



COMPTES CONSOLIDES

AU 30 JUIN 2004

Sommaire

	Page
COMPTES DE RESULTAT CONSOLIDES.....	4
BILANS CONSOLIDES.....	5
TABLEAUX DE FLUX DE TRESORERIE CONSOLIDES	6
VARIATIONS DES CAPITAUX PROPRES CONSOLIDES ET DES INTERETS MINORITAIRES.....	7
ANNEXES.....	8
1 PRINCIPES ET METHODES COMPTABLES	8
1.1 Référentiel comptable du Groupe	8
1.2 Saisonnalité de l'activité.....	8
1.3 Fiscalité.....	9
1.4 Assurances	9
2 COMPARABILITE DES EXERCICES	9
3 LOI DU 9 AOUT 2004 RELATIVE AU SERVICE PUBLIC DE L'ELECTRICITE ET DU GAZ ET AUX ENTREPRISES ELECTRIQUES ET GAZIERES.....	10
3.1 Adoption des statuts d'EDF SA.....	11
3.2 Filialisation du gestionnaire du réseau de transport d'électricité.....	11
3.3 Réforme du financement du régime spécial de retraites des industries électriques et gazières.....	12
3.4 Dispositions intéressant les concessions de distribution.....	12
3.5 Comptes d'EDF SA.....	13
4 EVENEMENTS ET TRANSACTIONS SIGNIFICATIFS SURVENUS AU COURS DU SEMESTRE	13
4.1 Décision de la Commission Européenne	13
4.2 Contribution au service public de l'électricité en France.....	13
5 EVOLUTIONS DU PERIMETRE DE CONSOLIDATION.....	14
5.1 Evolution du périmètre de consolidation au 1 ^{er} semestre 2004.....	14
5.2 Evolutions de périmètre du premier semestre 2003.....	14
6 INFORMATIONS SECTORIELLES	14
6.1 Informations par zones géographiques	15
6.2 Autres informations par zones géographiques	17
6.3 Informations par secteurs d'activité.....	17
7 CHIFFRE D'AFFAIRES	18
8 CONSOMMATIONS EXTERNES	19
9 EFFECTIFS MOYENS	19
10 AUTRES PRODUITS ET CHARGES D'EXPLOITATION	19
11 DOTATIONS NETTES AUX PROVISIONS	20
12 FRAIS FINANCIERS NETS	20
13 RESULTAT DE CHANGE	21
14 AUTRES PRODUITS ET CHARGES FINANCIERS	21
15 IMPOTS SUR LES RESULTATS.....	21
16 ECARTS D'ACQUISITION	22
17 IMMOBILISATIONS CORPORELLES.....	22
17.1 Variation des immobilisations corporelles du domaine propre.....	23
17.2 Variation des immobilisations corporelles du domaine concédé.....	24
18 IMMOBILISATIONS FINANCIERES	25
18.1 Variation des immobilisations financières.....	25
18.2 Titres de participation	25
19 ACTIFS FINANCIERS A COURT TERME	26

20	TRESORERIE ET EQUIVALENTS DE TRESORERIE.....	26
21	PROVISIONS POUR FIN DE CYCLE DU COMBUSTIBLE NUCLEAIRE	26
21.1	Provisions pour retraitement du combustible nucléaire.....	26
21.1.1	Provisions pour retraitement des combustibles irradiés d'EDF maison-mère	26
21.1.2	Provisions pour fin de cycle des combustibles nucléaires des filiales	28
21.2	Provision pour évacuation et stockage des déchets radioactifs.....	28
22	PROVISIONS POUR DECONSTRUCTION ET DERNIER CŒUR	29
22.1	Provisions pour déconstruction des centrales	29
22.1.1	Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires d'EDF maison-mère.....	29
22.1.2	Provisions pour déconstruction des centrales thermiques à flamme d'EDF maison-mère	30
22.1.3	Provisions pour déconstruction des centrales des filiales	30
22.2	Provision pour dépréciation du dernier cœur.....	30
23	AUTRES PROVISIONS POUR RISQUES ET CHARGES	31
23.1	Provisions pour risques liés aux participations	31
23.2	Autres provisions pour risques.....	31
23.3	Autres provisions pour charges.....	32
23.4	Passifs éventuels	32
24	EMPRUNTS ET DETTES FINANCIERES	32
24.1	Variations des emprunts et dettes financières	32
24.2	Endettement financier net	33
25	ENTITES AD HOC	33
26	INSTRUMENTS FINANCIERS	33
27	ENGAGEMENTS HORS BILAN.....	35
28	EVENEMENTS POSTERIEURS A LA CLOTURE	36

Comptes de résultat consolidés

(en millions d'euros)	Notes	1er semestre 2004	1er semestre 2003	Exercice 2003
Chiffre d'affaires	7	24 030	23 189	44 919
Consommations externes	8	(11 671)	(11 272)	(22 554)
Charges de personnel		(4 899)	(4 848)	(9 509)
Impôts et taxes		(1 407)	(1 282)	(2 703)
Autres produits et charges d'exploitation	10	763	471	873
Excédent brut d'exploitation (EBITDA)		6 816	6 258	11 026
Dotations nettes aux amortissements		(2 287)	(2 163)	(4 449)
Dotations nettes aux provisions	2 & 11	(306)	1 564	256
Résultat d'exploitation (EBIT)		4 223	5 659	6 833
Frais financiers nets	12	(617)	(768)	(1 431)
Résultat de change	13	(51)	111	24
Autres produits et charges financiers	2 & 14	(536)	(1 586)	(2 106)
Résultat avant impôts des sociétés intégrées		3 019	3 416	3 320
Impôts sur les résultats	2 & 15	(1 211)	(1 878)	(1 567)
Dotations nettes aux amortissements et provisions des écarts d'acquisition	2	(299)	(732)	(844)
Quote-part dans le résultat des sociétés mises en équivalence		16	(29)	26
Résultat net du Groupe		1 525	777	935
Intérêts minoritaires		12	(49)	(78)
Résultat net d'EDF		1 537	728	857

La comparabilité des périodes présentées doit être appréciée au regard des éléments précisés en note 2.

Bilans consolidés

ACTIF	Notes	30.06.2004	31.12.2003
(en millions d'euros)			
Ecarts d'acquisition	16	5 591	5 659
Immobilisations incorporelles		1 081	859
Immobilisations corporelles	17	99 378	99 012
Immobilisations financières	18	7 553	7 315
Titres mis en équivalence		2 185	2 146
Total actif immobilisé		115 788	114 991
Impôts différés		213	216
Stocks et en-cours		6 809	6 924
Clients et comptes rattachés		13 128	14 394
Autres débiteurs		5 376	4 780
Actifs financiers à court terme	19	2 997	3 072
Trésorerie et équivalent de trésorerie	20	1 666	2 523
Total actif circulant		30 189	31 909
TOTAL DE L'ACTIF		145 977	146 900
PASSIF	Notes	30.06.2004	31.12.2003
(en millions d'euros)			
Capital		8 129	8 129
Réserves et Résultat Consolidés		12 150	10 795
Capitaux propres (part d'EDF)		20 279	18 924
Intérêts minoritaires		923	915
Comptes spécifiques des concessions		19 749	19 743
Provisions pour fin de cycle du combustible nucléaire	21	14 884	14 658
Provisions pour déconstruction et dernier cœur	22	12 354	12 101
Provisions pour avantages du personnel		2 298	2 185
Provisions pour renouvellement des immobilisations en concession		14 465	13 939
Autres provisions pour risques et charges	23	3 560	3 512
Impôts différés		6 062	5 853
Emprunts et dettes financières diverses	24	29 013	29 604
Fournisseurs et comptes rattachés		6 880	8 164
Autres créditeurs		15 510	17 302
TOTAL DU PASSIF		145 977	146 900

Tableaux de flux de trésorerie consolidés

(en millions d'euros)	1er semestre 2004	Exercice 2003
Opérations d'exploitation		
Résultat avant impôt des sociétés intégrées	3 019	3 320
Annulation des amortissements et provisions	3 188	6 379
Annulation des produits et charges financiers	574	1 530
Dividendes des sociétés consolidées par mise en équivalence	51	79
Elimination des plus ou moins values de cession	(130)	(311)
Autres produits et charges sans incidence sur la trésorerie	-	26
Variation du besoin en fonds de roulement	(240)	17
Flux de trésorerie nets générés par l'exploitation	6 462	11 040
Frais financiers nets décaissés	(592)	(1 007)
Impôts sur le résultat payés	(1 838)	(3 337)
Impôt et intérêts payés au titre de la décision de la Commission européenne	(1 224)	-
Flux de trésorerie nets générés par les activités opérationnelles	2 808	6 696
Opérations d'investissement		
Variations de périmètre	(426)	44
Acquisitions d'immobilisations corporelles et incorporelles	(2 143)	(4 963)
Acquisitions d'immobilisations financières	(523)	(1 413)
Cessions d'immobilisations	526	1 778
Variations d'actifs financiers	57	(601)
Flux de trésorerie nets liés aux activités d'investissement	(2 509)	(5 155)
Opérations de financement		
Emissions d'emprunts	4 867	8 236
Remboursements d'emprunts	(5 845)	(9 287)
Dividendes versés par la société mère	(321)	(208)
Dividendes versés aux minoritaires	(34)	(63)
Augmentation de capital en numéraire	9	33
Augmentation des comptes spécifiques des concessions	78	157
Subventions d'investissement	18	33
Autres variations	0	(5)
Flux de trésorerie nets liés aux activités de financement	(1 228)	(1 104)
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(929)	437
Trésorerie et équivalent de trésorerie à l'ouverture	2 523	2 238
Incidence des variations de change	59	(176)
Incidence des autres reclassements	13	24
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la clôture	1 666	2 523

Variations des capitaux propres consolidés et des intérêts minoritaires

(en millions d'euros)	Capital	Réserves consolidées	Résultat	Différences de de conversion	Total Capitaux propres	Intérêts minoritaires
Situation au 31 décembre 2002	8 129	6 847	481	(1 574)	13 883	986
Changement de méthodes comptables		5 737	(250)	(84)	5 403	(43)
Situation au 31 décembre 2002 (pro forma)	8 129	12 584	231	(1 658)	19 286	943
Affectation du résultat		231	(231)		-	-
Résultat			857		857	78
Dividendes versés		(208)			(208)	(61)
Différences de conversion				(207)	(207)	(75)
Autres variations		(804)			(804)	30
Situation au 31 décembre 2003	8 129	11 803	857	(1 865)	18 924	915
Affectation du résultat		857	(857)		-	
Résultat			1 537		1 537	(12)
Dividendes versés		(321)			(321)	(44)
Différences de conversion				139	139	16
Autres variations						48
Situation au 30 juin 2004	8 129	12 339	1 537	(1 726)	20 279	923

Annexes

1 Principes et méthodes comptables

1.1 Référentiel comptable du Groupe

Le groupe EDF établit ses comptes consolidés semestriels en conformité avec la réglementation comptable française en vigueur pour les comptes intermédiaires, et selon les règles et méthodes comptables adoptées pour les comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2003.

