état naturel, doit encore être enrichi. On parle alors d'uranium de retraitement enrichi.

URT (Uranium de retraitement)

L'URT, uranium issu du retraitement des combustibles usés, se distingue de l'uranium naturel par sa teneur en uranium 235 légèrement supérieure, et par la présence d'autres isotopes de l'uranium.
Il est recyclable et des recharges d'assemblages combustibles réalisés à partir d'URT sont couramment utilisées en réacteurs.

VaR (Value at Risk)

Indicateur financier qui désigne la mesure statistique du risque de perte potentielle maximale en valeur économique (valeur de marché ou market to market) subie par un portefeuille de flux financiers en cas d'évolutions défavorables du marché sur un horizon de temps et avec un intervalle de confiance donnée.

Vitrification

Opération consistant à immobiliser, dans la structure du verre, par mélange à haute température avec une pâte vitreuse, des solutions concentrées de produits hautement radioactifs.

Zones non interconnectées

Zones du territoire national qui ne sont pas reliées (par des lignes électriques) au réseau métropolitain continental (la Corse et les DOM).

GROUPE EDF

RAPPORT 2006 DU PRÉSIDENT DU CONSEIL D'ADMINISTRATION D'EDF SUR LE GOUVERNEMENT D'ENTREPRISE ET LES PROCÉDURES DE CONTRÔLE INTERNE

21 FÉVRIER 2007

INTRODUCTION

En application de l'article L.225-37 du Code de commerce, le présent rapport rend compte des conditions de gouvernance (préparation et organisation des travaux du Conseil d'administration) ainsi que des procédures de contrôle interne mises en place au sein d'EDF SA, incluant celles appliquées à l'égard de ses filiales contrôlées.

Pour ce qui concerne la partie décrivant le contrôle interne (§2), le plan général du présent rapport est inspiré du référentiel COSO[64], et son contenu prend en compte le cadre de référence en matière de contrôle interne recommandé par l'AMF[65]. La description de l'organisation du contrôle interne comporte donc cinq chapitres qui décrivent les éléments relatifs à l'environnement de contrôle, la politique de gestion des risques, la communication et la diffusion des informations, aux activités de pilotage et aux activités de contrôle qui sont répertoriées suivant quatre paragraphes distincts qui correspondent aux quatre objectifs reconnus du contrôle interne :

- les procédures de contrôle interne relatives à la réalisation et l'optimisation des opérations,
- les procédures de contrôle interne relatives à la fiabilité des informations financières,
- les procédures de contrôle interne relatives à la conformité aux lois et aux règlements,
- les procédures de contrôle interne relatives à l'application des instructions et des orientations de la Tête de Groupe.

Enfin, la dynamique d'évolution du contrôle interne au sein du Groupe EDF ainsi que le processus mis en œuvre pour élaborer et valider ce rapport, sont présentés en conclusion.

CHAPITRE 1 GOUVERNEMENT D'ENTREPRISE

1.1 PRÉPARATION ET ORGANISATION DES TRAVAUX DU CONSEIL D'ADMINISTRATION 319
1.2 MISSIONS ET FONCTIONNEMENT DES COMITES DU CONSEIL D'ADMINISTRATION 320
1.3 INFORMATION ET FORMATION DES ADMINISTRATEURS 322

1.1 - PRÉPARATION ET ORGANISATION DES TRAVAUX DU CONSEIL D'ADMINISTRATION

1.1.1 Présentation et pouvoirs du Conseil d'administration

A compter de l'Assemblée générale du 14 février 2006, conformément à la loi de démocratisation du secteur public du 26 juillet 1983 et aux dispositions du décret-loi modifié du 30 octobre 1935, l'Etat détenant moins de 90 % du capital d'EDF, le Conseil d'administration de la Société est composé de dix-huit membres, dont un tiers sont des représentants des salariés et deux tiers sont nommés par l'Assemblée générale sur proposition du Conseil d'administration, sous réserve des représentants de l'Etat nommés par décret. L'Etat ayant nommé six représentants par décret, l'Assemblée générale du 14 février 2006 a ainsi nommé six administrateurs : Messieurs Pierre Gadonneix, Frank E. Dangeard, Daniel Foundoulis, Claude Moreau, Henri Proglio et Louis Schweitzer.

La liste des mandats exercés par les mandataires sociaux figure au Chapitre 1.15.7.1 du rapport de gestion d'EDF.

Assistent également au Conseil, sans voix délibérative, la mission de contrôle général économique et financier de l'Etat[66] et le secrétaire du Comité d'entreprise.

Le Conseil d'administration détermine les orientations de l'activité de la société et veille à leur mise en œuvre. Il délibère sur toutes les orientations stratégiques, économiques, financières ou technologiques concernant le Groupe ainsi que sur les sujets que la loi lui a expressément confiés ou qu'il s'est réservés.

Les règles applicables en matière de cumul des mandats sont respectées par chacun des administrateurs.

Compte tenu de l'adoption du nouveau règlement intérieur le 23 janvier 2007, le Conseil d'administration doit être saisi pour :

- les opérations de croissance externe et interne ou de cession qui représentent une exposition financière pour l'entreprise supérieure à 200 M€. Ce seuil est abaissé à 50 M€ pour les opérations d'acquisition qui ne s'inscrivent pas dans les orientations stratégiques de la société,
- les opérations dans le domaine immobilier supérieures à 200 M€,
- les opérations financières, déterminées chaque année par délibération spéciale du Conseil. Ainsi, en 2006 : les emprunts à long terme de plus de 2 Md€ et les cautions, avals ou garanties de plus de 500 M€. En outre, le Président rend compte au Conseil des cautions, avals ou garanties dont le montant unitaire est supérieur à 100 M€, consentis au nom de la société ou par une entreprise contrôlée par la société,
- les marchés, ou ensemble de marchés résultant d'une même consultation (hors achats de combustible nucléaire), dont le montant, y compris le cas échéant leurs avenants successifs, est égal ou supérieur à 100 M€ ; les achats ou ventes à long terme d'énergie,

[64] Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission.

[65] Paru le 22 janvier 2007.

[66] Cette mission exerce le contrôle économique et financier de l'Etat, conformément au décret du 26 mai 1955. Elle peut exercer des procédures de contrôle de façon étendue.

crédits d'émission et quotas de CO_2, par la société ou par une société qu'elle contrôle exclusivement, portant sur des volumes ou montants annuels supérieurs à :
– 10 TWh pour l'électricité,
– 20 TWh pour le gaz (les contrats d'achat ou vente à long terme de gaz supérieurs à 5 TWh et inférieurs à 20 TWh font par ailleurs l'objet d'une information détaillée lors de la séance du Conseil d'administration qui suit leur signature),
– 250 M€ pour le charbon et le dioxyde de carbone.

Le Conseil d'administration a ainsi examiné en 2006, outre de nombreux sujets liés à l'activité courante de l'entreprise, les sujets majeurs de l'année et a autorisé en particulier :

- à l'international, la cession de 79,6 % du capital de la société de distribution d'électricité Light au Brésil,
- dans le domaine des énergies renouvelables, le principe de la mise en bourse d'EDF Energies Nouvelles, permettant ainsi à cette société de disposer des moyens nécessaires à son développement,
- dans le domaine nucléaire, la poursuite du projet de construction d'une unité de production basée sur un réacteur de type EPR sur le site de Flamanville.

1.1. 2 Nomination et pouvoirs du Président du Conseil et des Directeurs Généraux Délégués

Le Président du Conseil d'administration assume la fonction de Directeur Général. Il est nommé par décret sur proposition du Conseil d'administration.

A l'issue de l'Assemblée générale du 14 février 2006, le Conseil d'administration a proposé au Gouvernement de nommer Pierre Gadonneix en qualité de Président-Directeur Général. Cette nomination a été décidée par décret en date du 15 février 2006.

Le Président-Directeur Général a tous pouvoirs pour engager la société sous réserve de ceux attribués au Conseil d'administration (cf. §1.1.1).

Le Conseil d'administration peut nommer, sur proposition du Président-Directeur Général et à la majorité des membres présents ou représentés, jusqu'à cinq Directeurs Généraux Délégués. Leurs pouvoirs et la durée de leur mandat leur sont conférés par le Conseil d'administration, en accord avec le Président-Directeur Général. Les Directeurs Généraux Délégués sont, à fin 2006 :

- Daniel Camus, Directeur Général Délégué Finances,
- Yann Laroche, Directeur Général Délégué Ressources Humaines et Communication,
- Jean-Louis Mathias, Directeur Général Délégué Intégration et Opérations Dérégulé France.

1.1.3 Evaluation du fonctionnement du Conseil d'administration

Le Conseil d'administration s'est réuni 12 fois pendant l'année 2006 et 21 réunions de comités se sont tenues pour préparer ces séances (cf. §1.2).

Le taux de participation des administrateurs aux Conseils est relativement stable depuis 2002 (84,2 % en moyenne), avec une légère baisse en 2006 (79,6 %) pour des raisons conjoncturelles. Conformément aux règles de bonne gouvernance d'entreprise (par exemple, le rapport AFEP-MEDEF d'octobre 2003) qui recommandent de réaliser un travail d'évaluation du fonctionnement du Conseil d'administration, le règlement intérieur du Conseil indique que le comité d'éthique « réalise chaque année un bilan du fonctionnement du Conseil d'administration (…) et propose des sujets de réflexion ».

Cette évaluation a été effectuée selon la même procédure qu'en 2005, via l'envoi aux administrateurs d'un questionnaire qui porte sur tous les aspects du fonctionnement du Conseil d'administration. Ce questionnaire a été examiné en Comité d'éthique du 23 octobre 2006 puis approuvé par le Conseil d'administration du 10 novembre 2006. Les administrateurs ont ainsi notamment été interrogés sur la fréquence et la durée des réunions du Conseil d'administration et de ses comités, les sujets inscrits à l'ordre du jour et la qualité des documents remis.

Les résultats examinés par le Comité d'éthique du 7 décembre 2006 témoignent d'un bon niveau de satisfaction des administrateurs. Ils ont été présentés au Conseil d'administration du 23 janvier 2007.

1.2 - MISSIONS ET FONCTIONNEMENT DES COMITÉS DU CONSEIL D'ADMINISTRATION

Pour l'exercice de ses missions, le Conseil s'est doté de comités chargés d'examiner et de préparer en amont certains dossiers avant leur présentation en séance plénière. Ces instances sont à fin 2006 : le Comité d'audit, le Comité de la stratégie, le Comité d'éthique et le Comité des rémunérations. Ce dernier a été mis en place lors du Conseil d'administration du 10 mai 2006 et s'est réuni une fois au cours de l'année 2006. Lors de la mise à jour de son règlement intérieur en janvier 2007, le Conseil d'administration a élargi les missions du Comité des rémunérations, qui est devenu le Comité des nominations et des rémunérations, et a créé le Comité de suivi des engagements nucléaires (CSEN).

1.2.1 Comité d'audit

Le **Comité d'audit**, composé de cinq membres, est présidé par Monsieur Dangeard, administrateur nommé par l'Assemblée générale des actionnaires et personnalité externe au Groupe EDF. Les autres membres sont Messieurs Bézard et d'Escatha, administrateurs représentant l'Etat, Madame Daguerre et Monsieur Chorin, administrateurs élus par les salariés. Le comité étudie et donne, avant passage au Conseil, son avis sur la situation financière de la Société, le plan à moyen-terme et le budget, les projets de comptes préparés par la Direction Financière (comptes sociaux d'EDF et comptes consolidés du Groupe), la politique de contrôle des risques et le programme d'audit. Le comité entend les Commissaires aux comptes, la Direction Générale, la Direction Financière.

Le taux moyen de participation au Comité d'audit est de 71,5 % sur l'année 2006 pour sept réunions dont une réunion ad hoc en l'absence de quorum.

Le suivi des risques a en particulier été régulièrement examiné au sein de ce Comité, avec une revue semestrielle approfondie de la cartographie consolidée des risques du Groupe, des méthodes de contrôle des risques, du programme d'audit, et des principaux constats et actions correctrices mises en œuvre à la suite des audits du semestre précédent.

