

# États financiers

## 2004

- 05 Comptes consolidés au 31 décembre 2004
- 74 Rapport des Commissaires aux comptes
- 77 Comptes individuels d'Électricité de France  
résumés au 31 décembre 2004



# Comptes consolidés

au 31 décembre 2004

# Comptes consolidés au 31 décembre 2004

Comptes de résultat consolidés	8	2.3 Réforme du financement du régime spécial de retraites des Industries électriques et gazières	22
Bilans consolidés	9	2.3.1 Création de la Caisse Nationale des Industries Électriques et Gazières (CNIÉG)	22
Tableaux de flux de trésorerie consolidés	10	2.3.2 Adossement financier aux régimes de droit commun	23
Variations des capitaux propres consolidés et des intérêts minoritaires	11	2.3.3 Répartition des droits spécifiques du régime spécial des entreprises des Industries Électriques et Gazières	23
		2.3.4 Création de la Contribution tarifaire d'acheminement (CTA) sur les prestations de transport et de distribution d'électricité et de gaz naturel	23
Annexes aux comptes consolidés	12	2.3.5 Financement des droits spécifiques non régulés	24
		2.3.6 Garantie de l'État	24
<b>1. Principes et méthodes comptables</b>	<b>12</b>	2.3.7 Impacts comptables	24
1.1 Référentiel comptable du Groupe en vigueur au 31 décembre 2004	12	2.4 Dispositions intéressant les réseaux de distribution et de transport d'électricité	24
1.2 Estimations de la Direction	12		
1.3 Méthodes de consolidation	12	<b>3. Événements et transactions significatifs survenus au cours de l'exercice</b>	<b>25</b>
1.4 Conversion des comptes des sociétés étrangères	13	3.1 Décision de la Commission européenne	25
1.5 Chiffre d'affaires	13	3.2 Contribution au Service Public de l'Électricité en France	25
1.6 Fiscalité différée	13	3.3 Accroissement de l'ouverture du marché de l'électricité en France	25
1.7 Écarts d'acquisition	13	3.4 Création par le Gouvernement français d'un fonds dédié pour le démantèlement des installations de Marcoule	26
1.8 Immobilisations incorporelles	14	3.5 Cession des titres Total détenus par EDF SA	26
1.9 Immobilisations corporelles	14	3.6 Amérique latine	26
1.9.1 Domaine propre	14		
1.9.2 Domaine concédé	14	<b>4. Évolutions du périmètre de consolidation</b>	<b>26</b>
1.9.3 Location-financement	15	4.1 Évolution du périmètre de consolidation de l'exercice 2004	26
1.9.4 Location simple	15	4.2 Évolution de périmètre de l'exercice 2003	26
1.9.5 Durées d'amortissement	15	4.2.1 Acquisitions et entrées de périmètre	26
1.10 Dépréciation des actifs à long terme	15	4.2.2 Cessions	27
1.11 Immobilisations financières	16		
1.11.1 Titres de participation et titres immobilisés	16	<b>5. Informations sectorielles</b>	<b>27</b>
1.11.2 Titres Immobilisés de l'Activité de Portefeuille (TIAP)	16	5.1 Informations par zones géographiques	27
1.12 Stocks et en-cours	16	5.2 Autres informations par zones géographiques	30
1.12.1 Matières et combustibles nucléaires	16	5.3 Informations par secteurs d'activité	30
1.12.2 Matières consommables et matériels d'exploitation	17		
1.13 Créances d'exploitation	17	<b>6. Chiffre d'affaires</b>	<b>31</b>
1.14 Actifs financiers à court terme	17	<b>7. Consommations externes</b>	<b>31</b>
1.15 Trésorerie et équivalents de trésorerie	17	<b>8. Effectifs moyens</b>	<b>32</b>
1.16 Subventions d'investissement	17	<b>9. Autres produits et charges d'exploitation</b>	<b>32</b>
1.17 Frais d'émission des emprunts, primes d'émission et de remboursement des emprunts obligataires	17	<b>10. Dotations nettes aux provisions</b>	<b>33</b>
1.18 Conversion des opérations en devises	17	<b>11. Frais financiers nets</b>	<b>33</b>
1.19 Comptes spécifiques des concessions	18	<b>12. Résultat de change</b>	<b>34</b>
1.20 Provisions pour risques et charges	18	<b>13. Autres produits et charges financiers</b>	<b>34</b>
1.21 Provisions et engagements en faveur du personnel	19	<b>14. Impôts sur les résultats</b>	<b>35</b>
1.21.1 Engagements concernant les retraites et les avantages postérieurs à l'emploi	19	14.1 Ventilation de la charge d'impôt	35
1.21.2 Engagements concernant les autres avantages long terme	19		
1.21.3 Mode de calcul et comptabilisation des engagements liés au personnel	19		
1.22 Instruments financiers	20		
1.22.1 Instruments dérivés court terme	20		
1.22.2 Instruments de long terme	20		
1.22.3 Activité de négoce de l'énergie	20		
1.23 Assurances	21		
<b>2. Loi du 9 août 2004 relative au service public de l'électricité et du gaz et aux entreprises électriques et gazières</b>	<b>21</b>		
2.1 Création d'EDF SA	21		
2.2 Filialisation du gestionnaire du réseau de transport d'électricité	22		

14.2	Rapprochement de la charge d'impôt théorique et de la charge d'impôt effective	35	27.2	Provision pour dépréciation des derniers cœurs	51
14.2.1	Rapprochement du taux d'impôt théorique et du taux d'impôt effectif	35	<b>28. Provisions et engagements pour avantages du personnel</b>	<b>52</b>	
14.2.2	Variation de l'impôt différé	36	28.1	Variation des provisions	52
14.3	Ventilation des actifs et des passifs d'impôt différé par nature	36	28.2	Provisions et engagements pour avantages du personnel postérieurs à l'emploi	53
14.4	Déficits reportables et crédits d'impôt	37	28.2.1	Filiales étrangères et filiales françaises ne relevant pas du régime des IEG	53
14.5	Impôt constaté en capitaux propres	37	28.2.2	Filiales françaises relevant du régime des IEG	53
<b>15. Écarts d'acquisition</b>	<b>37</b>		28.3	Provisions pour autres avantages à long terme du personnel en activité	55
<b>16. Immobilisations incorporelles</b>	<b>38</b>		<b>29. Provision pour renouvellement des immobilisations en concessions</b>	<b>55</b>	
<b>17. Immobilisations corporelles</b>	<b>38</b>		<b>30. Autres provisions pour risques et charges</b>	<b>56</b>	
17.1	Variation des immobilisations corporelles du domaine propre (hors immobilisations en cours)	39	30.1	Provisions pour risques liés aux participations	56
17.2	Variation des immobilisations corporelles du domaine concédé (hors immobilisations en cours)	40	30.2	Provisions pour autres risques	56
<b>18. Immobilisations financières</b>	<b>41</b>		30.3	Provisions pour autres charges	57
18.1	Variation des immobilisations financières	41	30.4	Passifs éventuels	57
18.2	Titres de participation	41	<b>31. Emprunts et dettes financières</b>	<b>58</b>	
18.3	Valeur estimative du portefeuille de TIAP	42	31.1	Variations des emprunts et dettes financières	58
18.4	Autres immobilisations financières	44	31.2	Échéancier des emprunts et dettes financières	59
<b>19. Titres mis en équivalence</b>	<b>44</b>		31.3	Ventilation des emprunts par devises au 31 décembre 2004	59
<b>20. Stocks et en-cours</b>	<b>45</b>		31.4	Ventilation des emprunts par type de taux d'intérêt, avant et après swap	60
<b>21. Clients et comptes rattachés</b>	<b>45</b>		31.5	Endettement financier net	61
<b>22. Autres débiteurs</b>	<b>46</b>		<b>32. Autres créditeurs</b>	<b>62</b>	
<b>23. Actifs financiers à court terme</b>	<b>46</b>		<b>33. Entités ad hoc</b>	<b>62</b>	
<b>24. Trésorerie et équivalents de trésorerie</b>	<b>47</b>		<b>34. Instruments financiers</b>	<b>62</b>	
<b>25. Comptes spécifiques des concessions</b>	<b>47</b>		34.1	Détail des instruments financiers du Groupe	63
<b>26. Provisions pour fin de cycle du combustible nucléaire</b>	<b>47</b>		34.2	Juste valeur des instruments financiers dérivés d'EDF SA	64
26.1	Provisions pour retraitement des combustibles nucléaires	48	<b>35. Engagements hors bilan</b>	<b>65</b>	
26.2	Provision pour évacuation et stockage des déchets radioactifs	49	35.1	Engagements hors bilan donnés	66
26.3	Provisions pour fin de cycle des combustibles nucléaires des filiales	49	35.1.1	Engagements liés à l'exploitation	66
<b>27. Provisions pour déconstruction et derniers cœurs</b>	<b>50</b>		35.1.2	Engagements liés au financement	66
27.1	Provisions pour déconstruction des centrales	50	35.1.3	Engagements liés aux investissements	66
27.1.1	Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires d'EDF SA	50	35.2	Engagements hors bilan reçus	68
27.1.2	Provisions pour déconstruction des centrales thermiques à flamme d'EDF SA	51	35.2.1	Engagements liés à l'exploitation	68
27.1.3	Provisions pour déconstruction des centrales des filiales	51	35.2.2	Engagements liés au financement	68
			35.2.3	Engagements liés aux investissements	68
			35.3	Engagements hors bilan relatifs aux matières premières et aux fournitures d'énergie	69
			<b>36. Événements postérieurs à la clôture</b>	<b>69</b>	
			<b>37. Périmètre de consolidation</b>	<b>69</b>	

# Comptes de résultat consolidés

(en millions d'euros)

	Notes	2004	2003
Chiffre d'affaires	6	46 928	44 919
Consommations externes	7	(23 476)	(22 554)
Charges de personnel	8	(9 596)	(9 509)
Impôts et taxes		(2 853)	(2 703)
Autres produits et charges d'exploitation	9	1 124	873
Excédent brut d'exploitation (EBITDA)		12 127	11 026
Effet net du protocole de démantèlement des installations situées sur le site de Marcoule	3.4	(190)	-
Dotations nettes aux amortissements		(4 716)	(4 449)
Dotations nettes aux provisions	10	(1 573)	256
Résultat d'exploitation (EBIT)		5 648	6 833
Frais financiers nets	11	(1 319)	(1 431)
Résultat de change	12	(59)	24
Autres produits et charges financiers	13	(807)	(2 106)
Résultat avant impôts des sociétés intégrées		3 463	3 320
Impôts sur les résultats	14	(1 494)	(1 567)
Dotations nettes aux amortissements et provisions des écarts d'acquisition	15	(710)	(844)
Quote-part dans le résultat des sociétés mises en équivalence	19	68	26
Résultat net du Groupe		1 327	935
Intérêts minoritaires		14	(78)
<b>Résultat net d'EDF</b>		<b>1 341</b>	<b>857</b>
Résultat par action en euro		0,82	n.a.

# Bilans consolidés

## ACTIF

(en millions d'euros)

	Notes	31.12.2004	31.12.2003
Écarts d'acquisition	15	5 024	5 659
Immobilisations incorporelles	16	1 181	859
Immobilisations corporelles	17	97 407	99 012
Immobilisations financières	18	7 594	7 315
Titres mis en équivalence	19	2 187	2 146
<b>Total de l'actif immobilisé</b>		<b>113 393</b>	<b>114 991</b>
Impôts différés	14	200	216
Stocks et en-cours	20	6 660	6 924
Clients et comptes rattachés	21	15 869	14 394
Autres débiteurs	22	6 135	4 780
Actifs financiers à court terme	23	2 961	3 072
Trésorerie et équivalent de trésorerie	24	3 157	2 523
<b>Total de l'actif circulant</b>		<b>34 982</b>	<b>31 909</b>
<b>Total de l'actif</b>		<b>148 375</b>	<b>146 900</b>

## PASSIF

(en millions d'euros)

	Notes	31.12.2004	31.12.2003
Capital		8 129	8 129
Réserves et résultat consolidés		9 438	10 795
<b>Capitaux propres (part d'EDF)</b>		<b>17 567</b>	<b>18 924</b>
Intérêts minoritaires		893	915
Comptes spécifiques des concessions	25	20 146	19 743
Provisions pour fin de cycle du combustible nucléaire	26	14 312	14 658
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs	27	12 608	12 101
Provisions pour avantages du personnel	28	2 403	2 185
Provisions pour renouvellement des immobilisations en concession	29	14 640	13 939
Autres provisions pour risques et charges	30	4 396	3 512
Impôts différés	14	5 624	5 853
Emprunts et dettes financières diverses	31	25 786	29 604
Fournisseurs et comptes rattachés		9 118	8 164
Autres créditeurs	32	20 882	17 302
<b>Total du passif</b>		<b>148 375</b>	<b>146 900</b>

# Tableaux de flux de trésorerie consolidés

(en millions d'euros)

	Notes	2004	2003
Opérations d'exploitation :			
Résultat avant impôt des sociétés intégrées		3 463	3 320
Annulation des amortissements et provisions		7 930	6 379
Annulation des produits et charges financiers		482	1 530
Dividendes des sociétés consolidées par mise en équivalence		90	79
Élimination des plus ou moins values de cession		(260)	(311)
Autres produits et charges sans incidence sur la trésorerie*		90	26
Variation du besoin en fonds de roulement		318	17
<b>Flux de trésorerie nets générés par l'exploitation</b>		<b>12 113</b>	<b>11 040</b>
Frais financiers nets décaissés		(1 096)	(1 007)
Impôts sur le résultat payés		(2 047)	(3 337)
Impôt et intérêts payés au titre de la décision de la Commission européenne	3.1	(1 224)	-
<b>Flux de trésorerie nets générés par les activités opérationnelles</b>		<b>7 746</b>	<b>6 696</b>
Opérations d'investissement :			
Variations de périmètre		(97)	44
Acquisitions d'immobilisations corporelles et incorporelles		(4 710)	(4 963)
Acquisitions d'immobilisations financières		(1 116)	(1 413)
Cessions d'immobilisations		1 453	1 778
Variations d'actifs financiers		807	(601)
<b>Flux de trésorerie nets liés aux activités d'investissement</b>		<b>(3 663)</b>	<b>(5 155)</b>
Opérations de financement :			
Émissions d'emprunts		3 865	8 236
Remboursements d'emprunts		(7 230)	(9 287)
Dividendes versés par la société mère		(321)	(208)
Dividendes versés aux minoritaires		(46)	(63)
Augmentation de capital en numéraire		43	33
Augmentation des comptes spécifiques des concessions		174	157
Subventions d'investissement		31	33
Autres variations		3	(5)
<b>Flux de trésorerie nets liés aux activités de financement</b>		<b>(3 481)</b>	<b>(1 104)</b>
<b>Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie</b>		<b>602</b>	<b>437</b>
Trésorerie et équivalent de trésorerie à l'ouverture		2 523	2 238
Incidence des variations de change		21	(176)
Incidence des autres reclassements		11	24
<b>Trésorerie et équivalents de trésorerie à la clôture</b>		<b>3 157</b>	<b>2 523</b>

\* En 2004, effet du protocole de démantèlement des installations situées sur le site de Marcoule.

# Variations des capitaux propres consolidés et des intérêts minoritaires

(en millions d'euros)

	Capital	Réserves consolidées	Résultat	Différences 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) <sup>(1)</sup>			(804)	30
Situation au 31 décembre 2003	8 129	11 803	857	(1 865)	18 924	915
Affectation du résultat		857	(857)		-	-
Résultat			1 341		1 341	(14)
Dividendes versés		(321)			(321)	(46)
Différences de conversion				79	79	42
Autres variations		(2 456) <sup>(2)</sup>			(2 456)	(4)
Situation au 31 décembre 2004	8 129	9 883	1 341	(1 786) <sup>(3)</sup>	17 567	893

(1) La variation du poste « Autres variations » provient essentiellement de l'incidence de la décision de la Commission européenne pour (890) millions d'euros, ainsi que de l'effet du changement d'évaluation sur les provisions pour contrats onéreux pour 72 millions d'euros.

(2) La diminution des réserves consolidées (2 456 millions d'euros) résulte de la comptabilisation des soultes et contribution de maintien de droits pour (2 392) millions d'euros net d'impôts ainsi que des provisions pour avantages à long terme pour (64) millions d'euros net d'impôts (voir 2.3.2).

(3) Les différences de conversion concernent principalement l'Amérique du Sud à hauteur de (1 766) millions d'euros.

# Annexes aux comptes consolidés

## 1. Principes et méthodes comptables

### 1.1 Référentiel comptable du Groupe en vigueur au 31 décembre 2004

Le groupe EDF établit ses comptes consolidés en conformité avec la réglementation comptable française en vigueur, et selon les règles et méthodes comptables décrites ci-après (paragraphes 1.3 à 1.23).

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

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 postérieurs à l'emploi.

En 2004, en raison des évolutions de la réglementation comptable française, le Groupe a provisionné l'ensemble des avantages à long terme du personnel en activité. L'impact est de 64 millions d'euros sur les capitaux propres au 1<sup>er</sup> janvier 2004 et de 8 millions d'euros sur le résultat net de l'exercice.

Par ailleurs, les engagements envers le personnel d'EDF et de ses filiales relevant du statut des IEG au titre des avantages postérieurs à l'emploi sont mentionnés en note 28.

À ce jour, les principales différences avec les normes comptables internationales en vigueur au 31 décembre 2004 concernent le traitement comptable des avantages du personnel (IAS 19) et des instruments financiers (IAS 32 et 39).

En l'absence de normes comptables internationales spécifiques, EDF a maintenu en 2004 le traitement des concessions appliqué jusqu'alors. La loi n° 2004-803 du 9 août 2004 n'a pas d'impact sur les comptes en 2004 ; en revanche, à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2005, elle conduira à des changements comptables qui sont décrits au paragraphe 2.4. Le Groupe reste en attente d'interprétations de l'IFRIC sur ce sujet.

L'application de ces normes ou leurs évolutions seraient susceptibles d'avoir des impacts significatifs sur les comptes en 2005.

### 1.2 Estimations de la Direction

La préparation des états financiers amène le Groupe à procéder à ses meilleures estimations et à retenir des hypothèses qui affectent la valeur comptable des éléments d'actif et de passif, les informations relatives aux éléments d'actif et de passif éventuels, ainsi que la valeur comptable des produits et charges enregistrés durant la période. Les résultats réels futurs sont susceptibles de diverger par rapport à ces estimations.

### 1.3 Méthodes de consolidation

Les sociétés dans lesquelles EDF exerce un contrôle exclusif sont consolidées par 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 40 % des droits de vote, en l'absence de tiers détenant directement ou indirectement une fraction supérieure des droits de vote.

Les sociétés dans lesquelles EDF exerce un contrôle conjoint sont consolidées par intégration proportionnelle. 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.

Les sociétés dans lesquelles EDF exerce une influence notable, présumée lorsque la participation du Groupe est supérieure à 20 %, sont consolidées par mise en équivalence. L'influence notable est le pouvoir de participer aux politiques financière et opérationnelle d'une entreprise sans en détenir le contrôle.

Toutefois, même si une entreprise répond aux critères définis précédemment, elle peut être exclue du périmètre de consolidation en raison de son intérêt négligeable par rapport à l'ensemble consolidé. Les sociétés concernées font l'objet d'un suivi.

Les résultats des sociétés acquises (cédées) au cours de l'exercice ne sont comptabilisés dans le compte de résultat consolidé du Groupe qu'à compter de (jusqu'à) la date de transfert du contrôle.

Toutes les transactions significatives entre les sociétés consolidées, ainsi que les profits internes non réalisés sont éliminés.

## 1.4 Conversion des comptes des sociétés étrangères

Les bilans des sociétés étrangères sont convertis en euro 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 écarts de conversion relatifs à cette entreprise.

## 1.5 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.

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 ;
- 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 conformément à la pratique du secteur.

## 1.6 Fiscalité différée

Les différences temporelles entre les valeurs comptables des actifs et des passifs et les valeurs fiscales de ceux-ci donnent lieu à la constatation d'un impôt différé selon la méthode du report variable.

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.

Les reports fiscaux déficitaires donnent lieu à enregistrement d'un impôt différé actif qui par prudence fait l'objet d'une dépréciation si les prévisions de résultat ne font pas apparaître une probabilité d'utilisation dans un avenir proche.

## 1.7 Écarts d'acquisition

L'écart d'acquisition représente l'excédent du coût d'acquisition sur la part d'intérêt du Groupe dans la juste valeur des actifs et passifs identifiables de l'entité acquise. L'écart d'acquisition est comptabilisé en tant qu'actif et amorti selon le mode linéaire sur la base estimée de sa durée d'utilité, celle-ci ne dépassant en général pas vingt ans. Toutefois, des durées plus longues peuvent être retenues si un contrat de concession ou d'exploitation le justifie. Les plans d'amortissement des écarts d'acquisition sont revus chaque année.

Les justes valeurs des actifs et des passifs et la détermination de l'écart d'acquisition sont définitives à la clôture de l'exercice qui suit celui de la date d'acquisition.

Les écarts d'acquisition provenant de l'acquisition d'entités contrôlées globalement ou conjointement sont présentés séparément au bilan. De même, les dotations nettes aux amortissements et provisions des écarts d'acquisition sont présentées sur une ligne spécifique du compte de résultat.

Les écarts d'acquisition provenant de l'acquisition d'entités mises en équivalence sont inclus, au bilan, dans la ligne « Titres mis en équivalence ». L'amortissement de ces écarts d'acquisition est inclus, au compte de résultat, dans la ligne « Quote-part de résultat des sociétés mises en équivalence ».

Lors de la cession d'une entité du Groupe, le montant de l'écart d'acquisition non amorti attribuable à la filiale est inclus dans le calcul du résultat de cession. Les écarts d'acquisition sont enregistrés et suivis dans la devise de la société acquise.

Le Groupe apprécie, à chaque clôture, s'il existe un indice montrant que l'écart d'acquisition a pu perdre de la valeur selon les principes énoncés dans la note 1.10.

## 1.8 Immobilisations incorporelles

Les immobilisations incorporelles sont principalement constituées de logiciels, de concessions, brevets et droits similaires, de droits d'exploitation et de frais 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 immobilisation 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.