Le Groupe s'inscrit dans la perspective de l'application obligatoire en 2005 des normes comptables internationales de l'IASB, par les sociétés européennes faisant appel public à l'épargne.

Dans ce contexte, le Groupe a procédé sur les exercices 2002 et 2003 à plusieurs changements comptables tels que décrits dans la note 1.3 de l'annexe des comptes consolidés au 31 décembre 2003. Après prise en compte de ces changements comptables, le Groupe applique l'ensemble des méthodes préférentielles prévues par la réglementation comptable française applicable aux comptes consolidés à l'exception de la comptabilisation des avantages du personnel.

Compte tenu de la réforme en cours concernant le financement du régime des pensions des industries électriques et gazières qui prendra effet au 1^{er} janvier 2005, les engagements relatifs au personnel seront provisionnés à compter de cette date.

A ce jour, les principales différences avec les normes comptables internationales en vigueur au 30 juin 2004 concernent le traitement comptable des avantages du personnel (IAS 19) et des instruments financiers (IAS 32 et 39). De plus, en l'absence de normes comptables spécifiques dans le référentiel international, compte tenu de l'avancement des réflexions de l'IFRIC sur le sujet, le groupe examine la compatibilité du traitement des concessions, tel qu'appliqué actuellement, avec les normes internationales existantes.

L'application de ces normes ou leurs évolutions seraient susceptibles d'avoir des impacts significatifs sur les comptes

En ce qui concerne le portefeuille de TIAP, le Groupe qui détient certains OPVCM dédiés n'a pas consolidé ces fonds et a maintenu dans les comptes au 30 juin 2004 les règles comptables telles que décrites dans la note 1-5 de l'annexe aux comptes consolidés du 31 décembre 2003.

En effet, compte tenu des discussions en cours sur la mise en œuvre des dispositions de la loi de Sécurité Financière du 1er août 2003, et du règlement CRC 2004-03 du CRC du 4 mai 2004 qui ont fait évoluer la définition du périmètre de consolidation en supprimant l'obligation de détention de liens capitalistiques, une prise de position est attendue des autorités comptables françaises sur le traitement des parts d'OPVCM dédiés.

1.2 Saisonnalité de l'activité

Les chiffres d'affaires et résultats d'exploitation intermédiaires dégagés sont caractérisés par une forte saisonnalité liée à un haut niveau d'activité sur le premier semestre de l'année civile pour les entreprises de l'hémisphère Nord. Le phénomène, fonction des conditions climatiques, est d'amplitude variable selon les années. Conformément à la recommandation du CNC de mars 1999 et aux normes IAS/IFRS, le chiffre d'affaires est comptabilisé dans les mêmes conditions qu'à la clôture annuelle.

1.3 Fiscalité

Pour les comptes intermédiaires, la charge d'impôt sur les sociétés (exigible et différée) est calculée en appliquant au résultat comptable des sociétés intégrées, avant impôt et amortissement de l'écart d'acquisition de la période, la dernière estimation connue du taux effectif d'impôt de l'exercice pour chaque entité ou groupe fiscal.

1.4 Assurances

EDF assure sa Responsabilité Civile Générale à travers un programme d'assurance Groupe qui couvre la maison-mère et toutes les filiales sous contrôle exclusif, à l'exception d'Electricité de Strasbourg principalement.

Pour le cas particulier de la Responsabilité Civile de l'Exploitant Nucléaire, les deux sociétés concernées (EDF et EnBW) sont couvertes selon les modalités requises par les lois qui leur sont respectivement applicables.

En ce qui concerne la couverture des dommages subis par les biens propres ou en concession, de nouveaux programmes sont en cours de mise en place. Ainsi, EDF a réalisé en décembre 2003 une opération de transfert d'une partie du risque Tempête sur les réseaux de Distribution avec CDC-IXIS. Pour la couverture de dommages matériels conventionnels (c'est-à-dire hors réseaux aériens et nucléaire), EDF a d'une part adhéré le 31 janvier 2004 à la mutuelle internationale d'énergéticiens «OIL» et d'autre part, acheté des assurances complémentaires. Ce programme, aujourd'hui finalisé pour EDF et EDF Energy, est en cours d'extension à l'ensemble des filiales sous contrôle exclusif.

2 Comparabilité des exercices

Le premier semestre 2003 a été notamment affecté par le changement comptable lié à l'allongement de la durée de vie des centrales nucléaires en France et par la prise en compte de provisions pour dépréciation concernant les actifs et engagements à l'international.

- Concernant l'allongement de la durée de vie des centrales nucléaires, cette mesure a eu pour conséquence de décaler de 10 ans les échéances de décaissement des dépenses de déconstruction et de dernier cœur. Du fait de l'actualisation, le montant des provisions pour déconstruction et pour dernier cœur a été mécaniquement révisé à la baisse.

En l'absence de disposition tant dans les textes comptables applicables en France que dans les normes internationales et dans le cadre de la convergence du référentiel du groupe avec ces dernières, EDF a choisi pour la clôture de ses comptes au 30 juin 2003 la méthode alors préconisée par le projet du Comité d'Interprétation des normes Internationales (IFRIC), en se référant à « l'exposure draft D2» du « Changes in Decommissioning Liabilities», publié le 4 septembre 2003. Ce dernier prévoyait que l'effet du changement d'estimation de la provision viendrait ajuster respectivement l'actif et le résultat de manière à enregistrer en résultat les effets relatifs à la part amortie de l'actif.

La méthode appliquée a consisté en conséquence à effectuer au 30 juin 2003 :

- une reconstitution de la valeur brute de l'actif de contrepartie à la date de mise en service à partir des nouveaux échéanciers de décaissement de la provision,
- une reconstitution de sa valeur nette comptable (sur cette base amortie sur 30 ans) au 1er janvier 2003,

-
- l'imputation de la diminution de la provision sur l'actif à hauteur de la correction de la valeur nette comptable, soit : 457 millions d'euros au titre de la déconstruction et 110 millions d'euros au titre du dernier cœur,
 - l'imputation du solde de variation de la provision en résultat à hauteur de 2 243 millions d'euros avant impôt, soit 1 448 millions d'euros après impôt.

Comme suite aux évolutions intervenues en fin d'année 2003 dans les interprétations de l'IFRIC, EDF a décidé pour l'arrêté des comptes consolidés annuels de s'inspirer du projet révisé de traitement que l'IFRIC a annoncé vouloir proposer au Conseil de l'International Accounting Standards Board (IASB). Ce projet prévoyait l'application d'une méthode prospective avec une imputation des effets liés aux changements d'estimation des provisions sur l'actif de contrepartie et, au-delà, sur l'actif de référence sous-jacent (centrale). Dans le cas d'une reprise de provision, l'excédent éventuel qui ne peut être imputé sur les actifs précités est comptabilisé en résultat. Ce projet a été définitivement approuvé par le Board en mai 2004.

En conséquence, les reprises de provisions nettes d'impôt d'un montant de 1 448 millions comptabilisées au 30 juin 2003 ont été annulées dans le compte de résultat au cours du second semestre.

L'impact final sur les comptes 2003 de ce changement d'estimation s'est ainsi traduit par une diminution des provisions pour déconstruction et dernier cœur de 2 811 millions d'euros, des immobilisations corporelles de 2 775 millions d'euros, des produits à recevoir des partenaires au titre de la déconstruction des centrales en participation de 23 millions d'euros.

L'impact sur le résultat de l'exercice 2003 s'est donc élevé à 13 millions d'euros.

- Les provisions non récurrentes constatées au 30 juin 2003 sur les filiales et engagements à l'international ont représenté 2.405 millions d'euros qui se décomposent de la façon suivante :
 - provision sur les titres et engagements financiers Edison : 900 millions d'euros,
 - provision pour dépréciation de l'écart d'acquisition de Fenice : 175 millions d'euros,
 - provision pour dépréciation de l'écart d'acquisition et des actifs immobilisés de Light : 830 millions d'euros,
 - provisions pour risques, restructuration et dépréciation de certains actifs du groupe EnBW : 500 millions d'euros.

3 Loi du 9 août 2004 relative au service public de l'électricité et du gaz et aux entreprises électriques et gazières

La loi relative au Service Public de l'Electricité et du Gaz et aux Entreprises Electriques et Gazières a été publiée le 11 août 2004.

Au-delà du changement de forme juridique d'EDF et GDF – transformation des établissements publics industriels et commerciaux en sociétés anonymes - le texte comprend notamment quatre séries de dispositions concernant : le service public et l'opérateur commun de distribution, la transposition des directives européennes relatives à l'électricité et au gaz (notamment la filialisation des gestionnaires de réseaux de transport), la réforme du financement du régime spécial de retraites des IEG et la séparation entre réseau de distribution publique et réseau public de transport.