Au cours de l'année 2006, le Comité d'audit a pris connaissance de la Nouvelle Politique de Contrôle Interne et examiné ses modalités de déploiement interne au sein de l'entreprise. Il a également examiné des sujets majeurs tels que les actifs dédiés au démantèlement nucléaire, la mise en bourse d'EDF Energies Nouvelles, ou les assurances dommages nucléaires.

1.2.2 Comité de suivi des engagements nucléaires (CSEN)

Le **Comité de suivi des engagements nucléaires** est composé de six administrateurs, désignés par le Conseil d'administration, dont les cinq membres du Comité d'audit et un administrateur dont l'expertise est reconnue dans le domaine nucléaire. Ses membres sont Messieurs Dangeard, administrateur nommé par l'Assemblée générale des actionnaires et personnalité externe au Groupe EDF, Messieurs Bézard, d'Escatha et Jacq, administrateurs représentant l'Etat, Madame Daguerre et Monsieur Chorin, administrateurs élus par les salariés.

Le comité a pour mission de suivre l'évolution des provisions nucléaires, de donner son avis sur les questions de gouvernance des actifs dédiés, sur les règles d'adossement actif-passif et sur l'allocation stratégique, et de vérifier la conformité de la gestion des actifs dédiés constitués par EDF. Il formule au Conseil d'administration les avis et recommandations qu'il juge nécessaires.

Sa première réunion est prévue en février 2007.

1.2.3 Comité de la stratégie

Le **Comité de la stratégie**, composé de sept membres, est présidé par Monsieur Proglio, administrateur nommé par l'Assemblée générale des actionnaires et personnalité externe au Groupe EDF. Les autres membres sont Messieurs Bézard, Faure et Jacq, administrateurs représentant l'Etat, Madame Hoeffling, Messieurs Grillat et Pesteil, administrateurs élus par les salariés. Le Comité donne son avis au Conseil d'administration sur les grandes orientations stratégiques de la Société. Il a ainsi examiné en 2006 la mise en oeuvre du contrat de service public, la stratégie gazière, la politique recherche et développement et les orientations en matière d'énergies renouvelables. Le Comité de la stratégie s'est réuni sept fois en 2006 (dont une fois en réunion ad hoc en l'absence du Président du Comité), avec un taux de participation moyen de 75,5 %.

1.2.4 Comité d'éthique

Le **Comité d'éthique**, composé de six membres, est présidé par Monsieur Aurengo, administrateur, personnalité externe au Groupe EDF représentant l'Etat. Les autres membres sont Messieurs Foundoulis et Moreau, administrateurs nommés par l'Assemblée générale des actionnaires, Messieurs Chorin, Pesteil et Villota, administrateurs élus par les salariés. Le Comité veille à la prise en compte de la réflexion éthique dans les travaux du Conseil d'administration et dans la gestion de la Société. Il examine :

- le rapport annuel hors états financiers (rapport d'activité et rapport sur le développement durable),
- le rapport d'activité du délégué à l'éthique et à la déontologie,
- les rapports du médiateur et de l'Inspecteur Général pour la sûreté nucléaire et la radioprotection.

De plus, le Comité d'éthique réalise chaque année un bilan du fonctionnement du Conseil d'administration et de l'application de son règlement intérieur, et propose des sujets de réflexion.

Le taux de participation au Comité d'éthique s'élève en moyenne à 94,4 % en 2006 pour six réunions. Ce comité a notamment poursuivi son travail de réflexion sur la politique de partenariat avec les prestataires du nucléaire. Il a également étudié la gestion des déchets nucléaires, la politique en matière de santé-sécurité, ainsi que la mise en œuvre du code de bonne conduite du distributeur qui permet de s'assurer que toutes les dispositions ont été prises pour garantir l'absence de pratiques discriminatoires en matière d'accès des tiers au réseau.

1.2.5 Comité des nominations et des rémunérations

Le **Comité des nominations et des rémunérations** est composé de trois membres, et est présidé par Monsieur Schweitzer, administrateur nommé par l'Assemblée générale des actionnaires et personnalité externe au Groupe EDF. Les deux autres membres sont Monsieur Dangeard, administrateur nommé par l'Assemblée générale des actionnaires et également personnalité externe au Groupe EDF et Monsieur Bézard, administrateur représentant l'Etat. Le Comité transmet au Conseil d'administration des propositions en vue de la nomination d'administrateurs par l'Assemblée Générale, adresse au Ministre de l'économie, des finances et de l'industrie un avis sur la rémunération du Président-Directeur Général, examine la rémunération des Directeurs Généraux Délégués (DGD).

Il transmet au Conseil d'administration son avis sur les modalités de fixation de la rémunération des principaux dirigeants (part fixe et part variable, mode de calcul et indexation), ainsi que sur le montant et les modalités de répartition des jetons de présence. Il s'assure de l'existence de tables de succession pour les postes du Comité Exécutif.

Les éléments relatifs à la rémunération des mandataires sociaux figurent au chapitre 1.15.7.2 du rapport de gestion d'EDF.

1.3 - INFORMATION ET FORMATION DES ADMINISTRATEURS

Le Président-Directeur Général porte régulièrement à la connaissance des membres du Conseil d'administration les principaux faits et événements significatifs de la Société intervenus depuis la date du précédent Conseil d'administration.

Le Secrétariat du Conseil d'administration communique également aux administrateurs des éléments d'information, que ceux-ci peuvent compléter par des rencontres avec les principaux dirigeants du Groupe sur les sujets figurant à l'ordre du jour du Conseil.

En outre, le Secrétariat du Conseil d'administration organise des réunions d'information sur des sujets complexes ou à fort enjeu ou sur demande des administrateurs. Ainsi, de nombreux sujets ont été traités en 2006 tels que l'évolution du secteur énergétique, les prix de l'électricité, la trésorerie du groupe, le délit d'initié, la politique de recherche et développement,… Cette dernière a été présentée sur le site de Chatou. Par ailleurs, les membres du comité d'éthique se sont rendus à la centrale nucléaire du Blayais dans le cadre de la réflexion sur la politique de sous-traitance dans le nucléaire.

Enfin, il est à noter qu'en 2006, un « *guide de l'administrateur* » a été élaboré afin d'éclairer les administrateurs dans l'exécution de leur mandat : il comprend, outre l'ensemble des textes nécessaires à leur information, des fiches de renseignement sur des thèmes précis tels que le droit à l'information, les obligations et les devoirs, le cumul des mandats, la rémunération et l'assurance responsabilité civile des dirigeants.

CHAPITRE 2 LE CONTRÔLE INTERNE DU GROUPE EDF

2.1 ENVIRONNEMENT DE CONTRÔLE 322
2.2 LA POLITIQUE DE GESTION ET DE CONTRÔLE DES RISQUES 326
2.3 LES ACTIVITÉS DE CONTRÔLE DU GROUPE 327
2.4 COMMUNICATION ET DIFFUSION DES INFORMATIONS 330
2.5 LES ACTIVITÉS DE PILOTAGE DE CONTRÔLE INTERNE DU GROUPE 331

L'objectif du présent document n'est pas de présenter de façon exhaustive l'ensemble des moyens de contrôle existant au sein du Groupe mais de mettre l'accent sur les procédures de contrôle relatives aux activités ou risques estimés significatifs ainsi que les dispositifs principaux en place en 2006.

2.1 - ENVIRONNEMENT DE CONTRÔLE

2.1.1 Politique de contrôle interne

Une évolution majeure est intervenue avec la validation de la Nouvelle Politique de Contrôle Interne et d'audit interne du Groupe EDF signée par le Président le 7 mars 2006. Les principaux leviers mis en œuvre dans le cadre de cette Politique sont développés ci-dessous (cf. §2.1.6.4 et §2.5).

Cette nouvelle politique fixe le cadre de référence à respecter en matière de contrôle interne et d'audit interne par l'ensemble des entités du Groupe EDF. Elle vise à renforcer la responsabilisation du management sur son contrôle interne, en cohérence avec sa délégation managériale et avec les principaux risques identifiés. Plusieurs niveaux de contrôle sont identifiés :

- **l'auto-contrôle** et le contrôle hiérarchique réalisés au niveau des activités,
- **le contrôle interne de premier niveau** exercé à la maille de l'entité managériale responsable de la conduite des activités (unité ou filiale contrôlée rattachée à une Direction de la maison-mère),
- **le contrôle interne de deuxième niveau** exercé à la maille de l'entité de regroupement (Direction, Division ou filiale contrôlée directement rattachée à la tête de Groupe),
- **le pilotage** de l'ensemble assuré par la Direction de l'audit Groupe : animation de la filière du contrôle interne, contrôle des dispositifs de contrôle interne des entités rattachées au Comité Exécutif (Comex).

Chacun de ces niveaux de contrôle est construit en cohérence avec le niveau de délégation managériale correspondant et avec le processus d'analyse des principaux risques, chaque niveau étant responsable du contrôle de ses propres activités et de la vérification des dispositifs de contrôle des activités qu'il a déléguées. Les anomalies détectées par un niveau de management ainsi que les dispositions mises en œuvre pour assurer leur traitement sont communiquées au niveau supérieur.

Chaque directeur d'entité opérationnelle de regroupement et d'entité fonctionnelle support du Groupe a désigné un « animateur de Contrôle Interne ». Une animation du réseau de ces animateurs est assurée par la Direction de l'Audit (professionnalisation, réunions périodiques, élaboration de référentiels de contrôle et d'auto-diagnostic, fonds documentaire partagé sur Intranet,…).

Un guide de contrôle interne a été élaboré et proposé à chaque entité pour l'aider dans la mise en œuvre de son propre dispositif de contrôle interne. Ce guide, construit sur la base des chapitres du COSO, caractérise les domaines de risque concernés, identifie les principaux objectifs de contrôle à explorer, et propose des bonnes pratiques à mettre en oeuvre.

Chacune des 36 entités opérationnelles de regroupement a élaboré à fin 2006 son premier rapport annuel de contrôle interne comportant notamment l'engagement du directeur quant à son ambition et la description de son dispositif cible à fin 2007, ainsi que la description

du dispositif existant à fin 2006 et les actions envisagées pour combler les écarts par rapport à cette cible. Ce processus sera reconduit chaque année et il intègrera de plus une auto-évaluation par le management de l'entité du fonctionnement de son dispositif de contrôle interne. Cette auto-évaluation ainsi que le dispositif de contrôle interne correspondant seront audités par la Direction de l'audit Groupe chaque année pour un tiers des entités concernées.

Les entités fonctionnelles sont, quant à elles, chargées d'élaborer les objectifs de contrôle relatifs à l'application des politiques majeures de leur champ de responsabilité. Ces objectifs seront déclinés par les entités opérationnelles et intégrés à partir de 2007 dans leurs dispositifs de contrôle.

La direction de l'audit a réalisé en 2006 des diagnostics d'une partie de ces dispositifs de contrôle interne, et réalisera des audits à blanc au courant de l'année 2007, avant de procéder à un contrôle du contrôle systématique à partir de 2008 de l'ensemble des dispositifs avec une périodicité triennale.

S'agissant des filiales non contrôlées, tels les cas particuliers d'Edison et d'EnBW, les administrateurs chefs de file représentant EDF sont invités à vérifier, dans le cadre de leurs prérogatives et en concertation avec les autres administrateurs, la qualité des dispositifs de contrôle interne de ces filiales. Il en va de même pour RTE-EDF Transport.

2.1.2 Démarches Éthique et Qualité Environnementale

2.1.2.1 Démarche Ethique

La démarche éthique, adoptée en mars 2003, formalise l'engagement du Groupe à respecter les cinq valeurs de l'entreprise : respect de la personne, respect de l'environnement, performance, solidarité et intégrité. Ces cinq valeurs de service public et de développement durable sont intégrées dans une charte éthique dont les Principes d'action collective et le Mémento éthique individuel précisent les conditions d'application.

La démarche éthique du Groupe qui est le cadre de référence des engagements éthiques des sociétés filiales et des codes de conduite, sert également de référence aux processus fondamentaux comme le recrutement (référentiel d'embauche), la formation (sensibilisation des salariés) et l'évaluation des performances.