Les immobilisations incorporelles sont amorties linéairement sur leurs durées d'utilité.

## 1.9 Immobilisations corporelles

Les immobilisations corporelles sont évaluées à leur coût d'acquisition ou à leur coût de production ou en ce qui concerne EDF SA, le cas échéant à leur valeur réévaluée, diminué du cumul des amortissements et des provisions pour dépréciation.

Le coût des installations réalisées en interne comprend tous les coûts directs de main-d'œuvre, de pièces et tous les autres coûts directs de production incorporables à la construction de l'actif.

Par ailleurs, des actifs ont été comptabilisés en contrepartie des provisions constituées au titre d'obligations liées à la déconstruction des centrales et des coûts de derniers cœurs des centrales nucléaires. À 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 1.20).

Les immobilisations sont amorties selon le mode linéaire.

Les coûts d'emprunt des capitaux utilisés pour financer les installations ainsi que les dépenses de pré-exploitation sont comptabilisés en charges.

Les immobilisations corporelles du Groupe sont constituées de biens propres d'une part et de biens concédés d'autre part.

### 1.9.1 DOMAINE PROPRE

Dans le cas spécifique des installations nucléaires, sont inclus dans la valeur de ces immobilisations :

- le coût actualisé de la déconstruction des installations,
- 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 centrales ou de la durée d'utilisation des paliers auxquels elles sont affectées.

Une provision pour dépréciation est constituée au titre des centrales thermiques à flamme mises en réserve d'exploitation, pour lesquelles il existe une faible probabilité de remise en service.

Les coûts de révision décennale imposée 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 de dix ans correspondant à l'intervalle séparant deux révisions.

Les biens de la concession du réseau d'alimentation générale en France sont propriété d'EDF et sont présentés en biens du domaine propre.

### 1.9.2 DOMAINE CONCÉDÉ

En France, EDF est assujéti à trois régimes juridiques différents :

- les concessions de forces hydrauliques, ayant pour concédant l'État ;
- la concession du réseau d'alimentation générale, le concédant étant également l'État ;

- les concessions de distribution publique, dont les concédants sont les collectivités locales (communes ou syndicats de communes).

Les biens relevant de ces régimes sont présentés dans le domaine concédé à l'exception des biens relevant du régime concédé du réseau d'alimentation générale qui sont légalement propriété d'EDF et qui sont présentés en biens du domaine propre.

Les immobilisations relevant des régimes de concessions des forces hydrauliques et de distribution publique figurent au bilan pour leur coût d'acquisition lorsqu'elles sont financées par EDF ou pour leur valeur estimée à la date d'apport lorsqu'elles ont été remises par le concédant à titre gratuit. La contrepartie de la valeur des biens de retour financés par les concédants est enregistrée au passif en « Comptes spécifiques des concessions ».

Les immobilisations concédées des concessions de forces hydrauliques font l'objet d'un amortissement industriel générateur de charges pratiqué selon le mode linéaire.

Les immobilisations relevant des concessions de distribution publique donnent lieu à comptabilisation d'une dépréciation linéaire sur la durée de vie des ouvrages, sans incidence sur le compte de résultat, avec pour contrepartie une dépréciation des « Comptes spécifiques des concessions ».

Les immobilisations relevant des concessions de distribution publique donnent lieu également à la comptabilisation, compte tenu des dispositions interprétatives intervenues en 1997 :

- d'un amortissement des financements du concessionnaire (amortissement de caducité), sur la durée de chaque concession,
- d'une provision pour le renouvellement des ouvrages avant et après le terme des concessions, constituée en complément de l'amortissement de caducité, et déterminée sur la base de la valeur de remplacement des biens (voir note 1.20).

Ces amortissements et provisions sont enregistrés au compte de résultat de chaque période.

Ainsi, le bilan reflète en permanence globalement les droits effectifs des concédants de distribution publique sur les actifs.

### 1.9.3 LOCATION-FINANCEMENT

Les biens acquis en location-financement sont immobilisés lorsque les contrats de location ont pour effet de transférer au Groupe la quasi-totalité des risques et avantages inhérents à la propriété de ces

biens. Les critères d'appréciation de ces contrats sont fondés notamment sur :

- le rapport entre la durée d'utilité des actifs loués et leur durée de vie,
- le total des paiements futurs 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.

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.

### 1.9.4 LOCATION SIMPLE

Les contrats de location ne possédant pas les caractéristiques d'un contrat de location-financement sont enregistrés comme des contrats de location opérationnelle, et seuls les loyers sont enregistrés en résultat.

### 1.9.5 DURÉES D'AMORTISSEMENT

Pour les principaux ouvrages, les durées de vie estimées sont les suivantes :

- Barrages hydroélectriques ..... 75 ans
- Matériel électromécanique des usines hydroélectriques ..... 50 ans
- Centrales thermiques à flamme ..... 30 à 40 ans
- Installations de production nucléaire ..... 40 ans(\*)
- Installations de transport et de distribution (lignes, postes de transformation) ..... 30 à 45 ans

(\*) Sous réserve de dispositions réglementaires plus restrictives dans certains pays.

## 1.10 Dépréciation des actifs à long terme

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 de groupes d'actifs, et leur valeur recouvrable généralement 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 zone économique, géographique et par activité le cas échéant. Pour les activités régulées d'EDF, le taux d'actualisation retenu correspond à la rémunération de 6,5 % avant impôt fixée par le régulateur, soit 4,2 % après impôt ;
- les flux de trésorerie futurs sont établis sur la base des plans à moyen terme.

Ce test de dépréciation repose sur des plans d'affaires et des hypothèses validés par le Groupe.

Compte tenu de la sensibilité des évaluations aux hypothèses macro-économiques et sectorielles retenues, les tests de dépréciation pratiqués sont mis à jour régulièrement.

## 1.11 Immobilisations financières

### 1.11.1 TITRES DE PARTICIPATION ET TITRES IMMOBILISÉS

Les titres de participation sont valorisés au coût d'acquisition.

Les titres de participation détenus sur des sociétés déconsolidées sont maintenus à leur valeur de consolidation calculée à la date de sortie de périmètre.

Lorsque la valeur comptable des titres de participation et des titres immobilisés est supérieure à la valeur d'utilité, déterminée à partir des capitaux propres corrigés en fonction des informations connues depuis la clôture du dernier exercice (information financière, cours de bourse), une provision pour dépréciation est en principe constituée pour la différence.

### 1.11.2 TITRES IMMOBILISÉS DE L'ACTIVITÉ DE PORTEFEUILLE (TIAP)

Le Groupe a constitué deux portefeuilles de Titres Immobilisés de l'Activité de Portefeuille (TIAP) :

- le premier est composé d'actifs financiers dédiés destinés à participer au financement des opérations de fin de cycle nucléaire provisionnées au passif du bilan (voir notes 18.3, 26 et 27). Ces actifs sont isolés de la gestion des autres actifs ou placements financiers du Groupe eu égard à leur objectif,
- le second est constitué de titres acquis principalement par EDF et EnBW, pour en retirer, à plus ou moins longue échéance, une rentabilité satisfaisante et sans

intervenir dans la gestion des sociétés dont les titres sont détenus.

Compte tenu de leur détention à long terme, ces actifs ont été comptabilisés en autres titres immobilisés de l'activité de portefeuille.

Les TIAP (actions et obligations) sont comptabilisés au coût historique. À la clôture, la valeur d'inventaire retenue pour ces TIAP est appréciée individuellement en tenant compte notamment des perspectives d'évolution de l'entreprise dont les titres sont détenus et du cours de Bourse. Lorsque la valeur d'inventaire est inférieure au coût d'entrée, une moins-value latente est intégralement provisionnée sans compensation avec les gains potentiels.

Au vu des dispositions adoptées par le CNC (communiqué du 8 février 2005) pour l'arrêté 2004, ces OPCVM dédiés n'ont pas lieu d'être consolidés, n'ayant vocation ni à réaliser des opérations directes ou indirectes sur des instruments financiers émis par EDF, ni à acquérir des participations à caractère stratégique, ni à recourir à l'endettement ou à souscrire des engagements passifs autres que ceux résultant d'opérations courantes en vue de la réalisation de leur objectif de gestion.

## 1.12 Stocks et en-cours

Les stocks sont inscrits au plus faible de leur coût historique et de leur valeur nette de réalisation.

Le coût des stocks comprend les coûts directs de matières, les coûts directs de main-d'œuvre ainsi que les frais généraux qui ont été encourus.

### 1.12.1 MATIÈRES ET COMBUSTIBLES NUCLÉAIRES

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.

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 sont évalués selon la méthode dite du coût moyen pondéré appliquée à chacune des compo-

santes (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 prix moyen pondéré constaté à la fin du mois précédent et intégrant le coût des derniers approvisionnements.

L'épuisement prévisionnel des quantités donne lieu périodiquement à correction du stock sur la base de mesures neutroniques.

#### 1.12.2 MATIÈRES CONSOMMABLES ET MATÉRIELS D'EXPLOITATION

Les stocks sont évalués selon la méthode du coût moyen pondéré, en retenant les coûts d'achat directs et indirects.

Aucune provision n'est constituée pour les pièces de rechange approvisionnées dans le cadre d'un programme de maintenance et pour les pièces banalisées, ces pièces ayant vocation à être utilisées pendant la durée de vie des installations.

### 1.13 Créances d'exploitation

Les créances clients sont inscrites à leur valeur nominale.

Une provision pour dépréciation est constituée lorsque leur valeur d'inventaire, basée sur la probabilité de leur recouvrement déterminée statistiquement ou au cas par cas selon la typologie de créances, est inférieure à leur valeur comptable. Le risque associé aux créances douteuses est apprécié individuellement.

Les créances d'exploitation intègrent 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 ultérieur.

### 1.14 Actifs financiers à court terme

Les actifs financiers à court terme comprennent principalement les valeurs mobilières de placement ainsi que les placements de trésorerie d'échéance supérieure à trois mois.

Les valeurs mobilières sont inscrites à l'actif pour leur coût d'acquisition. Elles sont évaluées à la clôture à leur valeur d'utilité. En ce qui concerne les valeurs cotées, elles font l'objet d'une évaluation au cours de Bourse de fin d'exercice. Les moins-values latentes sont intégralement provisionnées sans compensation avec les gains potentiels.

### 1.15 Trésorerie et équivalents de trésorerie

La trésorerie et les équivalents de trésorerie sont constitués par les liquidités immédiatement disponibles et par les placements à très court terme dont l'échéance à la date d'acquisition est généralement inférieure ou égale à trois mois.

### 1.16 Subventions d'investissement

Les subventions d'investissement reçues par les sociétés du Groupe sont comptabilisées dans le poste « Autres créditeurs » et virées au compte de résultat au même rythme que les immobilisations qu'elles ont contribuées à financer.

### 1.17 Frais d'émission des emprunts, primes d'émission et de remboursement des emprunts obligataires

Les frais d'émission des emprunts, les primes d'émission et de remboursement des emprunts obligataires sont amortis linéairement sur la durée de chaque emprunt (ou de chaque tranche d'emprunt en cas d'emprunt multi-échances).

### 1.18 Conversion des opérations en devises

Lors de l'arrêt des comptes, les soldes monétaires exprimés en devises qui ne sont pas couverts par des contrats de couverture sont convertis en fin d'exercice au taux de clôture.

Les différences de change correspondantes sont comptabilisées dans le compte de résultat.

## 1.19 Comptes spécifiques des concessions

En France, la part financée par les concédants dans les immobilisations concédées, celle financée sur devis par les tiers pour le compte des autorités concédantes, le montant net de l'incidence des réévaluations, le montant des provisions pour renouvellement se rapportant aux ouvrages sortis de l'actif et remplacés, l'amortissement de caducité effectué par le concessionnaire pour récupérer son financement, sont inscrits au passif du bilan sous cette rubrique. La contre-valeur des biens mis en concession de Distribution Publique et le fonds de caducité sont dépréciés au même rythme que les ouvrages correspondants, sans incidence sur le compte de résultat.

## 1.20 Provisions pour risques et charges

Les provisions pour risques et charges 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 événement 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.

Les profits résultant de la sortie attendue d'actifs ne sont pas pris en compte dans l'évaluation des provisions.

Lorsqu'il est attendu un remboursement total ou partiel de la dépense, qui a fait l'objet d'une provision, le remboursement est comptabilisé, si et seulement si, le Groupe a la quasi-certitude de le recevoir.

Lorsqu'une entreprise est conjointement et solidairement responsable avec le Groupe d'une obligation, seule la partie de l'obligation devant être exécutée par le Groupe, si elle répond aux critères énoncés ci-dessus, fait l'objet d'une provision. S'il devient probable que la

part de l'obligation devant être exécutée par un tiers ne sera pas éteinte par ce tiers et que le Groupe devra effectuer une sortie de ressources en lieu et place de ce tiers, une provision complémentaire est comptabilisée à hauteur de cette part.

Dans des cas extrêmement rares, 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 pour risques et charges sont notamment destinées à couvrir :

- 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 aux conditions contractuelles et le 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 dépenses de renouvellement des immobilisations en concessions relatives à la distribution en France :
 

cette provision, destinée à assurer le renouvellement des ouvrages, est égale à la différence entre l'amortissement de la valeur de remplacement de ceux-ci et l'amortissement de caducité. Ce dernier, dans une optique de continuité d'exploitation, contribue au financement du remplacement des biens concédés. Cette provision est scindée en une provision pour renouvellement pour les biens arrivant en fin de vie avant le terme de la concession et une provision pour charge future de renouvellement pour les autres biens.

Ce traitement est appelé à évoluer à compter de 2005 dans le cadre des dispositions de la loi n° 2004-803 du 9 août 2004 (voir note 2.4).

La valeur de remplacement fait l'objet, au 31 décembre de l'exercice, d'une revalorisation annuelle sur la base d'indices spécifiques à la profession et issus de publications officielles. L'incidence de cette revalorisation est répartie sur la durée de vie résiduelle des ouvrages concernés.
- 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 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 a retenu en 2002, et conservé depuis lors, un taux d'actualisation de 5 % et un taux d'inflation à long terme de 2 %, soit un taux réel de 3 %. Ce taux a été retenu 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 seront décaissées 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.

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.

## 1.21 Provisions et engagements en faveur 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.

### 1.21.1 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 des principales filiales étrangères ont été comptabilisés à leur juste valeur lors de leur entrée dans le périmètre de consolidation.

Les engagements d'EDF SA et des filiales françaises relevant du régime des IEG ainsi que la réforme du financement du régime spécial des retraites sont décrits dans les notes 2.3 et 28, pour chacun de ces engagements.

### 1.21.2 ENGAGEMENTS CONCERNANT LES AUTRES AVANTAGES 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 28.2 de la présente annexe.

### 1.21.3 MODE DE CALCUL ET COMPTABILISATION DES ENGAGEMENTS LIÉS AU PERSONNEL

Au 31 décembre 2004, EDF a maintenu l'option offerte par les textes comptables français de ne pas provisionner les engagements à verser postérieurement à l'emploi pour le personnel relevant des IEG. Seuls sont provisionnés les engagements relatifs aux filiales étrangères.

Les avantages à long terme versés au personnel en activité sont, en revanche, provisionnés en totalité à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2004, conformément au règlement 99-02 modifié en 2004 sur les comptes consolidés.

L'intégralité des engagements fait 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 d'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 ;
- les réversions de pensions dont l'évaluation associe la probabilité de survie de l'agent et de son conjoint, et le taux de matrimonialité relevé sur la population des agents des IEG ;
- d'un taux d'actualisation nominal de 5 % au 1<sup>er</sup> janvier 2004 et de 4,5 % au 31 décembre 2004.

Suivant la possibilité offerte par la réglementation, pour la comptabilisation des engagements de retraite et des avantages postérieurs à l'emploi – quand ils sont provisionnés – 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.

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.

Pour l'ensemble des engagements comptabilisés, les droits acquis au cours de l'exercice sont comptabilisés en charges de personnel, et les charges d'actualisation sont enregistrées en résultat financier.

## 1.22 Instruments financiers

### 1.22.1 INSTRUMENTS DÉRIVÉS COURT TERME

Les instruments court terme (swaps court terme, options, contrats de change à terme) sont évalués comme suit :

- les engagements relatifs à ces opérations sont inscrits en hors bilan financier pour la valeur nominale des contrats ;
- les appels de marges sont pris en compte immédiatement dans le résultat ;

- les primes payées ou encaissées sont rapportées au résultat lors du dénouement des transactions ;
- les résultats réalisés sur ces marchés sont pris en compte au dénouement ;
- les instruments dérivés de change court terme négociés sur les marchés organisés ou de gré à gré, sur des marchés assimilés à des marchés organisés (présentant une forte liquidité), en portefeuille à la date d'arrêt des comptes, sont évalués par référence à leur valeur de marché à la date de clôture. Cette valeur de clôture est comparée, opération par opération, à la valeur historique des primes. En l'absence de mise en place de relation de micro-couverture, la perte ou le gain de change latent est enregistré dans le résultat financier.

Les dépôts initiaux effectués en garantie des transactions figurent sous la rubrique « Titres immobilisés ».

### 1.22.2 INSTRUMENTS DE LONG TERME

L'un des principaux objectifs poursuivis en matière de risque de change et de taux est de minimiser l'impact de ces risques sur les capitaux propres et les résultats. En matière de risque de change, l'endettement des entités est réalisé dans la mesure du possible dans leur devise locale. En cas d'acquisition dans une devise différente de celle de l'entité, une couverture actif-passif efficace est mise en place chaque fois que possible (micro-couverture).

Les instruments long terme constitués de swaps viennent corriger le résultat de change et la charge d'intérêt de la dette.

Les résultats de change sur swaps de devises spéculatifs sont constatés dans le résultat. Les soultes prévues aux contrats sont étalées sur la durée de vie de ceux-ci. Les soultes payées ou encaissées à l'occasion de dénouements anticipés sont immédiatement rapportées au résultat.

L'ensemble de ces instruments figure dans le hors-bilan financier pour la valeur des capitaux notionnels engagés.

### 1.22.3 ACTIVITÉ DE NÉGOCE DE L'ÉNERGIE

Le Groupe exerce une activité de négoce international sur les marchés de l'énergie par le biais notamment de sa filiale EDF Trading, pour mettre sur le marché européen ses capacités et optimiser ses approvisionnements.

Compte tenu des spécificités de cette activité, l'ensemble des positions du Groupe, qu'il s'agisse de livraisons physiques ou d'instruments dérivés, est évalué à la valeur de marché. Les gains et pertes latents sont enregistrés lorsque ces opérations sont effectuées sur des marchés

dont la liquidité est assurée. Dans le cas contraire, seules les pertes latentes sont provisionnées.

Le chiffre d'affaires de cette activité est présenté net des achats.

## 1.23 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'Électricité 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 faisant appel aux marchés (assureurs, pools

nucléaires nationaux, réassureurs, mutuelle ELINI).

EDF transfère une partie du risque Tempête sur les réseaux de Distribution (dommages subis par les biens propres ou en concession) auprès de CDC-IXIS.

Pour la couverture de dommages matériels conventionnels (c'est-à-dire dommages subis par les biens propres ou en concession, 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 en faisant appel aux marchés internationaux d'assurance et de réassurance. Ce programme, finalisé pour EDF et EDF Energy, est progressivement étendu aux filiales sous contrôle exclusif.

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

La loi n° 2004-803 du 9 août 2004 relative au service public de l'électricité et du gaz et aux entreprises électriques et gazières a été publiée le 11 août 2004 au Journal Officiel.

Au-delà du changement de forme juridique d'Électricité de France (EDF) et de Gaz de France – 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.

Au 31 décembre 2004, tous les décrets permettant l'application de cette loi sont publiés ou en cours de finalisation.

## 2.1 Création d'EDF SA

Conformément à la loi du 9 août 2004, la transformation d'EDF, Établissement Public à caractère Industriel et Commercial (EPIC), en société anonyme (SA) est intervenue le 19 novembre 2004 par décret n° 2004-1224 du 17 novembre 2004. EDF peut désormais s'affranchir du principe de spécialité et élargir son offre commerciale face à ses concurrents. Les statuts de la SA sont annexés à ce décret.

Le capital social d'EDF SA détenu par l'État dans son intégralité est fixé à la somme de huit milliards cent vingt-neuf millions d'euros (8 129 000 000,00 euros), divisé en un milliard six cent vingt-cinq millions huit cent mille actions (1 625 800 000 actions) de cinq euros chacune de valeur nominale, entièrement libérées. Conformément aux dispositions de la loi (article 24), l'État doit détenir à tout moment plus de 70 % du capital de la société. Par ailleurs, la société est titulaire, au 19 novembre 2004, de l'ensemble des biens, droits et obligations précédemment attachés à l'établissement public EDF créé par la loi n° 46-628 du 8 avril 1946.

La loi du 9 août 2004 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 est 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 articles 19 (voir note 2.3 infra) et 36 (voir note 2.4 infra) s'imputent sur la situation nette des dites entreprises.

## 2.2 Filialisation du gestionnaire du réseau de transport d'électricité

Depuis la loi n° 2000-108 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'EDF.

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 le marché intérieur de l'électricité a entendu renforcer cette indépendance en obligeant les États 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 EDF, l'État ou d'autres entreprises ou organismes appartenant au secteur public, est le gestionnaire du réseau public de transport d'électricité ; elle organise l'indépendance de gestion et d'exploitation de cette société qui est régie, sauf dispositions législatives contraires, par les lois applicables aux sociétés anonymes. Elle prévoit en outre qu'EDF trans-

fère au profit de cette société, par apport partiel d'actifs, les ouvrages du réseau public de transport d'électricité et les biens de toute nature dont elle est propriétaire et qui sont liés à l'activité de transport d'électricité ; cet apport sera réalisé à la valeur nette comptable. Le bilan d'apport de la nouvelle société sera établi sur la base du dernier compte séparé de l'activité de transport d'EDF.

Conformément à la loi du 9 août 2004, un décret à paraître fixera les statuts de cette société qui entreront en vigueur à la date de l'apport partiel d'actifs réalisé par EDF. 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.

## 2.3 Réforme du financement du régime spécial de retraites des Industries Électriques et Gazières

Les objectifs de la réforme du financement du régime spécial de retraites des Industries Électriques et Gazières sont au nombre de trois :

- assurer la pérennité du régime spécial de retraites ;
- adosser celui-ci au régime général et aux régimes complémentaires pour les droits couverts par les régimes de droit commun ;
- garantir la neutralité financière du nouveau dispositif pour l'ensemble des parties.