Le gouvernement doit maintenant, prendre les décrets d'application prévus par la loi, notamment ceux approuvant les statuts d'EDF et de GDF, ceux relatifs à la mise en place de la réforme du financement des retraites, la définition du périmètre du réseau public de transport, l'approbation des statuts de la société gestionnaire du réseau public de transport, etc.

3.1 Adoption des statuts d'EDF SA

La transformation d'EDF, établissement public à caractère industriel et commercial (EPIC), en société anonyme (SA) interviendra lors de la publication du décret fixant les statuts de la SA. La loi dispose que ce décret doit intervenir avant le 31 décembre 2004. Elle précise également qu'il y a continuité de la personne morale, nonobstant le changement de la forme juridique d'EDF. En conséquence, les autorisations et les contrats conclus par EDF avec des tiers ne seront pas remis en cause à l'occasion de ce changement de forme juridique.

La loi précise également que l'Etat conservera au minimum 70% du capital d'EDF.

3.2 Filialisation du gestionnaire du réseau de transport d'électricité

Depuis la loi du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité, le gestionnaire du réseau public de transport d'électricité est un service indépendant sur le plan de la gestion, des autres activités d'Electricité de France.

Les missions de ce gestionnaire sont :

- d'exploiter et d'entretenir le réseau public de transport d'électricité,
- de développer ce réseau afin de permettre le raccordement des producteurs, des réseaux publics de distribution et des consommateurs, ainsi que l'interconnexion avec les autres réseaux,
- d'assurer à tout moment l'équilibre des flux d'électricité sur le réseau,
- d'assurer la sécurité, la sûreté et l'efficacité de ce réseau en tenant compte des contraintes techniques.

La directive européenne 2003/54/CE du 26 juin 2003 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité a entendu renforcer cette indépendance en obligeant les Etats membres et les entreprises concernées à organiser l'indépendance « juridique » des gestionnaires de réseau public de transport d'électricité.

Les activités de transport doivent désormais être exercées par des personnes juridiques distinctes de celles qui exercent des activités de production ou de fourniture d'électricité.

La loi du 9 août 2004 transpose cette obligation en droit français en prévoyant la filialisation par EDF de l'activité transport, telle qu'actuellement exercée par RTE.

Cette loi dispose qu'une société – dont le capital est détenu en totalité par Electricité de France, l'Etat ou d'autres entreprises ou organismes appartenant au secteur public - est le gestionnaire du réseau public de transport d'électricité, et organise l'indépendance de gestion et d'exploitation de cette société, régie pour l'essentiel par les règles applicables aux sociétés anonymes. Elle prévoit en outre qu'un apport partiel d'actifs sera réalisé à la valeur nette comptable par Electricité de France à cette société, dont elle détiendra donc initialement la totalité du capital ; cet apport concernera tous les ouvrages du réseau public de transport d'électricité et les biens de toute nature liés à l'activité de transport, sur la base des derniers comptes dissociés d'EDF.

Un décret, publié au Journal officiel, approuvera les statuts de cette société, qui entreront en vigueur à la date de l'apport partiel d'actif fait par Electricité de France, soit au cours du premier semestre 2005. C'est à cette même date que la société deviendra le gestionnaire du réseau public de transport d'électricité en lieu et place d'EDF.

3.3 Réforme du financement du régime spécial de retraites des industries électriques et gazières.

En ce qui concerne la réforme du régime de retraites, le dispositif prendra effet au 1^{er} janvier 2005. Les modalités d'application restent à préciser par décrets et aux termes de conventions. Il a pour objet la préservation du régime spécial de retraite des IEG dans un contexte où EDF et GDF ne peuvent plus en assumer la gestion. Il repose sur la création de la Caisse nationale des industries électriques et gazières, organisme paritaire de sécurité sociale, personne morale distincte d'EDF, à laquelle l'ensemble des salariés et des employeurs de la branche des IEG seront obligatoirement affiliés.

Les droits à la retraite des salariés relevant de ces industries restent inchangés. Seules les modalités de financement du régime spécial seront modifiées.

Ainsi, la Caisse des IEG devra conclure des conventions financières avec la CNAV (régime général) et l'AGIRC- ARRCO (régimes complémentaires), pour le financement par ces régimes, à compter du 1^{er} janvier 2005, d'une partie des droits à retraite servis par le régime spécial de retraite des IEG (les « droits de base », identiques à ceux des salariés affiliés à ces régimes), en contrepartie du paiement de cotisations libératoires et, le cas échéant, d'une contribution exceptionnelle, forfaitaire et libératoire (soulte). Les clauses techniques et financières de ces conventions, qui devront respecter le principe de neutralité financière de la réforme pour les régimes de droit commun, restent cependant à déterminer par la négociation entre la branche des IEG et ces régimes.

La loi prévoit en outre que les « droits spécifiques » des IEG (correspondant à des prestations supplémentaires par rapport aux droits de base) déjà acquis au 31 décembre 2004, ainsi que, le cas échéant, une contribution exceptionnelle forfaitaire et libératoire, seront financés par une contribution tarifaire assise sur les tarifs d'acheminement d'électricité pour les salariés des activités de transport et de distribution de l'électricité.

Les entreprises de la branche des IEG supporteront en revanche dans leurs comptes la charge des droits spécifiques acquis au 31 décembre 2004 pour les autres activités (notamment production et commercialisation), ainsi que les droits spécifiques qui seront acquis à compter du 1^{er} janvier 2005 pour l'ensemble de leurs activités.

La garantie de l'Etat sera octroyée à la Caisse sur l'ensemble des droits spécifiques passés.

Les conventions financières, actuellement en cours de négociation avec les régimes de droit commun, ainsi que les décrets d'application de la réforme du financement du régime de retraites, devraient être finalisés d'ici la fin de l'année et permettront de déterminer le montant des provisions à constituer dans les comptes d'EDF par imputation sur les capitaux propres tant au titre des droits spécifiques acquis au 31 décembre 2004 qu'au titre des « soultes », pour les activités autres que le transport et la distribution. Ces provisions seront comptabilisées à la date de prise d'effet du régime, soit au 1^{er} janvier 2005.

3.4 Dispositions intéressant les concessions de distribution

Suite à un accord intervenu entre l'entreprise et la Fédération Nationale des Collectivités Concédantes et des Régies (FNCCR), sous l'égide de l'administration, sur la séparation précise des réseaux publics de transport et de distribution publique, la loi prévoit les modalités de classement des ouvrages du réseau d'alimentation générale (RAG) dans l'un ou l'autre de ces deux types de réseaux. La loi prévoit en outre que les ouvrages relevant du réseau public de transport seront transférés par apport partiel d'actifs à la nouvelle société gestionnaire de ce réseau.

De plus, les ouvrages antérieurement classés dans le réseau d'alimentation générale (RAG) et relevant des réseaux de distribution publique (DP) seront transférés à titre gratuit aux collectivités locales

concedantes, EDF restant propriétaire de la partie des postes de transformation de haute ou très haute tension en moyenne tension. Ces ouvrages feront l'objet d'un reclassement des immobilisations du domaine propre aux immobilisations du domaine concédé à leur valeur nette comptable.

Par ailleurs, dans le cadre du même accord conclu avec les représentants des collectivités locales et 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 au renouvellement des ouvrages après le terme des concessions. Les provisions pour charges futures de renouvellement constituées antérieurement au 1^{er} janvier 2005 auront 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.

Les modalités comptables du transfert de biens et le chiffrage de ses conséquences sur le bilan d'ouverture sont actuellement à l'étude pour application au 1^{er} janvier 2005, conformément au texte de la loi.

3.5 Comptes d'EDF SA

La loi apporte des précisions complémentaires quant au bilan d'ouverture de la société anonyme et à la traduction comptable des dispositions sur les retraites et les concessions :

- le bilan au 31 décembre 2004 de la société anonyme sera constitué à partir du bilan au 31 décembre 2003 de l'établissement public EDF et du compte de résultat de l'exercice 2004 ;
- les charges ou les produits exceptionnels résultant des dispositions sur les retraites et sur les concessions viendront s'imputer sur la situation nette de l'entreprise. Cette imputation vaudra comptabilisation par le compte de résultat pour l'application des règles fiscales.

4 **Événements et transactions significatifs survenus au cours du semestre**

4.1 Décision de la Commission Européenne

Suite à la décision de la Commission Européenne du 16 décembre 2003 notifiée à la France le 17 décembre 2003, EDF maison-mère a enregistré sur l'exercice 2003 une charge à payer de 1 217 millions d'euros, dont 889 millions d'euros imputés directement en capitaux propres au titre de l'impôt sur les sociétés non acquitté lors du reclassement, en 1997, des droits du concédant sur le réseau RAG en dotations en capital et 328 millions d'euros en charges financières représentatives des intérêts courus correspondants.

Un montant total de 1 224 millions d'euros comprenant 7 millions d'intérêts courus sur l'exercice 2004 a été versé en février 2004 à l'Etat français.

EDF a déposé une requête en annulation de la décision de la Commission Européenne. Le recours a été introduit devant le Tribunal de Première Instance des Communautés Européennes (TPICE) le 27 avril 2004.

4.2 Contribution au service public de l'électricité en France

En France, les arrêtés ministériels du 28 février 2004 ont fixé la Contribution au Service Public de l'Electricité (CSPE) à 4,5 Euro/MWh et ont baissé corrélativement les tarifs intégrés de 1,2 Euro/MWh avec effet rétroactif au 1^{er} janvier 2004.

5 Evolutions du périmètre de consolidation

5.1 Evolution du périmètre de consolidation au 1^{er} semestre 2004

Il n'y a pas eu d'évolution de périmètre significative au cours du premier semestre 2004. Les opérations réalisées concernent principalement des variations de pourcentage d'intérêt.

Chez EnBW, ces évolutions consistent dans la participation d'EDF à l'augmentation de capital dans le cadre du processus de refinancement mis en œuvre en juin 2004 et dans la poursuite du désengagement des activités non stratégiques avec la cession notamment du sous-groupe APCOA.