En 2006, les principales filiales EDF Energy, EnBW et Edison ont poursuivi la mise en œuvre de leur propre démarche éthique en cohérence avec celle du Groupe, tout comme d'autres filiales en Pologne et en Côte d'Ivoire. Pour EDF SA, la Charte de développement durable fournisseurs (septembre 2006), l'accord sur la sous-traitance socialement responsable (octobre 2006) et la mise en oeuvre du projet « Diversité » à partir du 1er juin 2006 ont concrètement promu les valeurs de solidarité et de respect de la personne dans les conditions d'emploi, de travail et d'embauche de l'entreprise et de ses prestataires.

Le dispositif d'alerte éthique, mis en place à partir de 2004, reconnaît à tout salarié, comme à tout partenaire externe, pour tout manquement aux valeurs, un droit d'interpellation de l'entreprise par consultation du Délégué Ethique. Les 45 alertes reçues en 2006 portaient surtout sur le respect de la personne et ont justifié des mesures managériales de correction, notamment d'organisation.

Le plan d'action pour 2007 vise :

- à mettre à jour et à mieux faire connaître à tous les salariés le référentiel éthique d'EDF ;
- à assurer et coordonner, en lien avec les démarches contrôle interne et contrôle des risques Groupe, les dispositifs de prévention et de traitement des manquements éthiques ;
- à mettre en place de façon concertée un mode de recours interne et une procédure de traitement de ces recours.

2.1.2.2 Démarche Qualité Environnementale

Le groupe EDF est certifié ISO 14001 depuis le 9 avril 2002. Le premier renouvellement de ce certificat a été remis en 2005 par DNV[67], organisme de certification choisi par le groupe EDF, confirmant la pertinence du Système de Management Environnemental organisé autour des engagements de la nouvelle politique signée en juin 2005.

En complément à tous les audits internes, les processus mis en œuvre dans le cadre de cette certification par un organisme externe contribuent à renforcer la maîtrise des risques environnementaux du groupe EDF.

2.1.3 Délégations de pouvoirs et habilitations techniques

Le Président-Directeur Général et les Directeurs Généraux Délégués délèguent certains des pouvoirs qu'ils ont reçus du Conseil d'administration à leurs collaborateurs directs. Ces délégations servent de fondement à celles consenties aux principaux responsables opérationnels. Depuis juin 2003, les délégations de pouvoirs ont permis une mise sous contrôle plus forte des achats en déléguant le pouvoir de signature des contrats d'achat au seul Directeur des Achats, sous réserve des pouvoirs du Conseil d'administration en la matière (cf. §1.1.1).

La délégation « représentant de l'exploitant nucléaire » est confiée au Directeur de la Direction Production Ingénierie, puis elle est subdéléguée aux Directeurs des Divisions Production Nucléaire et Ingénierie Nucléaire.

Les habilitations techniques qui donnent l'autorisation d'exercer des activités relatives aux installations (centrales de production, réseaux électriques,…) sont délivrées par chaque chef d'établissement. Au préalable, les compétences afférentes sont évaluées. Ces exigences s'appliquent à l'ensemble des intervenants, personnel EDF et prestataires.

2.1.4 La politique de gestion des Ressources Humaines (RH)

L'adaptation des emplois et des compétences nécessaires à la réussite du Projet Industriel et à l'évolution des métiers a été un axe prioritaire de développement de la filière RH du groupe en 2006, et a conduit à poursuivre et/ou à mettre en oeuvre les actions ci-après, certaines d'entre elles pouvant se poursuivre au delà de l'année 2006 :

- initialisation d'un processus « prospective métier » permettant de faciliter les arbitrages sur l'emploi (recrutement, formation, externalisation),

[67] DNV : Det Norske Veritas

- mise en oeuvre d'une véritable dynamique de mobilité dans une logique de plein emploi interne à travers une évolution des politiques de gestion des RH (accompagnement des secteurs d'activité en décroissance et gréement des métiers d'appel),
- signature de l'accord EDF Formation par les 5 organisations syndicales visant à ouvrir et accompagner les parcours professionnels au service des enjeux d'EDF,
- accueil de jeunes en formation en alternance à tous les niveaux de diplômes,
- mise en place d'une démarche systématique de détection et d'évaluation des jeunes talents,
- développement des formations pour les dirigeants en place destinées à renforcer la dimension internationale de leur rôle,
- recentrage de la politique de mobilité à l'international sur les ambitions du Projet Industriel,
- adaptation de la politique de recrutement à l'évolution du Groupe en prenant en compte les évolutions du marché externe de l'emploi comme les attentes des jeunes diplômés.

Par ailleurs, conformément à la politique de contrôle interne du groupe, la filière RH et Communication a défini les objectifs de contrôle interne à mettre en œuvre par les directions opérationnelles à partir des processus transverses et processus métiers jugés « critiques » au regard de leur impact financier ou d'image.

2.1.5 L'organisation et le Pilotage des Systèmes d'Information (SI)

La maîtrise d'ouvrage des systèmes d'information est assurée par chacune des directions pour le périmètre qui la concerne : directions opérationnelles en France (production, commercialisation, distribution), directions fonctionnelles du Groupe (finance, RH, achats, …), direction des filiales.

Les responsabilités de maîtrise d'œuvre sont réparties entre ces directions qui les prennent directement en charge en s'appuyant sur des opérateurs dédiés, et une entité spécifique qui est commune avec Gaz de France et joue un rôle d'opérateur transverse pour l'ensemble du Groupe.

La cohérence d'ensemble est pilotée par la Direction des SI Groupe qui anime la filière S.I. au travers de politiques communes, la gouvernance des SI étant assurée à deux niveaux dans l'organisation :

- les décisions et arbitrages stratégiques sont soumis, selon leur nature et le périmètre concerné, à un des Comités décisionnels du Groupe (cf. §2.1.6.1),
- les autres décisions importantes sont prises au sein d'un comité des directeurs des systèmes d'information qui représentent les directions, à un pas mensuel et animé par la DSI Groupe. Ces décisions concernent les priorités et évolutions majeures de la filière, la mise en œuvre de synergies (achats, moyens techniques, standards, …).

Par ailleurs, un correspondant Informatique et Libertés a été nommé pour EDF fin 2006.

2.1.6 Les acteurs fonctionnels du pilotage et du contrôle interne

Organes de Pilotage du Groupe

L'organisation du Groupe répond à deux orientations majeures : améliorer le fonctionnement en groupe intégré et associer les opérationnels aux mécanismes de décision.

Depuis le 1er avril 2006, le TOP4, qui regroupe le Président-Directeur Général et les trois Directeurs Généraux Délégués est l'organe décisionnel de la Tête de Groupe. Le Comité Exécutif (Comex), instance d'échange stratégique et de concertation sur tous les sujets transverses du Groupe, est composé des membres du TOP4, des Directeurs Généraux Adjoints opérationnels et fonctionnels et des Présidents des principales filiales, à savoir EDF Energy, EnBW et Edison. Sa composition traduit le souci de traiter de façon homogène l'ensemble des enjeux importants pour le Groupe.

Des comités spécifiques décisionnels, en nombre réduit, complètent l'action du Comex : le **C**omité **C**oordination **F**rance, le **C**omité des **E**ngagements et **P**articipations, le **C**omité des **C**adres **D**irigeants, le **C**onseil de la **S**ûreté **N**ucléaire, et le **C**omité C+P+T[68]. Des comités ou directoires ad hoc complètent le dispositif pour prendre en charge les principaux enjeux transitoires.

2.1.6.1 La Direction Financière (DF)

La DF assure le suivi et la maîtrise des risques financiers. Elle mène une veille sur les évolutions des marchés et des techniques financières et analyse les risques financiers des projets. Le Directeur Général Délégué Finances préside le Comité des Engagements et Participations (cf § 2.3.1.2.1).

Au sein de la Direction Controlling Groupe :

- **Le Contrôle de Gestion** a pour missions :
  - de piloter les processus prévisionnels du cycle de gestion du Groupe (budgets et plans à moyen terme découlant du Projet Industriel), d'en assurer la synthèse et de proposer des arbitrages au niveau des Directions et du Groupe. Il joue un rôle d'alerte et de proposition dans l'analyse, avant décision, des conséquences financières des opérations envisagées, ou des niveaux de performance proposés,
  - d'assister le management opérationnel dans le pilotage de la performance : le suivi de l'exécution du budget (faisant l'objet de reprévisions quatre fois par an) ainsi que des résultats opérationnels, est assuré au travers de revues de performances régulières généralisées au sein des Directions et des Filiales,
  - d'assurer la fonction de contrôle financier du Groupe, en contribuant notamment aux processus de contrôle des investissements et en réalisant des analyses d'optimisation économique et financière.

Le contrôle de gestion est implanté au niveau de chaque entité managériale. Les contrôleurs de gestion font partie du Comité de direction des entités auxquelles ils appartiennent. Les Directeurs Gestion Finances des Directions sont nommés et évalués par le Directeur Général Délégué Finances.

- **La Comptabilité** a pour missions :
  - de préciser les règles et méthodes comptables du Groupe qui garantissent l'unicité des traitements comptables et leur correcte alimentation par les processus amont,
  - de définir annuellement, pour EDF SA, un référentiel de contrôle décliné par processus,
  - d'organiser un retour sur la mise en œuvre par les entités des contrôles prescrits dans le domaine comptable et financier (Cf. § 2.3.2.2.2).

Au sein de la Direction Corporate Finance et Trésorerie (DCFT) **le Département Contrôle des Risques Financiers** est en charge de

[68] **C**omité C+P+T : Commercialisation – Production – Trading.

la maîtrise au niveau du Groupe des risques de taux, de change, de liquidité et de contrepartie (cf. § 2.3.1.1.2). De plus, dans le cadre de la politique de Contrôle Interne, le département Contrôle des risques financiers participe à la maîtrise des risques opérationnels des activités de la DCFT.

2.1.6.2 La Direction du Contrôle des Risques Groupe (DCRG)

Le Groupe EDF met en œuvre depuis de nombreuses années une politique de gestion de ses risques sur les plans opérationnel, financier et organisationnel.

Face à un contexte évolutif, le Groupe a décidé, dès 2003, de mettre en oeuvre un processus global de gestion et de contrôle de ses risques, permettant de renforcer les dispositifs existants, notamment en créant la Direction du Contrôle des Risques Groupe (« DCRG »). La DCRG a en particulier pour missions de :

- alerter le Président et le TOP4 sur les risques émergents ou insuffisamment perçus,
- construire et mettre à jour la cartographie consolidée des risques du Groupe (cf. §2.2),
- consolider et actualiser la politique de contrôle des risques du Groupe (cf. §2.2) en s'assurant notamment de l'exhaustivité et de la mise en cohérence des différentes politiques sectorielles de contrôle des risques (cf. §2.3.1.1),
- assurer le déploiement de la politique de risques marchés énergies du Groupe et, plus généralement, assurer le contrôle au niveau Groupe de ces risques marchés énergies (cf. §2.3.1.1.1),
- contrôler l'exhaustivité et la pertinence des analyses de risques réalisées sur les projets d'investissement et d'engagements de long terme présentés pour décision à des instances de niveau Comex,
- actualiser la politique et coordonner l'organisation du Groupe en matière de gestion de crise (cf. §2.2),
- assurer le contrôle de l'ensemble des fournisseurs et marchés sensibles en liaison avec la Direction des Achats et les Directions métiers concernées.

2.1.6.3 La fonction Audit de Groupe

La fonction audit de Groupe est constituée de l'ensemble des moyens de contrôle du Groupe, maison-mère et filiales[69], exerçant une activité d'audit interne. Elle est organisée autour d'équipes « métiers » en cours de déploiement à la maille des principales entités de regroupement (production ingénierie, commerce, distribution) et d'une direction de l'audit corporate en charge du contrôle des dispositifs de contrôle interne, ainsi que des audits transverses ou d'importance « corporate ». Le pilotage de cette fonction est placé sous la responsabilité du Président qui en confie la mission au Directeur de l'Audit. Conformément à la loi SPEGEEG[70] du 9 août 2004, le distributeur EDF a créé sa propre fonction d'audit interne. Une décision du Président du 10 septembre 2004 en définit les principes de fonctionnement dans le cadre de la fonction Audit de Groupe. Cette décision veille au respect des règles de confidentialité vis à vis des informations sensibles et à l'optimisation globale des ressources dédiées au contrôle.