Les principales mesures de la réforme sont les suivantes (articles 16 à 23 de la loi du 9 août 2004) :

### 2.3.1 CRÉATION DE LA CAISSE NATIONALE DES INDUSTRIES ÉLECTRIQUES ET GAZIÈRES (CNIÉG)

À compter du 1<sup>er</sup> janvier 2005, le fonctionnement du régime d'assurance vieillesse, invalidité, décès, accidents du travail et maladies professionnelles des IEG est assuré par la Caisse Nationale des Industries Électriques et Gazières (CNIÉG), organisme paritaire de sécurité sociale de droit privé placé sous la tutelle conjointe des ministres chargés de la sécurité sociale, du budget et de l'énergie dont les statuts ont été fixés par le décret n° 2004-1354 du 10 décembre 2004. L'ensemble des salariés et des retraités ainsi que des employeurs de la branche des IEG sont obligatoirement affiliés à cette caisse à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2005.

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

### 2.3.2 ADOSSEMENT FINANCIER AUX RÉGIMES DE DROIT COMMUN

Des conventions financières sont mises en place entre la CNIEG et les différents régimes de droit commun (CNAV, AGIRC, ARRCO) conduisant, dans le cadre d'un principe de neutralité financière pour l'ensemble des assurés sociaux, à un adossement financier de la CNIEG à ces régimes de droit commun. Les conditions et modalités selon lesquelles la CNIEG verse à ces régimes les cotisations de retraites et, en contrepartie, selon lesquelles ces mêmes régimes versent à la CNIEG les prestations de retraites, sont calquées sur les conditions et modalités qui seraient applicables si les personnels affiliés à la CNIEG relevaient respectivement du régime général de sécurité sociale ou des régimes de retraites complémentaires concernés.

Conformément au principe de neutralité financière, les conventions déterminent également les montants et modalités de paiement des contributions exceptionnelles, forfaitaires et libératoires destinées à couvrir les charges permanentes ainsi que les charges de trésorerie résultant de l'évaluation à la date de la réforme de la situation démographique, financière et économique respective de ces régimes et du régime des IEG ainsi que du niveau et de la structure des rémunérations respectifs de leurs affiliés.

Le montant de la contribution exceptionnelle due à la CNAV s'élève à 7 649 millions d'euros pour l'ensemble de la branche. Le montant au titre du personnel d'EDF dont une partie sera versée en 2005 est de 6 053 millions d'euros, dont 2 724 millions d'euros au titre des activités non régulées. Le solde de cette contribution exceptionnelle, soit 3 329 millions d'euros au titre des activités régulées, sera payé sur vingt ans à compter de 2005 et sera financé par les contributions tarifaires perçues sur les prestations de transport et de distribution d'électricité et de gaz naturel (cf. note 2.3.4). Le montant de la contribution exceptionnelle due au titre des régimes de retraites complémentaires AGIRC et ARRCO est destiné à couvrir les réserves et le fonds de gestion de ces régimes. Il s'élève à 799 millions d'euros, correspondant à 632 millions d'euros pour EDF, dont 90 % seront versés en 2005 et le solde en 2006.

Une contribution de maintien de droits a été intégrée aux conventions signées avec les régimes de retraites complémentaires (AGIRC et ARRCO). Elle sera définitivement fixée en 2010 et portera sur l'évolution de la masse salariale effective des IEG sur la période 2005-2010. Elle pourrait conduire au versement par la CNIEG d'une contribution plafonnée à 918 millions d'euros, soit 327 millions d'euros pour EDF pour la part non régulée.

Ces conventions ont été approuvées par arrêtés en date des 4 et 7 février 2005 signés par les ministres chargés de la sécurité sociale, du budget et de l'énergie.

### 2.3.3 RÉPARTITION DES DROITS SPÉCIFIQUES DU RÉGIME SPÉCIAL DES ENTREPRISES DES INDUSTRIES ÉLECTRIQUES ET GAZIÈRES

Les droits spécifiques du régime spécial d'assurance vieillesse des IEG correspondent aux prestations de ce régime non couvertes par les régimes de droit commun.

La loi du 9 août 2004 et ses décrets d'application répartissent les droits spécifiques relatifs aux périodes validées au 31 décembre 2004 (« droits spécifiques passés ») entre les différentes entreprises des IEG et, pour chaque entreprise, entre d'une part les droits afférents à chacune des prestations de transport et de distribution d'électricité et de gaz naturel (« droits spécifiques passés régulés ») et d'autre part les droits afférents aux autres activités (« droits spécifiques passés non régulés »).

Ainsi, sur la base des masses salariales 2004 estimées de l'ensemble des entreprises des IEG, la quote-part d'EDF au sein des IEG a été fixée à 79,14 %. Cette quote-part fera l'objet d'un ajustement sur la base des masses salariales 2004 définitives. Les droits spécifiques passés afférents à EDF sont répartis à 55 % pour les activités régulées (dont 7,5 % pour les activités de transport d'électricité et 47,5 % pour les activités de distribution d'électricité) et à 45 % pour les activités non régulées.

En ce qui concerne les filiales d'EDF relevant du régime des IEG, principalement Électricité de Strasbourg et TIRU, leurs quotes-parts respectives s'élèvent à 0,68 % et 0,08 %. Les droits spécifiques passés d'Électricité de Strasbourg relèvent à 92 % des activités régulées, et de TIRU à 80 % des activités non régulées.

### 2.3.4 CRÉATION DE LA CONTRIBUTION TARIFAIRE D'ACHEMINEMENT (CTA) SUR LES PRESTATIONS DE TRANSPORT ET DE DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ ET DE GAZ NATUREL

La loi du 9 août 2004 a institué au profit de la CNIEG une contribution tarifaire sur chacune des prestations de transport et de distribution d'électricité et de gaz naturel (CTA). Les contributions tarifaires d'acheminement financent les droits spécifiques passés régulés. Elles financent également la quote-part régulée de la contribution exceptionnelle définie dans la

convention avec la CNAV et, le cas échéant, de la contribution exceptionnelle relative à la contribution de maintien de droits intégrée aux conventions avec les régimes de retraites complémentaires.

Les taux de contribution tarifaire sont périodiquement fixés par les ministres chargés de l'énergie, du budget et de la sécurité sociale après avis de la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE).

La mise en œuvre de ce dispositif assurera la neutralité tarifaire pour les clients finals.

### 2.3.5 FINANCEMENT DES DROITS SPÉCIFIQUES NON RÉGULÉS

Les droits spécifiques passés non régulés sont financés par les entreprises des IEG dans les proportions définies par décret. Les engagements de retraite indiqués dans les notes 1.21 et 28.1.2 comprennent l'intégralité des droits spécifiques passés non régulés alloués à EDF.

Les droits spécifiques du régime des activités régulées et non régulées constitués à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2005 seront intégralement financés par les entreprises des IEG proportionnellement à leurs poids respectifs en termes de masse salariale au sein de la branche des IEG.

### 2.3.6 GARANTIE DE L'ÉTAT

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

### 2.3.7 IMPACTS COMPTABLES

Le nouveau mode de financement du régime de retraites prenant effet au 1<sup>er</sup> janvier 2005, ces conventions permettent de déterminer le montant des paiements et 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.

Tous les décrets permettant l'application de cette réforme (décret de répartition entre les entreprises, décret permettant la définition des droits spécifiques passés, et du périmètre de la contribution tarifaire d'acheminement...) sont publiés ou en cours de finalisation, de même les conventions financières avec les organismes de retraite ont été signées, ce qui permet l'application intégrale de la réforme.

La réforme étant en substance réalisée au 31 décembre 2004, les soultes vis-à-vis de la CNIEG ont été enregistrées en dettes ou en provisions en contrepartie des capitaux propres dans les comptes au 31 décembre 2004. L'impact

de la comptabilisation des soultes au 31 décembre 2004 sur les capitaux propres est alors une diminution de 2 392 millions d'euros nets d'impôts.

Au 31 décembre 2004, EDF a maintenu l'option offerte par les textes comptables français de ne pas provisionner les engagements à verser postérieurement à l'emploi. Ces engagements sont mentionnés dans la note 28 « Provisions et engagements pour avantages du personnel ».

## 2.4 Dispositions intéressant les réseaux de distribution et de transport d'électricité

La loi du 9 août 2004 précise les périmètres respectifs des réseaux publics de transport et de distribution publique.

L'article 36 organise les modalités de reclassement :

- Les ouvrages classés au 1<sup>er</sup> janvier 2005 dans le Réseau d'Alimentation Générale (RAG) et relevant des Réseaux de Distribution Publique (DP) seront 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 tenu 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<sup>er</sup> janvier 2005, pour les biens dont le renouvellement interviendra après le terme des concessions, 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.

Ces dispositions prendront effet à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2005. Sans préjuger de l'évolution des normes comptables relatives aux concessions en 2005, leurs effets par rapport au traitement comptable actuel seront les suivants :

- la suppression de l'obligation financière liée au renouvellement des biens au-delà du terme de la concession conduira à revenir à une définition de droit commun des provisions pour renouvellement, assises sur la différence entre valeur de remplacement et

valeur historique.

En vertu des contrats de concession, EDF restera tenu de pratiquer après le 1<sup>er</sup> janvier 2005 un amortissement du financement du concédant, actuellement compris dans la provision pour renouvellement. Afin d'identifier cet amortissement, les immobilisations en concession donneront lieu à la comptabilisation :

- d'un amortissement industriel calculé sur la durée des biens, réparti entre amortissement des financements du concédant et du concessionnaire ;
- d'une provision pour renouvellement (différence entre valeur de remplacement et valeur historique des biens).

Ce nouveau mode de comptabilisation aura pour effet principal de reclasser au passif du bilan, dans les comptes spécifiques des concessions, la quote-part d'amortissement constituée sur le financement du concédant, incluse jusqu'au 31 décembre 2004 dans la provision

pour renouvellement, estimée à 4,5 milliards d'euros.

– le transfert des biens RAG en DP aura pour conséquences :

- le reclassement des immobilisations du domaine propre aux immobilisations du domaine concédé à leur valeur nette comptable pour 712 millions d'euros ;
- le reclassement des subventions et provisions réglementées dans les comptes de droits du concédant pour 9 millions d'euros ;
- l'affectation de la provision pour charges futures (PCF) constituée au 31 décembre 2004 au renouvellement des ouvrages anciennement classés dans le RAG et transférés en DP.

Ces mesures auront un impact de 12 millions d'euros après impôts sur les capitaux propres.

## 3. Événements et transactions significatifs survenus au cours de l'exercice

### 3.1 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 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'État 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.

### 3.2 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'Électricité (CSPE) à 4,5 euros/MWh et ont baissé corrélativement les tarifs intégrés de 1,2 euro/MWh avec effet rétroactif au 1<sup>er</sup> janvier 2004.

### 3.3 Accroissement de l'ouverture du marché de l'électricité en France

La loi française du 10 février 2000 pour l'électricité a transcrit en droit français les modalités de l'ouverture des marchés découlant des directives européennes. Conformément à cette loi, depuis le 1<sup>er</sup> juillet 2004 tous les clients professionnels (soit 2,3 millions de clients) sont « éligibles » et peuvent, en exerçant leur éligibilité, négocier librement leur contrat de fourniture. Cette mesure porte de 37 à 70 % l'ouverture du marché français de l'électricité.

### 3.4 Création par le Gouvernement français d'un fonds dédié pour le démantèlement des installations de Marcoule

En novembre 2004, l'État français a décidé de créer un fonds dédié pour assurer le financement du démantèlement des installations nucléaires situées sur le site de Marcoule. Dans ce cadre, le Commissariat à l'Énergie Atomique (CEA), la COGEMA et EDF ont signé fin décembre 2004 un protocole d'accord relatif à la reprise de la maîtrise d'ouvrage et au 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 de l'acceptation par le CEA de la reprise de la maîtrise d'ouvrage des opérations sur l'usine UP1 de Marcoule, EDF verse au CEA une contribution libératoire de 1 141 millions d'euros qui couvre l'intégralité de la quote-part d'EDF au coût des opérations restant à réaliser sur cette usine au 1<sup>er</sup> décembre 2004. L'impact sur le résultat d'exploitation (EBIT) est une charge nette de 190 millions d'euros après reprise des provisions existantes.

### 3.5 Cession des titres Total détenus par EDF SA

Au second semestre 2004, l'ensemble des titres Total a été cédé pour 2 558 millions d'euros. La plus-value comptable liée à cette opération s'élève à 698 millions d'euros avant impôt.

### 3.6 Amérique latine

Le Groupe a continué à subir la conjonction d'une situation macro-économique et d'un contexte réglementaire et réglementaire durablement difficiles. Ce contexte a lui-même freiné le processus de renégociation de la dette des différentes filiales. En conséquence, le Groupe a été conduit à réviser à la baisse l'évaluation de ces actifs sur cette région et à compléter les dépréciations existantes à hauteur de 760 millions d'euros pour le Brésil et 200 millions d'euros pour l'Argentine.

## 4. Évolutions du périmètre de consolidation

### 4.1 Évolution du périmètre de consolidation de l'exercice 2004

Il n'y a pas eu d'évolution de périmètre significative au cours de l'exercice 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, ce qui a conduit à porter le pourcentage d'intérêt d'EDF de 45,81 % à 48,43 % à la clôture ;
- dans la poursuite du désengagement des activités non stratégiques avec la cession notamment du sous-groupe APCOA et d'HydroCantabrico, de SIP, Melvo, Ditra et EnRW ;
- dans le désengagement partiel dans ESAG et la prise de contrôle dans GASO via la création de la holding ENSO.

L'impact de ces variations de périmètre est de (337) millions d'euros sur le chiffre d'affaires du Groupe.

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.

Par ailleurs, Finel a cédé sa participation de 75 % dans ISE au groupe Edison. ISE a été déconsolidée à compter du 1<sup>er</sup> décembre 2004.

### 4.2 Évolution de périmètre de l'exercice 2003

#### 4.2.1 ACQUISITIONS ET ENTRÉES DE PÉRIMÈTRE

Les acquisitions et entrées de périmètre sont les suivantes :

- Hispaelec : cette société, située en Espagne, est une

- filiale de commercialisation qui s'approvisionne principalement auprès de EDF Trading, et pour le reste sur le marché spot. Elle est détenue à 100 % par EDF International, et consolidée à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2003 ;
- EDF Energia Italia : cette société, située en Italie, a pour objet la commercialisation d'énergie ; elle est détenue à 100 % par EDF International et consolidée à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2003 ;
  - KWL (ED Group) : acquisition de 77 % des actions par EnBW ; KWL est consolidée par intégration globale au sein du palier EnBW à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2003. Ses activités sont la production hydraulique, la distribution, l'achat et la revente d'énergie en Suisse ; l'impact sur le chiffre d'affaires 2003 est de 103 millions d'euros ;
  - NWS, Salamander et TAE : acquisition des intérêts minoritaires résiduels par EnBW ;
  - Cidem et Cydel : acquisition de deux sociétés de traitement de déchets (incinération) par TIRU ; détenues à 100 % par TIRU, elles sont consolidées par intégration globale à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2003 au sein du palier ;
  - EDF Trading : rachat par EDF des 12 % détenus par la SA Louis Dreyfus & Cie ; EDF détient 100 % des droits de vote à compter du 29 août 2003 ;
  - Valle Hermoso : cette société située au Mexique est

détenue à 100 % par EDF International ; elle est consolidée à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2003 et exploite la centrale de Rio Bravo 4 ;

- Zielona Gora : cette société polonaise, détenue à 69,5 % par Kogeneracja, est consolidée par intégration globale à compter du 1<sup>er</sup> septembre 2003 ; ses activités sont la production et la distribution d'énergie. Le pourcentage d'intérêt est de 24,6 % ;
- Controladora del Golfo : il s'agit d'une société créée pour porter les titres des sociétés mexicaines ; ce holding, détenu à 100 % par EDF International, est consolidé par intégration globale à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2003.

#### 4.2.2 CESSIONS

- Granging : cession de 36,32 % des actions détenues par le Groupe à effet du 4 novembre 2003 correspondant à un désengagement total d'EDF. Le chiffre d'affaires de Granging du 1<sup>er</sup> janvier au 31 octobre s'est élevé à 124 millions d'euros.
- Groupe EnBW : cession au troisième trimestre 2003 de l'activité Chaussures du groupe Salamander et d'une partie du groupe Gegenbauerbosse.

## 5. 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.

### 5.1 Informations par zones géographiques

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

- « **France** », qui désigne EDF SA ;
- « **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 « Énergies », « Développement », « Dalkia » ainsi que les autres filiales hors branches.

## Au 31 décembre 2004

(en millions d'euros)

	France	Europe	Reste du monde	EDF Trading	Autres	Éliminations	Total
Chiffre d'affaires							
Chiffre d'affaires externe	29 457	12 751	2 115	408	2 197		46 928
Chiffre d'affaires inter-secteurs	156	102	-	-	237	(494)	-
<b>Total chiffre d'affaires</b>	<b>29 613</b>	<b>12 853</b>	<b>2 115</b>	<b>408</b>	<b>2 434</b>	<b>(494)</b>	<b>46 928</b>
<b>Résultat d'exploitation</b>	<b>4 054</b>	<b>1 639</b>	<b>(662)</b>	<b>295</b>	<b>322</b>		<b>5 648</b>
Bilan							
Immobilisations incorporelles et corporelles	75 604	18 051	2 075	56	2 802		98 588
Participations dans les entreprises mises en équivalence	-	1 642	84	-	461		2 187
Autres actifs sectoriels <sup>(1)</sup>	17 841	7 049	1 154	4 368	1 907		32 319
Autres actifs non affectés							15 281
<b>Total actif</b>	<b>93 445</b>	<b>26 742</b>	<b>3 313</b>	<b>4 424</b>	<b>5 170</b>		<b>148 375</b>
Passifs sectoriels <sup>(2)</sup>	80 480	8 887	1 083	4 065	2 160		96 675
Autres passifs non affectés							51 700
<b>Total passif</b>	<b>80 480</b>	<b>8 887</b>	<b>1 083</b>	<b>4 065</b>	<b>2 160</b>		<b>148 375</b>
Autres informations							
Investissements corporels et incorporels	2 745	1 410	317	14	196		4 682
Dotations aux amortissements	(3 310)	(996)	(227)	(7)	(176)		(4 716)

(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 derniers cœurs, 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).

## Au 31 décembre 2003

(en millions d'euros)

	France	Europe	Reste du monde	EDF Trading	Autres	Éliminations	Total
Chiffre d'affaires							
Chiffre d'affaires externe	28 397	12 305	1 926	295	1 996		44 919
Chiffre d'affaires inter-secteurs	224	92	-	-	210	(526)	-
<b>Total chiffre d'affaires</b>	<b>28 621</b>	<b>12 397</b>	<b>1 926</b>	<b>295</b>	<b>2 206</b>	<b>(526)</b>	<b>44 919</b>
<b>Résultat d'exploitation</b>	<b>5 433</b>	<b>1 136</b>	<b>(273)</b>	<b>207</b>	<b>330</b>		<b>6 833</b>
Bilan							
Immobilisations incorporelles et corporelles	76 121	18 005	2 975	49	2 721		99 871
Participations dans les entreprises mises en équivalence	-	1 508	101	-	537		2 146
Autres actifs sectoriels <sup>(1)</sup>	17 674	7 655	1 217	3 123	1 851		31 520
Autres actifs non affectés							13 363
<b>Total actif</b>	<b>93 795</b>	<b>27 168</b>	<b>4 293</b>	<b>3 172</b>	<b>5 109</b>		<b>146 900</b>
Passifs sectoriels <sup>(2)</sup>	75 017	8 421	974	3 054	2 152		89 618
Autres passifs non affectés							57 282
<b>Total passif</b>	<b>75 017</b>	<b>8 421</b>	<b>974</b>	<b>3 054</b>	<b>2 152</b>		<b>146 900</b>
Autres informations							
Investissements corporels et incorporels	2 833	1 464	433	7	244		4 981
Dotations aux amortissements	(3 227)	(941)	(145)	(7)	(129)		(4 449)

(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 derniers cœurs, 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).

## 5.2 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
2003	27 497	14 926	2 201	295	44 919
2004	28 695	15 411	2 414	408	46 928

## 5.3 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 ;
- **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 <sup>(2)</sup>	Transport <sup>(2)</sup>	Autres	Éliminations	Total
Au 31 décembre 2003						
Chiffre d'affaires externe	38 071	2 058	797	3 993		44 919
<i>dont France</i>	26 471	864	704	358		28 397
<i>dont reste du monde</i>	11 600	1 194	93	3 635		16 522
Chiffre d'affaires inter-secteurs <sup>(1)</sup>	1 426	10 904	3 419	595	(16 344)	-
<b>Chiffre d'affaires</b>	<b>39 497</b>	<b>12 962</b>	<b>4 216</b>	<b>4 588</b>	<b>(16 344)</b>	<b>44 919</b>
Actifs sectoriels	59 173	48 496	12 342	11 968	(1 036)	130 943
Actifs non affectés						15 957
Investissements de l'exercice (corporels et incorporels)	1 273	2 540	519	649		4 981
Au 31 décembre 2004						
Chiffre d'affaires externe	39 966	2 352	844	3 766		46 928
<i>dont France</i>	27 409	1 011	705	332		29 457
<i>dont reste du monde</i>	12 557	1 341	139	3 434		17 471
Chiffre d'affaires inter-secteurs <sup>(1)</sup>	1 274	11 108	3 423	727	(16 532)	-
<b>Chiffre d'affaires</b>	<b>41 240</b>	<b>13 460</b>	<b>4 267</b>	<b>4 493</b>	<b>(16 532)</b>	<b>46 928</b>
Actifs sectoriels	60 655	50 787	11 495	7 948	(323)	130 562
Actifs non affectés						17 813
Investissements de l'exercice (corporels et incorporels)	1 046	2 524	521	591		4 682

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

(2) Y compris en 2004 les transferts de biens de l'activité Transport vers l'activité Distribution (843 millions d'euros) ainsi que ceux de l'activité Distribution vers l'activité Transport (70 millions d'euros) au sein d'EDF. Ces transferts sont issus de la définition des périmètres respectifs du réseau public de transport et du réseau public de distribution par la loi n° 2004-803 du 9 août 2004.