Chez EDF Energy, suite à la révision des accords d'actionnaires, la société Metronet, antérieurement consolidée par intégration proportionnelle, est mise en équivalence à compter du 30 juin 2004.

5.2 Evolutions de périmètre du premier semestre 2003

Les variations significatives de périmètre intervenues au cours du premier semestre 2003 sont les entrées en périmètre de consolidation de deux sociétés détenues à 100% par EDF INTERNATIONAL à compter du 1^{er} janvier 2003 :

- HISPAELEC,
- EDF ENERGIA ITALIA,

dont l'activité est la commercialisation d'énergie.

Les autres évolutions concernent :

- EnBW avec l'acquisition de 77% de la société suisse KWL (ED Group), consolidée par intégration globale au sein du palier EnBW à compter du 1^{er} janvier 2003 et l'acquisition du solde des actions NWS, Salamander et TAE.
- TIRU avec l'acquisition de deux sociétés de traitement de déchets (incinération) CIDEM et CYDEL, détenues à 100% et consolidées par intégration globale à compter du 1^{er} janvier 2003.

6 Informations sectorielles

L'information sectorielle est présentée sur la base de l'organisation interne 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 de la stratégie de développement à l'international du Groupe et des différences de contextes économique, réglementaire et technique entre les différentes zones géographiques.

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.

6.1 Informations par zones géographiques

La ventilation retenue par le Groupe EDF pour les zones géographiques est la suivante :

- «**France**» qui désigne EDF maison-mère,
 - «**Europe**» qui regroupe les filiales des branches «Europe continentale» et «Europe de l'Ouest, Méditerranée et Afrique» ;
 - «**Reste du monde** » qui regroupe les filiales des branches « Amériques» et «Asie »,
 - «**EDF Trading** » ;
 - «**Autres** » qui regroupe les filiales des branches « Energies », «Développement», «Dalkia» ainsi que les autres filiales hors branches.
- Au 30 juin 2004 :

	France	Europe	Reste du monde	EDF Trading	Autres	Eliminations	Total
(en millions d'euros)							
CHIFFRE D'AFFAIRES :							
Chiffre d'affaires externe	15 192	6 584	1 025	164	1 065		24 030
Chiffre d'affaires inter-secteur	82	45	-	-	124	(251)	-
TOTAL CHIFFRE D'AFFAIRES	15 274	6 629	1 025	164	1 189	(251)	24 030
RESULTAT D'EXPLOITATION	3 029	868	33	124	169		4 223
BILAN :							
Immobilisations incorporelles et corporelles	75 589	19 020	2 993	54	2 803		100 459
Participations dans les entreprises mises en équivalence	-	1 622	102	-	461		2 185
Autres actifs sectoriels (1)	17 027	7 487	1 232	2 856	1 881		30 483
Autres actifs non affectés							12 850
Total Actif	92 616	28 129	4 327	2 910	5 145		145 977
Passifs sectoriels (2)	73 836	8 637	969	2 700	2 108		88 250
Autres passifs non affectés							57 727
Total Passif	73 836	8 637	969	2 700	2 108		145 977
AUTRES INFORMATIONS :							
Investissements corporels et incorporels	1 100	667	136	6	81		1 990
Dotations aux amortissements	(1 624)	(492)	(84)	(4)	(83)		(2 287)

(1) Les autres actifs sectoriels comprennent les écarts d'acquisition, les stocks, les clients et comptes rattachés, les autres débiteurs hormis les créances d'impôt exigible.

(2) Les passifs sectoriels comprennent les comptes spécifiques des concessions, les provisions pour fin de cycle du combustible nucléaire, les provisions pour déconstruction et dernier cœur, les provisions pour avantages du personnel, les provisions pour renouvellement des immobilisations en concession, les autres provisions pour risques et charges (hormis les provisions pour risques liés aux participations et les provisions pour risques fiscaux), les fournisseurs et comptes rattachés ainsi que les autres créiteurs (hormis la dette d'impôt exigible).

- Au 30 juin 2003 :

Les informations publiées au 30 juin 2003 ont été retraitées selon les définitions des zones géographiques retenues pour le 31 décembre 2003.

(en millions d'euros)	France	Europe	Reste du monde	EDF Trading	Autres	Eliminations	Total
CHIFFRE D'AFFAIRES :							
Chiffre d'affaires externe	14 688	6 370	980	174	977		23 189
Chiffre d'affaires inter-secteur	165	45	-	-	112	(322)	-
TOTAL CHIFFRE D'AFFAIRES	14 853	6 415	980	174	1 089	(322)	23 189
RESULTAT D'EXPLOITATION	5 303	481	(421)	118	178		5 659
BILAN :							
Immobilisations incorporelles et corporelles	78 253	18 024	3 061	49	2 670		102 057
Participations dans les entreprises mises en équivalence	-	1 550	110	-	535		2 195
Autres actifs sectoriels (1)	17 402	7 638	1 368	1 696	1 812		29 916
Autres actifs non affectés							13 988
Total Actif	95 655	27 212	4 539	1 745	5 017		148 156
Passifs sectoriels (2)	74 036	8 281	1 073	1 835	2 072		87 297
Autres passifs non affectés							60 859
Total Passif	74 036	8 281	1 073	1 835	2 072		148 156
AUTRES INFORMATIONS :							
Investissements corporels et incorporels	1 034	633	233	3	75		1 978
Dotations aux amortissements	(1 504)	(527)	(76)	(4)	(52)		(2 163)

- (1) Les autres actifs sectoriels comprennent les écarts d'acquisition, les stocks, les clients et comptes rattachés, les autres débiteurs hormis les créances d'impôt exigible.
- (2) Les passifs sectoriels comprennent les comptes spécifiques des concessions, les provisions pour fin de cycle du combustible nucléaire, les provisions pour déconstruction et dernier cœur, les provisions pour avantages du personnel, les provisions pour renouvellement des immobilisations en concession, les autres provisions pour risques et charges (hormis les provisions pour risques liés aux participations et les provisions pour risques fiscaux), les fournisseurs et comptes rattachés ainsi que les autres créditeurs (hormis la dette d'impôt exigible).

6.2 Autres informations par zones géographiques

- 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
Premier semestre 2003	14 279	7 675	1 061	174	23 189
Premier semestre 2004	14 810	7 899	1 157	164	24 030

6.3 Informations par secteurs 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 ;
- **Transport** : a pour objet d'exploiter, d'entretenir et de développer le réseau de transport d'électricité haute tension et très haute tension ;
- **Distribution** : assure la gestion du réseau public de transport basse et moyenne 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,...).

EDF - Comptes consolidés au 30 juin 2004

(en millions d'euros)	Production - Commercialisation	Distribution	Transport	Autres	Eliminations	Total
Au premier semestre 2003						
Chiffre d'Affaires Externe	19 184	1 150	375	2 480		23 189
- dont France	13 828	387	315	158		14 688
- dont reste du Monde	5 356	763	60	2 322		8 501
Chiffre d'Affaires inter-secteurs (1)	694	5 705	1 778		(8 177)	-
Chiffre d'affaires	19 878	6 855	2 153	2 480	(8 177)	23 189
Actifs sectoriels	57 613	46 920	12 623	15 011	(561)	131 606
Actifs non affectés y compris les écarts d'acquisition d'EDF dans EnBW et EDF Energy						16 550
Investissements de l'exercice (corporels et incorporels)	477	1 044	183	274		1 978
Au premier semestre 2004						
Chiffre d'Affaires Externe	20 401	1 237	430	1 962		24 030
- dont France	14 187	496	351	159		15 193
- dont reste du Monde	6 214	741	79	1 803		8 837
Chiffre d'Affaires inter-secteurs (1)	671	5 752	1 730	343	(8 496)	-
Chiffre d'affaires	21 072	6 989	2 160	2 305	(8 496)	24 030
Actifs sectoriels	56 039	49 894	12 244	13 093	(929)	130 341
Actifs non affectés y compris les écarts d'acquisition d'EDF dans EnBW et EDF Energy						15 636
Investissements de l'exercice (corporels et incorporels)	437	1 150	193	210		1 990

(1) La part Acheminement comprise dans les tarifs intégrés est présentée en chiffre d'affaires inter-secteur pour la France.

7 Chiffre d'affaires

Les différentes composantes constituant le chiffre d'affaires sont les suivantes :

(en millions d'euros)	1er semestre 2004	1er semestre 2003	Exercice 2003
Ventes d'énergie, de services liés à l'énergie et Trading	22 219	20 541	41 136
Autres ventes de biens et de services	1 811	2 648	3 783
Chiffre d'affaires	24 030	23 189	44 919

Le chiffre d'affaires consolidé du premier semestre est en progression de 3,6 % par rapport à celui du premier semestre 2003.

A taux de change et périmètre constants, la croissance est de 5,8 %.

8 Consommations externes

Les différentes composantes constituant les consommations externes sont les suivantes :

(en millions d'euros)	1er semestre 2004	1er semestre 2003	Exercice 2003
Achats consommés de combustibles - production d'énergie	(2 171)	(2 035)	(4 164)
Achats d'énergie	(4 220)	(3 904)	(7 516)
Achats de services	(4 080)	(3 926)	(8 614)
Autres achats	(2 053)	(2 269)	(4 148)
Production stockée et immobilisée	853	862	1 888
Consommations externes	(11 671)	(11 272)	(22 554)

L'évolution entre les comptes du premier semestre 2004 et ceux du premier semestre 2003 est de 7 %, à taux de change et de périmètre constant.

9 Effectifs moyens

	Effectifs au 1er semestre 2004			Effectifs au 1er semestre 2003		
	Statut IEG	Autres	Total	Statut IEG	Autres	Total
Cadres	26 563	4 312	30 875	25 986	3 760	29 746
Agents de maîtrise et techniciens	84 921	44 486	129 407	86 595	53 705	140 300
Effectifs moyens	111 484	48 798	160 282	112 581	57 465	170 046

Les effectifs des sociétés intégrées proportionnellement sont consolidés au prorata du pourcentage d'intérêt.