La direction de l'audit du Groupe qui intervient sur l'ensemble du périmètre accessible du Groupe[71] applique les normes internationales définies par « The Institute of Internal Auditors » :

- *Normes de qualification* :
  - les missions, pouvoirs et responsabilités des auditeurs sont définis dans une charte qui a été mise à jour dans le cadre de la politique de Contrôle interne du 7 mars 2006. Cette charte rappelle l'indépendance de la fonction d'audit et son lien hiérarchique direct avec le Président-Directeur Général, les missions et les engagements de l'audit interne, les devoirs et les prérogatives des auditeurs et des audités,
  - le Directeur de l'audit est directement rattaché au Président-Directeur Général,
  - tous les auditeurs sont formés à une même méthodologie alignée sur les normes internationales. Ils sont recrutés dans les différents métiers du Groupe, ainsi que dans des cabinets d'audit externes. Chaque auditeur est évalué à la fin de chaque mission et le passage à l'audit est considéré comme professionnalisant et valorisant. Un protocole d'accord a été signé en ce sens entre la Direction de l'audit et la Direction Développement des Dirigeants,
  - le nombre d'auditeurs est d'ordre semblable à la moyenne observée dans l'industrie : 0,5 auditeur pour 1000 salariés[72],
  - les processus clé utiles au bon fonctionnement de la Direction de l'audit sur l'ensemble de la chaîne d'activités (de la définition du programme d'audits jusqu'au suivi de la mise en œuvre des recommandations) sont décrits sous forme de plans qualité devant faire l'objet de revues régulières à partir de 2007. Une évaluation indépendante a été menée début 2005 et devrait être renouvelée en 2008.

- *Normes de fonctionnement* :
  - le programme d'audit semestriel est arrêté par le Président puis présenté en Comité d'audit. Il est établi pour l'essentiel sur la base de la cartographie des risques Groupe et comprend également les audits périodiques des dispositifs de contrôle interne mis en place par les Divisions opérationnelles et fonctions Corporate (cf. politique de contrôle interne), ainsi que des audits de projet (acquisitions, cessions, investissements, …) et des audits liés au suivi des principales décisions du Président. Des audits dits « flash » sont également réalisés hors programme à la demande des membres du TOP4 ou du Comex (treize en 2006),
  - tous les audits donnent lieu à des recommandations qui, après validation par les audités et leur management, font l'objet de plans d'actions de leur part. Au cours de l'année qui suit, la Direction de l'audit s'assure de la mise en œuvre de ces actions correctives, une clôture satisfaisante de l'audit n'étant prononcée que lorsque ces actions ont été définitivement mises en place et une clôture non satisfaisante ou avec réserves donnent lieu à une alerte managériale,
  - les rapports sont rédigés selon trois niveaux de lecture pour faciliter leur appropriation : rapport détaillé pour les audités, rapport de synthèse pour les responsables des audités, avis de la Direction de l'audit à l'attention des membres du Comex,
  - un rapport de synthèse semestriel est élaboré par la Direction de l'audit. Il récapitule les principaux constats d'audit et les actions managériales correctrices correspondantes, ainsi que le résultat des clôtures d'audit réalisées pendant la période. Il identifie par ailleurs les éventuels problèmes récurrents ou génériques apparus dans plusieurs audits sur la période et qui méritent une attention particulière du TOP4. Ce rapport est présenté au Président puis au Comité d'audit.

[69] Selon des accords au cas par cas pour les filiales non contrôlées par EDF. Par ailleurs, le Gestionnaire de Réseau de Transport d'Electricité (RTE-EDF Transport) dans le cadre de la loi du 10 février 2000 qui lui confère l'autonomie de gestion, a développé ses propres moyens de contrôle : Mission Audit et Révision Comptable et Financière.

[70] Service Public de l'Electricité et du Gaz et Entreprises Electriques et Gazières.

[71] Cf. note 6.

[72] Source IFACI : résultat de l'enquête sur la pratique de l'audit interne en France en 2005.

En parallèle avec le renforcement des dispositifs de contrôle interne dans le cadre de la nouvelle politique, la Direction de l'audit se recentre progressivement sur son nouveau cœur de métier :

– le « contrôle des dispositifs de contrôle » des entités opérationnelles du Groupe, l'appui au contrôle interne des activités portées par la Tête de Groupe, l'animation de la filière contrôle interne,
– la réalisation des audits transverses et/ou relatifs aux risques de niveau Groupe (audits dits « Corporate »), des audits dits « flashs » à la demande d'un membre du TOP4 ou du Comex, et les audits dits « de projets » (pouvant être réalisés à différentes étapes clé d'un projet majeur).

2.1.6.4 La Direction Juridique (DJ)

Afin d'intervenir au plus près des instances de décision, que cela soit au niveau du TOP4, des Directions ou au niveau régional, l'organisation de la DJ est calée sur celle du Groupe EDF. La DJ est saisie pour la rédaction des contrats ainsi que pour l'analyse des risques juridiques relatifs aux projets de l'entreprise. Elle assure également le suivi centralisé des contentieux importants. L'ensemble de ses activités lui permet d'exercer une fonction d'alerte et de prévention des contentieux.

2.1.7 Les contrôles externes

Comme toutes les sociétés cotées, EDF est soumis au contrôle de l'AMF. Par son statut de société détenue majoritairement par l'Etat, EDF est soumis aux contrôles de la Cour des Comptes, des Contrôleurs d'Etat, de l'Inspection des Finances, des Commissions des Affaires Economiques de l'Assemblée Nationale et du Sénat, et de la Commission des Marchés.

Conformément à la loi, les Commissaires aux Comptes certifient les comptes annuels, attestent les comptes consolidés du Groupe semestriels et émettent un rapport sur le rapport annuel du Président du Conseil d'administration pour ce qui concerne les procédures de contrôle interne relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière.

Compte-tenu de son activité, EDF fait également l'objet de contrôles par la **C**ommission de **R**égulation de l'**E**nergie **(CRE)** ainsi que par la **D**irection **G**énérale de la **S**ûreté **N**ucléaire et de la **R**adioprotection.

Les constats de ces différents contrôles externes alimentent les programmes de contrôle interne.

2.2 - LA POLITIQUE DE GESTION ET DE CONTRÔLE DES RISQUES

Les objectifs de la politique de gestion et de contôle des risques sont de :

- se rapprocher des standards les plus récents en matière de gouvernance d'entreprise pour la gestion des risques, notamment en anticipant les évolutions réglementaires en la matière,
- sécuriser la trajectoire stratégique et financière du Groupe,
- permettre aux dirigeants et aux organes sociaux du Groupe d'avoir une vision consolidée, régulièrement mise à jour, des risques majeurs et de leur niveau de contrôle.

Le périmètre de contrôle des risques au niveau du Groupe comprend les activités d'EDF SA et de ses filiales en France et à l'étranger (hors RTE-EDF Transport qui dispose de sa propre organisation).

Le périmètre de gestion des risques couvre ce même périmètre, exception faite des filiales dont EDF n'assure pas le contrôle opérationnel exclusif (notamment EnBW, Edison et Dalkia).

La gestion des risques est placée sous la responsabilité des directions opérationnelles et fonctionnelles, pour les risques qui relèvent de leur périmètre d'activité. Le contrôle des risques est assuré par une filière mise en place en toute indépendance des fonctions de gestion des risques. Selon ces principes, chaque semestre, en cohérence avec les échéances associées à la publication semestrielle des comptes consolidés, EDF élabore la cartographie consolidée au niveau Groupe de ses risques majeurs. Cette cartographie consolidée est réalisée à partir des cartographies établies par chaque direction opérationnelle ou fonctionnelle sur la base d'une méthodologie Groupe (typologie, principes d'identification, d'évaluation, de mise sous contrôle des risques, …). Chaque risque identifié fait l'objet d'un plan d'action décrit. Les risques majeurs du Groupe sont placés sous la responsabilité d'un pilote désigné par le TOP4.

La cartographie consolidée fait l'objet chaque semestre d'une validation par le TOP4 et d'une présentation au Comité d'audit. Elle est également régulièrement présentée aux états majors des principales directions contributrices et aux membres de la filière contrôle des risques.

Le processus global de cartographie des risques constitue un support pour de nombreux autres processus de l'entreprise : programme d'audit, politique d'assurances, contrôle des engagements et des participations, documentation financière (notamment le chapitre « Facteurs de risques » du Document de Référence AMF).

Par ailleurs, le Groupe met en œuvre une politique de gestion de crise, dont la dernière actualisation a été signée par le Président en juin 2005. En particulier, il s'assure de l'existence de dispositifs de crise pertinents au regard des risques encourus dans chaque direction participant à la gestion de la crise, et en vérifie la cohérence d'ensemble. Un programme d'exercices de crise permet de tester l'efficacité de ces dispositifs et de capitaliser les retours d'expérience. Enfin, l'organisation de crise du Groupe est régulièrement réajustée, notamment à chaque changement significatif de son organisation, de son environnement externe, ainsi qu'après chaque retour d'expérience de crise majeure ayant affecté le Groupe.

2.3 - LES ACTIVITÉS DE CONTRÔLE DU GROUPE

2.3.1 Les procédures de contrôle relatives à la réalisation et à l'optimisation des opérations

2.3.1.1 Politiques sectorielles de contrôle des risques

2.3.1.1.1 Contrôle des Risques Marchés Energies

La politique de risques marchés énergies, formalisée par la décision du Président du 9 décembre 2005, codifie la gestion de ces risques au sein du Groupe et précise l'ensemble du dispositif nécessaire à sa mise en œuvre et au contrôle de son application. Cette politique s'applique aux entités et filiales dont le Groupe a le contrôle opérationnel. Pour les autres filiales, la politique de risques marchés énergies et le processus de contrôle sont revus dans le cadre des instances de gouvernance de ces sociétés (Conseil d'administration, Comité d'audit). Cette note de politique décrit explicitement :

- le système de gouvernance et de mesure, séparant clairement les responsabilités de gestion et de contrôle des risques et permettant de suivre l'exposition du Groupe,
- les processus de contrôle des risques impliquant la direction du Groupe en cas de dépassement des limites de risques. A noter qu'un dispositif de contrôle renforcé est mis en place pour la filiale EDF Trading compte tenu de la spécificité des métiers exercés et de la réactivité nécessaire,
- l'indépendance de la filière contrôle des risques marchés énergies, organisée en deux niveaux, les entités réalisant le contrôle opérationnel et le département Risques Marchés Energies Groupe de la DCRG assurant au niveau du Groupe le contrôle de deuxième niveau.

Le TOP 4 valide annuellement les mandats de gestion de risques des entités qui lui sont présentés avec le budget. Par ailleurs, le Comité d'audit rend un avis sur la politique de risques marchés énergies du Groupe.

2.3.1.1.2. Contrôle des Risques Financiers

Le développement du Groupe a conduit à la mise en place d'une structure dédiée, le département Contrôle des Risques Financiers, en charge de la maîtrise au niveau du Groupe des risques de taux, de change, de liquidité et de contrepartie. Ce contrôle s'exerce via :

- la vérification de la bonne application des principes du cadre de gestion financière, notamment au travers du calcul régulier d'indicateurs de risque et du suivi de limites de risque,
- des missions de contrôle – méthodologie et organisation – sur les entités et filiales contrôlées du Groupe,
- le contrôle opérationnel de la salle des marchés d'EDF en charge de la gestion de la trésorerie du Groupe. Pour ces activités, un système d'indicateurs et de limites de risque vérifiés quotidiennement est en place pour suivre et contrôler l'exposition aux risques financiers. Il implique le directeur Trésorier du Groupe, le chef de la salle des marchés et le responsable du Contrôle des Risques Financiers, qui sont immédiatement saisis pour action en cas de dépassement de limites. Un Comité ad hoc vérifie périodiquement le respect des limites et statue sur les modifications de limites spécifiques éventuelles. Des audits internes réguliers s'assurent de la mise en place effective des contrôles.