## 6. Chiffre d'affaires

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

(en millions d'euros)

	2004	2003
Ventes d'énergie et de services liés à l'énergie	42 985	40 841
Autres ventes de biens et services	3 535	3 783
EDF Trading	408	295
<b>Chiffre d'affaires</b>	<b>46 928</b>	<b>44 919</b>

Le chiffre d'affaires consolidé est en progression de 4,5 % par rapport à celui de l'exercice 2003. À taux de change et périmètre constants, la croissance est de 6,5 %.

## 7. Consommations externes

Les différentes composantes constituant les consommations externes sont les suivantes :

(en millions d'euros)

	2004	2003
Achats consommés de combustibles – production d'énergie	(4 451)	(4 059)
Achats d'énergie	(8 473)	(8 040)
Achats de services	(9 199)	(8 712)
Autres achats	(3 178)	(3 631)
Production stockée et immobilisée	1 825	1 888
<b>Consommations externes</b>	<b>(23 476)</b>	<b>(22 554)</b>

L'évolution entre les comptes de l'exercice 2004 et ceux de l'exercice 2003 est de 7 % à taux de change et périmètre constants.

## 8. Effectifs moyens

	2004			2003		
	Statut IEG	Autres	Total	Statut IEG	Autres	Total
Cadres	24 915	4 418	29 333	24 497	4 369	28 866
Agents de maîtrise et techniciens	82 854	43 966	126 820	84 283	50 544	134 827
<b>Effectifs moyens</b>	<b>107 769</b>	<b>48 383</b>	<b>156 152</b>	<b>108 780</b>	<b>54 914</b>	<b>163 694</b>

Les effectifs moyens des sociétés intégrées proportionnellement sont consolidés au prorata du pourcentage d'intérêt et représentent 19 958 équivalents temps plein.

La variation des effectifs entre 2004 et 2003 s'explique pour l'essentiel par des restructurations et variations de périmètre chez EnBW.

## 9. Autres produits et charges d'exploitation

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

(en millions d'euros)

	2004	2003
Subventions d'exploitation	1 571	1 462
Autres produits et charges	(519)	(605)
Résultat de cessions d'immobilisations	81	57
Autres produits et charges à caractère inhabituel	(9)	(41)
<b>Autres produits et charges d'exploitation</b>	<b>1 124</b>	<b>873</b>

Les subventions d'exploitation comprennent essentiellement les indemnités à recevoir au titre de la compensation des charges de service public en France. Suite à la notification de la CRE en date du 8 mars 2004 et à la publication en mars 2004 et en décembre 2004 des arrêtés fixant la CSPE pour l'année 2004, un complément de subvention de 157 millions d'euros

et une réduction de charges de 36 millions d'euros ont été constatés chez EDF au titre du Fonds du Service Public de la Production d'Électricité (FSPPE) en vigueur en 2002. À l'inverse, une réduction de subvention de 55 millions d'euros a été notifiée en 2004 au titre de 2003.

## 10. Dotations nettes aux provisions

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

(en millions d'euros)

	2004	2003
(Dotations) et reprises de provisions pour risques et charges	(475)	988
(Dotations) et reprises de provisions pour dépréciation des immobilisations	(911)	(713)
(Dotations) et reprises de provisions pour dépréciation des actifs circulants	(187)	(19)
<b>(Dotations) et reprises de provisions</b>	<b>(1 573)</b>	<b>256</b>

En 2003, les reprises nettes de provisions pour risques et charges incluaient les effets de l'inventaire sur les provisions pour 523 millions d'euros, les effets induits par le nouveau scénario de prix sur les contrats d'achats d'énergie pour 293 millions d'euros ainsi que par l'allongement de la durée de vie des centrales sur les provisions pour perte sur contrats de vente d'énergie pour 222 millions d'euros.

En 2004, les dotations nettes aux provisions pour risques et charges comprennent notamment des provisions pour charges concernant des organismes sociaux pour 203 millions d'euros.

Les tests de dépréciation ont conduit à constater des

provisions pour dépréciation des actifs immobilisés et circulants à hauteur de 534 millions d'euros au titre de la société Light en 2003 et à hauteur de 981 millions d'euros au titre de différentes filiales en 2004.

En particulier, l'évolution du contexte économique et réglementaire brésilien a conduit à réviser à la baisse les hypothèses du plan à moyen terme de la filiale Light, notamment en raison d'évolutions tarifaires accordées par le régulateur en novembre 2004 très inférieures à celles attendues. Cette situation se traduit par une nouvelle dépréciation des actifs à hauteur de 760 millions d'euros dont 696 millions d'euros affectés aux immobilisations corporelles (voir note 17.2).

## 11. Frais financiers nets

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

(en millions d'euros)

	2004	2003
Produits et (charges) sur créances et dettes financières long terme <sup>(1)</sup>	(1 303)	(1 473)
Produits et (charges) sur créances liées aux biens donnés en location-financement	(41)	(35)
Produits et (charges) sur actifs et passifs financiers court terme	25	77
<b>Frais financiers nets</b>	<b>(1 319)</b>	<b>(1 431)</b>

(1) Dont au 31 décembre 2004 : EDF SA (555) millions d'euros, EDF Energy (242) millions d'euros, Brésil (150) millions d'euros, EnBW (148) millions d'euros.

## 12. Résultat de change

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

(en millions d'euros)

	2004	2003
Résultat de change réalisé	25	(10)
Résultat de change latent	(84)	34
<b>Résultat de change</b>	<b>(59)</b>	<b>24</b>

## 13. Autres produits et charges financiers

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

(en millions d'euros)

	2004	2003
Produits financiers des participations	104	110
Résultat de cession d'immobilisations financières	122	164
Résultat de déconsolidation	116	116
Charges liées à l'actualisation des provisions à long terme	(1 501)	(1 462)
(Dotations) et reprises de provisions sur titres immobilisés	82	91
(Dotations) et reprises de provisions sur autres immobilisations financières	(11)	(10)
(Dotations) et reprises de provisions sur actifs financiers court terme	(3)	20
(Dotations) et reprises de provisions pour risques et charges financiers	(510)	(910)
Autres	794	(225)
<b>Autres produits et charges financiers</b>	<b>(807)</b>	<b>(2 106)</b>

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 Italenergia Bis (voir note 35.1.3). Cette provision a été complétée en 2004 à hauteur de 395 millions d'euros pour tenir compte des différents développements affectant la valeur de l'action Edison.

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.

Au second semestre 2004, EDF a cédé sa participation dans Total pour un montant de 2 558 millions d'euros dégagant une plus-value avant impôt de 698 millions enregistrée au sein de la rubrique « Autres ».

# 14. Impôts sur les résultats

## 14.1 Ventilation de la charge d'impôt

(en millions d'euros)

	2004	2003
Impôts exigibles	(1 269)	(1 821)
Impôts différés	(225)	254
<b>Total</b>	<b>(1 494)</b>	<b>(1 567)</b>

La charge d'impôt courant provient d'EDF pour 817 millions d'euros, et des filiales pour 452 millions d'euros.

## 14.2 Rapprochement de la charge d'impôt théorique et de la charge d'impôt effective

### 14.2.1 RAPPROCHEMENT DU TAUX D'IMPÔT THÉORIQUE ET DU TAUX D'IMPÔT EFFECTIF

(en millions d'euros)

	2004	2003
Résultat des sociétés intégrées avant impôt (avant amortissement des écarts d'acquisition)	3 463	3 320
Charge théorique d'impôt (au taux de 35,43 %)	(1 227)	(1 176)
Différences de taux d'imposition	157	83
Écarts permanents	135	(250)
Impôts sans base	(103)	(132)
Dépréciation d'impôts différés actifs	(428)	(66)
Autres	(28)	(26)
Charge réelle d'impôt	(1 494)	(1 567)
<b>Taux effectif d'impôt</b>	<b>43,14 %</b>	<b>47,19 %</b>

La différence entre le taux en vigueur et le taux effectif s'explique essentiellement par :

- le réajustement de la baisse du taux d'impôt d'EDF suite à la baisse du taux d'impôt en France de 35,43 % à 34,43 % ;

- l'imputation de la plus-value sur cession des titres Total sur le stock de moins-value à long terme ;
- la non-déductibilité de la provision Italenergia Bis ;
- les dépréciations d'impôts différés actifs notamment sur le groupe Light et les filiales mexicaines.

## 14.2.2 VARIATION DE L'IMPÔT DIFFÉRÉ

(en millions d'euros)

	Impôts différés actifs	Provisions pour dépréciation des impôts différés actifs	Impôts différés actifs nets	Impôts différés passifs	Impôt différé net
Situation au 31 décembre 2003	1 407	(1 191)	216	(5 853)	(5 637)
Variation des bases	178	(356)	(178)	(47)	(225)
Variations de périmètre	2	-	2	15	17
Écarts de conversion	(10)	14	3	(28)	(25)
Autres incidences sur les réserves	136	20	157	289	446
Situation au 31 décembre 2004	1 713	(1 513)	200	(5 624)	(5 424)

Les autres incidences sur les réserves correspondent aux impôts différés liés à la prise en compte des soultes et contributions résultant de la réforme du financement des retraites.

## 14.3 Ventilation des actifs et des passifs d'impôt différé par nature

(en millions d'euros)

	31.12.2004	31.12.2003
Impôts différés actifs :		
Écarts entre amortissement comptable et amortissement fiscal	26	101
Provisions non déductibles	1 102	875
Autres différences temporelles déductibles	717	712
Réévaluations, écarts d'évaluation et élimination de résultats internes	502	268
Pertes fiscales et crédits d'impôt non utilisés	1 599	1 422
Compensation impôts différés actif/passif	(2 233)	(1 971)
Sous-total impôts différés actifs - valeur brute	1 713	1 407
Provision pour dépréciation des impôts différés actifs	(1 513)	(1 191)
Total des impôts différés actifs - valeur nette	200	216
Impôts différés passifs :		
Écarts entre amortissement comptable et amortissement fiscal	(5 598)	(5 235)
Autres différences temporelles taxables	(474)	(616)
Réévaluations, écarts d'évaluation et élimination de résultats internes	(1 783)	(1 937)
Compensation impôts différés actifs/passifs	2 231	1 935
Total des impôts différés passifs	(5 624)	(5 853)
Impôt différé net	(5 424)	(5 637)

## 14.4 Déficits reportables et crédits d'impôt

Au 31 décembre 2004, les déficits fiscaux reportables ainsi que les actifs d'impôts différés non constatés représentent une économie d'impôt potentielle de 1 513 millions d'euros.

En raison de leur caractère aléatoire, ces actifs potentiels seront constatés au fur et à mesure de leurs utilisations ultérieures.

## 14.5 Impôt constaté en capitaux propres

Au 31 décembre 2004, le montant d'impôt relatif aux éléments imputés dans les capitaux propres s'élève à 1 346 millions d'euros, contre (4 061) millions d'euros au 31 décembre 2003. Ce montant est lié pour 1 291 millions d'euros à la comptabilisation des soultes et contributions liées à la réforme du financement du régime de retraite dès le 31 décembre 2004, pour 35 millions d'euros aux autres avantages à long terme du personnel en activité ainsi que pour 20 millions d'euros à des différences de change sur swaps de devises affectés à la couverture des actifs internationaux.

Au 31 décembre 2003, le total des impôts relatifs aux éléments imputés dans les capitaux propres était de (4 061) millions et s'analysait de la manière suivante :

- (3 016) millions d'euros au titre des changements de méthode ;
- (890) millions d'euros suite à la décision de la Commission européenne ;
- (155) millions d'euros relatifs à la remontée en capitaux propres des différences de change sur swaps de devises affectés à la couverture des actifs internationaux.

# 15. Écarts d'acquisition

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

(en millions d'euros)	31.12.2004	31.12.2003
Valeur brute à l'ouverture	7 421	7 691
Cumul des amortissements et des provisions à l'ouverture	(1 762)	(943)
<b>Valeur nette comptable à l'ouverture</b>	<b>5 659</b>	<b>6 748</b>
Acquisitions	173	291
Cessions	(30)	(35)
Dotations aux amortissements et provisions	(710)	(844)
Écarts de conversion	(8)	(223)
Autres mouvements	(60)	(278)
<b>Valeur nette comptable à la clôture</b>	<b>5 024</b>	<b>5 659</b>
Cumul des amortissements et des provisions à la clôture	(2 468)	(1 762)
Valeur brute à la clôture	7 492	7 421

Les montants nets des écarts d'acquisition se répartissent pour 4 145 millions d'euros pour les filiales européennes, 846 millions d'euros pour les autres filiales et 33 millions d'euros pour les filiales asiatiques. Les résultats des tests de dépréciation réalisés ou mis

à jour au 31 décembre 2004 ont conduit à constater une dépréciation des écarts d'acquisition de 368 millions d'euros au titre de :

- Edenor, filiale argentine, pour 148 millions d'euros ;
- diverses filiales européennes pour 220 millions d'euros.

## 16. Immobilisations incorporelles

(en millions d'euros)

	31.12.2003	Acquisitions	Cessions	Écarts de conversion	Mouvements de périmètre	Autres mouvements	31.12.2004
Valeurs brutes	1 584	294	(28)	3	(44)	159	1 968
Amortissements cumulés	(725)	(62)	-	-	-	-	(787)
<b>Valeurs nettes</b>	<b>859</b>	<b>232</b>	<b>(28)</b>	<b>3</b>	<b>(44)</b>	<b>159</b>	<b>1 181</b>

## 17. Immobilisations corporelles

La valeur nette des immobilisations corporelles se répartit comme suit :

(en millions d'euros)

	31.12.2004	31.12.2003
Immobilisations du domaine propre	56 577	56 710
Immobilisations du domaine concédé	37 527	37 709
Immobilisations en cours	2 961	3 826
Immobilisations financées par location-financement	342	767
<b>Total des immobilisations corporelles</b>	<b>97 407</b>	<b>99 012</b>

## 17.1 Variation des immobilisations corporelles du domaine propre (hors immobilisations en cours)

(en millions d'euros)

	Terrains et constructions	Installations Production nucléaire	Installations Production thermique et hydraulique	Réseaux	Autres installations, matériels, outillages et autres immobilisations	Total
Valeurs brutes au 31.12.2003	14 977	43 131	10 186	34 806	10 222	113 322
Augmentations	239	273	401	1 271	1 145	3 329
Diminutions	(410)	(106)	(25)	(222)	(562)	(1 325)
Écarts de conversion	79	-	68	(17)	(4)	126
Mouvements de périmètre	55	(38)	(56)	(92)	(445)	(576)
Autres mouvements	(348)	-	932	289	(139)	734
Valeurs brutes au 31.12.2004	14 592	43 260	11 506	36 035	10 217	115 610
Amortissements & provisions au 31.12.2003	(6 632)	(26 207)	(6 409)	(11 551)	(5 813)	(56 612)
Dotations nettes aux amortissements	(374)	(722)	(329)	(994)	(722)	(3 141)
Dotations nettes aux provisions pour dépréciation	(11)	-	(45)	(6)	(99)	(161)
Cessions	244	104	24	143	545	1 060
Écarts de conversion	(28)	-	(57)	5	(16)	(96)
Mouvements de périmètre	(14)	22	22	13	127	170
Autres mouvements	102	(80)	(256)	(99)	80	(253)
Amortissements & provisions au 31.12.2004	(6 713)	(26 883)	(7 050)	(12 489)	(5 898)	(59 033)
Valeurs nettes au 31.12.2003	8 345	16 924	3 777	23 255	4 409	56 710
Valeurs nettes au 31.12.2004	7 879	16 377	4 456	23 546	4 319	56 577

Le Groupe a procédé au 31 décembre 2004 à une dépréciation de 161 millions d'euros de certains actifs corporels du domaine propre (voir note 10).

## 17.2 Variation des immobilisations corporelles du domaine concédé (hors immobilisations en cours)

(en millions d'euros)

	Terrains et constructions	Installations Production thermique et hydraulique	Réseaux	Autres installations, matériels, outillages et autres immobilisations	Total
Valeurs brutes au 31.12.2003	2 663	8 168	48 082	2 196	61 109
Augmentations <sup>(1)</sup>	10	12	2 289	116	2 427
Diminutions	(22)	-	(266)	(75)	(363)
Écarts de conversion	3	2	10	(81)	(66)
Mouvements de périmètre	(16)	(11)	-	(6)	(33)
Autres mouvements	(7)	1	(13)	5	(14)
<b>Valeurs brutes au 31.12.2004</b>	<b>2 631</b>	<b>8 172</b>	<b>50 102</b>	<b>2 155</b>	<b>63 060</b>
Amortissements & provisions au 31.12.2003	(1 576)	(4 353)	(16 568)	(903)	(23 400)
Dotations nettes aux amortissements	(25)	(112)	(55)	(68)	(260)
Dotations nettes aux provisions pour dépréciation	-	-	(696)	(141)	(837)
Cessions	21	-	222	75	318
Écarts de conversion	-	(1)	(6)	27	20
Mouvements de périmètre	9	8	1	3	21
Autres mouvements <sup>(2)</sup>	(9)	(17)	(1 266)	(103)	(1 395)
<b>Amortissements &amp; provisions au 31.12.2004</b>	<b>(1 580)</b>	<b>(4 475)</b>	<b>(18 368)</b>	<b>(1 110)</b>	<b>(25 533)</b>
Valeurs nettes au 31.12.2003	1 087	3 815	31 514	1 293	37 709
<b>Valeurs nettes au 31.12.2004</b>	<b>1 051</b>	<b>3 697</b>	<b>31 734</b>	<b>1 045</b>	<b>37 527</b>

(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.

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

Les dotations issues des tests de dépréciation (note 10) portent à hauteur de 773 millions d'euros sur des immobilisations corporelles du domaine concédé, dont 696 millions d'euros au titre de la société Light.

# 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	117	34	515	470	1 136	(108)	1 028
Cessions	(170)	(3)	(262)	(610)	(1 045)	177	(868)
Mouvements de périmètre	14	-	114	5	133	(8)	125
Écarts de conversion	6	1	-	(4)	3	-	3
Autres variations	(6)	4	(10)	(14)	(26)	17	(9)
31.12.2004	1 607	185	5 244	1 433	8 469	(875)	7 594

## 18.2 Titres de participation

(en millions d'euros)

	31.12.2004	31.12.2003
Areva	123	123
Italenergia bis	590	590
Autres titres de participation	894	933
Titres de participation - valeur brute	1 607	1 646
Provisions sur titres de participation	(303)	(306)
Titres de participation - valeur nette	1 304	1 340

## 18.3 Valeur estimative du portefeuille de TIAP

(en millions d'euros)

	31.12.2004			31.12.2003		
	Valeur brute	Valeur nette	Valeur estimative	Valeur brute	Valeur nette	Valeur estimative
EDF SA	2 992	2 744	2 980	2 657	2 340	2 423
EnBW	2 149	2 125	2 206	2 123	2 065	2 139
Autres	103	77	75	107	87	85
Total	5 244	4 946	5 261	4 887	4 492	4 647

Concernant EDF SA, le portefeuille de TIAP est composé notamment d'actifs dédiés (cf. note 1.11) qui sont :

- pour partie constitués de placements actuellement détenus et gérés directement par EDF SA. Il s'agit d'une part d'un placement d'EDF dans Arcelor et d'autre part des titres de taux (obligations ou TCN).
- pour une autre partie constitués d'OPCVM spécialisés sur la plupart des grands marchés internationaux gérés par des sociétés de gestion françaises ou étrangères indépendantes sélectionnées sur dossier ou après appel à la concurrence. Elle couvre différents segments des marchés obligataires ou d'actions sur lesquels EDF

souhaite avoir la plus large diversification possible : actions Europe, États-Unis, Japon, obligations monde. La performance de chaque fonds est appréciée par rapport à un indicateur de marché de référence différent selon les places boursières choisies.

Ces actifs, gérés dans une optique de long terme, sont composés de placements diversifiés obligataires, monétaires et actions, conformément à une allocation stratégique fixée par le Conseil d'administration de l'entreprise, révisable périodiquement, sous le contrôle du Comité d'audit.

Concernant EnBW, l'essentiel du portefeuille de TIAP est constitué de fonds dédiés contrôlés par EnBW.

Les fonds dédiés contrôlés par EDF et EnBW se décomposent de la manière suivante :

(en millions d'euros)

	31.12.2004		31.12.2003	
	Valeur nette comptable	Valeur boursière	Valeur nette comptable	Valeur boursière
Fonds dédiés actions	1 078	1 113	1 001	1 021
Fonds dédiés obligations	1 741	1 775	1 632	1 648
Autres fonds dédiés	1 406	1 582	1 114	1 199
Total des fonds dédiés	4 225	4 470	3 747	3 868

Le portefeuille de FCP dédiés d'EDF SA s'analyse comme suit :

(en millions d'euros)

	Au 31 décembre 2004		Au 31 décembre 2003	
	Valeur nette comptable	Valeur liquidative	Valeur nette comptable	Valeur liquidative
<b>Actions Amérique du Nord</b>				
MSDW AD Amérique	103	102	103	103
DRCM AD Amérique	51	51	51	51
Baring AD Amérique	75	75	64	64
Axalliance AD Amérique	121	121	108	108
JPMF AD Amérique	55	59	41	41
<b>Actions Europe</b>				
MLAD Europe	68	68	61	61
CDC AD Europe	72	72	66	66
GPW AD Europe	50	50	47	47
Capital AD Europe	87	87	75	75
<b>Actions Japon</b>				
CG AD Japon	27	27	19	19
Fleming AD Japon	33	33	25	25
CSAM AD Japon	24	24	20	20
<b>Obligations monde</b>				
AGF Pimco AD Global Bonds	77	80	76	76
Natio Fonds AD Global Bonds	64	64	61	61
CSAM AD Interbonds	64	66	62	62
<b>Total des FCP dédiés</b>	<b>971</b>	<b>979</b>	<b>879</b>	<b>879</b>
<b>Autres placements financiers directs ou en OPCVM</b>	<b>1 406</b>	<b>1 582</b>	<b>1 114</b>	<b>1 199</b>
<b>Total général des « actifs dédiés »</b>	<b>2 377</b>	<b>2 561</b>	<b>1 993</b>	<b>2 078</b>

Par application de l'article L. 214-23 du Code monétaire et financier, l'investisseur porteur de part d'un FCP n'est tenu des dettes de l'OPCVM qu'à concurrence de l'actif de l'OPCVM et proportionnellement à sa quote-part. S'agissant d'OPCVM à référence indicelle et soumis aux ratios d'emprise des OPCVM de droit français à vocation générale, les

principaux titres détenus par ces fonds dédiés ne représentent pas une part significative du capital des sociétés détenues.