10 Autres produits et charges d'exploitation

Les différentes composantes constituant les autres produits et charges d'exploitation sont les suivantes :

(en millions d'euros)	1er semestre 2004	1er semestre 2003	Exercice 2003
Subventions d'exploitation	962	797	1 462
Quote part de résultat sur opérations en commun	(4)	5	(27)
Autres produits et charges	(268)	(385)	(578)
Résultat de cession d'immobilisations	72	54	57
Autres produits et charges à caractère inhabituel	1	-	(41)
Autres produits et charges d'exploitation	763	471	873

Les subventions d'exploitation comprennent essentiellement les indemnités à recevoir au titre de la compensation des charges de service public.

Suite à la notification de la CRE en date du 8 mars 2004, et à la publication le 30 mars 2004, de l'arrêté fixant la CSPE pour l'année 2004, un complément de subvention de 155 millions d'euros et une réduction de charges de 36 millions d'euros ont été constatés chez EDF Maison-mère au titre du Fonds du Service Public de la Production d'Electricité (FSPPE) en vigueur en 2002.

11 Dotations nettes aux provisions

Les différentes composantes constituant les dotations et reprises aux provisions sont les suivantes :

(en millions d'euros)	1er semestre 2004	1er semestre 2003	Exercice 2003
(Dotations) et reprises de provisions pour risques et charges	(119)	2 156	988
(Dotations) et reprises de provisions pour dépréciation des immobilisations	(117)	(528)	(713)
(Dotations) et reprises de provisions pour dépréciation des actifs circulants	(70)	(64)	(19)
(Dotations) nettes aux provisions	(306)	1 564	256

Au premier semestre 2003, les reprises de provisions concernaient les provisions pour déconstruction, dernier cœur et autres provisions pour risques et charges pour 2 465 millions d'euros résultant du changement de plan d'amortissement des centrales nucléaires.

Comme suite aux évolutions ultérieures de la position de l'IFRIC décrites en note 2, EDF a imputé ce montant en contrepartie de l'actif de déconstruction au 31 décembre 2003.

En 2003, les reprises nettes de provisions pour risques et charges incluaient les effets de l'inventaire sur les provisions à hauteur de 523 millions d'euros constatées au cours du second semestre.

Les tests de dépréciation ont conduit à constater des provisions pour dépréciation des immobilisations à hauteur de 534 millions d'euros au titre de la société Light en 2003 et à hauteur de 119 millions d'euros au titre de différentes filiales en 2004.

12 Frais financiers nets

Les différentes composantes constituant les frais financiers nets sont les suivantes :

(en millions d'euros)	1er semestre 2004	1er semestre 2003	Exercice 2003
Charges sur créances et dettes financières long terme	(660)	(763)	(1 473)
Charges des créances liées aux biens donnés en location-financement	(18)	(19)	(35)
Produits et charges sur actifs et passifs financiers court terme	57	4	67
Produits et charges sur cessions d'actifs financiers court terme	4	10	10
Frais financiers nets	(617)	(768)	(1 431)

13 Résultat de change

Les différentes composantes constituant le résultat de change sont les suivantes :

(en millions d'euros)	1er semestre 2004	1er semestre 2003	Exercice 2003
Résultat de change réalisé	15	(31)	(10)
Résultat de change latent	(66)	142	34
Résultat de change	(51)	111	24

14 Autres produits et charges financiers

Les différentes composantes constituant les autres produits et charges financiers sont les suivantes :

(en millions d'euros)	1er semestre 2004	1er semestre 2003	Exercice 2003
Produits financiers des participations	63	134	110
Résultat de cession d'immobilisations financières	34	9	164
Résultat de déconsolidation et de cession de titres déconsolidés	51	2	116
Charges liées à l'actualisation des provisions à long terme	(733)	(722)	(1 462)
(Dotations) et reprises de provisions sur titres immobilisés	76	(217)	91
(Dotations) et reprises de provisions sur autres immobilisations financières	(11)	(24)	(10)
(Dotations) et reprises de provisions sur actifs financiers court terme	(4)	21	20
(Dotations) et reprises de provisions pour risques et charges financiers	(38)	(872)	(910)
Autres	26	83	(225)
Autres produits et charges financiers	(536)	(1 586)	(2 106)

En 2003, une provision pour risques financiers de 855 millions d'euros a été constatée au titre des engagements de rachat d'actions consentis aux autres actionnaires de la société Itالenergia Bis (voir note 27). Par ailleurs, les autres produits et charges financiers du second semestre 2003 ont inclus à hauteur de 328 millions d'euros les intérêts dus au titre de la décision de la Commission Européenne.

15 Impôts sur les résultats

La charge d'impôt totale du Groupe s'établit à 1 211 millions d'euros, soit un taux d'impôt sur le résultat des sociétés intégrées avant amortissement des écarts d'acquisition égal à 40,1 %, contre 55% au premier semestre 2003, et 47,2% au 31 décembre 2003.

Le taux effectif d'impôt de l'exercice 2003 tenait compte de la non-déductibilité des provisions sur les engagements financiers d'Itالenergia Bis, ainsi que de la non-reconnaissance de l'intégralité des impôts différés actifs relatifs aux déficits reportables et aux dépréciations d'immobilisations constatées sur l'exercice.

16 Ecart d'acquisition

Les différentes composantes constituant les écarts d'acquisition des sociétés intégrées sont les suivantes :

	30.06.2004	31.12.2003
(en millions d'euros)		
Valeur brute à l'ouverture	7 421	7 691
Cumul des amortissements et des provisions à l'ouverture	(1 762)	(943)
Valeur nette comptable à l'ouverture	5 659	6 748
Acquisitions	235	291
Cessions	(15)	(35)
Amortissements et provisions	(299)	(844)
Ecarts de conversion	130	(223)
Autres mouvements	(119)	(278)
Valeur nette comptable à la clôture	5 591	5 659
Cumul des amortissements et des provisions à la clôture	(2 073)	(1 762)
Valeur brute à la clôture	7 664	7 421

Les montants nets des écarts d'acquisition se répartissent pour 4 507 millions d'euros pour les filiales européennes, 913 millions d'euros pour les autres filiales et 171 millions d'euros pour les filiales sud-américaines.

Des tests de dépréciation des écarts d'acquisition ont été mis à jour pour les filiales pour lesquelles des plans à moyen terme révisés ont été approuvés au cours du semestre. Pour les autres filiales, les tests de dépréciation seront mis à jour pour la clôture au 31 décembre 2004.

Les résultats des tests réalisés ont conduit à constater une dépréciation complémentaire de 115 millions d'euros au 30 juin 2004.

17 Immobilisations corporelles

La valeur nette des immobilisations corporelles se répartit comme suit :

	30.06.2004	31.12.2003
(en millions d'euros)		
Immobilisations du domaine propre	57 354	56 710
Immobilisations du domaine concédé	37 598	37 709
Immobilisations en cours	4 149	3 826
Immobilisations financées par location-financement	277	767
Total des immobilisations corporelles	99 378	99 012

17.1 Variation des immobilisations corporelles du domaine propre

	Terrains et constructions	Installations Production nucléaire	Installations Production thermique et hydraulique	Réseaux	Autres installations, matériels, outillages et autres immobilisations	Total
(en millions d'euros)						
Valeurs brutes au 31.12.2003	14 977	43 131	10 186	34 806	10 222	113 322
Augmentations	36	10	196	433	405	1 080
Diminutions	(119)	(17)	(1)	(34)	(123)	(294)
Ecart de conversion	49	-	106	424	64	643
Mouvements de périmètre	92	39	21	208	(59)	301
Autres mouvements	21	(31)	720	48	(54)	704
Valeurs brutes au 30.06.2004	15 056	43 132	11 228	35 885	10 455	115 756
Amortissements & provisions au 31.12.2003	(6 632)	(26 207)	(6 409)	(11 551)	(5 813)	(56 612)
Dotations nettes aux amortissements	(195)	(372)	(159)	(497)	(330)	(1 553)
Dotations nettes aux provisions pour dépréciation	(5)	(18)	(21)	-	(90)	(134)
Cessions	50	14	1	32	108	205
Ecart de conversion	(13)	-	(27)	(68)	(26)	(134)
Mouvements de périmètre	(9)	(20)	(51)	(42)	58	(64)
Autres mouvements	(32)	(22)	(90)	(9)	43	(110)
Amortissements & provisions au 30.06.2004	(6 836)	(26 625)	(6 756)	(12 135)	(6 050)	(58 402)
Valeurs nettes au 31.12.2003	8 345	16 924	3 777	23 255	4 409	56 710
Valeurs nettes au 30.06.2004	8 220	16 507	4 472	23 750	4 405	57 354

Le Groupe a procédé au 30 juin 2004 à une dépréciation de 119 millions d'euros de certains actifs corporels (voir note 11).

17.2 Variation des immobilisations corporelles du domaine concédé

(en millions d'euros)	Terrains et Constructions	Installations Production thermique et hydraulique	Réseaux	Autres installations, matériels et outillages et autres immobilisations	Total
Valeurs brutes au 31.12.2003	2 663	8 168	48 082	2 196	61 109
Augmentations	3	1	359	31	394
Diminutions	(11)	-	(75)	(23)	(109)
Ecart de conversion	(6)	(3)	(39)	26	(22)
Mouvements de périmètre	-	-	-	-	-
Autres mouvements (1)	(7)	4	312	3	312
Valeurs brutes au 30.06.2004	2 642	8 170	48 639	2 233	61 684
Amortissements & provisions au 31.12.2003	(1 576)	(4 353)	(16 568)	(903)	(23 400)
Dotations nettes aux amortissements	(13)	(56)	(28)	(34)	(131)
Dotations nettes aux provisions pour dépréciation	-	-	-	-	-
Cessions	12	-	71	22	105
Ecart de conversion	(1)	1	23	(7)	16
Mouvements de périmètre	-	-	-	-	-
Autres mouvements (2)	2	(17)	(623)	(38)	(676)
Amortissements & provisions au 30.06.2004	(1 576)	(4 425)	(17 125)	(960)	(24 086)
Valeurs nettes au 31.12.2003	1 087	3 815	31 514	1 293	37 709
Valeurs nettes au 30.06.2004	1 066	3 745	31 514	1 273	37 598

(1) Les autres mouvements concernent essentiellement les immobilisations remises à titre gratuit.