Il est rendu compte de la mise en œuvre des politiques de gestion des risques financiers au Comité d'audit sur un rythme annuel.

Rattaché à la Direction Corporate Finance et Trésorerie de la Direction Financière, ce Département a un lien fonctionnel fort avec la Direction du Contrôle des Risques Groupe en vue de garantir son indépendance.

2.3.1.2 Contrôles spécifiques

2.3.1.2.1 Procédure d'approbation des engagements

Le **C**omité des **E**ngagements et des **P**articipations **(CEP)** a repris en 2005, en les élargissant, les attributions du Comité des Investissements Groupe. Présidé par le Directeur Général Délégué Finances, le CEP examine l'ensemble des engagements du Groupe, notamment les projets d'investissements, les projets de cessions et les contrats long terme « Combustibles ». Il valide tout investissement d'un montant supérieur à 20 M€. Depuis fin mars 2003, les réunions des Comités sont systématiquement précédées d'une réunion où sont associés les experts du niveau corporate (DCRG, DJ, DF…) afin de vérifier l'exhaustivité et la profondeur des analyses de risques des dossiers présentés. Ces travaux s'appuient sur un référentiel méthodologique d'analyse des risques des projets de développement qui intègre l'ensemble des impacts et en particulier la valorisation des scénarios de stress.

2.3.1.2.2 Contrôle des Systèmes d'Information (SI)

Organisation du contrôle interne de la filière SI :
Le dispositif de contrôle interne de la filière SI s'intègre dans la nouvelle politique de contrôle interne (propositions d'objectifs de contrôle à décliner par les entités opérationnelles) et porte sur la mise en œuvre des politiques de la filière. Ces politiques touchent en particulier à la sécurité des systèmes d'information, au pilotage des projets SI, à la gestion des risques SI ainsi qu'à l'optimisation et au gréement des compétences clé.

- Organisation et chantiers pour préparer l'avenir des SI :

Les priorités ont porté en 2006 principalement sur la préparation à l'ouverture des marchés en 2007. Par ailleurs, l'élaboration d'un Plan Stratégique « EDF SI 2010 » a été initiée, sous le pilotage direct de la Direction Générale, autour de plusieurs thèmes à fort enjeu pour le Groupe. Un audit interne sur la gouvernance de la filière SI est venu enrichir le diagnostic utile à l'élaboration de ce Plan Stratégique.

- Actions dans le domaine de la sécurité des SI :

De nombreuses actions de déploiement ont été menées concernant la Politique Sécurité des Systèmes d'Information du Groupe EDF et le nouveau référentiel de politique sécurité des SI d'EDF-SA. Par ailleurs, des actions ont également été engagées afin de renforcer la couverture du risque lié à un sinistre majeur sur un de ses principaux centres de calcul et les applications les plus critiques pour le fonctionnement de l'entreprise.

2.3.1.2.3. L'administration et la surveillance des filiales

Toute société filiale ou en participation est rattachée à un Directeur, membre du Comex ou à son délégué. Ce dernier assume le pilotage de la stratégie de l'entreprise pour cette société ainsi que celui des administrateurs qu'il y désigne et auxquels il adresse une lettre de mission et une lettre d'objectifs. Une actualisation de ces rattachements a été validée le 30 novembre 2006 par le Comité des Cadres Dirigeants.

La Délégation Administrateurs et Sociétés, en place depuis 2002, veille tout particulièrement :

- à la mise à jour de la cartographie du rattachement des sociétés, en fonction des décisions prises par le TOP4,
- au suivi des « compositions cibles », visions anticipées et collectives des compétences, ainsi que des profils nécessaires à une bonne représentation d'EDF au conseil des sociétés filiales et en participation, en fonction de la stratégie définie par les Directeurs de rattachement,
- au respect du processus de désignation des administrateurs, préalable managérial à la proposition de nomination (conformité à la composition cible, contrôle du nombre de mandats, avis du hiérarchique de l'administrateur proposé,…),
- à la professionnalisation des nouveaux administrateurs (formation initiale par l'Université Groupe, information via le site internet de la communauté administrateurs, formation permanente via les séminaires et ateliers administrateurs).

2.3.1.3 Autres politiques de contrôle

EDF a également défini :

- une politique santé-sécurité, signée par le Président en octobre 2003,
- une politique environnementale Groupe signée par le Président le 10 juin 2005,
- une politique d'assurances présentée au Conseil d'Administration du 1er juillet 2004, suite au dossier présenté aux administrateurs le 23 octobre 2003 sur la couverture du risque « tempête » pour les réseaux de distribution. Le Conseil a alors pris acte du bilan présenté sur la situation du Groupe EDF au regard des risques assurables identifiés et sur les couvertures mises en place. Il a validé un programme de travail destiné à renforcer la connaissance des risques assurables du groupe, à développer la dimension groupe des assurances, à améliorer et optimiser les couvertures existantes et à mettre en place de nouvelles couvertures. A ce dernier titre, le Conseil a approuvé le 22 février 2006 (après avis du Comité d'audit du 17 février), la mise en place du nouveau programme « dommages nucléaires[73] » , destiné à couvrir les dommages accidentels importants qui pourraient toucher les centrales nucléaires d'EDF. Un point sur l'avancement de la mise en œuvre du programme de travail du 1er juillet 2004 a été présenté au Comité d'audit du 5 mai 2006, qui a approuvé ses lignes de développement futures. Le Comité a également pris connaissance de la vision actualisée des risques assurables et des couvertures du Groupe. En outre, le Comité d'audit, régulièrement informé des évolutions en la matière, a reçu une information le 28 août 2006, sur la finalisation des négociations relatives au programme « Dommages nucléaires » et sur la mise en place de l'assurance « Tous Risques Chantier » pour la tête de série EPR à Flamanville.

[73] Mis en place au 1er avril 2006

2.3.2 Les procédures de contrôle relatives à la fiabilité des informations financières

2.3.2.1. Comptes du Groupe EDF

2.3.2.1.1. Principes et normes comptables du Groupe

Les normes comptables utilisées par le Groupe EDF sont conformes aux règles internationales (IFRS) approuvées par l'Union européenne, incluant, depuis le 1er janvier 2005, les effets des normes IAS 32 et 39 relatives aux instruments financiers et IFRS 4 relative aux contrats d'assurance.

Les règles et méthodes comptables sont décrites dans le manuel des principes comptables du Groupe et synthétisées dans l'annexe aux comptes.

2.3.2.1.2. Procédure d'établissement et de contrôle des comptes consolidés

Les comptes annuels sont présentés au Comité d'audit puis arrêtés par le Conseil d'administration et approuvés en Assemblée Générale. Les comptes consolidés semestriels résumés sont présentés au Comité d'audit et au Conseil d'administration.

Les comptes consolidés sont établis par le Département Consolidation à partir des données saisies localement dans chaque entité (unités de la maison mère et filiales) et retraitées conformément aux normes du Groupe, selon un plan de comptes unique.

Chaque arrêté semestriel et annuel donne lieu à l'établissement d'un planning détaillé de tous les livrables attendus de chaque acteur concerné par la publication des comptes, de l'annexe et des analyses associées à ces derniers ou devant figurer dans le rapport de gestion ou le Document de Référence. Des indicateurs sont suivis pour mesurer le respect des délais et la qualité des informations remontées. Une analyse a posteriori des difficultés rencontrées lors de la phase de production permet d'améliorer régulièrement l'efficacité du processus de production et d'analyse des comptes consolidés.

L'unification du langage financier entre Comptabilité et Contrôle de Gestion contribue à la cohérence du pilotage du Groupe. Elle est l'un des moyens d'assurer la continuité entre :

- les données passées (réelles) et futures (phases prévisionnelles),
- la communication financière externe et le pilotage interne.

Cette communauté de langage favorise le dialogue et la collaboration entre ces deux fonctions à tous les niveaux de l'organisation, et contribue à sécuriser les échanges d'information entre les acteurs et la qualité des informations produites.

Le pilotage de la performance et le dialogue de gestion s'appuient sur des données produites dans les normes comptables Groupe, telles qu'elles sont mises en œuvre pour la publication des comptes consolidés.

2.3.2.2. Comptes de la maison-mère EDF SA

2.3.2.2.1. Principes et normes comptables

Les comptes sociaux de la maison-mère EDF SA sont établis conformément à la réglementation française. Les options compatibles avec les règles internationales (IFRS) sont privilégiées lorsque cela est possible.

Grâce à un réseau de correspondants au sein des directions opérationnelles, la traduction en comptabilité des nouvelles activités du Groupe ainsi que les impacts de la transposition de nouvelles normes comptables sont assurés.

2.3.2.2.2. Procédure d'établissement et de contrôle des comptes

La qualité de la production comptable des Directions est garantie par une contractualisation avec la Division Comptabilité Consolidation. Cette contractualisation donne lieu, pour chaque niveau de management, à des attestations annuelles de fin d'exercice qui fournissent l'image de la qualité comptable pour l'exercice écoulé et définissent les voies d'amélioration pour l'exercice suivant. Par ailleurs, plusieurs missions d'audit portant sur le périmètre de la fonction comptable sont inscrites au plan d'audit du Groupe, (ainsi en 2006 les « Objectifs Qualité du Domaine Financier », les « cut-off ventes », les « cessions » ou encore les « processus de contractualisation »).

En complément aux comptes sociaux, aux termes de la loi[74], EDF présente à la CRE, après examen par les Commissaires aux Comptes, des comptes dissociés par domaine d'activité : production, distribution d'électricité et autres activités. Ces comptes sont élaborés en conformité avec les principes de dissociation et les recommandations formulées par la CRE.

2.3.2.3. Contrôle interne de la qualité de la comptabilité au sein de la maison mère

La Division Comptabilité Consolidation définit le référentiel de contrôle de la qualité comptable qui s'applique au sein de la maison-mère. Ce référentiel se décline par grands processus transverses : ventes, achats, frais de personnel, immobilisations, stocks, trésorerie, fiscalité et production comptable. Il précise notamment les critères à tester, les méthodes d'échantillonnage préconisées et le reporting à fournir.

Les procédures de contrôle de la production comptable visent à vérifier que les comptes sont exacts et exhaustifs, que le principe de séparation des exercices est respecté, que les enregistrements satisfont aux obligations légales, que les processus sont sécurisés, que des inventaires physiques sont réalisés, que les comptes sont justifiés régulièrement, que les provisions comptabilisées traduisent correctement la dépréciation des valeurs d'actifs et les obligations de l'entreprise, et que les opérations de centralisation sont exactes et exhaustives.

Le domaine comptable et financier, doté historiquement de dispositifs de contrôle interne, s'intègre dans la nouvelle politique de contrôle interne définie au niveau du Groupe en mars 2006. Durant l'année 2006, aucune modification n'est intervenue dans le reporting vers la Division Comptabilité Consolidation. Au cours de l'année 2007, de nouvelles dispositions seront définies afin d'améliorer la formalisation de cette intégration dans la démarche de contrôle interne générale du Groupe.

2.3.2.3.1. Actions de contrôle interne menées en 2006

Dans le contexte de la cotation en bourse, le contrôle interne du domaine comptable et financier a été orienté sur la qualité en continu des informations destinées à être publiées.

De plus, afin de préparer l'ouverture des marchés à l'ensemble de la clientèle au 1er juillet 2007, des actions ont été menées. Elles portent sur :

- le renforcement du référentiel de contrôle interne du domaine ventes pour une meilleure maîtrise du chiffre d'affaires et des comptes clients,
- l'organisation et la sécurisation des déplacements des clients entre systèmes d'information.

Par ailleurs, le processus d'intégration des systèmes d'information financière s'est poursuivi, notamment chez EDF SA : le déploiement du programme SAP a été réalisé en 2006 au sein des Systèmes Energétiques Insulaires et a débuté au sein d'EDF Gaz de France Distribution. Sur ces périmètres, des travaux ont été menés pour prendre en compte les besoins en terme de contrôle interne.