Enfin, ces fonds dédiés ne pratiquent pas d'opérations sur instruments financiers à terme, en particulier sur ceux à effet de levier.

## 18.4 Autres immobilisations financières

(en millions d'euros)	31.12.2004	31.12.2003
Créances financières	508	632
Autres	925	954
<b>Valeurs brutes</b>	<b>1 433</b>	<b>1 586</b>
dont à moins de 1 an	191	346
dont de 2 à 5 ans	645	605
dont à plus de 5 ans	597	636
<b>Dépréciation</b>	<b>(271)</b>	<b>(252)</b>
dont à moins de 1 an	(34)	(21)
dont de 2 à 5 ans	(39)	(36)
dont à plus de 5 ans	(198)	(195)
<b>Valeurs nettes</b>	<b>1 162</b>	<b>1 334</b>
dont à moins de 1 an	157	325
dont de 2 à 5 ans	606	569
dont à plus de 5 ans	399	440

## 19. Titres mis en équivalence

Le détail des entreprises associées au 31 décembre 2004 est le suivant :

(en millions d'euros)	Activité principale <sup>(1)</sup>	Quote-part des droits de vote détenus %	Quote-part d'intérêts dans le capital %	Quote-part de capitaux propres au 31.12.2004	Dont quote-part de résultat au 31.12.2004	Quote-part de capitaux propres au 31.12.2003	Dont quote-part de résultat au 31.12.2003
Dalkia Holding	S	34,0	34,0	448	(60)	524	5
Estag	P	25,0	20,0	323	(42)	365	(8)
Finel-ISE	P	40,0	40,0	286	76	210	40
SSE	D	49,0	49,0	188	14	172	11
Atel	P	21,2	14,5	187	27	164	23
Stadtwerke Düsseldorf	D	29,9	29,9	132	6	125	(81)
Shandong SZPC	P	19,6	19,6	84	3	101	13
Motor Columbus	P	20,0	22,4	50	(10)	56	(8)
Metronet	D	20,0	20,0	40	9	-	-
Budapesti Elektromos Művek	D	27,3	27,3	56	2	56	(1)
Autres titres mis en équivalence	-	-	-	393	43	373	32
<b>Titres mis en équivalence</b>	-	-	-	<b>2 187</b>	<b>68</b>	<b>2 146</b>	<b>26</b>

(1) S = services, P = production, D = distribution

Le montant des dotations aux amortissements d'écarts d'acquisition, inclus dans la quote-part de résultat au 31 décembre 2004, sur les sociétés mises en équivalence s'élève à 161 millions d'euros, contre

146 millions d'euros au 31 décembre 2003. Il inclut les dépréciations exceptionnelles de 70 millions d'euros au titre de Dalkia Holding ainsi que de 43 millions d'euros au titre de Estag.

## 20. Stocks et en-cours

La valeur comptable des stocks répartie par catégories 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	5 668	426	975	164	85	7 318
Provisions	(234)	-	(147)	(13)	-	(394)
Valeur nette au 31.12.2003	5 434	426	828	151	85	6 924
Valeur brute	5 431	428	1 020	160	109	7 148
Provisions	(258)	(6)	(200)	(24)	-	(488)
Valeur nette au 31.12.2004	5 173	422	820	136	109	6 660

## 21. Clients et comptes rattachés

La valeur nette des créances clients est composée des éléments suivants :

(en millions d'euros)

	31.12.2004	31.12.2003
Clients et comptes rattachés – valeur brute	16 542	14 904
Provisions	(673)	(510)
Clients et comptes rattachés – valeur nette	15 869	14 394

Les échéances des clients et comptes rattachés sont majoritairement à moins d'un an.

## 22. Autres débiteurs

Les autres débiteurs se présentent comme suit :

(en millions d'euros)

	Personnel-avantages postérieurs à l'emploi ou à long terme	Comptes courants d'exploitation	Charges constatées d'avance	Autres créances	Total
Au 31.12.2003 :					
Valeur brute	106	252	737	3 798	4 893
Provisions	-	(19)	-	(94)	(113)
Valeur nette au 31.12.2003	106	233	737	3 704	4 780
Au 31.12.2004 :					
Valeur brute	125	311	785	5 020	6 241
Provisions	-	(20)	-	(86)	(106)
Valeur nette au 31.12.2004	125	291	785	4 934	6 135

Les avantages au personnel ne concernent que le fonds de pension EDF Energy (voir 28.3).

Le poste « Autres créances » comprend essentiellement des créances envers l'État et les collectivités publiques. La variation des autres créances au 31 décembre 2004 provient de la créance d'impôt exigible constatée par

EDF comme suite à la comptabilisation des soultes et autres charges enregistrées dès fin 2004 au titre de la réforme du financement du régime de retraites des IEG.

Les échéances des autres débiteurs sont majoritairement à moins d'un an, à l'exception des actifs concernant les avantages postérieurs à l'emploi.

## 23. Actifs financiers à court terme

Les actifs financiers à court terme se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)

	31.12.2004	31.12.2003
Valeurs mobilières de placement	2 238	2 755
Autres actifs financiers à court terme (échéance > 3 mois)	723	317
Actifs financiers à court terme	2 961	3 072

Au second semestre 2004, EDF a cédé tous les titres Total qui figuraient en valeurs mobilières de placement pour un montant de 1 860 millions d'euros.

## 24. 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)	31.12.2004	31.12.2003
Disponibilités	1 404	1 870
Valeurs mobilières de placement	1 448	417
Comptes courants financiers	153	151
Autres actifs financiers à court terme (échéance < 3 mois)	152	85
<b>Trésorerie et équivalents de trésorerie</b>	<b>3 157</b>	<b>2 523</b>

## 25. Comptes spécifiques des concessions

(en millions d'euros)	31.12.2004	31.12.2003
Contre-valeur des biens mis en concession par le concédant	18 333	18 004
Fonds de caducité	1 813	1 739
<b>Comptes spécifiques des concessions</b>	<b>20 146</b>	<b>19 743</b>

## 26. Provisions pour fin de cycle du combustible nucléaire

La variation des provisions pour fin de cycle du combustible nucléaire se répartit comme suit au 31 décembre 2004 :

(en millions d'euros)	31.12.2003	Augmen- tations	Diminutions		Autres variations	31.12.2004
			Provisions utilisées	Provisions excédentaires ou devenues sans objet		
Provisions pour retraitement du combustible nucléaire	10 899	1 157	(1 641)	(21)	14	10 408
Provisions pour évacuation et stockage des déchets radioactifs	3 759	254	(100)	(12)	3	3 904
<b>Provisions pour fin de cycle du combustible nucléaire</b>	<b>14 658</b>	<b>1 411</b>	<b>(1 741)</b>	<b>(33)</b>	<b>17</b>	<b>14 312</b>

## 26.1 Provisions pour retraitement du combustible nucléaire

Pour EDF SA, cette provision couvre principalement les prestations suivantes :

- le transport de la centrale à La Hague, la réception, l'entreposage et le retraitement du combustible irradié, issu des différentes filières ;
- 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 2004, se montent à 16 311 millions d'euros. 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 2004 pour un montant de 9 593 millions d'euros.

L'évaluation de ces prestations résulte, d'une part, de contrats conclus entre EDF et la COGEMA, et d'autre part, d'échéanciers de décaissements basés sur les quantités à évacuer et/ou à traiter au 31 décembre 2004.

Le contrat signé le 24 août 2004 entre EDF et COGEMA couvre la période 2001-2007 ; ses dispositions n'ont pas remis en cause celles qui avaient servi de base aux chiffrages à fin décembre 2003. Les quantités prises en compte dans le calcul de la provision couvrent la durée totale du contrat 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.

Par ailleurs, 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.

Dans le prolongement du contrat du 24 août 2004, les négociations actuellement en cours entre EDF et la COGEMA portent sur les points suivants :

- les conditions juridiques et financières d'un transfert à COGEMA des obligations contractuelles actuelles d'EDF relatives à sa contribution financière au démantèlement des installations de La Hague et aux opérations de reprise et de conditionnement des déchets anciens (RCD) ;
- les conditions techniques et économiques d'un futur accord pour le retraitement des combustibles irradiés au-delà de 2007.

Les négociations ont continué à progresser sans toutefois que les parties soient parvenues à finaliser un accord global au 31 décembre 2004.

En conséquence :

- l'assiette et la quote-part d'EDF pour le démantèlement des installations de La Hague, de même que l'échéancier des dépenses prévisionnelles et les taux d'inflation et d'actualisation sont fondés sur des données ayant fait l'objet d'un accord entre EDF et COGEMA fin septembre 2003 ;
- les données relatives aux opérations de reprise et de conditionnement des déchets (RCD) sont évaluées sur la base d'éléments partagés avec COGEMA.

Par ailleurs, les conditions d'une éventuelle libération des obligations d'EDF au titre des opérations de reprise et de conditionnement des déchets et du démantèlement 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 sur la base de l'état d'avancement des discussions en cours.

Enfin, EDF, la COGEMA et le Commissariat à l'Énergie Atomique (CEA) ont conclu courant décembre 2004 un accord par lequel le CEA reprend 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 verse 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.

À la suite de cet accord, à fin décembre 2004, la contribution financière libératoire a été enregistrée en totalité en compte de résultat (1 141 millions d'euros) et la provision constituée à ce titre par EDF a été reprise (951 millions d'euros).

Un premier versement de 100 millions d'euros a été effectué en décembre 2004, le solde à verser faisant l'objet de deux versements d'un même montant début janvier 2005 et début janvier 2006 revalorisés selon l'inflation et rémunérés.

Les effets de cette opération ont été isolés sur une ligne spécifique du compte de résultat intitulée « Effet net du protocole de démantèlement des installations situées sur le site de Marcoule ».

## 26.2 Provision pour évacuation et stockage des déchets radioactifs

Pour 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 subsurface 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 30 décembre 1991 ;
- le transport et le stockage des déchets des installations situées sur le site de Marcoule.

Les coûts correspondants, évalués aux conditions économiques de 2004, se montent à 7 783 millions d'euros. 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 2004 pour un montant de 3 865 millions d'euros.

La gestion des déchets de haute et moyenne activité à vie longue (HA-MAVL) constitue la part la plus importante de la provision pour évacuation et stockage. Pour évaluer les charges futures relatives à la gestion à long terme des déchets HA-MAVL, EDF a retenu l'hypothèse de la mise en œuvre d'un stockage

géologique en 2020, ce qui apparaît comme pertinent au regard des enseignements des recherches réalisées dans le cadre de la loi Bataille de 1991. Cette solution est également cohérente avec 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 (États-Unis, Finlande...).

Cette voie sera soumise à l'approbation du débat parlementaire prévu en 2006, conformément aux dispositions de la loi Bataille de 1991.

L'évaluation de la provision repose aujourd'hui sur l'hypothèse d'un stockage géologique en milieu argileux des déchets de haute et moyenne 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 31 décembre 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'Énergie 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.

Les travaux de ce groupe de travail devraient s'achever courant 2005. Selon les experts de l'entreprise, l'état d'avancement actuel ne remet pas en question le montant de la provision constituée par EDF.

## 26.3 Provisions pour fin de cycle des combustibles nucléaires des filiales

Ces provisions qui s'élèvent à 852 millions d'euros 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.

## 27. Provisions pour déconstruction et derniers cœurs

La variation des provisions pour déconstruction et derniers cœurs se répartit comme suit au 31 décembre 2004 :

(en millions d'euros)

	31.12.2003	Augmen- tations	Diminutions		Autres variations	31.12.2004
			Provisions utilisées	Provisions excédentaires ou devenues sans objet		
Provisions pour déconstruction des centrales	10 477	581	(146)	(10)	65	10 967
Provisions pour dépréciation des derniers cœurs	1 624	81	-	-	(64)	1 641
<b>Provisions pour déconstruction et derniers cœurs</b>	<b>12 101</b>	<b>662</b>	<b>(146)</b>	<b>(10)</b>	<b>1</b>	<b>12 608</b>

### 27.1 Provisions pour déconstruction des centrales

En ce qui concerne EDF SA, cette rubrique concerne la déconstruction :

- des centrales nucléaires filière REP en exploitation et des centrales nucléaires arrêtées définitivement (centrales de première génération de la filière UNGG et autres filières y compris centrale de Creys-Malville) ;
- des centrales thermiques à flamme.

Les coûts correspondants, évalués aux conditions économiques de 2004, se montent à 20 923 millions d'euros. 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 2004 pour un montant de 9 856 millions d'euros.

#### 27.1.1 PROVISIONS POUR DÉCONSTRUCTION DES CENTRALES NUCLÉAIRES D'EDF SA

- Pour les centrales en exploitation (filiale 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 Péon 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 aux conditions précisées au paragraphe 1.9 des principes et méthodes comptables.

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 arrêtées définitivement, 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.

### 27.1.2 PROVISIONS POUR DÉCONSTRUCTION DES CENTRALES THERMIQUES À FLAMME D'EDF SA

Les charges liées à la déconstruction des centrales thermiques à flamme ont été appréhendées à la suite d'une étude effectuée en 1998, mise à jour en 2004 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.

### 27.1.3 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.

## 27.2 Provision pour dépréciation des 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 composants constaté au 30 novembre 2004 ;
- le coût des opérations de traitement du combustible, d'évacuation et de stockage des déchets correspondants, pour la part de combustible non encore provisionnée au moment de l'arrêt définitif. Ces coûts sont valorisés suivant les principes de calcul 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 1.9 des principes et méthodes comptables.

Les coûts correspondants, évalués aux conditions économiques de 2004, se montent à 3 509 millions d'euros. 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 actuelle 2004 pour un montant de 1 617 millions d'euros.

### Facteurs de sensibilité des provisions pour fin de cycle du combustible nucléaire et des provisions pour déconstruction et pour dépréciation des derniers cœurs

Compte tenu de la sensibilité aux hypothèses retenues de l'ensemble des provisions visées dans les notes 26 et 27, 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 31 décembre 2004, aucune révision d'hypothèses significative n'est intervenue.

### 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 met en place progressivement un portefeuille d'actifs dédiés 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 (cf. note 18). À fin 2004, ce portefeuille se monte à 2,6 milliards d'euros (en valeur brute).

## 28. Provisions et engagements pour avantages du personnel

### 28.1 Variation des provisions

La variation des provisions pour avantages du personnel se répartit comme suit au 31 décembre 2004 :

(en millions d'euros)

	31.12.2003	Augmen- tations	Diminutions		Autres variations	31.12.2004
			Provisions utilisées	Provisions excédentaires ou devenues sans objet		
Provisions pour avantages du personnel postérieurs à l'emploi	1 961	133	(114)	(12)	93	2 061
Provisions autres avantages à long terme du personnel	224	30	(14)	-	102	342
<b>Provisions pour avantages du personnel</b>	<b>2 185</b>	<b>163</b>	<b>(128)</b>	<b>(12)</b>	<b>195</b>	<b>2 403</b>

Les provisions nettes constituées au 31 décembre 2004 (2 278 millions d'euros) se décomposent au bilan en :

- une provision de 2 403 millions d'euros dans la rubrique « Provisions pour avantages du personnel » ;
- une créance de 125 millions d'euros au titre du fonds de pension chez EDF Energy (voir note 22).

(en millions d'euros)

	France		Europe	Amériques	Total	dont total	
	IEG	Hors IEG				créances à l'actif	provisions au passif
Provisions au 31.12.2003	159	8	1 727	185	2 079	(106)	2 185
Reprises de l'année	(10)	(1)	(115)	(14)	(140)	-	(140)
Modifications de périmètre	-	-	93	-	93	-	93
Dotations de l'exercice	29	3	107	24	163	-	163
Autres	100	-	(17)	-	83	(19)	102
<b>Provisions au 31.12.2004</b>	<b>278</b>	<b>10</b>	<b>1 795</b>	<b>195</b>	<b>2 278</b>	<b>(125)</b>	<b>2 403</b>
dont avantages postérieurs à l'emploi	-	7	1 735	194	1 936	(125)	2 061
dont autres avantages à long terme	278	3	60	1	342	-	342

## 28.2 Provisions et engagements pour avantages du personnel postérieurs à l'emploi

(en millions d'euros)

	France IEG	France Hors IEG	Europe	Amériques	Total Hors IEG
Engagements au 01.01.2004	63 428	80	4 616	416	5 112
Coût des services rendus	1 378	7	96	1	104
Charges d'intérêt	3 238	-	259	43	302
Prestations versées	(2 559)	(2)	(226)	-	(228)
Modification des hypothèses/plans <sup>(1)</sup>	(49 003)	9	360	11	380
Autres	595	-	158	4	162
<b>Engagements au 31.12.2004</b>	<b>17 077</b>	<b>94</b>	<b>5 263</b>	<b>475</b>	<b>5 832</b>
Valeur actuelle des actifs investis	(4 262)	(78)	(2 693)	(213)	(2 984)
Écarts actuariels	(1 327)	(9)	(835)	(68)	(912)
<b>Provisions non constituées</b>	<b>11 488</b>				
<b>Provisions constituées</b>		<b>7</b>	<b>1 735</b>	<b>194</b>	<b>1 936</b>

(1) Voir note 2.3.

### 28.2.1 FILIALES ÉTRANGÈRES ET FILIALES FRANÇAISES NE RELEVANT PAS DU RÉGIMÉ DES IEG

Les principaux engagements de retraite concernent les sociétés anglaises et allemandes et sont pour l'essentiel représentatifs de régimes à prestations définies. Les engagements de retraite sont couverts en partie par des fonds externalisés en particulier chez les filiales allemandes et anglaises. La valeur actuelle des actifs investis s'élève à 2,9 milliards d'euros. Les écarts actuariels non amortis concernent ces mêmes filiales.

### 28.2.2 FILIALES FRANÇAISES RELEVANT DU RÉGIMÉ DES IEG

Les modalités d'évaluation des engagements de retraite du personnel relevant du régime des IEG sont décrites en note 1.21.

#### Retraites

- Pour EDF SA, l'engagement au 31 décembre 2004 après réforme est de 13 965 millions d'euros, auxquels s'ajoutent les soultes, contributions de maintien de droits constatées en 2004 pour 3 683 millions d'euros. L'évaluation tient compte des frais de gestion de la CNIEG à la charge de l'entreprise.

### Autres avantages du personnel postérieurs à l'emploi

Ces engagements s'élèvent à 3 112 millions d'euros et concernent :

- 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.

Au 31 décembre 2004, ces engagements sont évalués à 1 133 millions d'euros.

- 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. Au 31 décembre 2004, ces engagements sont évalués à 488 millions d'euros et sont couverts en quasi-totalité par un contrat d'assurance.

- le complément exceptionnel de retraite

Le complément exceptionnel de retraite est une allocation complémentaire versée annuellement aux retraités et à leurs ayants droit. Régi par un accord spécifique signé par certaines entreprises de la Branche,

il n'est donc pas dicté par le statut national du personnel des Industries Électriques et Gazières, mais résulte de décisions des Présidents d'EDF et de Gaz de France, reconduites depuis 1987 et publiées tous les trois ans. Au 31 décembre 2004, cet engagement est évalué à 338 millions d'euros.

- **les indemnités de secours immédiat**

L'indemnité de secours immédiat au décès a pour but d'apporter une aide financière relative aux frais engagés lors du décès d'un agent statutaire en inactivité ou en invalidité (article 26, § 5 du Statut National). Elle est versée aux ayants droit prioritaires des agents décédés (indemnité statutaire correspondant à deux mois de pension) ou à un tiers ayant assumé les frais d'obsèques (indemnité bénévole correspondant aux frais d'obsèques). Au 31 décembre 2004, cet engagement est évalué à 262 millions d'euros.

- **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. Au 31 décembre 2004, le montant de cet engagement est évalué à 176 millions d'euros.

- **les indemnités compensatrices de frais d'études**

L'Indemnité Compensatrice de Frais d'Études (ICFE) est un avantage familial extrastatutaire. Elle a pour but d'apporter une aide aux agents inactifs ou à leurs ayants droit dont les enfants poursuivent leurs études. Elle est également versée aux bénéficiaires de pension d'orphelins. Au 31 décembre 2004, cet engagement est évalué à 35 millions d'euros.

- **les rentes accidents du travail et maladies professionnelles pour les agents inactifs**

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. Ces prestations relèvent du Livre IV du Code de la sécurité sociale. 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.

Au 31 décembre 2004, les engagements au titre des rentes accidents du travail et maladies professionnelles des agents en inactivité sont évalués à 663 millions d'euros.

- **l'aide bénévole amiante**

Afin d'améliorer la réparation du préjudice subi par les salariés reconnus atteints d'une maladie professionnelle liée à l'amiante, une aide bénévole à caractère indem-

nitaire est versée par EDF à l'agent ou à ses ayants droit lorsqu'il est décédé des suites de sa maladie. Cette aide représente un montant équivalent à 20 % du montant de la rente pour les ouvriers droit et les ayants droit bénéficiant d'une rente. Pour ceux qui bénéficient d'une indemnisation par le régime spécial, l'aide représente 20 % de ce capital et est payée en une seule fois.

Au 31 décembre 2004, les engagements au titre de l'aide bénévole amiante sont évalués à 16 millions d'euros.

- **la couverture maladie**

L'appartenance d'EDF et de certaines de ses filiales françaises à la branche des Industries Électriques et Gazières induit de fait son adhésion au régime spécial de sécurité sociale de la Branche.

Dans ce cadre, la couverture maladie des actifs et des retraités est assurée à titre obligatoire par ce régime qui offre :

- les prestations de base du régime général – soit du régime de la sécurité sociale ;
- des prestations complémentaires.

Le fonctionnement de ce régime – en particulier les règles régissant la cotisation des membres agents actifs et inactifs et employeurs, et sa gestion – est régi par le statut en vigueur au sein des IEG.