(2) Les autres mouvements concernent principalement les dépréciations des comptes spécifiques des concessions..

Le poste «Immobilisations du domaine concédé» comprend les immobilisations concédées des pays suivants : France, Argentine, Brésil, Côte d'Ivoire, Chine et Suisse.

18 Immobilisations financières

18.1 Variation des immobilisations financières

Les variations des immobilisations financières s'analysent comme suit :

(en millions d'euros)	Titres de participation	Autres titres immobilisés	TIAP	Autres immobilisations financières	Total Immobilisations Financières	Provisions	Immobilisations Financières Nettes
31.12.2003	1 646	149	4 887	1 586	8 268	(953)	7 315
Acquisitions	78	32	221	201	532	(42)	490
Cessions	(92)	(2)	(95)	(240)	(429)	107	(322)
Mouvements de périmètre	(48)	0	118	8	78	(7)	71
Ecart de conversion	1	0	-	4	5	0	5
Autres variations	1	6	0	(13)	(6)	0	(6)
30.06.04	1 586	185	5 131	1 546	8 448	(895)	7 553

Les TIAP sont essentiellement détenus par la maison-mère et EnBW. Leurs valeurs nettes comptables s'élèvent respectivement à 2.552 millions d'euros et 2.177 millions d'euros. Le montant des plus-values latentes sur ces portefeuilles s'élève à 226 millions d'euros.

Une partie de ces TIAP est constitué de fonds communs de placement de droit français dédiés qui se décomposent de la manière suivante :

	30.06.04		31.12.03	
	Valeur nette comptable	Valeur Boursière	Valeur nette comptable	Valeur Boursière
FCP dédiés actions	738	738	680	680
FCP dédiés obligations	200	200	198	198
Total FCP Dédiés	938	938	878	878

18.2 Titres de participation

(en millions d'euros)	30.06.2004	31.12.2003
Areva	123	123
Italenergia bis	590	590
Titres de participation inférieurs à 100 millions d'euros	873	933
Titres de participation - valeur brute	1 586	1 646
Provisions sur titres de participation	(310)	(306)
Titres de participation - valeur nette	1 276	1 340

19 Actifs financiers à court terme

Les actifs financiers à court terme se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	30.06.2004	31.12.2003
Valeurs mobilières de placement	2 667	2 755
Autres actifs financiers à court terme (échéance > 3 mois)	330	317
Actifs financiers à court terme	2 997	3 072

20 Trésorerie et équivalents de trésorerie

La trésorerie et équivalents de trésorerie se composent des fonds en caisse, des soldes bancaires et des placements dans des instruments du marché monétaire. La trésorerie et équivalents de trésorerie figurant dans le tableau des flux de trésorerie comprennent les montants suivants inscrits dans le bilan :

(en millions d'euros)	30.06.2004	31.12.2003
Disponibilités	1 046	1 870
Valeurs mobilières de placement	341	417
Comptes courants financiers	158	151
Autres actifs financiers à court terme (échéance < 3 mois)	121	85
Trésorerie et équivalents de trésorerie	1 666	2 523

21 Provisions pour fin de cycle du combustible nucléaire

La variation des provisions pour fin de cycle du combustible nucléaire se répartit comme suit au 30 juin 2004 :

(en millions d'euros)	31.12.2003	Augmentations	Diminutions	Autres	30.06.2004	
			Provisions utilisées	Provisions Excédentaires ou devenues sans objet	Variations	
Provisions pour retraitement du combustible nucléaire	10 899	619	(446)	(38)	15	11 049
Provisions pour évacuation et stockage	3 759	126	(44)	(9)	3	3 835
Provisions pour fin de cycle du combustible nucléaire	14 658	745	(490)	(47)	18	14 884

21.1 Provisions pour retraitement du combustible nucléaire

21.1.1 Provisions pour retraitement des combustibles irradiés d'EDF maison-mère

La provision pour le retraitement des combustibles irradiés est estimée à partir des dispositions du protocole signé avec COGEMA le 30 août 2001, et des accords transitoires conclus au cours des années 2002 et 2003, qui ont été finalisés le 24 août 2004 par la signature du contrat définitif couvrant la période 2001-2007.

Un échéancier des décaissements prévisionnels est déterminé sur la base des quantités à évacuer et/ou à traiter au 30 juin 2004. Ces quantités couvrent la durée totale du contrat signé le 24 août 2004 et une partie du ou des contrats ultérieurs.

Au-delà de la période de référence du contrat, la provision est évaluée sur la base d'hypothèses prudentes établies par les experts de l'entreprise à partir des dispositions contractuelles existantes.

Cette provision inclut également la contribution d'EDF aux coûts de reprise et de conditionnement des déchets anciens issus du process de traitement, ainsi que ceux relatifs à la contribution d'EDF aux opérations de déconstruction des installations de La Hague.

Ces hypothèses de coûts n'ont pas évolué depuis le 31 décembre 2003, date à laquelle elles avaient été révisées en fonction des dispositions générales des accords intervenus au cours de l'année 2003 avec COGEMA, et en prenant en considération les résultats intermédiaires du processus de négociation globale dans lequel les deux entreprises sont engagées, lequel vise à définir :

D'une part :

- Les conditions juridiques et financières d'un transfert à COGEMA des obligations financières actuelles d'EDF de participation à la déconstruction des installations de La Hague ; celles-ci, établies sur la base d'un devis de la société SGN (filiale de COGEMA), pourraient comprendre les modalités d'un règlement libératoire de cet engagement de long terme ;
- La participation financière d'EDF au titre de la reprise et du conditionnement des déchets anciens ;

Et d'autre part les conditions économiques du futur contrat des combustibles irradiés au-delà de 2007.

Dans ce cadre, les éléments tenant à la révision du devis de déconstruction de référence et à la fixation des quote-parts respectives pour le financement de celle-ci, avaient d'ores et déjà fait l'objet fin juillet 2003 d'un relevé de position commune. Les négociations ont continué à progresser sans toutefois parvenir à finaliser un accord global au 30 juin 2004.

En conséquence, le montant de la provision pour retraitement des combustibles irradiés est déterminé de la façon suivante :

- l'assiette et la quote-part d'EDF dans le financement de la déconstruction des installations de retraitement de La Hague sont évaluées sur la base de données communes aux deux entreprises comme précité.
- l'échéancier des décaissements prévisionnels et les taux d'inflation et d'actualisation sont fondés sur des données partagées par EDF et COGEMA.

Les conditions d'une éventuelle libération des obligations d'EDF au titre des opérations de reprise et de conditionnement des déchets et de la déconstruction de l'usine de La Hague n'ont pas été finalisées à ce stade avec COGEMA. Ce point fait l'objet d'hypothèses prudentes établies par les experts de l'entreprise.

Concernant 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.

Enfin, la provision pour déconstruction de l'usine de retraitement des combustibles irradiés UNGG de Marcoule est évaluée sur la base :

- d'un devis de la COGEMA établi en 1994, auquel a été appliquée une clef de répartition estimée par l'entreprise pour tenir compte de la participation au financement de chacun des membres du GIE CODEM qui regroupe les différents partenaires associés à la déconstruction de l'usine de Marcoule,

-
- du positionnement et de l'actualisation de décaissements en fonction d'un échéancier décomposé en trois phases (mise à l'arrêt définitif, déconstruction et conditionnement des déchets, fin des opérations) également appréciées par l'Entreprise.

21.1.2 Provisions pour fin de cycle des combustibles nucléaires des filiales

Ces provisions comprennent essentiellement l'élimination des combustibles irradiés et des déchets radioactifs du groupe EnBW. Les coûts fixés pour le recyclage sont fonction des dispositions contractuelles.

21.2 Provision pour évacuation et stockage des déchets radioactifs

Pour EDF maison-mère, 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 et à vie courte issus de la maintenance des centrales et de la déconstruction.
- L'évacuation et le stockage en sub-surface des déchets à faible activité et à vie longue,
- La gestion à long terme des déchets de haute activité et à vie longue relevant de la loi du 30 décembre 1991.

La loi du 30 décembre 1991 instaure une période de recherche de 15 ans selon trois grands axes afin de permettre un choix démocratique national de la solution de gestion à long terme des déchets de haute activité et à vie longue avant la fin de l'année 2006. Parmi les trois axes de recherche, le stockage géologique est aujourd'hui considéré comme une solution de référence appropriée par la communauté scientifique internationale. C'est par ailleurs la voie retenue par les pays les plus avancés dans la mise en œuvre d'une solution de gestion à long terme des déchets de haute activité à vie longue (Etats-Unis, Finlande ...).

L'évaluation de la provision repose aujourd'hui sur l'hypothèse d'un stockage géologique en milieu argileux des déchets de haute activité à vie longue issus du retraitement des combustibles usés d'EDF. L'échéancier des dépenses prévisionnelles est constitué sur la base de l'évaluation du coût d'un stockage industriel établie et communiquée par l'Agence Nationale pour la gestion des Déchets Radioactifs (ANDRA) en 1996. Les quantités prises en compte incluent les déchets existants et ceux qui seront produits à l'issue du traitement de l'ensemble des tonnes irradiées au 30 juin 2004.