Enfin, suite aux réflexions menées par le groupe de place missionné par l'AMF sur la définition d'un cadre de référence détaillé pour le dispositif de contrôle interne comptable et financier, un examen a été réalisé à partir d'une version provisoire de ce référentiel.

2.3.2.3.2. Plan d'actions 2007

Pour continuer à préparer l'échéance d'ouverture des marchés du 1er juillet 2007, des actions de sécurisation des comptes clients sont maintenues en 2007.

Après l'inventaire des actifs réalisé en 2002/2003, et afin de préparer la filialisation du distributeur, des actions de fiabilisation des flux concernant les immobilisations ont été renforcées. Elles porteront totalement leurs fruits en 2007.

Avec le développement des investissements industriels relatifs au parc de production électrique et en accompagnement des évolutions de normes et d'organisation, entre 2007 et 2012, des actions de renforcement de la fiabilisation du processus d'investissement et d'entrée en immobilisation ont été mises en œuvre au sein de l'activité production. Elles donneront pleinement leurs résultats dans les années à venir.

L'accessibilité à la mise à jour du référentiel de sécurité financière intégrant l'évolution du statut juridique de l'entreprise et la généralisation de l'outil SAP sera effective en 2007.

Par ailleurs, la Division Comptabilité Consolidation, en association avec la Direction de l'Audit interne qui est en charge de l'animation du contrôle interne du Groupe, poursuivra ses actions visant à l'amélioration du contrôle interne dans le domaine comptable et financier par :

- une meilleure intégration du domaine comptable et financier aux démarches de contrôle interne développées aux seins des unités opérationnelles,
- un renforcement des analyses de risques et d'enjeux afin de mieux cibler les actions de contrôle et d'en accroître leur productivité,
- la poursuite des travaux de mise en œuvre du cadre de référence AMF,
- un renforcement du suivi des plans d'actions pour remédier aux éventuels dysfonctionnements constatés,
- une animation de la fonction (échange de bonnes pratiques…).

[74] Loi 2000-108 du 10 février 2000 modifiée par la loi 2004-803 du 9 août 2004.

2.3.3 Les procédures de contrôle relatives à la conformité aux lois et aux règlements.

La Direction Juridique exerce une mission de veille concernant les évolutions législatives et réglementaires : elle assure des actions de sensibilisation auprès des directions opérationnelles. Les objectifs de contrôle inclus dans les plans de contrôle interne prennent en compte ces éléments.

2.3.3.1. Réglementation liée à l'exploitation industrielle

Dans le domaine de l'exploitation industrielle, de nombreuses procédures de contrôle existent et notamment pour le nucléaire, où deux acteurs peuvent être plus particulièrement mentionnés :

- **l'Inspecteur Général pour la Sûreté Nucléaire** (IGSN) qui s'assure, pour le compte du Président, de la bonne prise en compte des préoccupations de sûreté et de radioprotection dans toutes leurs composantes pour les installations nucléaires et dont le rapport annuel est publié à l'externe,
- l'**Inspection Nucléaire**, service directement rattaché au Directeur de la Division Production Nucléaire (DPN), dont les actions de vérification permettent d'évaluer le niveau de sûreté des différentes entités de la DPN.

Dans les autres domaines (comme par exemple le contrôle des appareils à pression et la surveillance des barrages), chaque entité est responsable de la définition et de la mise en œuvre des procédures de contrôle adéquates.

2.3.3.2. Autres réglementations

Des contrôles sont également effectués sur l'application de la réglementation sociale et du travail.

La mise en place de systèmes de management, en particulier dans le domaine environnemental (cf. §2.1.2.2) et de la Santé Sécurité, a permis d'obtenir un meilleur contrôle de l'application de la réglementation et d'anticiper les évolutions réglementaires.

2.3.4 Les procédures de contrôle de l'application des instructions et des orientations de la Tête de Groupe

Dans le cadre du déploiement de la nouvelle politique de Contrôle Interne, un diagnostic du contrôle interne de la Tête de Groupe a été mené par la Direction de l'audit. En particulier, une vérification de la bonne application des décisions de la Tête de Groupe pendant les 18 derniers mois a été effectuée. Une organisation pérenne sera définie début 2007, la direction de l'audit effectuant déjà le suivi des décisions prises suite aux synthèses semestrielles des audits réalisés.

2.4 - COMMUNICATION ET DIFFUSION DES INFORMATIONS

Les points essentiels à noter sont les suivants :

- La communication financière : depuis son entrée en bourse en 2005, EDF a préparé des procédures de nature à prévenir les infractions boursières. Ainsi une procédure organisant les rôles respectifs au sein de la société en matière d'élaboration, de validation et de diffusion des éléments de communication financière a été définie. En particulier il a été constitué un comité de l'information financière dont les principales missions sont d'assurer la validation et la cohérence des différentes sources de communication financière d'EDF ainsi que d'examiner et de valider le contenu de l'ensemble des vecteurs d'information financière. Ce comité comprend des représentants de la Direction financière, de la Direction de la Communication et de la Direction Juridique. Il est présidé par le Directeur Général Délégué Finances. Par ailleurs, il a été rédigé une charte de déontologie boursière dont l'objectif est de rappeler les règles en matière de délit d'initié et de prévoir des périodes au cours desquelles les dirigeants et salariés initiés sont invités à ne pas effectuer de transactions sur les titres de la société,
- Le code de bonne conduite et la gestion des informations commercialement sensibles (ICS) : afin de répondre aux directives européennes et à la loi française du 10 février 2000, le Distributeur établit en début d'année un code de bonne conduite (Loi du 9 août 2004) qu'il communique à la CRE qui produit en fin d'année un rapport de mise en œuvre. En particulier, dans ce cadre, pour les ICS, chaque direction du distributeur en région ou en département est chargée de construire un « projet cible » de protection de la confidentialité des ICS et d'un plan d'actions qui présente l'ensemble des mesures à prendre qu'elles soient managériales, matérielles ou relatives à la communication des ICS,
- La sensibilisation des cadres dirigeants : un intranet manager est disponible pour l'ensemble des cadres dirigeants du groupe et de ses filiales et permet de partager l'ensemble des informations utiles aux cadres dirigeants (décisions du TOP4, référentiel groupe, dossiers, questions-réponses, sujets d'actualité, articles de presse, etc.). De même des séminaires sont régulièrement organisés pour l'ensemble des cadres dirigeants pour partager sur les dossiers importants et les évolutions du groupe (e.g. en 2006 sur les risques liés à l'évolution des marchés, les modes de gouvernance, la gestion des risques et les dispositifs de contrôle interne …).

2.5 - LES ACTIVITÉS DE PILOTAGE DE CONTRÔLE INTERNE DU GROUPE

La répartition des ressources de la direction de l'audit (50 personnes environ) mobilisées pour mener à bien ces actions est de 1/3 environ pour les audits de contrôle du contrôle et de 2/3 pour les autres audits. De plus il existe des équipes d'audit dédiées au sein de certaines entités opérationnelles pour mener des audits métiers, un référentiel définissant les rôles et responsabilités de ces acteurs opérationnels pour l'établissement des programmes d'audit, et la professionnalisation à la réalisation des missions d'audit. Plus particulièrement, la Direction de l'audit est chargée :

- des audits de contrôle des dispositifs de contrôle et des différentes catégories d'audits corporate (cf. §2.1.6.4) qui intègrent la prise en compte des risques, des dysfonctionnements majeurs éventuels ou des recommandations externes (cf. §2.1.7),
- du suivi de la mise en œuvre des recommandations de ces audits à travers un processus formalisé de clôture d'audit, qui implique la ligne managériale et les animateurs de contrôle interne de chaque entité concernée (cf. §2.1.6.4), ces derniers étant en charge de s'assurer du pilotage des contrôles au sein de chacune des entités de leur périmètre,
- de la prise en compte du retour d'expérience, à travers :
  - des synthèses semestrielles de la direction de l'audit qui pointent les faits saillants mais aussi, le cas échéant, les familles de dysfonctionnements récurrents apparaissant dans plusieurs audits de la période,
  - des points annuels réalisés entre la Direction de l'audit et chaque responsable managérial au cours desquels une analyse est partagée sur le dispositif de contrôle interne, mais également sur l'avancement des plans d'action des audits antérieurs, ainsi que sur les programmes d'audit futurs, ce qui permet de renforcer le lien entre les audits, les risques et les actions de contrôle interne,
  - des réunions périodiques bimestrielles du réseau des animateurs de contrôle interne du groupe (45 personnes environ) qui permettent notamment des benchmarks et des échanges de bonnes pratiques.

CHAPITRE 3 DYNAMIQUE D'ÉVOLUTION

Depuis plusieurs années, les différentes évolutions dans l'organisation et les modes de fonctionnement du Groupe ont permis de clarifier et de renforcer les procédures de contrôle interne. Ainsi la mise en place d'un processus de gestion et de contrôle des risques, l'affirmation de la démarche éthique, la volonté de normaliser et d'accélérer la production des comptes consolidés, la mise en œuvre d'une nouvelle politique de contrôle interne anticipant très largement les préconisations de l'AMF, ou encore plus récemment la mise en place d'une nouvelle organisation du Groupe s'inscrivent dans cette dynamique d'amélioration continue.

Ce rapport, établi sur la base de ceux rédigés depuis 2003, a été élaboré par un groupe de travail animé par la Direction de l'Audit et réunissant des experts des Directions Juridique, Contrôle des Risques Groupe, Corporate Finance Trésorerie et Comptabilité ainsi que le Secrétariat Général du Conseil d'administration et le Cabinet de la Présidence. Différents contributeurs, tels la Délégation à l'Ethique et à la Déontologie, la Direction du Système d'Information, la Direction des Ressources Humaines, la Délégation Administrateurs et Sociétés, la Direction Environnement et Développement Durable, la Direction Relations Investisseurs ont également été sollicités.

Ce rapport a été examiné successivement par les Directeurs Généraux Délégués, le Comité d'audit (16 février 2007) et le Conseil d'administration (20 février 2007).

Paris, Février 2007

Le Président d'EDF SA

Pierre GADONNEIX

ÉLECTRICITÉ DE FRANCE S.A.

RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES ETABLI EN APPLICATION DE L'ARTICLE L.225-235 DU CODE DE COMMERCE SUR LE RAPPORT DU PRÉSIDENT DU CONSEIL D'ADMINISTRATION, POUR CE QUI CONCERNE LES PROCÉDURES DE CONTRÔLE INTERNE RELATIVES À L'ÉLABORATION ET AU TRAITEMENT DE L'INFORMATION COMPTABLE ET FINANCIÈRE

EXERCICE CLOS LE 31 DÉCEMBRE 2006

ELECTRICITÉ DE FRANCE S.A.

22-30, AVENUE DE WAGRAM – 75008 PARIS

Electricité de France S.A.

Siège social : 22-30, avenue de Wagram – 75008 Paris

Rapport des commissaires aux comptes
établi en application de l'article L.225-235 du Code de commerce sur le rapport du Président du Conseil d'administration, pour ce qui concerne les procédures de contrôle interne relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière

Exercice clos le 31 décembre 2006

Aux actionnaires,

En notre qualité de commissaires aux comptes de la société Electricité de France SA et en application des dispositions de l'article L. 225-235 du Code de commerce, nous vous présentons notre rapport sur le rapport établi par le Président de votre société conformément aux dispositions de l'article L. 225-37 du Code de commerce au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2006.

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 au Président ;
- des travaux sous-tendant les informations ainsi données dans le rapport.

Sur la base de nos 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.