Ainsi, jusqu'en début 2005, les entreprises de la branche contribuaient au financement du régime à parité avec les assurés, tant pour le personnel actif que pour les retraités, les taux de cotisation étant fixés par décrets.

Suite à des négociations menées sur le second semestre 2004, des dispositions réglementaires ont été prises en février 2005 pour adapter le financement du régime, conformément au dispositif abordé lors des négociations. Ces dispositions conduisent à :

- la création de deux sections comptables (actifs/retraités), équilibrées de manière séparée, avec maintien de la solidarité des salariés actifs envers les retraités, grâce à une cotisation spécifique, acquittée par les seuls salariés et dont le taux est figé ;
- la suppression de toute participation des entreprises au financement de la section des retraités ; les employeurs financent désormais 65 % des cotisations au titre des actifs.

Ces dispositions ont été entérinées par décret en date du 15 février 2005 et sont venues modifier le statut des IEG et le taux de cotisations des employeurs et des agents.

Au 31 décembre 2004, les caractéristiques du régime auraient nécessité un calcul des engagements sur la base des prestations servies. En l'absence de séparation comptable entre les deux sections relatives aux actifs et aux retraités, cet engagement ne peut être évalué. Du fait de la réforme du financement du régime, l'entreprise n'a plus d'engagement à ce titre à compter de l'exercice 2005.

## 28.3 Provisions pour autres avantages à long terme du personnel en activité

(en millions d'euros)

	France		Europe	Amériques	Total
	IEG	Hors IEG			
Engagements au 01.01.2004	159	-	62	1	222
Coût des services rendus	62	-	6	-	68
Charges d'intérêt	16	2	3	-	21
Prestations versées	(59)	-	(3)	-	(62)
Modification des hypothèses/plans	-	-	(9)	-	(9)
Autres	100	-	1	-	101
<b>Engagements au 31.12.2004</b>	<b>278</b>	<b>2</b>	<b>60</b>	<b>1</b>	<b>341</b>
Valeur actuelle des actifs investis	-	1	-	-	1
Écarts actuariels	-	-	-	-	-
<b>Provisions constituées</b>	<b>278</b>	<b>3</b>	<b>60</b>	<b>1</b>	<b>342</b>

D'autres avantages à long terme sont donnés au personnel. Pour le personnel en activité qui relève des IEG, ils comprennent :

- les rentes accidents du travail et maladies professionnelles ;
- les médailles du travail ;
- les rentes d'invalidité.

Conformément aux principes comptables décrits en note 1.21, les rentes accidents du travail, maladies professionnelles et invalidité ont été provisionnées pour la première fois au 1<sup>er</sup> janvier 2004 par diminution des capitaux propres.

## 29. Provision pour renouvellement des immobilisations en concessions

(en millions d'euros)

	31.12.2003	Augmen- tations	Diminutions		31.12.2004
			Provisions utilisées <sup>(1)</sup>	Provisions excédentaires ou devenues sans objet	
<b>Provisions pour renouvellement des immobilisations en concession</b>	<b>13 939</b>	<b>1 048</b>	<b>(252)</b>	<b>(95)</b>	<b>14 640</b>

(1) Dont 249 millions d'euros affectés aux comptes spécifiques des concessions.

## 30. Autres provisions pour risques et charges

La variation des autres provisions pour risques et charges se répartit comme suit au 31 décembre 2004 :

(en millions d'euros)

	31.12.2003	Augmen- tations	Diminutions		Autres variations	31.12.2004
			Provisions utilisées	Provisions excédentaires ou devenues sans objet		
Provisions pour risques liés aux participations	858	425	-	-	-	1 283
Provisions pour risques fiscaux	37	75	(1)	(4)	(2)	105
Provisions pour autres risques	1 354	396	(406)	(56)	(84)	1 204
Provisions pour restructuration	88	5	(40)	(7)	31	77
Provisions pour autres charges	1 175	538	(176)	(72)	262	1 727
<b>Autres provisions pour risques et charges</b>	<b>3 512</b>	<b>1 439</b>	<b>(623)</b>	<b>(139)</b>	<b>207</b>	<b>4 396</b>

### 30.1 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 de titres IEB et Edison (voir note 30.1 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2003) de 855 millions d'euros ont été comptabilisées.

Le 23 août 2004, la loi n° 239 a été adoptée par le Parlement italien. Cette loi, sur le fondement de l'alinéa 29 de son unique article, donne aux autorités italiennes la possibilité de prendre des mesures discrétionnaires contre EDF en cas d'exercice des contrats d'options. Elle fait ainsi peser un risque sur la faculté pour EDF de retirer la pleine valeur des actifs, objet des contrats d'options. À raison de cette loi, EDF a initié comme les contrats d'options le permettent des procédures d'arbitrage sur l'ensemble des contrats d'options conclus avec ses partenaires dans IEB. EDF a entrepris des négociations avec différents acteurs industriels et financiers dans la perspective du dénouement des contrats d'options.

La provision de 855 millions d'euros a été ainsi augmentée de 395 millions d'euros. Cette révision

résulte de la valorisation à la juste valeur des engagements de rachat exerçables (voir infra). Dans ce contexte, aucun autre risque n'a été pris en compte.

Un protocole de cession de la filiale argentine Edemsa a été signé le 29 juin 2004. Cette cession reste subordonnée à la levée de conditions suspensives, comme l'approbation de la vente par les autorités compétentes. L'accord final devrait intervenir courant 2005. Une provision pour risques sur Edemsa a été comptabilisée pour 25 millions d'euros.

### 30.2 Provisions pour autres risques

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

En ce qui concerne EDF SA, les provisions pour contrats onéreux d'un montant de 263 millions d'euros se décomposent en :

- une provision pour perte sur contrats d'achat d'énergie à la Snet - Sodelif - Soprolif 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 31 décembre 2004, cette provision s'élève à 133 millions d'euros. 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 31 décembre 2004, cette provision s'élève à 130 millions d'euros.

Concernant les filiales, les provisions pour contrats onéreux s'élèvent à 204 millions d'euros pour EnBW et 215 millions d'euros pour EDF Energy.

### 30.3 Provisions pour autres charges

Cette rubrique inclut notamment :

- une provision de 309 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'Électrification restant à réaliser au cours des exercices à venir ;
- une provision de 327 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 214 millions d'euros.

### 30.4 Passifs éventuels

- Rejets de la centrale de Saint-Chamas dans l'étang de Berre

La Commission de Bruxelles a engagé une procédure contre la France (saisine de la Cour de Justice des

Communautés Européennes (CJCE) le 4 juin 2003), considérant que l'État français n'a pas pris toutes les mesures appropriées pour prévenir, réduire et combattre la pollution par les centrales hydrauliques de Saint-Chamas et de Salon liée aux rejets d'eau douce et de limons provenant de la Durance et dérivés dans l'étang de Berre (dispositions du protocole d'Athènes du 17 mai 1980). L'arrêt rendu par la Cour de Justice des Communautés Européennes (CJCE) le 7 octobre 2004 a confirmé la position de la Commission.

EDF a étudié avec les ministères concernés les différentes solutions qui pourraient être retenues afin de réduire les effets des rejets d'eau douce et de limons. Dans le cadre d'une période d'expérimentation de quatre ans, des propositions visant notamment à réduire les variations de salinité par une régulation des rejets d'eau douce et une réduction des rejets de limons à 60 000 tonnes par an ont été présentées à la Commission européenne le 25 février 2005. Un refus de ces propositions par la Commission européenne ou un échec à l'issue de la phase d'expérimentation pourrait avoir pour conséquence une diminution importante de la production des centrales hydrauliques. Compte tenu des éléments disponibles à ce jour, aucune provision n'a été constituée à ce titre.

Par ailleurs, un autre contentieux est en cours pour voie de fait devant les juridictions nationales avec saisine de la CJCE pour l'interprétation des dispositions du protocole d'Athènes. Cette dernière a considéré (15 juillet 2004) que les dispositions du protocole étaient claires et précises et donc d'application directe. Une cour d'appel, après renvoi probable de la Cour de cassation, se prononcera sur cette caractérisation de la voie de fait, avec des conséquences possibles, là encore sur l'outil de production.

- EDF et ses filiales intégrées fiscalement font l'objet depuis fin 2004 d'un contrôle fiscal portant sur les exercices 2002 et 2003. Les conclusions des travaux de vérification actuellement en cours seront connues vraisemblablement d'ici fin juin 2005.

# 31. Emprunts et dettes financières

## 31.1 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	569	1 120	2 187	1	342	4 219
Diminutions	(3 590)	(1 190)	(2 436)	(14)	(344)	(7 574)
Mouvements de périmètre	(239)	(271)	18	66	1	(425)
Écarts de conversion	(22)	(122)	106	0	(6)	(44)
Autres	(93)	256	(105)	1	(53)	6
31 décembre 2004	9 893	3 866	11 202	309	516	25 786

Les principales entités contributrices aux emprunts et dettes financières sont EDF (12 526 millions d'euros), EDF Energy (5 355 millions d'euros), EnBW (2 973 millions d'euros) et le groupe Light (1 298 millions d'euros).

Les autres dettes financières sont essentiellement portées par EDF à hauteur de 8 540 millions d'euros à fin décembre 2004. Elles se composent principalement d'Euro Medium Term Notes.

Les emprunts du Groupe supérieurs à un milliard d'euros sont les suivants :

Type d'emprunt  
(en millions d'euros)

	Entité	Date d'émission	Échéance	Montant	Devise	Taux
Obligataire	EDF SA	1998	2009	1 996	EUR	5,0 %
Euro MTN	EDF SA	2001	2016	1 100	EUR	5,5 %
Euro MTN	EDF SA	2000	2010	1 000	EUR	5,8 %

Le Groupe est par ailleurs engagé dans un processus de renégociation de la dette de ses filiales brésiliennes et argentine.

## 31.2 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
31 décembre 2003	13 268	4 073	11 432	255	576	29 604
À moins d'un an	4 182	816	4 300	18	574	9 890
Entre un et cinq ans	3 124	1 830	2 399	69	2	7 424
À plus de 5 ans	5 962	1 427	4 733	168	-	12 290
31 décembre 2004	9 893	3 866	11 202	309	516	25 786
À moins d'un an	1 252	922	2 168	6	516	4 864
Entre un et cinq ans	4 287	1 364	2 863	100	-	8 614
À plus de 5 ans	4 354	1 580	6 171	203	-	12 308

## 31.3 Ventilation des emprunts par devise au 31 décembre 2004

(en millions d'euros)

	31.12.2004				31.12.2003			
	Structure initiale de la dette	Incidence des swaps	Structure de la dette après swaps	% de la dette	Structure initiale de la dette	Incidence des swaps	Structure de la dette après swaps	% de la dette
Euro (EUR)	14 187	(2 265)	11 921	46,2 %	17 811	(2 582)	15 229	51,4 %
Dollar américain (USD)	3 739	(1 458)	2 280	8,8 %	4 078	(1 652)	2 426	8,2 %
Livre sterling (GBP)	5 477	3 483	8 961	34,8 %	6 208	3 337	9 545	32,2 %
Autres	2 268	355	2 624	10,2 %	1 651	753	2 404	8,2 %
Total des emprunts	25 671	115	25 786		29 748	(144)	29 604	

## 31.4 Ventilation des emprunts par type de taux d'intérêt, avant et après swap

(en millions d'euros)

	31.12.2004			31.12.2003		
	Structure initiale de la dette	Incidence des swaps	Structure de la dette après swaps	Structure initiale de la dette	Incidence des swaps	Structure de la dette après swaps
À taux fixe	19 056	(3 334)	15 722	23 232	(6 326)	16 906
À taux variable	6 615	3 449	10 064	6 516	6 182	12 698
<b>Total des emprunts</b>	<b>25 671</b>	<b>115</b>	<b>25 786</b>	<b>29 748</b>	<b>(144)</b>	<b>29 604</b>

## 31.5 Endettement financier net

L'endettement financier net correspond aux emprunts et dettes financières diminués des actifs financiers à court terme et de la trésorerie.

L'évolution de l'endettement financier net est le suivant :

(en millions d'euros)	31.12.2004	31.12.2003
Excédent brut d'exploitation (EBITDA)	12 127	11 026
Neutralisation des éléments non monétaires inclus dans l'EBITDA	(150)	28
Dividendes reçus des sociétés mises en équivalence	90	79
Variation du besoin en fonds de roulement net	318	18
Autres éléments	(272)	(111)
Flux de trésorerie nets générés par l'exploitation	12 113	11 040
Acquisitions d'immobilisations corporelles et incorporelles, nettes des cessions	(4 327)	(4 621)
Frais financiers nets décaissés	(1 096)	(1 007)
Impôt sur le résultat payé	(2 047)	(3 337)
Impôt et intérêts payés au titre de la décision de la Commission européenne	(1 224)	-
Free cash flow	3 419	2 075
Investissements financiers	400	284
Dividendes versés	(367)	(271)
Augmentation de capital et variation des autres fonds propres	248	222
Autres variations	2	(109)
Diminution de l'endettement financier net, hors effets de périmètre et de change	3 702	2 201
Effet de la variation du périmètre	601	(354)
Effet de la variation de change	58	1 015
Autres variations non monétaires	(20)	(8)
Diminution de l'endettement financier net	4 341	2 854
Endettement financier net ouverture	24 009	26 863
<b>Endettement financier net clôture</b>	<b>19 668</b>	<b>24 009</b>

En 2004, la diminution de l'endettement financier net se poursuit et est de 4 341 millions d'euros. Elle provient essentiellement d'EDF pour 2 345 millions d'euros et d'EnBW pour 1 993 millions d'euros.

## 32. Autres créditeurs

(en millions d'euros)

	31.12.2004	31.12.2003
Avances et acomptes reçus	3 678	3 356
Dettes sur immobilisations	279	228
Dettes fiscales et sociales <sup>(1)</sup>	8 106	6 194
Produits constatés d'avance	5 009	4 891
Autres dettes <sup>(2)</sup>	3 810	2 633
<b>Autres créditeurs</b>	<b>20 882</b>	<b>17 302</b>

(1) La variation de 1 912 millions d'euros s'explique d'une part par le paiement de 1 224 millions d'euros comme suite à la décision de la Commission européenne de décembre 2003 (voir note 3.1) et d'autre part, par l'enregistrement des soultes et contributions liées aux conventions financières relatives à la réforme du financement du régime des retraites des IEG pour un montant de 3 355 millions d'euros (voir note 2.3).

(2) En 2004, l'augmentation des autres dettes provient de l'enregistrement de 1 246 millions d'euros dus à l'effet net du protocole de démantèlement des installations situées sur le site de Marcoule.

## 33. Entités ad hoc

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

L'opération de titrisation (FCC Minotaure) intervenue en décembre 2004 ne répond pas aux critères de consolidation. Le fonds commun de placement Electra a été restructuré et ne répond plus aux critères de consolidation.

## 34. 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.

## 34.1 Détail des instruments financiers du Groupe

Les instruments financiers du Groupe, hors swaps internes, sont détaillés ci-après :

(en millions d'euros)	31.12.2004		31.12.2003	
	À recevoir Notionnel	À livrer Notionnel	À recevoir Notionnel	À livrer Notionnel
<b>1. Opérations sur les taux d'intérêt</b>				
En euro :				
Achats d'options		340		
Ventes d'options		555		
Achats de contrats CAP	1 750		2 750	
Ventes de contrats CAP		100		100
Autres opérations sur les taux d'intérêt				569
En autres devises :				
Ventes d'options		173		162
Achats de contrats CAP	173		162	
Swaps de taux court terme :				
EUR	468	468		
USD	48	49		
Swaps de taux long terme :				
EUR	3 325	3 325	4 727	4 727
GBP	142	142		
USD	235	237	238	238
Autres devises	259	259	257	257
Sous-total	6 400	5 648	8 134	6 053
<b>2. Opérations sur le change</b>				
Opérations à terme :				
EUR	646	142	498	174
GBP		87		
USD	136	509	88	436
Autres devises		20	93	95
Swaps de capitaux long terme :				
EUR	4 540	2 101	4 324	1 756
GBP		3 895		3 331
USD	1 660	294	1 219	317
Autres devises	491	809	207	323
Sous-total	7 473	7 857	6 429	6 432
<b>3. Opérations de couverture d'autres risques</b>				
Swaps Titrisation	1 823	1 823	1 927	1 927
Sous-total	1 823	1 823	1 927	1 927
<b>Total des engagements hors bilan financiers</b>	<b>15 696</b>	<b>15 328</b>	<b>16 490</b>	<b>14 412</b>

## 34.2 Juste valeur des instruments financiers dérivés d'EDF SA

La juste valeur des instruments financiers dérivés d'EDF SA calculée par l'entreprise figure ci-dessous :

(en millions d'euros)

	31.12.2004	
	Valeur comptable	Juste valeur
Opérations de couverture du risque de taux :		
- Options de taux sur marché organisé	(9)	(9)
- Swaps de taux long terme	74	135
Opérations de couverture du risque de change :		
- Opérations de change à terme	21	26
- Swaps de capitaux long terme	(58)	123
Total	28	275

## 35. Engagements hors bilan

Dans le cadre de leurs activités, EDF et ses différentes filiales et participations ont été amenés à prendre ou recevoir divers engagements hors bilan.

Les éléments constitutifs de ces engagements au 31 décembre 2004 sont les suivants :

(en millions d'euros)

	Total	Échéances		
		< 1 an	1-5 ans	> 5 ans
<b>35.1 ENGAGEMENTS HORS BILAN DONNÉS</b>				
35.1.1 Engagements liés à l'exploitation				
Garanties de bonne exécution/bonne fin/soumission	<b>639</b>	160	442	37
Engagements sur contrats commerciaux	228	34	-	194
Engagements sur commandes d'exploitation et d'immobilisations*	3 440	2 221	1 110	109
Autres engagements liés à l'exploitation	3 783	625	2 197	961
35.1.2 Engagements liés au financement				
Garanties sur emprunts	3 246	1 561	406	1 279
Autres engagements liés au financement	406	288	102	16
35.1.3 Engagements liés aux investissements				
Engagements d'acquisition et de cession de titres	7 572	6 282	1 274	16
Autres engagements liés aux investissements	233	3	69	161
<b>35.2 ENGAGEMENTS HORS BILAN REÇUS</b>				
35.2.1 Engagements liés à l'exploitation	4 125	2 288	1 526	311
35.2.2 Engagements liés au financement	9 877	1 268	7 675	934
35.2.3 Engagements liés aux investissements	324	2	322	-

\*Hors matières premières et énergie (voir note 35.3).

## 35.1 Engagements hors bilan donnés

### 35.1.1 ENGAGEMENTS LIÉS À L'EXPLOITATION

#### Garanties de bonne exécution/bonne fin/soumission

Il s'agit principalement de garanties liées à la construction ou à l'exploitation des centrales mexicaines (327 millions d'euros), chinoises (23 millions d'euros), vietnamiennes (31 millions d'euros) et égyptiennes (10 millions d'euros). D'autres garanties ont été données par EDF Énergies Nouvelles et Dalkia International respectivement pour 57 et 142 millions d'euros.

#### Engagements sur contrats commerciaux

Les engagements chiffrés concernent essentiellement des garanties de paiement sur contrats d'achats et de transports de gaz d'EDF Trading (195 millions d'euros).

#### Engagements sur commandes d'exploitation et d'immobilisations hors matières premières et énergie

Il s'agit d'engagements réciproques pris lors de la signature de commandes concernant les immobilisations ou l'exploitation, notamment par EDF SA (3 109 millions d'euros).

#### Autres engagements 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 1 087 millions d'euros ;
- 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, 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 M€ pour chacune des parties. La prime fixe restant à courir au 31 décembre 2004 a, par ailleurs, été valorisée à 96 millions d'euros ;
- les garanties données par EDF à High Holborn Estates Ltd et à la Deutsche Bank dans le cadre de contrats de bail (126 millions d'euros) ;
- les contrats de locations simples et autres garanties données à des tiers (fournisseurs, autorités douanières, etc.).

### 35.1.2 ENGAGEMENTS LIÉS AU FINANCEMENT

#### Garanties sur emprunts

Dont :

- Engagement d'EDF de garantir un emprunt obligataire à coupon zéro au profit d'IEB Finance pour un montant de 1 113 millions d'euros au 31 décembre 2004. EDF a par ailleurs reçu la contre-garantie des autres actionnaires d'IEB à hauteur de leur quote-part (voir engagements reçus liés au financement). Cette contre-garantie sera substituée par un nantissement des titres détenus par IEB dans Edison, donné par les autres actionnaires, lorsque ce nantissement sera possible et avant le dénouement des différentes options portant sur les actions IEB.
- Nantissements et hypothèques d'actifs corporels (1 220 millions d'euros) donnés par certaines filiales d'EDF SA afin de garantir leurs emprunts.
- Autres garanties données par EDF International sur des emprunts contractés par ses filiales (180 millions d'euros).
- Diverses garanties données notamment par EDF SA (350 millions d'euros), le groupe EDEV (69 millions d'euros) et le groupe Dalkia (23 millions d'euros).

#### Autres engagements liés au financement

Il s'agit principalement :

- d'engagements d'apports de financements complémentaires concernant diverses centrales (102 millions d'euros),
- et d'avances en comptes courants non utilisées à la clôture octroyées par Électricité de Strasbourg (76 millions d'euros).

### 35.1.3 ENGAGEMENTS LIÉS AUX INVESTISSEMENTS

#### Engagements d'acquisition et cession de titres

- EDF détient 18 % du capital d'Italenergia Bis (IEB), société mère d'Edison. Ces titres sont inscrits à l'actif du bilan pour une valeur brute de 590 millions d'euros (y compris warrants).

Au cours de l'année 2002, EDF a souscrit divers engagements vis-à-vis des autres actionnaires d'IEB pour un montant de 3 736 millions d'euros qui pourraient conduire à l'acquisition de tout ou partie de 82 % du capital d'IEB ainsi qu'à l'acquisition des titres Edison souscrits par les banques italiennes (Intesa, IMI Investimenti et Capitalia) dans le cadre de l'augmentation de capital d'Edison décidée en décembre 2002.