L'évaluation ANDRA de 1996 est en cours d'actualisation. Notamment, un groupe de travail réunissant d'une part les administrations concernées et d'autre part, les producteurs (EDF, AREVA, CEA) a été constitué début 2004 par la Direction Générale de l'Energie et des Matières Premières (DGEMP) pour élaborer un référentiel permettant d'identifier et d'explicitier les hypothèses et bases techniques nécessaires pour le travail de chiffrage des coûts de référence pour un stockage géologique profond.

Ce groupe de travail doit remettre un premier rapport pour la fin 2004 et un rapport élargi est demandé pour le second semestre 2005.

22 Provisions pour déconstruction et dernier cœur

La variation des provisions pour déconstruction et dernier cœur se répartit comme suit au 30 juin 2004:

	31.12.2003	Augmentation	Diminutions		Autres Variations	30.06.2004
			Provisions utilisées	Provisions Excédentaires ou devenues sans objet		
<i>(en millions d'euros)</i>						
Provisions pour déconstruction des centrales	10 477	273	(61)	(8)	45	10 726
Provisions pour dépréciation du dernier cœur	1 624	40	-	(18)	(18)	1 628
Provisions pour déconstruction et dernier cœur	12 101	313	(61)	(26)	27	12 354

22.1 Provisions pour déconstruction des centrales

En ce qui concerne EDF maison-mère, cette rubrique concerne la déconstruction :

- des centrales nucléaires filière REP en exploitation et des centrales nucléaires arrêtées définitivement (centrales de première génération et centrale de Creys-Malville),
- des centrales thermiques à flamme.

22.1.1 Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires d'EDF maison-mère

- Pour les centrales à réacteurs à eau pressurisée - filière REP paliers 900 MW, 1300 MW et N4, une étude du Ministère de l'Industrie et du Commerce datant de 1991 a déterminé une estimation du coût de référence, et confirmé 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. 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 aux conditions précisées au paragraphe 1.11 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2003.

En application du principe de non-compensation des actifs et des passifs pour l'estimation des provisions pour risques et charges, un actif à recevoir 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 de première génération, 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, en fonction du programme de déconstruction adopté par l'Entreprise. Les décaissements envisagés ont été inflatés en fonction des échéanciers établis en interne et actualisés. Cette évaluation reste susceptible d'évoluer dans le futur, en fonction des résultats des études techniques sur les modalités pratiques de déconstruction. A l'horizon 2004-2005, des éléments d'appréciation plus significatifs sont attendus.

- Les coûts de déconstruction des centrales de Phénix et de Brennilis sont également provisionnés et figurent sous cette rubrique.

22.1.2 Provisions pour déconstruction des centrales thermiques à flamme d'EDF maison-mère

Les charges liées à la déconstruction des centrales thermiques à flamme ont été appréhendées à la suite d'une étude effectuée en 1998 et fondée 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.

22.1.3 Provisions pour déconstruction des centrales des filiales

Les obligations de déconstruction des centrales des filiales concernent le parc de centrales d'EnBW. 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.

22.2 Provision pour dépréciation du dernier cœur

Pour EDF maison-mère, 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 juin 2004,
- le coût des opérations de traitement du combustible, et d'évacuation-stockage des déchets correspondants. Ces coûts sont valorisés suivant les principes des provisions relatives au retraitement ainsi qu'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 aux conditions précisées au paragraphe 1.11 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2003.

Facteurs de sensibilité des provisions pour fin de cycle du combustible nucléaire et des provisions pour déconstruction et pour dépréciation du dernier cœur

Compte-tenu de la sensibilité aux hypothèses retenues de l'ensemble des provisions visées dans les notes 21 et 22, notamment en termes de coûts, de taux d'inflation et de taux d'actualisation long terme, et d'échéanciers de décaissements, une ré-estimation est effectuée à chaque arrêté des comptes afin de réduire l'écart entre les coûts qui seront finalement supportés par l'entreprise et les montants provisionnés. Ces ré-estimations pourraient conduire à des révisions des montants provisionnés.

Au 30 juin 2004, aucune révision d'hypothèses n'est intervenue.

23 Autres provisions pour risques et charges

La variation des autres provisions pour risques et charges se répartit comme suit au 30 juin 2004 :

(en millions d'euros)	31.12.2003	Augmentation	Diminutions		Autres Variations	30.06.2004
			Provisions utilisées	Provisions Excédentaires ou devenues sans objet		
Provisions pour risques liés aux participations	858	26	(1)	-	-	883
Provisions pour risques fiscaux	37	2	-	(2)	1	38
Autres provisions pour risques	1 354	130	(199)	(39)	(2)	1 244
Provisions pour restructuration	88	1	(17)	-	11	83
Autres provisions pour charges	1 175	262	(135)	(8)	18	1 312
Autres provisions pour risques et charges	3 512	421	(352)	(49)	28	3 560

23.1 Provisions pour risques liés aux participations

En 2003, une provision pour dépréciation des titres IEB de 45 millions d'euros et une provision pour risques sur les engagements de rachat d'actions relatifs aux options d'achat et de vente (voir note 30.1 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2003) de 855 millions d'euros ont été comptabilisées.

Au cours du semestre 2004, les calculs ont été révisés sur la base des plans d'affaires disponibles. A l'issue de ces révisions, la provision a été maintenue.

23.2 Autres provisions pour risques

Cette rubrique comprend notamment des provisions pour litiges et pour contrats onéreux.

En ce qui concerne EDF maison-mère, les provisions pour contrats onéreux d'un montant de 328 millions d'euros se décomposent en :

- une provision pour perte sur contrat d'achat d'énergie à la SNET constituée pour la différence sur la durée du contrat entre le coût d'achat aux conditions contractuelles et le prix prévisionnel de l'électricité sur le marché européen. Au 30 juin 2004, cette provision s'élève à 192 millions d'euros. La diminution enregistrée sur le premier semestre 2004 de 72 millions d'euros correspond pour l'essentiel à la reprise de la provision suite à son utilisation sur la période. L'évaluation annuelle de cette provision est particulièrement sensible aux hypothèses retenues concernant notamment l'évolution du prix du marché de l'électricité, du prix du charbon et de la parité euro / dollar US.
- une provision pour perte sur contrats de ventes d'énergie qui représente la différence entre le coût direct de production nucléaire et le prix de vente des quantités d'énergie à livrer sur la durée des contrats. Au 30 juin 2004, un complément de provision de 34 millions d'euros a été comptabilisé afin de prendre en compte la diminution tarifaire de 1,2 euros par MWh du tarif vert intégré au 1er janvier 2004. Au 30 juin 2004, cette provision s'élève à 136 millions d'euros.

Concernant les filiales, les provisions pour contrats onéreux s'élèvent à 203 millions d'euros pour EnBW et 248 millions d'euros pour EDF Energy.

23.3 Autres provisions pour charges

Cette rubrique inclut notamment une provision de 333 millions d'euros dont l'objet est de couvrir la part supportée par EDF des charges correspondant aux programmes de travaux votés par le Fonds d'Amortissement des Charges d'Electrification restant à réaliser au cours des exercices à venir.

23.4 Passifs éventuels

- Rejets de la centrale de Saint Chamas dans l'étang de Berre : recours d'EDF auprès de la Cour de Justice des Communautés Européennes (CJCE)

Suite à l'arrêt rendu par la Cour de Justice des Communautés Européennes (CJCE) le 15 juillet 2004, une Cour d'Appel sera désignée pour juger l'affaire au fond.

Compte-tenu des éléments disponibles à ce jour, aucune provision n'a été constituée.

24 Emprunts et dettes financières

24.1 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
31 décembre 2003	13 268	4 073	11 432	255	576	29 604
Augmentations	487	380	4 006	-	173	5 046
Diminutions	(3 174)	(469)	(2 190)	(12)	(187)	(6 032)
Mouvements de périmètre	(229)	25	22	1	1	(180)
Ecart de conversion	229	58	288	-	-	575
Autres	-	24	48	-	(72)	-
30 juin 2004	10 581	4 091	13 606	244	491	29 013

Les autres dettes financières sont essentiellement portées par EDF maison-mère à hauteur de 9 471 millions d'euros à fin juin 2004. Elles se composent principalement d'Euro Medium Term Notes.

24.2 Endettement financier netEvolution de l'endettement financier net :

(en millions d'euros)	30.06.2004	31.12.2003
Excédent brut d'exploitation (EBITDA)	6 816	11 026
Neutralisation des éléments non monétaires inclus dans l'EBITDA	(28)	28
Dividendes reçus des sociétés mises en équivalence	51	79
Variation du besoin en fonds de roulement net	(240)	17
Autres éléments	(137)	(110)
Flux de trésorerie nets générés par l'exploitation	6 462	11 040
Acquisitions d'immobilisations corporelles et incorporelles, nettes des cessions	(1 994)	(4 621)
Frais financiers nets décaissés	(592)	(1 007)
Impôt sur le résultat payé	(1 838)	(3 337)
Impôt et intérêts payés au titre de la décision de la Commission européenne	(1 224)	-
Free cash flow	814	2 075
Investissements financiers (y compris titres consolidés)	(395)	284
Dividendes versés	(355)	(271)
Augmentation de capital et variation des autres fonds propres	105	222
Autres variations	13	(109)
Diminution de l'endettement financier net, hors effets de périmètre et de change	182	2 201
Effet de la variation du périmètre	22	(354)
Effet de la variation de change	(533)	1 015
Autres variations non monétaires	(12)	(8)
(Augmentation) / Diminution de l'endettement financier net	(341)	2 854
Endettement financier net ouverture	24 009	26 863
Endettement financier net clôture	24 350	24 009

25 **Entités Ad hoc**

Les opérations de titrisation de créances (FCC Titriwatt) n'ont pas été renouvelées.

Le fonds commun de placement Electra a été restructuré et ne répond plus aux critères de consolidation.

26 **Instruments financiers**

EDF utilise des instruments financiers dont l'objectif est de limiter l'impact du risque de change sur les fonds propres et sur le résultat ainsi que pour couvrir son risque de taux d'intérêt.