Paris La Défense et Neuilly-sur-Seine, le 20 février 2007

Les Commissaires aux comptes

KPMG Audit **Département de KPMG S.A.**		**Deloitte & Associés**	
Jean-Luc Decornoy	Michel Piette	Amadou Raimi	Tristan Guerlain

MANDATS DES ADMINISTRATEURS ET DES DIRECTEURS GÉNÉRAUX DÉLÉGUÉS EXERCÉS AU COURS DES 5 DERNIÈRES ANNÉES (HORS EDF)

	Mandats en cours		Mandats cinq dernières années et expirés	
Noms	**Sociétés/Organismes**	**Fonction**	**Sociétés/Organismes**	**Fonction**
Pierre Gadonneix	Transalpina di Energia	Président du Conseil d'administration	Gaz de France	Président
			Fondation Gaz de France	Président
	Edison	Administrateur		
	Conseil Mondial de l'Energie	Vice-Président Europe – élu Président pour la période fin 2007-fin 2010	Gaz de France International	Président
			Petrofigaz (puis Solfea)	Administrateur
	Association Electra	Président du Conseil d'administration	MEGAL GmbH	Vice-Président membre du Conseil de surveillance
	Conseil Economique et Social	Membre		
			NOVERCO Inc.	Administrateur
	Fondation Nationale des Sciences Politiques	Membre du Conseil d'administration	Dalkia	Membre du Conseil de surveillance
	Comité de l'énergie atomique	Membre du Conseil d'administration	C3 SAS	Président
	Banque de France	Membre du Conseil Consultatif		
André Aurengo	Service de médecine nucléaire du groupe hospitalier Pitié-Salpêtrière	Chef du Service	—	—
	Académie de Médecine	Membre		
	Société française de radioprotection (SFRP)	Président		
	Haut Conseil de la Santé Publique	Membre		
Bruno Bézard	Agence des Participations de l'Etat (APE)	Directeur Général	Renault	Administrateur
			France Télévisions	Administrateur
	France Télévisions	Administrateur	France Télécom	Administrateur
	Areva	Membre du Conseil de surveillance		
	SNCF	Administrateur		
	La Poste	Administrateur		
	Air France-KLM	Administrateur		
	France Télécom	Administrateur		
Philippe Faure	Ministère des Affaires Etrangères	Secrétaire Général	—	—
	Comité de l'Energie Atomique	Membre du Conseil d'administration		
	Areva	Membre du Conseil de surveillance (représentant de l'Etat)		
	ENA	Représentant du Ministère des Affaires Etrangères au Conseil d'administration		
	GIP/France-coopération Internationale	Membre du Conseil d'administration (Représentant du Ministère des Affaires Etrangères)		
	AFAA (Association Française d'Actions Artistiques)	Membre du Conseil d'administration (Représentant du Ministère des Affaires Etrangères)		

Noms	Mandats en cours		Mandats cinq dernières années et expirés	
	Sociétés/Organismes	Fonction	Sociétés/Organismes	Fonction
Yannick d'Escatha	Centre National d'Etudes Spatiales (CNES)	Président du Conseil d'administration	France Télécom	Administrateur
	Ecole Polytechnique	Président du Conseil d'administration	SNET	Administrateur
	Arianespace SA	Représentant permanent du CNES	EnBW	Membre du Conseil de surveillance
	Arianespace Participation	Représentant permanent du CNES		
	STARSEM	Censeur au Conseil d'administration		
	RATP	Administrateur		
François Jacq	Direction de la Demande et de Marchés Energétiques (DIDEME)	Directeur	—	—
	ADEME	Administrateur		
	Agence nationale de la recherche (ANR)	Administrateur		
Philippe Josse	Ministère de l'Economie, des Finances et de l'Industrie	Directeur du Budget	Défense Conseil international	Administrateur
	Air France-KLM	Administrateur	Société nationale immobilière	Administrateur
	SNCF	Administrateur		
Frank E. Dangeard	Thomson	Président-Directeur Général	Thomson	Administrateur puis Président non-exécutif
	Orange	Administrateur		
	Calyon (Groupe Crédit Agricole)	Administrateur	Equant	Administrateur
			Eutelsat	Administrateur
	Symantec	Administrateur		
Daniel Foundoulis	Conseil National de la Consommation et du Groupe Consultatif Européen des Consommateurs à Bruxelles	Membre du bureau, représentant la France	—	—
	Conseil National des Associations Familiales Laïques	Secrétaire Général		
Claude Moreau	Commision Interministérielle véhicules propres et économes en énergie	Président	—	—
	SCI Maison de l'Industrie	Gérant		

Annexe C

Noms	Mandats en cours		Mandats cinq dernières années et expirés	
	Sociétés/Organismes	Fonction	Sociétés/Organismes	Fonction
Henri Proglio	Veolia Environnement	Président-Directeur Général	Vivendi Environnement	Président du Directoire
	Veolia Transport	Président du Conseil d'administration	B 1998 SL	Administrateur
	Veolia Eau	Gérant	CEO	Membre du Conseil de surveillance
	Veolia Propreté	Président du Conseil d'administration	CFSP	Membre du Conseil de surveillance
	Dalkia	Membre des Conseils de surveillance A & B	Comgen Australia	Administrateur
	Dalkia France	Président du Conseil de surveillance	Connex	Président-Directeur Général
	Dalkia International	Administrateur	Connex Asia Holdings	Administrateur
	Eaux de Marseille	Administrateur	Connex Leasing	Administrateur
	Sarp Industries	Administrateur	Connex Transport AB	Administrateur
	Veolia Water	Président du Conseil d'administration	Connex Transport UK	Administrateur
	Veolia ES Australia	Director	Coteba Management	Administrateur
	Veolia Transport Australia	Director	Eaux de Melun	Membre du Conseil de surveillance
	VES	Director	Esterra	Administrateur
	Siram	Director	FCC Espagne	Administrateur
	Veolia ES Asia	Director	Grucycsa	Administrateur
	VT Northern Europe	Director	Montenay International	Administrateur
	Veolia ES North America	Director	ONYX	Président-Directeur Général
	Casino Guichard Perrachon	Administrateur	ONYX UK Holdings	Administrateur
	CNP Assurances	Membre du Conseil de surveillance	OWS	Administrateur
	Elior	Membre du Conseil de surveillance	SAFISE	Administrateur
	Lagardère	Membre du Conseil de surveillance	SEURECA	Administrateur
	Natixis	Membre du Conseil de surveillance	Veolia UK	Administrateur
			Veolia Water	Directeur Général
			CNES	Administrateur
			Wasco	Administrateur
			Vinci	Administrateur
			Sarp	Administrateur
			Thalès	Administrateur
Louis Schweitzer	Haute Autorité de Lutte contre les Discriminations et pour l'Egalité (HALDE)	Président	Compagnie Financière Renault	Administrateur
	Renault	Président du Conseil d'administration	Pechiney	Administrateur
	BNP-Paribas	Administrateur	Renault Crédit International Banque	Administrateur
	L'Oréal	Administrateur	Renault-Nissan BV	Président du Directoire
	Veolia Environnement	Administrateur		
	AB Volvo	Administrateur		
	Astra Zeneca	Président du conseil d'administration		
	Allianz	Membre du Comité consultatif		
	Philips	Vice-Président du Conseil de surveillance		
	Banque de France	Membre du Comité consultatif		
Laurence Drouhin-Hoeffling	—	—	—	—
Catherine Nedelec	—	—	—	—
Marie-Catherine Daguerre	—	—	—	—
Jacky Chorin	—	—	Gaz de France	Administrateur
Alexandre Grillat	—	—	—	—
Philippe Pesteil	—	—	—	—

	Mandats en cours		Mandats cinq dernières années et expirés	
Noms	**Sociétés/Organismes**	**Fonction**	**Sociétés/Organismes**	**Fonction**
Daniel Camus	Dalkia	Membre du Conseil de surveillance	Aventis Pharma France	Membre du Conseil de surveillance
	EnBW	Membre du Conseil de surveillance	Hoechst Marion Roussel	Membre du Directoire
	EDF Energy	Président du Conseil d'administration	Aventis Pharma Inc. Bridgewater	Administrateur
	EDF International	Président du Conseil surveillance	Aventis Pharma GmbH	Président du Conseil de d'administration
	Edison	Administrateur	Aventis Pharma AG	Membre du Directoire
	Transalpina di Energia	Administrateur	EDF Trading	Président du Conseil d'administration
	Morphosys	Membre du Conseil de surveillance		
	Valeo	Administrateur		
Yann Laroche	EDF Energy	Membre du Conseil d'administration	RAC Eléctricité	Membre du Conseil de surveillance
Jean-Louis Mathias	EDF Trading	Président du Conseil d'administration	Gaz de France	Direction
			Fondation Gaz de France	Administrateur
	EDF Développement Environnement	Président du Conseil d'administration	Gaz de France International	Censeur
	Dalkia	Membre du Conseil de surveillance	Compagnie Française des Méthanes	Administrateur
			Compagnie Française des Méthanes Holding	Administrateur
			COFATHEC	Administrateur
			COGAC	Administrateur
			Gaz du Sud Ouest	Administrateur
			Petrofigaz	Administrateur, représentant permanent de Gaz de France
			Gaselys	Membre du Comité de Direction
			Association Française du Gaz	Administrateur

INFORMATIONS RENDUES PUBLIQUES PAR LE GROUPE EDF DURANT LES DOUZE DERNIERS MOIS (DOCUMENT ANNUEL ÉTABLI EN APPLICATION DE L'ARTICLE 222-7 DU RÈGLEMENT GÉNÉRAL DE L'AUTORITÉ DES MARCHÉS FINANCIERS)

Document Annuel établi en application de l'article 222-7 du Règlement Général de l'Autorité des marchés financiers

En application de l'Article 222-7 du Règlement général de l'AMF, le tableau suivant présente la liste de toutes les informations rendues publiques par EDF depuis le 1er janvier 2006 pour satisfaire aux obligations législatives ou réglementaires en matière d'instruments financiers, d'émetteurs d'instruments financiers et de marchés d'instruments financiers.

Informations publiées par EDF et accessibles sur les sites Internet de l'Autorité des marchés financiers (AMF) (www.amf-france.org) et/ou de EDF (www.edf.fr)

INFORMATION	DATE
La CNR a repris l'exploitation de ses centrales sur le Rhône depuis le 1er janvier 2006	11/01/2006
Vague de froid : EDF aide ses clients à diminuer leur consommation d'énergie	25/01/2006
EDF signe avec Transmontagne, exploitant de stations de ski, pour la fourniture d'électricité verte	30/01/2006
Les réseaux électriques de Corse et de Sardaigne sont désormais interconnectés	02/02/2006
Déclaration d'opération sur titres des dirigeants	06/02/2006
EDF investit 185 millions d'euros sur la centrale thermique de Cordemais	10/02/2006
130 000 salariés sont devenus actionnaires d'EDF pour un montant record de 1,2 milliards d'euros	13/02/2006
Forte croissance du chiffre d'affaires en 2005	14/02/2006
Première Assemblée Générale Mixte des actionnaires d'EDF	14/02/2006
Un résultat net consolidé de 3,2 milliards euros doublé par rapport à 2004 et une progression sensible de l'ensemble des indicateurs financiers du Groupe en 2005	22/02/2006
EDF confirme la cession en Egypte de deux centrales thermiques et de leur société d'exploitation au groupe malais Tanjong plc	03/03/2006
La construction du barrage de Nam Theun 2 au Laos, ouvrage majeur en Asie du Sud-Est, franchit une étape importante	06/03/2006
EDF confirme la cession de sa filiale autrichienne A.S.A., société de gestion de déchets industriels et ménagers, au groupe espagnol FCC	08/03/2006
Pierre Gadonneix, Président-Directeur Général d'EDF, renforce son équipe de direction et son internationalisation	20/03/2006
Atel et EOS constituent un leader suisse de l'énergie en partenariat avec EDF	24/03/2006
Accord sur la cession par EDF de 80 % du capital de Light	28/03/2006
EDF renforce ses moyens de production thermique pour les périodes de pointe	29/03/2006
EDF amplifie sa politique en faveur des salariés handicapés	30/03/2006
EDF poursuit l'optimisation de ses ressources en développant une activité de trading en France	10/04/2006
DOSSIER : La sûreté et la performance du parc nucléaire au service du projet industriel d'EDF	14/04/2006
EDF engage la réalisation du réacteur EPR à Flamanville	04/05/2006
EDF poursuit son partenariat avec la fondation Nicolas Hulot	04/05/2006
1er trimestre 2006 : un chiffre d'affaires en croissance organique de 13 %, tiré par l'international	10/05/2006
EDF lance un projet de cycles combinés gaz en Provence-Alpes Côte d'Azur	11/05/2006
EDF conclut un contrat de liquidité	24/05/2006
EDF va coopérer avec l'électricien américain Constellation Energy pour le développement de centrales nucléaires EPR aux Etats-Unis	01/06/2006
Assemblée Générale Ordinaire d'EDF du 9 juin 2006	09/06/2006
Le Groupe EDF renforce son engagement en faveur de la cohésion sociale	13/06/2006
EDF acquiert Fahrenheit, spécialiste français de la maintenance des chaudières au gaz naturel	23/06/2006
Orages : la quasi-totalité des foyers réalimentés en électricité dans la soirée	05/07/2006
EDF Energies Nouvelles inaugure le plus important parc éolien de la Région Languedoc-Roussillon	07/07/2006
Un nouvel agenda social 2006-2008 pour réaffirmer le dialogue social à EDF	10/07/2006