EDF a ainsi consenti à Fiat une option (Put) donnant le droit à Fiat de vendre à EDF 24,6 % des actions et warrants d'IEB au prix plancher de 1 147 millions

d'euros. Cette option est exerçable entre le 1<sup>er</sup> mars 2005 et le 30 avril 2005, avec la possibilité d'un exercice anticipé en cas d'exigibilité anticipée d'un financement souscrit par Fiat auprès d'un syndicat bancaire.

EDF a également consenti à Fiat une option (Put) sur 14 % du capital d'IEB cédés aux banques italiennes (Intesa, IMI Investimenti et Capitalia). Ce put est conditionnel à l'exercice du put donnant droit à Fiat de vendre à EDF 24,6 % des actions et warrants d'IEB et à l'exercice par les banques sur Fiat de leur put sur 14 % du capital d'IEB. Il est exerçable dans les mêmes conditions que le put portant sur les 24,6 % (voir supra) avec un prix plancher de 653 millions d'euros. Fiat a également consenti à EDF une option (Call) donnant le droit à EDF d'acheter 14 % des actions d'IEB dans l'hypothèse où Fiat a exercé son put sur les 24,6 %.

Les banques italiennes (23,37 % des actions IEB hors actions acquises de Fiat) possèdent une option de vendre (Put) à EDF leurs actions et warrants IEB ainsi que les titres Edison souscrits par ces dernières dans le cadre de l'augmentation de capital d'Edison décidée en décembre 2002 ; EDF dispose également d'une option d'achat (call). Ces options sont exerçables entre février 2005 et mars 2005.

Carlo Tassara (20 % des actions IEB) possède une option de vendre (put) à EDF ses actions IEB, EDF ayant l'option de les acheter (call). Ces deux options sont exerçables entre mars 2005 et avril 2005.

Le prix plancher global des options sus-décrites (banques italiennes et Carlo Tassara) s'élève à 1 936 millions d'euros. Aucune anticipation à l'initiative des contreparties ne peut intervenir en l'espèce.

L'évaluation des titres détenus dans IEB et des engagements financiers directs et indirects pris par EDF dans IEB et Edison sont décrits en note 30.1.

Dans l'hypothèse où l'exercice des options de vente accordées par EDF aux différents actionnaires d'IEB conduirait à détenir le contrôle indirect d'Edison, EDF pourrait se trouver en situation de devoir effectuer une OPA sur les titres Edison. La concrétisation de cette obligation reste cependant conditionnée à la fois à la levée de la loi 301 rétablissant les droits de vote d'EDF, aujourd'hui limités à 2 %, et à l'absence d'exercice par Fiat, dans une certaine limite, de ses droits de préemption.

Compte tenu notamment de l'adoption par le Parlement italien le 23 août 2004 de la loi n° 239 (cf. note 30.1) ouvrant la voie à la mise en œuvre de mesures potentiellement préjudiciables à EDF en cas d'exercice des contrats d'option, EDF a décidé le 16 décembre 2004 d'initier, comme les contrats d'options le permettent, une procédure d'arbitrage sur l'ensemble des contrats d'option conclus avec ses partenaires dans IEB.

Les principaux indicateurs clés d'EDISON au 31 décembre 2004, établis selon les principes italiens, sont les suivants :

	31.12.2004 (*)	31.12.2003
Chiffre d'affaires	6 491	6 287
EBITDA	1 254	1 103
EBIT	611	415
Résultat avant impôts et intérêts minoritaires	364	128
	31.12.2004	31.12.2003
Capitaux propres part du Groupe	ND	5 213
Endettement net	3 852	4 143

(\*) Données préliminaires publiées le 14 février 2005 (source Edison).

- Engagement consenti à OEW par EDF International relatif à EnBW en vertu du pacte d'actionnaires conclu le 26 juillet 2000.

À compter du 1<sup>er</sup> janvier 2005 et jusqu'au 31 décembre 2005, OEW peut décider de vendre tout ou partie de ses 62 514 267 actions pour un prix unitaire de 37,14 euros auquel est appliquée une décote en fonction de paramètres financiers prévus dans le pacte d'actionnaires.

À partir du 1<sup>er</sup> juin 2006 et jusqu'au 31 décembre 2011, OEW peut décider de vendre tout ou partie de ses actions pour un prix unitaire de 37,14 euros sans que la décote ne soit appliquée.

Le montant de cette option est estimé à 2 322 millions d'euros au 31 décembre 2004.

Par ailleurs, à l'issue des opérations de refinancement d'EnBW du premier semestre 2004, EDF a augmenté son pourcentage de détention de 4,4 % et a renoncé au profit de OEW à l'exercice de ses futurs droits de souscription d'actions émis dans le cadre de ces opérations dans l'éventualité où OEW souhaiterait remonter à parité avec EDF en 2005.

D'autres accords conclus entre EDF International et OEW précisent que OEW dispose d'une option de vente portant sur 5,94 % des actions EnBW qui pourra être exercée entre le 28 janvier 2005 et le 30 novembre 2006. Le montant de cet engagement est estimé à 476 millions d'euros au 31 décembre 2004.

- Divers options ou accords pris par EDF International (229 millions d'euros) et par EnBW sur des titres de différentes sociétés du secteur énergétique (621 millions d'euros).
- Engagements pris par EDEV SA relatif à EDF Énergies Nouvelles.

Le 16 décembre 2002 EDEV SA a acquis 170 419 titres de la société SIIF-Énergies (devenue en 2004 EDF Énergies Nouvelles) et a porté ensuite sa participation

totale à 49,73 % par une augmentation de capital. Un usufruit a par ailleurs été mis en place sur 20 181 titres. EDEV SA dispose désormais de 50 % des droits de vote en Assemblée Générale Ordinaire. Ce contrôle sur 50 % des droits de vote est garanti à EDEV SA par l'attribution de 380 000 BSA (bons de souscription en actions) exerçables au prix de 51,30 euros émis lors de l'assemblée générale de décembre 2002.

En ce qui concerne l'achat des titres, il a été convenu avec le vendeur qu'un ajustement de prix de vente pourrait être versé en 2005 en fonction du développement plus ou moins important de la société et de l'accroissement de sa valeur. Un expert appréciera l'importance de cet accroissement sur la période. À l'occasion de cette opération, les actionnaires ont confirmé l'intention de procéder à terme à une introduction en Bourse de la société. Si par la suite EDEV SA devait s'opposer à cette mise en Bourse, les autres actionnaires bénéficieraient, sous certaines conditions, d'une promesse d'achat de leurs titres consentie par EDEV, exerçable du 1<sup>er</sup> au 31 décembre 2007 au plus tôt. EDEV bénéficierait alors d'une promesse de vente sur ces mêmes titres, exerçable à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2009.

Sur la base de la dernière valorisation (décembre 2002) et compte tenu des développements réalisés depuis cette date, le complément de prix devrait être inférieur à 10 millions d'euros et le coût d'acquisition des titres, s'ils étaient acquis aujourd'hui, inférieur à 200 millions d'euros.

Enfin, EDEV s'est engagé, sous réserve que certaines conditions soient remplies, à financer par des fonds propres tout ou partie de projets développés par EDF Énergies Nouvelles, pour un montant total qui ne dépasse pas un maximum de 150 millions d'euros (soit 75 millions d'euros à 49,73 %). Au 31 décembre 2004, EDEV a accordé 83 millions d'euros (soit 41 millions d'euros en quote-part) de financement de cette nature.

- Accord avec Veolia Environnement : Veolia Environnement a accordé à EDF une option d'achat sur la totalité de ses titres Dalkia dans l'hypothèse où un concurrent d'EDF viendrait à prendre le contrôle de Veolia Environnement. De même, EDF a accordé à Veolia Environnement une option d'achat sur la totalité de ses titres Dalkia dans l'hypothèse où le statut d'EDF serait modifié et où un concurrent de Veolia Environnement, agissant seul ou de concert, viendrait à prendre le contrôle d'EDF. À défaut d'accord entre les parties sur le prix de cession des titres, celui-ci serait fixé à dire d'expert.

Par ailleurs, EDF et Veolia Environnement détiennent respectivement des options d'achat et de vente qui conduiraient, en cas d'exercice par l'une des parties, EDF à détenir 50 % du capital et des droits de vote de Dalkia. À défaut d'accord entre les parties sur le prix de cession des titres, celui-ci serait fixé à dire d'expert.

### Autres engagements liés aux investissements

Dont :

- garantie donnée par EDF International au Trésor polonais sur le niveau d'investissement à réaliser par ECW (55 millions d'euros) ;
- engagements d'investissements à Zielona Gora pris par Kogeneracja (19 millions d'euros) et par Dalkia International (17 millions d'euros) envers la ville de Poznan (Pologne) ;
- autres engagements pris par EDEV, Figlec et EnBW (109 millions d'euros).

## 35.2 Engagements hors bilan reçus

### 35.2.1 ENGAGEMENTS LIÉS À L'EXPLOITATION

Il s'agit notamment d'engagements reçus par EDF SA pour 3 772 millions dont 3 523 millions d'engagements réciproques (dont les engagements sur commandes d'immobilisations ou d'exploitation et le contrat avec la CDC Ixis Capital Market – cf. autres engagements donnés liés à l'exploitation).

### 35.2.2 ENGAGEMENTS LIÉS AU FINANCEMENT

Ils concernent principalement :

- le montant global des lignes de crédit (8 733 millions d'euros) dont dispose le groupe EDF auprès de différentes banques,
- la contre-garantie donnée à EDF par les autres actionnaires d'IEB, à hauteur de leur quote-part (soit 912 millions d'euros au 31 décembre 2004), relatif à l'emprunt obligataire garanti par EDF (cf. garanties sur emprunts).

### 35.2.3 ENGAGEMENTS LIÉS AUX INVESTISSEMENTS

EDF International dispose d'une option de vente conclue avec Edison sur sa participation dans Finel (40 %). Cette option peut être exercée à compter du 1<sup>er</sup> juillet 2005 et s'éteindra au plus tard le 31 décembre 2006. Le prix de sortie correspondra à 40 % de la valeur de Finel à cette date, pour un montant minimum de 300 millions d'euros.

### 35.3 Engagements hors bilan relatifs aux matières premières et aux fournitures d'énergie

Le Groupe a souscrit dans le cadre de ses activités de production et de commercialisation des contrats à long terme ainsi que des contrats dits de « take or pay » selon lesquels il s'engage à acheter des matières premières, du combustible, de l'énergie et du gaz pour des durées qui peuvent atteindre 20 ans. Par ailleurs, le Groupe s'est engagé à livrer de l'énergie et de l'électricité dans le cadre de contrats de vente ferme à des clients finaux.

Dans la plupart des cas, ces engagements sont réciproques, les tiers concernés ayant une obligation de livrer ou d'acheter les quantités déterminées dans ces contrats.

En ce qui concerne EDF, un ensemble de contrats à long terme a été passé avec un certain nombre d'électriciens européens aux termes 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.

De même, EDF a passé avec un certain nombre de producteurs d'électricité des contrats d'achats à long terme, soit en participant au financement de centrales de production, soit au travers de contrats commerciaux d'achat d'électricité.

Par ailleurs, lors de la prise de participation dans EnBW en 2001, EDF s'est engagée à vendre sur le marché français 6 000 MW dans le cadre d'enchères. Cette vente de puissance a été atteinte dès la fin 2003. D'une durée de base de 5 ans, elle pourra être réexaminée avec les autorités européennes début 2006.

De plus, 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-génération, des unités de production d'énergie renouvelable – éolien et petite hydraulique ou valorisant les déchets organiques. Les surcoûts générés par cette obligation sont compensés via la Contribution au Service Public de l'Électricité (CSPE).

Ces engagements recouvrent également ceux relatifs aux contrats à long terme d'achat de combustibles et de gaz ainsi que ceux relatifs aux contrats signés par la Division aux Combustibles Nucléaires d'EDF.

## 36. Événements postérieurs à la clôture

### Exercice des options de vente de titres IEB par les banques italiennes

Le 3 février 2005, les banques italiennes (23,37 % des actions IEB hors actions acquises de Fiat) ont notifié à EDF l'exercice de leur option de vente.

Selon EDF, la procédure d'arbitrage conduit à suspendre l'exécution des contrats, dans l'attente des décisions sur le fond des tribunaux arbitraux.

## 37. Périmètre de consolidation

Les principales variations de périmètre intervenues en 2003 et 2004 sont détaillées au paragraphe 4. Le périmètre de consolidation se présente comme suit au 31 décembre 2004 :

Nom de l'entité		Adresse du siège social	Quote-part d'intérêt dans le capital	Quote-part des droits de vote détenus	Méthode de consolidation	Secteur d'activité	N° Siren
France (société mère)							
Électricité de France SA	(f)	22-30, avenue de Wagram 75382 Paris cedex 08	100	100	Mère	P, D, S	552081317
Europe							
EDF Energy		Templar House, 81-87 High Holborn Londres WC1V 6NU – Angleterre	100	100	IG	P, D, S	
EDF UK		Templar House, 81-87 High Holborn Londres WC1V 6NU – Angleterre	100	100	IG	D	
EnBW		Durlacher Allee 93 D-76131 Karlsruhe – Allemagne	48,43	42,02	IP	P, D, S	
EDF Ostalbkreis		Stuttgarterstrasse 41 D-73430 Aalen – Allemagne	100	100	IG	D	
EDF Weinsberg		Rathaus D-74189 Weinsberg – Allemagne	100	100	IG	D	
Motor Columbus		Parkstrasse 27 CH-5401 Baden – Suisse	22,39	20	ME	P	
Groupe Atel		Bahnhofquai 12 CH-4601 Olten – Suisse	14,51	21,23	ME	P	
Finelex BV		Drentestraat 20 1083 HK Amsterdam – Pays-Bas	100	100	IG	P	
ECK Cracovie		Ul. Ciepłownicza 1 31-587 Cracovie 28 – Pologne	66,26	66,26	IG	P	
Kogeneracja		Ul. Lowiecka 24 50-220 Wrocław – Pologne	35,86	49,82	IG	P	
ECW		Ul. Swojska 9 80-867 Gdansk – Pologne	77,44	77,44	IG	P	
Rybnik		Ul. Podmiejska 44-270 Rybnik – Pologne	78,25	69,87	IG	P	
Zielona Gora		Elektrociepłownia Zielona Gora ul. Zjednoczenia 103 65120 Zielona Gora – Pologne	26,75	74,61	IG	P, D	
Demasz		Klauzal Ter 9 6720 Szeged – Hongrie	60,91	60,91	IG	D	
Bert		Budafoki ut 52 1117 Budapest XI – Hongrie	95,57	95,57	IG	P	
Groupe Estag		Palais Heberstein Leonhard-strasse 59 A-8010 Graz – Autriche	20	25	ME	P	
SSE		Ulica Republiky c. 5 01047 Zilina – Slovaquie	49	49	ME	D	
Cinergy Holding Company BV		Burgemeester Haspelslaan 455/F 1181 NB Amstel Veen – Pays-Bas	50	50	IP	P	
Finel		Foro Buonaparte n° 31 20121 Milano – Italie	40	40	ME	P	
Fenice		Via Acqui n°86 10090 Rivoli – Italie	100	100	IG	P	
EDF Energia Italia		EDF Energia Italia Srl EDF Bureau de Rome – Via Abruzzi n° 25 00187 Rome – Italie	100	100	IG	P	
Hispaelec		C/Alcala 54-3°Izda 28014 Madrid – Espagne	100	100	IG	P	
Skandrenkraft		Norrlandsgatan 15 SE 11143 Stockholm – Suède	100	100	IG	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 consolidation	Secteur d'activité	N° Siren
Port Said	92 El Nile St Apt 12 1611 Giza – Égypte	100	100	IG	P	
Port Suez	92 El Nile St Apt 12 1611 Giza – Égypte	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 Energie	01 B.P. 3963 Abidjan 01 – Côte d'Ivoire	32,85	32,85	IP	P	
Reste du monde						
Edenor	Azoparado 1025 – Piso 171107 Buenos Aires – Argentine	90	90	IG	D	
Easa	av. Eduardo Madero 900 – Piso 22 C1006ACV Buenos Aires – Argentine	100	100	IG	D	
Sodemsa	Calle Nocochea N°62 Piso 3 – Departamento 4 5500 Mendoza – Argentine	88	88	IG	D	
Edemsa	Belgrano 815 5500 Mendoza – Argentine	44,88	51	IG	D	
Lidil	Avenida Marechal Floriano n° 168 – Bloco 1 – 2° Andar centro CEP 20080 Rio de Janeiro – Brésil	100	100	IG	D	
Light	Avenida Marechal Floriano n°168 – Bloco 1 – 2° andar CEP20080 – 002 Caixa Postal Centro Rio de Janeiro – Brésil	94,79	94,79	IG	D	
Light Energy	Avenida Marechal Floriano n° 168 – Bloco 1 – 2° andar CEP20080 – 002 Caixa Postal Centro Rio de Janeiro – Brésil	94,79	94,79	IG	D	
Light Overseas Investment	Avenida Marechal Floriano n°168 – Bloco 1 – 2° andar CEP20080 – 002 Caixa Postal Centro Rio de Janeiro – Brésil	94,79	94,79	IG	D	
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	

Nom de l'entité	Adresse du siège social	Quote-part d'intérêt dans le capital	Quote-part des droits de vote détenus	Méthode de consolidation	Secteur d'activité	N° Siren
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 Piso 3 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	25 TH Floor, Guangxi Foreign Trade Building 137, Qixing road – Nanning Guangxi 530022 République de Chine	100	100	IG	P	
Synergie	Laibin Power Plant Post Box 09 Laibin City 546138 Guangxi République de Chine	85	85	IG	P	
Shandong Zhonghua Power Company	17, Jing San Road 250001 Jinan Shandong – République de 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	26 Khun Boulom Road Ban Haysok PO Box 5862 Vientiane, Lao PDR	35	35	ME	P, S	
EDF Trading						
EDF Trading	Mid City Place – 71, High Holborn Londres WC 1V6ED - Angleterre	100	100	IG	P	
Autres						
Emission	(f) Centrale de la Bâtiaz CH-1920 Martigny – Suisse	50	50	IP	P	
Richemont	Centrale Sidérurgique de Richemont 57270 Richemont	100	100	IG	S	785580333
Semobis	(f) 41, rue de la Pépinière 1000 Bruxelles – Belgique	100	100	IG	S	
EDF Capital Investissement	(f) 16, avenue de Friedland 75008 Paris	100	100	IG	S	413114653
Sapar Finance	(f) 1, place Pleyel 93282 Saint-Denis cedex	100	100	IG	S	347889149
Sapar Participations	(f) 1, place Pleyel 93282 Saint-Denis cedex	100	100	IG	S	403189467
C2	(f) C/o EDF International SA 20, place de la Défense 92050 Paris-La Défense Cedex	100	100	IG	S	421328162
C3	(f) 22-30, avenue de Wagram 75382 Paris cedex 08	100	100	IG	S	428722714
Immobilière Wagram Etoile	(f) 20, place de la Défense/Tour EDF 92050 Paris-La Défense cedex	100	100	IG	S	414660043
La Gérance Générale Foncière	20, place de la Défense/Tour EDF 92050 Paris-La Défense cedex	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 consolidation	Secteur d'activité	N° Siren
Société Immobilière PB6	(f)	31, rue de Mogador 75009 Paris	50	50	IP	D	414875997
Sofilo	(f)	20, place de la Défense/Tour EDF 92050 Paris-La Défense Cedex	100	100	IG	P	572184190
EDF International		20, place de la Défense/Tour EDF 92050 Paris-La Défense cedex	100	100	IG	P	380415125
Société d'Investissement en Autriche	(f)	C/O EDF International Tour EDF 20, place de la Défense 92050 Paris-La Défense cedex	80	80	IG	D	421089913
EDF Développement Environnement SA		90, esplanade du Général de Gaulle 92933 Paris-La Défense cedex	100	100	IG	S	380414482
Électricité de Strasbourg		26, boulevard du Président Wilson 67953 Strasbourg cedex 9	74,86	74,86	IG	S	558501912
A.S.A.-Holding A.G.		Hans-Hruschka Gasse 9 A-2325 Himberg – Autriche	100	100	IG	S	
VERO GmbH		Libertas-Intercount Revisions- und Beratungsgesellschaft WIEN Teinfaltstrasse 4 – Autriche	100	100	IG	S	
T.I.R.U.		134, boulevard Haussmann 75008 Paris	51	51	IG	S	334303823
EnXco		63-665 19th avenue North Palm Springs California 92258 – États-Unis	50	50	IP	S	
EDF Énergies Nouvelles (ex-SIIF Énergies)		Cœur Défense imm. B1 90, esplanade du Général de Gaulle 92933 Paris-La Défense cedex	50	50	IP	S	379677636
Dalkia Holding		37, avenue Maréchal de Lattre de Tassigny, 59350 St André-les-Lille	34	34	ME	S	403211295
Edenkia		37, avenue Maréchal de Lattre de Tassigny, 59350 St André-les-Lille	50	50	ME	S	434109807
Dalkia International		37, avenue Maréchal de Lattre de Tassigny, 59350 St André-les-Lille	50	24,14	IP		433539566
Dalkia Investissement		37, avenue Maréchal de Lattre de Tassigny, 59350 St André-les-Lille	67	50	IP		404434987

IG = intégration globale, IP = intégration proportionnelle, ME = mise en équivalence ; P = Production, D = Distribution, S = Services.  
(f) = sociétés intégrées fiscalement

# Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes consolidés

Exercice clos le 31 décembre 2004

En exécution de la mission qui nous a été confiée par vos statuts, nous avons procédé au contrôle des comptes consolidés d'Électricité de France SA relatifs à l'exercice clos le 31 décembre 2004, tels qu'ils sont joints au présent rapport.

Les comptes consolidés ont été arrêtés par le Conseil d'administration. Il nous appartient, sur la base de notre audit, d'exprimer une opinion sur ces comptes.

## I. Opinion sur les comptes consolidés

Nous avons effectué notre audit selon les normes professionnelles applicables en France ; ces normes requièrent la mise en œuvre de diligences permettant d'obtenir l'assurance raisonnable que les comptes consolidés ne comportent pas d'anomalies significatives. Un audit consiste à examiner, par sondages, les éléments probants justifiant les données contenues dans ces comptes. Il consiste également à apprécier les principes comptables suivis et les estimations significatives retenues pour l'arrêté des comptes et à apprécier leur présentation d'ensemble. Nous estimons que nos contrôles fournissent une base raisonnable à l'opinion exprimée ci-après.