L'essentiel des engagements hors bilan financiers du groupe concerne EDF maison-mère. Les instruments financiers de la maison-mère, hors swaps internes, sont détaillés ci-après :

(en millions d'euros)	30.06.2004		31.12.2003	
	A recevoir Notionnel	A livrer Notionnel	A recevoir Notionnel	A livrer Notionnel
1-Opérations sur les taux d'intérêt				
En euro :				
Ventes de contrats EUREX				569
Achats d'option sur contrats EUREX	80			
Ventes d'option sur contrats EUREX		730		
Ventes d'option sur contrats PIBOR	400			
Achats de contrats CAP	2 750		2 750	
Ventes de contrats CAP		100		100
Swap de taux - court terme	1 050	1 050		
En devises :				
Achat de contrats FLOOR HUF	169		162	
Vente de contrats FLOOR HUF		169		162
Achats de contrats CAPS HUF	169		162	
Ventes de contrats CAPS HUF		169		162
Swap de taux - court terme	41	41		
Swaps de taux long terme :				
En euro	3 890	3 890	4 727	4 727
En devises :				
CHF	262	262	257	257
GBP	149	149		
USD	247	247	238	238
Sous-total	9 207	6 807	8 296	6 215
2-Opérations sur le change				
Opérations à terme :				
Contre-valeur en euros des devises engagées :				
FRF				
EUR	205	283	498	174
USD	282	283	88	436
Autres	33		93	95
Swaps de capitaux long terme :				
Contre-valeur en euros des devises engagées :				
EUR	4 171	1 930	4 324	1 756
JPY	78		37	
USD	1 308	329	1 219	317
GBP		3 351		3 331
CHF	98	118	96	96
HUF		217		208
Autres	157	20	74	19
Sous-total	6 332	6 531	6 429	6 432
3- Autres opérations				
Swaps Titrisation	1 392	1 392	1 927	1 927
Ventes de contrats sur titres / Obligations	474			
Ventes de contrats sur titres / BTAN	203			
Sous-total	2 069	1 392	1 927	1 927
Total des engagements hors bilan financiers	17 608	14 730	16 652	14 574

27 Engagements hors bilan

Les engagements hors bilan et notamment les engagements d'acquisition de titres décrits dans l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2003 n'ont pas évolué de manière significative au cours du premier semestre 2004.

Les éléments constitutifs de ces engagements au 30 juin 2004 sont les suivants :

<i>(en millions d'euros)</i>	Échéances			
	Total	< 1 an	1 - 5 ans	> 5 ans
ENGAGEMENTS HORS BILAN DONNES				
1/ Engagements liés à l'exploitation				
Garanties de bonne exécution/bonne fin/soumission	806	121	193	492
Engagements sur contrats commerciaux	677	240	103	334
Engagements sur commandes d'exploitation et d'immobilisation	5 847	2 520	3 306	21
Autres engagements liés à l'exploitation	1 828	117	1 471	240
2/ Engagements liés au financement				
Garanties sur emprunts	2 833	52	1 590	1 191
Autres engagements liés au financement	175	61	1	113
3/ Engagements liés aux investissements				
Engagements d'acquisition et de cession de titres	7 642	140	5 153	2 350
Autres engagements liés aux investissements	300	0	27	273
ENGAGEMENTS HORS BILAN RECUS				
1/ Engagements liés à l'exploitation	353	45	300	8
2/ Engagements liés au financement	7 178	30	6 277	871
3/ Engagements liés aux investissements	451	428	23	-

En ce qui concerne Italenergia Bis, le maintien par la loi italienne 301 de la limitation à 2% des droits de vote conduit à conserver en titres de participation les 18% détenus par EDF dans cette société.

Les principaux indicateurs d'EDISON au 30 juin, établis selon les principes comptables italiens sont les suivants :

	1er semestre 2004	1er semestre 2003
Chiffres d'affaires	3 184	3 277
EBITDA	625	606
EBIT	311	241
Résultat avant impôts	188	70

28 Événements postérieurs à la clôture

- Edemsa

Un protocole de cession de la filiale argentine EDEMSA a été signé le 29 juin 2004, entre EDF International et la société Iadesa. Cette cession reste subordonnée à la levée de conditions suspensives, comme l'approbation de la vente par les autorités compétentes. Compte tenu du calendrier mis en place, l'accord final devrait normalement intervenir sur le dernier trimestre 2004.

Les écarts de conversion débiteurs liés à la filiale (99 millions d'euros au 30 juin 2004) seront reversés dans le compte de résultat lors de sa déconsolidation.

En revanche, les pertes sur cession de créances ont été provisionnées à hauteur de 25 millions d'euros dès le 30 juin 2004 en tant que moins-value latente prévisionnelle.

- HidroCantabrico

Le 29 juillet 2004, le groupe énergétique allemand EnBW a cédé sa participation (34,58%) dans la société espagnole HidroCantabrico au fournisseur d'électricité portugais Electricidade de Portugal (EDP) pour 649 millions d'euros.

La réalisation de cette cession est subordonnée à la vérification par la Commission Européenne du respect des lois de la concurrence et à la réalisation du financement prévu par EDP sur le marché des capitaux.

RAPPORT D'EXAMEN LIMITE DES COMMISSAIRES AUX COMPTES

COMPTES INTERMEDIAIRES CONSOLIDES
Période du 1^{er} janvier au 30 juin 2004

Electricité de France

22-30, avenue de Wagram
75008 Paris

Deloitte Touche Tohmatsu

Ernst & Young Audit

Mazars & Guérard

Deloitte Touche Tohmatsu
185, av. Charles de Gaulle
92524 Neuilly-sur-Seine

S.A. au capital de 1 266 944 euros
R.C.S. Nanterre 377 876 164

Ernst & Young Audit
Tour Ernst & Young
11, allée de l'Arche
92 400 Courbevoie

S.A. au capital de 3 044 200 euros
R.C.S. Paris B 344 366 315

Mazars & Guérard
39, rue de Wattignies
75012 Paris

S.A. au capital de 4 540 530 euros
R.C.S. Paris B 784 824 153

Commissaires aux Comptes
Membres de la Compagnie Régionale de Paris et de Versailles

Electricité de France

22-30, avenue de Wagram
75008 Paris

RAPPORT D'EXAMEN LIMITE DES COMMISSAIRES AUX COMPTES

COMPTES INTERMEDIAIRES CONSOLIDES

Période du 1^{er} janvier au 30 juin 2004

A la suite de la demande qui nous a été faite et en notre qualité de Commissaires aux comptes d'Électricité de France, nous avons effectué un examen limité des comptes intermédiaires consolidés du groupe Électricité de France, relatifs à la période du 1^{er} janvier 2004 au 30 juin 2004, tels qu'ils sont joints au présent rapport.

Ces comptes intermédiaires consolidés ont été établis sous la responsabilité du Conseil d'Administration et dans le cadre des options stratégiques du groupe à ce jour. Il nous appartient, sur la base de notre examen limité, d'exprimer notre conclusion sur ces comptes.

Nous avons effectué cet examen selon les normes professionnelles applicables en France ; ces normes requièrent la mise en oeuvre de diligences limitées conduisant à une assurance, moins élevée que celle résultant d'un audit, que les comptes intermédiaires consolidés ne comportent pas d'anomalies significatives. Un examen de cette nature ne comprend pas tous les contrôles propres à un audit, mais se limite à mettre en oeuvre des procédures analytiques et à obtenir des dirigeants et de toute personne compétente les informations que nous avons estimées nécessaires.

Nous formulons une réserve sur le point suivant :

Le personnel statutaire actif et inactif d'EDF en France bénéficie du régime spécial de retraite des Industries Électriques et Gazières ainsi que d'autres avantages. Les engagements d'EDF à ce titre ne font l'objet ni d'une provision au bilan, ni d'une information chiffrée dans l'annexe.

Ces engagements représentent, sur la base du système actuel, un passif latent dont le montant est largement supérieur aux capitaux propres du groupe. Comme expliqué dans la note 3.3 de l'annexe aux comptes consolidés au 30 juin 2004, l'évaluation de ces engagements est fortement modifiée par la réforme du financement du régime spécial des Industries Électriques et Gazières inscrite dans la loi du 9 août 2004 relative au service public de l'électricité et du gaz et aux entreprises électriques et gazières. L'évaluation des engagements qui resteront à la charge du groupe au 1^{er} janvier 2005 dépend des négociations en cours avec les régimes de droit commun et des décrets d'application à paraître.

Sur la base de notre examen limité et sous cette réserve, nous n'avons pas relevé d'anomalies significatives de nature à remettre en cause, au regard des règles et principes comptables français, la régularité et la sincérité des comptes intermédiaires consolidés, et l'image fidèle qu'ils donnent du patrimoine, de la situation financière, ainsi que du résultat de l'ensemble constitué par les entreprises comprises dans la consolidation.

Sans remettre en cause la conclusion exprimée ci-dessus, nous attirons votre attention sur l'incertitude relative aux provisions nucléaires et sur les notes de l'annexe relatives au référentiel comptable et à la comparabilité des comptes :

- L'évaluation des provisions liées à la production nucléaire, telle que décrite en note 1.22 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2003, ainsi que dans les notes 21 et 22 de l'annexe aux comptes consolidés au 30 juin 2004, 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. Compte tenu des éléments de sensibilité évoqués, la modification de certains de ces paramètres pourrait conduire à une révision significative des montants provisionnés.
- La note 1.1 de l'annexe décrit les principes comptables du groupe.
- La note 2 de l'annexe précise les principaux éléments affectant la comparabilité des périodes présentées dans les comptes consolidés au 30 juin 2004.

Le 16 septembre 2004

Les Commissaires aux comptes

Deloitte Touche Tohmatsu

Philippe VASSOR

Amadou RAIMI

Ernst & Young Audit

Patrick GOUNELLE

Claire NOURRY

Mazars & Guerard

Jean-Louis LEBRUN

Guy ISIMAT-MIRIN