INFORMATION	DATE
EDF Energy welcomes UK Energy Review announcement (version anglaise)	11/07/2006
Bilan semestriel de liquidité	12/07/2006
Fortes chaleurs : EDF contraint d'acheter de l'électricité à l'étranger	18/07/2006
EDF signe un accord de partenariat avec la société néerlandaise Delta pour le développement d'un projet de centrale au gaz naturel aux Pays Bas	19/07/2006
Fortes chaleurs : mesures complémentaires et préventives envisagées pour garantir la sécurité d'approvisionnement d'électricité en France	22/07/2006
World energy prices force EDF Energy to raise its tariffs (version anglaise)	24/07/2006
Chaleurs exceptionnelles en Europe : EDF reste très vigilant	25/07/2006
Pierre Gadonneix, Président-Directeur Général d'EDF, fermement opposé à tout projet portant atteinte au caractère intégré du Groupe	28/07/2006
EDF invite ses clients à maîtriser leur consommation d'énergie pendant la période d'été	01/08/2006
1er semestre 2006 : un chiffre d'affaires de 30,4 milliards d'euros tiré par l'international	04/08/2006
Hausse modérée des tarifs de vente d'électricité au 15 août 2006	10/08/2006
Cession par EDF de 79,4 % du capital de sa filiale brésilienne Light	11/08/2006
EDF lance une OPA auprès des actionnaires minoritaires de sa filiale Demasz en Hongrie	28/08/2006
Résultats semestriels : progression de 40% du résultat net courant, portée par les activités du Groupe à l'international	31/08/2006
Attribution de deux grands marchés pour la construction de la future centrale nucléaire de type EPR d'EDF	01/09/2006
Pierre Gadonneix, Président-Directeur Général d'EDF, élu Président du Conseil Mondial de l'Energie pour la période 2008-2010	06/09/2006
La tournée EDF « Ensemble, économisons l'énergie ! », vous donne rendez-vous	14/09/2006
EDF accueille 3 000 jeunes apprentis	26/09/2006
Vents violents dans le Sud-Ouest de la France : forte mobilisation des équipes d'EDF pour rétablir l'électricité	03/10/2006
Vents violents en France : EDF déploie des mesures exceptionnelles pour assurer la ré-alimentation d'électricité	03/10/2006
Intempéries : 310 000 clients réalimentés en électricité	04/10/2006
Intempéries : la quasi-totalité des clients réalimentés en électricité	04/10/2006
EDF et ALTAFINANCE engagent des discussions pour l'acquisition de SUPRA	06/10/2006
EDF développe ses capacités d'approvisionnement et de transit de gaz naturel en Europe	09/10/2006
DOSSIER : L'énergie nucléaire et le projet EPR à Flamanville 3	10/10/2006
Poursuite du recentrage : EDF va céder ses activités de capital investissement	16/10/2006
EDF élargit sa coopération industrielle avec la Chine	26/10/2006
Poursuite de la croissance organique du chiffre d'affaires du Groupe EDF au 30 septembre 2006 :+ 12,9%	30/10/2006
Coupures d'électricité en France et en Europe suite à un incident en Allemagne	05/11/2006
Nomination de Jean-Pierre Bel Directeur EDF Gaz de France Distribution	10/11/2006
EDF Energies Nouvelles lance son introduction en bourse	14/11/2006
Succès de l'offre publique d'achat d'EDF sur Demasz	15/11/2006
Signature de trois accords de coopération par EDF au Laos	16/11/2006
EDF confirme la cession de ses activités de capital investissement	24/11/2006
Des vents violents ont traversé la France d'Est en Ouest : mobilisation des équipes EDF pour rétablir l'électricité	25/11/2006
Succès de l'introduction en bourse d'EDF Energies Nouvelles	28/11/2006
Energies renouvelables : Total et EDF inaugurent une nouvelle usine de panneaux solaires à Toulouse	01/12/2006
Edison's 2007-2012 Industrial Plan approved (version anglaise)	06/12/2006
Vents violents en France : forte mobilisation des équipes EDF pour rétablir l'électricité	08/12/2006
Vents violents en France : poursuite de la mobilisation des équipes EDF	08/12/2006
Vents violents en France : un grand nombre de clients réalimentés en électricité grâce à la mobilisation des équipes EDF	08/12/2006
Vents violents en France : la quasi-totalité des foyers ré-alimentés en électricité	09/12/2006
Premier investissement dans des capacités de production d'électricité depuis plus de 10 ans en France	12/12/2006
L'énergie thermique à flamme : un atout essentiel dans le parc de production d'EDF pour répondre en temps réel aux pointes de consommation d'électricité	12/12/2006
Le groupe EDF crée un Fonds Carbone pour optimiser sa gestion des permis d'émission de CO_2	13/12/2006
Le groupe EDF et le Consortium d'industriels EXELTIUM signent un partenariat industriel et commercial	16/01/2007
EDF commande à AREVA la chaudière nucléaire de la future centrale EPR de Flamanville	24/01/2007

Annexe D

INFORMATION	DATE
Edison and DEPA : a major step forward in the IGI project to build an Italy-Greece natural gas pipeline (version anglaise)	31/01/2007
Edison is awarded five new hydrocarbon explorations licenses in Norway (version anglaise)	12/02/2007
Chiffre d'affaires 2006 du Groupe EDF : 58,9 milliards d'euros, en croissance de 15,4 %	14/02/2007
Chiffre d'affaires 2006 : 334,8 millions d'euros - EDF Energies Nouvelles	14/02/2007
Edison net profit jumps to 654 million euros (+30 %) (version anglaise)	19/02/2007
EnBW presents consolidated financial statements for fiscal 2006 Group net profit in excess of one billion euros for the first time (version anglaise)	20/02/2007
Des résultats 2006 en ligne avec la trajectoire prévue : – accélération des investissements opérationnels en France – dynamisme des activités internationales	21/02/2007
Présentation des résultats annuels 2006	21/02/2007
Edison and Petrobas form an alliance for a hydrocarbon exploitation project in Senegal (version anglaise)	27/02/2007
EDF Energies Nouvelles lance la construction d'un parc éolien de 52 mégawatts en France	28/02/2007
Nouvelle mise aux enchères de capacités de production d'électricité	07/03/2007
EDF Energies Nouvelles prend position dans les biocarburants : signature d'un protocole d'accord avec le leader européen de la distribution d'éthanol	12/03/07
EDF Energies Nouvelles — 2006 : Forte croissance des résultats – EBITDA : +47,3 % – Résultat net : +31,9 % – Confirmation des objectifs opérationnels et financiers	12/03/2007
Mise en service d'un parc éolien de 72 MW en Italie	19/03/2007
Gas liquefaction train 5 was inaugurated in Qatar. Output will be dedicated to the Rovigo LNG Terminal (version anglaise)	20/03/2007
EDF et l'Association des maires de France signent une convention de partenariat	28/03/2007
EDF et l'énergéticien néerlandais Delta vont construire et exploiter une centrale à cycle combiné gaz aux Pays-Bas	29/03/2007
EDF renforce ses activités dans le domaine des énergies renouvelables réparties et acquiert 66,5 % de SUPRA	29/03/2007
Edison : The shareholders' meeting approves the 2006 Annual Report	05/04/2007
EDF engage le processus de cession du solde de sa participation dans le distributeur d'électricité argentin Edenor	10/04/2007

Informations déposées par EDF auprès du Greffe du Tribunal de commerce de Paris (date d'enregistrement par le Greffe)

INFORMATION	DATE
Nomination d'administrateurs et modifications statutaires	16/03/2006
Dépôt des comptes	05/07/2006
Dépôt d'un avenant au traité d'apport partiel d'actif	24/01/2007

Informations publiées par EDF dans le Bulletin des annonces légales obligatoires (BALO) et accessibles sur le site Internet du BALO (www.balo.journal-officiel.gouv.fr)

INFORMATION	DATE
Chiffre d'affaires annuel consolidé 2005 du Groupe	15/02/2006
Nombre total de droits de vote	22/02/2006
Rectification chiffre d'affaires annuel consolidé 2005	22/02/2006
Convocation à l'Assemblée générale ordinaire du 9 juin 2006	28/04/2006
Comptes annuels sociaux et consolidés 2005	05/05/2006
Chiffre d'affaires du 1er trimestre 2006	15/05/2006
Nombre total de droits de vote	23/06/2006
Approbation des comptes annuels par l'Assemblée générale ordinaire du 9 juin 2006	03/07/2006
Chiffre d'affaires au 1er semestre 2006	11/08/2006
Comptes semestriels du 1er semestre 2006	16/10/2006
Chiffre d'affaires consolidé du 3 ème trimestre 2006	13/11/2006
Rectificatif à l'annonce parue au BALO du 22/07/2005 relative à un avis d'apport partiel d'actif	14/02/2007
Chiffre d'affaires annuel consolidé 2006 du Groupe	16/02/2007
Convocation à l'Assemblée générale mixte du 24 mai 2007	12/03/2007
Comptes annuels sociaux et consolidés 2006	11/04/2007

Informations publiées par EDF à l'étranger

INFORMATION	SUPPORT	DATE
Résultats annuels consolidés 2005	Presse quotidienne internationale	02/03/2006
Résultats annuels consolidés 2006	Presse quotidienne internationale	26/02/2007

Publicité financière

INFORMATION	SUPPORT	DATE
Résultats annuels consolidés 2005	Site internet du Groupe EDF (www.edf.fr) Communiqué de presse mis en ligne sur le site internet de l'AMF (www.amf-france.org) Conférence de presse Conférence analystes	23/02/2006
	Presse quotidienne nationale Sites financiers	24/02/2006
Comptes consolidés au 31 décembre 2005	Site internet du Groupe EDF (www.edf.fr)	26/03/2006
Résultats semestriels consolidés 2006	Site internet du Groupe EDF (www.edf.fr) Communiqué de presse mis en ligne sur le site internet de l'AMF (www.amf-france.org) Conférence analystes	31/08/2006
	Presse quotidienne nationale Sites financiers	31/08/2006
Résultats annuels consolidés 2006	Site internet du Groupe EDF (www.edf.fr) Communiqué de presse mis en ligne sur le site internet de l'AMF (www.amf-france.org) Conférence de presse Conférence analystes	21/02/2007
	Presse quotidienne nationale Sites financiers	21/02/2007
Comptes consolidés au 31 décembre 2006	Site internet du Groupe EDF (www.edf.fr)	01/03/2007

Informations mises à la disposition des actionnaires d'EDF dans le cadre de la tenue de ses assemblées générales

INFORMATION	DATE
Publication du Rapport Annuel 2005	16/05/2006
Publication du Rapport de Développement Durable 2005	16/05/2006
Guide de l'actionnaire pour l'Assemblée générale du 9 juin 2006	3 semaines avant l'Assemblée du 9 juin 2006

Documents accessibles sur le site Internet de l'Autorité des marchés financiers (AMF) (www.amf-france.org)

INFORMATION	DATE
Document de Référence 2005	18/05/2006
Mise à disposition du public des documents relatifs au programme d'émission de titres de dette d'un montant maximum de €11,000,000,000	02/06/2006
Supplément au Prospectus de base	06/12/2006

Avril 2007

22-30, avenue de Wagram
75382 Paris Cedex 08
edf.com
SA au capital de 911 085 545 euros – 552 081 317 RCS Paris