Nous certifions que les comptes consolidés sont, au regard des règles et principes comptables français, réguliers et sincères et donnent une image fidèle du patrimoine, de la situation financière, ainsi que du résultat de l'ensemble constitué par les entreprises comprises dans la consolidation.

Sans remettre en cause l'opinion exprimée ci-dessus, nous attirons votre attention sur l'incertitude relative aux provisions nucléaires et sur les informations relatives aux engagements envers le personnel exposées dans l'annexe aux comptes consolidés :

- L'évaluation des provisions liées à la production nucléaire, telle que décrite en notes 1.20, 26 et 27 de l'annexe, 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 paramètres pourrait conduire à une révision significative des montants provisionnés.

- Les notes 1.21, 2.3 et 28 de l'annexe décrivent notamment la réforme du financement du régime spécial de retraite des Industries Électriques et Gazières (IEG) et mentionnent le montant des engagements financiers d'EDF au titre du régime avant la réforme ainsi que les engagements résiduels au 31 décembre 2004 résultant de cette réforme. Ces informations nous permettent de lever la réserve formulée dans notre rapport sur les comptes consolidés au 31 décembre 2003.

Par ailleurs, la note 28.2. mentionne l'absence d'évaluation fiable de l'engagement au titre du régime complémentaire maladie des entités françaises relevant du régime des IEG, engagement préexistant à la réforme du financement intervenue en février 2005. Cette réforme libère EDF de ses engagements envers les inactifs à compter de cette date.

## II. Justification des appréciations

En application des dispositions de l'article L. 225-235 du Code de commerce relatives à la justification de nos appréciations, nous portons à votre connaissance les éléments suivants :

### Règles et méthodes comptables

- Dans le cadre de notre appréciation des règles et principes comptables suivis par le Groupe, nous avons vérifié l'information donnée dans la note 1.1 de l'annexe sur les évolutions qui seraient susceptibles d'avoir des impacts significatifs sur les comptes.

### Estimations

- Les notes 1.2, 1.10, 10, 15, 17,19 et 30.1 de l'annexe décrivent notamment les principes et les modalités retenus en matière d'évaluation des écarts d'acquisition, des autres actifs immobilisés et des engagements financiers liés aux participations, les provisions correspondantes constatées durant l'exercice, ainsi que la sensibilité des résultats aux hypothèses retenues. Nous avons procédé à l'appréciation des approches mises en œuvre par le Groupe et, sur la base des éléments disponibles à ce jour, vérifié le caractère raisonnable des modalités retenues pour ces estimations.
- La note de l'annexe 28.2 relative aux engagements de retraite et autres engagements envers le personnel mentionne les montants des engagements à la charge du groupe EDF. Dans le cadre de notre

appréciation des estimations significatives retenues pour l'arrêté des comptes, nous avons examiné les bases et modalités des calculs actuariels des engagements ainsi que l'information donnée par le Groupe. Nous avons procédé à l'appréciation du caractère raisonnable des hypothèses actuarielles retenues et des estimations effectuées.

Les appréciations ainsi portées sur ces éléments s'inscrivent dans le cadre de notre démarche d'audit des comptes consolidés pris dans leur ensemble et ont donc contribué à la formation de notre opinion exprimée dans la première partie de ce rapport.

### **III. Vérification spécifique**

Par ailleurs, nous avons également procédé à la vérification des informations données dans le rapport sur la gestion du Groupe. À l'exception de l'incidence éventuelle des faits exposés ci-dessus, nous n'avons pas d'autres observations à formuler sur leur sincérité et leur concordance avec les comptes consolidés.

Nous attirons votre attention sur les notes explicatives sur les principes et méthodes comptables retenus pour l'information financière IFRS 2004 (chapitre 9 du rapport sur la gestion du Groupe), en particulier celles relatives aux concessions et aux engagements envers le personnel.

Neuilly-sur-Seine, Paris-La Défense et Paris, le 16 mars 2005

Les Commissaires aux comptes

#### **DELOITTE & ASSOCIÉS**

Amadou RAIMI    Tristan GUERLAIN

#### **ERNST & YOUNG AUDIT**

Patrick GOUNELLE    Claire NOURRY

#### **MAZARS & GUÉRARD**

Jean-Louis LEBRUN    Guy ISIMAT-MIRIN



# Comptes individuels résumés

au 31 décembre 2004

L'ensemble de la documentation relative aux comptes individuels d'EDF déposée au BALO est disponible sur simple demande auprès de la Direction de la Communication Financière.

Comptes de résultats individuels et dissociés résumés d'Électricité de France	78	<b>2. Extraits des comptes individuels d'Électricité de France</b>	<b>81</b>
Bilans individuels et dissociés résumés d'Électricité de France	79	2.1 Référentiel comptable	81
Tableaux de flux de trésorerie	80	2.2 Principes et méthodes de dissociation comptable	82
<b>1. Principales différences de principes, de méthodes comptables et de règles de présentation des comptes individuels d'Électricité de France par rapport aux comptes consolidés</b>	<b>81</b>	2.3 Changements comptables	85
		2.4 Événements et transactions significatifs survenus au cours des trois derniers exercices	89
		2.5 Variation des capitaux propres	90

*NB : Les valeurs figurant dans les tableaux sont généralement exprimées en millions d'euros. Le jeu des arrondis peut dans certains cas conduire à un léger écart au niveau des totaux ou variations.*

# Comptes de résultats individuels et dissociés résumés d'Électricité de France

(en millions d'euros)

	Production		Transport		Distribution		Autres activités		Total activités dissociées		EDF	
	31.12.04	31.12.03	31.12.04	31.12.03	31.12.04	31.12.03	31.12.04	31.12.03	31.12.04	31.12.03	31.12.04	31.12.03
Production vendue (chiffre d'affaires)	20 194	19 676	4 170	4 124	12 144	11 790	42	38	36 550	35 628	30 210	29 034
Production stockée	236	236	-	-	(4)	(1)	-	-	232	235	232	235
Production immobilisée	78	106	128	151	698	721	-	-	904	978	904	978
<b>Production de l'exercice</b>	<b>20 507</b>	<b>20 018</b>	<b>4 299</b>	<b>4 275</b>	<b>12 839</b>	<b>12 510</b>	<b>42</b>	<b>38</b>	<b>37 686</b>	<b>36 841</b>	<b>31 346</b>	<b>30 247</b>
Consommations externes	(11 680)	(11 282)	(1 789)	(1 981)	(7 098)	(7 019)	(57)	(51)	(20 624)	(20 333)	(14 276)	(13 733)
<b>Valeur ajoutée</b>	<b>8 827</b>	<b>8 736</b>	<b>2 509</b>	<b>2 295</b>	<b>5 741</b>	<b>5 491</b>	<b>(15)</b>	<b>(13)</b>	<b>17 062</b>	<b>16 508</b>	<b>17 069</b>	<b>16 514</b>
Subventions d'exploitation	1 563	1 452	-	-	1	-	-	-	1 564	1 452	1 563	1 452
Charges de personnel	(5 095)	(4 952)	(612)	(582)	(1 934)	(1 833)	-	-	(7 641)	(7 367)	(7 633)	(7 359)
Impôts et taxes	(1 605)	(1 504)	(429)	(396)	(532)	(515)	-	-	(2 566)	(2 414)	(2 566)	(2 414)
<b>Excédent brut d'exploitation</b>	<b>3 690</b>	<b>3 732</b>	<b>1 468</b>	<b>1 317</b>	<b>3 276</b>	<b>3 143</b>	<b>(15)</b>	<b>(14)</b>	<b>8 420</b>	<b>8 179</b>	<b>8 434</b>	<b>8 192</b>
Dotations nettes aux amortissements	(1 484)	(1 497)	(604)	(599)	(1 337)	(1 287)	-	-	(3 425)	(3 383)	(3 425)	(3 383)
Dotations nettes aux provisions	1 081	1 231	(31)	1	(750)	(682)	-	-	300	550	300	550
Autres produits et charges d'exploitation	(1 550)	(557)	101	220	(126)	(109)	15	12	(1 560)	(433)	(1 575)	(446)
<b>Résultat d'exploitation</b>	<b>1 738</b>	<b>2 909</b>	<b>933</b>	<b>940</b>	<b>1 064</b>	<b>1 065</b>	<b>(1)</b>	<b>(1)</b>	<b>3 735</b>	<b>4 913</b>	<b>3 735</b>	<b>4 913</b>
<b>Résultat financier</b>	<b>(1 730)</b>	<b>(3 670)</b>	<b>(325)</b>	<b>(456)</b>	<b>3</b>	<b>(109)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(2 052)</b>	<b>(4 235)</b>	<b>(2 052)</b>	<b>(4 235)</b>
<b>Résultat courant</b>	<b>8</b>	<b>(761)</b>	<b>608</b>	<b>484</b>	<b>1 067</b>	<b>956</b>	<b>(1)</b>	<b>(1)</b>	<b>1 683</b>	<b>678</b>	<b>1 683</b>	<b>678</b>
<b>Résultat exceptionnel</b>	<b>30</b>	<b>511</b>	<b>(61)</b>	<b>(38)</b>	<b>(43)</b>	<b>712</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(74)</b>	<b>1 185</b>	<b>(74)</b>	<b>1 185</b>
Impôt sur les sociétés	(137)	(617)	(201)	(170)	(369)	(607)	-	-	(706)	(1 394)	(706)	(1 394)
<b>Résultat de l'exercice</b>	<b>(99)</b>	<b>(868)</b>	<b>347</b>	<b>276</b>	<b>655</b>	<b>1 061</b>	<b>-</b>	<b>(1)</b>	<b>902</b>	<b>469</b>	<b>902</b>	<b>469</b>

Les écarts constatés entre le total des comptes dissociés et les comptes individuels sont liés à la mise en œuvre des protocoles entre les activités dissociées.

# Bilans individuels et dissociés résumés d'Électricité de France

## ACTIF

(en millions d'euros)

	Production		Transport		Distribution		Autres activités		Total activités dissociées		EDF	
	31.12.04	31.12.03	31.12.04	31.12.03	31.12.04	31.12.03	31.12.04	31.12.03	31.12.04	31.12.03	31.12.04	31.12.03
<b>Actif immobilisé</b>												
Immobilisations incorporelles	265	244	159	146	104	40	-	-	528	430	528	430
Immobilisations corporelles	26 689	27 723	10 937	11 879	36 986	35 632	-	-	74 613	75 234	74 598	75 225
Immobilisations financières	25 461	19 132	10	12	11	20	-	-	25 481	19 164	18 580	19 164
<b>Sous-total actif immobilisé (I)</b>	<b>52 415</b>	<b>47 098</b>	<b>11 106</b>	<b>12 037</b>	<b>37 100</b>	<b>35 692</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>100 622</b>	<b>94 828</b>	<b>93 707</b>	<b>94 819</b>
<b>Actif circulant</b>												
Stocks et en-cours	6 179	6 451	81	92	44	52	-	-	6 305	6 595	6 305	6 595
Avances et acomptes versés	214	400	2	4	-	-	-	-	216	404	250	404
Créances d'exploitation	10 658	6 298	845	856	4 228	6 545	3	5	15 734	13 705	12 708	10 930
Valeurs mobilières de placement	3 291	2 600	-	-	-	-	-	-	3 291	2 600	3 291	2 600
Instruments de trésorerie	49	58	-	-	-	-	-	-	49	58	49	58
Disponibilités	477	1 018	191	44	2 123	3	3	7	2 794	1 072	468	829
Charges constatées d'avance	486	519	7	32	4	5	-	-	497	555	497	555
<b>Sous-total actif circulant (II)</b>	<b>21 354</b>	<b>17 343</b>	<b>1 126</b>	<b>1 028</b>	<b>6 400</b>	<b>6 606</b>	<b>6</b>	<b>12</b>	<b>28 886</b>	<b>24 988</b>	<b>23 569</b>	<b>21 971</b>
Comptes de régularisation actif (III)	92	70	-	47	97	81	-	-	189	198	145	170
<b>Total de l'actif (I + II + III)</b>	<b>73 861</b>	<b>64 511</b>	<b>12 232</b>	<b>13 112</b>	<b>43 597</b>	<b>42 379</b>	<b>6</b>	<b>12</b>	<b>129 697</b>	<b>120 014</b>	<b>117 420</b>	<b>116 959</b>

Les écarts constatés entre le total des comptes dissociés et les comptes individuels sont liés à la mise en œuvre des protocoles entre les activités dissociées.

## PASSIF

(en millions d'euros)

	Production		Transport		Distribution		Autres activités		Total activités dissociées		EDF	
	31.12.04	31.12.03	31.12.04	31.12.03	31.12.04	31.12.03	31.12.04	31.12.03	31.12.04	31.12.03	31.12.04	31.12.03
<b>Fonds propres</b>												
Capital	4 617	224	2 132	104	1 342	65	38	2	8 129	395	8 129	395
Dotations en capital	-	4 393	-	2 029	-	1 276	-	36	-	7 734	-	7 734
Prime de fusion	25	25	-	-	-	-	-	-	25	25	25	25
Réserves et écarts de réévaluation	1 528	2 978	466	1 472	2 047	924	(37)	(32)	4 004	5 342	4 005	5 342
Report à nouveau	(2 639)	(537)	(31)	(909)	(194)	(33)	-	(4)	(2 863)	(1 484)	(2 863)	(1 484)
Résultat de l'exercice	(99)	(868)	347	276	655	1 061	-	(1)	902	469	902	469
Subventions d'investissement reçues	15	4	196	176	31	24	-	-	241	204	197	175
Provisions réglementées	7 498	7 429	924	900	574	479	-	-	8 995	8 808	8 995	8 808
<b>Sous-total : capitaux propres (I)</b>	<b>10 945</b>	<b>13 648</b>	<b>4 034</b>	<b>4 049</b>	<b>4 455</b>	<b>3 796</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>19 435</b>	<b>21 494</b>	<b>19 390</b>	<b>21 465</b>
Comptes spécifiques des concessions	1 453	1 493	-	-	18 468	18 019	-	-	19 920	19 511	19 906	19 502
<b>Sous-total fonds propres (II)</b>	<b>12 397</b>	<b>15 141</b>	<b>4 034</b>	<b>4 049</b>	<b>22 923</b>	<b>21 814</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>39 355</b>	<b>41 005</b>	<b>39 296</b>	<b>40 967</b>
<b>Dettes</b>												
Provisions pour risques et charges (III)	27 598	26 648	50	30	14 769	13 965	-	-	42 418	40 642	42 418	40 642
Emprunts et dettes financières	12 766	8 490	6 940	7 453	473	639	-	-	20 179	16 583	13 278	16 583
Avances et acomptes reçus	1 435	1 371	31	32	1 384	1 292	-	-	2 850	2 694	2 850	2 694
Dettes d'exploitation, d'investissement et divers	12 635	8 031	939	1 380	3 949	4 325	6	11	17 529	13 748	14 537	10 973
Instruments de trésorerie	2 647	292	224	145	-	243	-	-	2 871	679	545	437
Produits constatés d'avance	4 201	4 338	14	23	99	101	-	-	4 315	4 463	4 315	4 463
<b>Sous-total dettes (III)</b>	<b>33 684</b>	<b>22 522</b>	<b>8 148</b>	<b>9 033</b>	<b>5 905</b>	<b>6 601</b>	<b>6</b>	<b>11</b>	<b>47 742</b>	<b>38 167</b>	<b>35 524</b>	<b>35 150</b>
Comptes de régularisation passif (IV)	182	200	-	-	-	-	-	-	182	200	182	200
<b>Total du passif (I + II + III + IV)</b>	<b>73 861</b>	<b>64 511</b>	<b>12 232</b>	<b>13 112</b>	<b>43 597</b>	<b>42 379</b>	<b>6</b>	<b>12</b>	<b>129 697</b>	<b>120 014</b>	<b>117 420</b>	<b>116 959</b>

# Tableaux de flux de trésorerie

(en millions d'euros)

	2004 (a)	2003 (a)
Bénéfice (perte)	902	469
Impôt sur le résultat	706	1 394
Résultat avant impôts	1 608	1 863
Élimination des amortissements et provisions	5 694	5 235
Élimination des plus ou moins values de cessions	55	(170)
Élimination des produits et des charges financières	(490)	865
Autres mouvements	29	26
Bénéfice opérationnel avant variation du besoin en fonds de roulement	6 897	7 818
<i>Diminution des stocks nets</i>	290	426
<i>Diminution des créances</i>	(422)	269
<i>Augmentation (diminution) des dettes</i>	629	(5)
Variation du besoin en fonds de roulement	497	689
Frais financiers nets décaissés	(257)	(854)
Impôt sur le résultat payé	(1 642)	(2 750)
Flux de trésorerie nets provenant des activités opérationnelles (A)	5 494	4 904
Acquisitions d'immobilisations corporelles et incorporelles	(2 790)	(2 809)
Acquisitions d'immobilisations financières	(1 559)	(1 815)
Cessions d'immobilisations	1 489	1 559
Variation d'actifs financiers	1 155	(471)
Flux de trésorerie nets provenant des activités d'investissement (B)	(1 704)	(3 535)
Émissions d'emprunts	3 194	2 687
Remboursements d'emprunts	(6 169)	(3 921)
Dividendes versés	(321)	(208)
Subventions d'investissement reçues	22	26
Flux de trésorerie nets provenant des activités de financement (C)	(3 274)	(1 416)
Augmentation (diminution) nette de la trésorerie et équivalents de trésorerie (A) + (B) + (C)	517	(47)
Trésorerie et équivalents de trésorerie à l'ouverture	883	609
Incidence des variations de change	4	(7)
Incidence de reclassements <sup>(1) (2)</sup>	(336)	329
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la clôture <sup>(2)</sup>	1 068	883
<b>Augmentation (diminution) nette de la trésorerie et équivalents de trésorerie</b>	<b>517</b>	<b>(47)</b>

(1) La provision pour dépréciation des actifs dédiés est reclassée en provision pour dépréciation des titres immobilisés d'activité de portefeuille (Tiap) en 2003.

(2) À partir de 2004, les opérations relevant de conventions de trésorerie avec les filiales figurent au poste « Trésorerie et équivalents de trésorerie à la clôture ». Précédemment, les fonds reçus étaient inscrits en « émission d'emprunts ».

(a) Les montants de l'exercice 2004 et 2003 sont présentés sous un format homogène à celui des comptes consolidés du groupe EDF.

# 1. Principales différences de principes, de méthodes comptables et de règles de présentation des comptes individuels d'Électricité de France par rapport aux comptes consolidés

Le bilan et le compte de résultats d'Électricité de France sont établis selon les mêmes règles comptables et méthodes d'évaluation que celles décrites dans l'annexe des comptes consolidés, à l'exception des rubriques suivantes :

- un amortissement dérogatoire correspondant au complément dégressif pour les installations de production et certains ouvrages de transport et de distribution est enregistré au passif du bilan en provisions réglementées ;
- les révisions périodiques des installations nucléaires et thermiques à flamme font l'objet d'une provision ;
- les pièces de sécurité stratégiques des installations nucléaires figurent dans les comptes de stocks de matières consommables et matériel d'exploitation.

Une dépréciation est constatée proportionnellement à la durée de fonctionnement des tranches et des paliers auxquels ces pièces se rapportent ;

- les écarts de conversion des créances et dettes en devises sont enregistrés au bilan dans les rubriques « Écarts de conversion actif » et « Écarts de conversion passif » ;
- les pertes latentes de change sur les emprunts et les swaps en devises sont provisionnés en totalité en application de la méthode préférentielle ;
- les primes de remboursements et leur amortissement figurent à l'actif du bilan dans les comptes de régularisation ;
- les éléments exceptionnels figurent sous la rubrique « Résultat exceptionnel ».

## 2. Extraits des comptes individuels d'Électricité de France

### 2.1 Référentiel comptable

Électricité de France présente ses comptes selon les dispositions en usage dans les sociétés industrielles et commerciales, en tenant compte de certains principes particuliers appliqués en raison des spécificités de l'entreprise. Par ailleurs, un décret du 22 octobre 1947 lui impose la présentation d'un plan comptable particulier soumis à l'examen du Conseil national de la comptabilité et approuvé par arrêté interministériel.

Le plan particulier d'EDF a reçu l'avis de conformité du Conseil national de la comptabilité le 19 décembre 1984 et a été approuvé par l'autorité de tutelle en 1986 (arrêté conjoint du ministère de l'Économie, des Finances et de la Privatisation et du ministère de l'Industrie, des P et T. et du Tourisme, en date du 26 décembre 1986). Par ailleurs, un certain nombre de mesures législatives et de dispositions complémentaires et interprétatives sont intervenues en 1997 confirmant la propriété d'EDF des installations du Réseau d'Alimentation Générale et précisant les dispositions relatives à la Distribution Publique.

EDF s'inscrit dans la perspective de l'application obligatoire en 2005 des normes comptables internationales (IFRS) par les sociétés européennes faisant appel public à l'épargne. Dans ce contexte, EDF a procédé sur les exercices 2002 et 2003 à plusieurs changements comptables tels que décrits dans la note 2.3 ci-après.

En 2004, en raison des évolutions de la réglementation comptable française, EDF a provisionné l'ensemble des avantages à long terme du personnel en activité. Les effets de cette décision ont été enregistrés en compte de résultat pour des raisons fiscales, soit un impact avant impôt de 118 M€ dont 100 M€ au 1<sup>er</sup> janvier 2004.

## 2.2 Principes et méthodes de dissociation comptable

Aux termes de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000, EDF tient des comptes séparés au titre respectivement de la production, du transport, et de la distribution d'électricité ainsi que de ses autres activités. Des bilans et comptes de résultats sont ainsi publiés en annexe des comptes sociaux.

Ces comptes sont élaborés en conformité avec :

- les principes de dissociation retenus par la Commission de régulation de l'énergie (CRE) dans sa délibération du 15 février 2001 ;
- les recommandations formulées par la CRE dans ses communications du 15 janvier 2003 et du 4 mars 2004.

Conformément à la loi du 10 février 2000 (article 25), cette annexe aux comptes sociaux d'EDF comporte :

- la description des périmètres des activités dissociées ;
- les règles d'imputation retenues en matière de dissociation, ainsi que la présentation des protocoles et conventions de dissociation comptable déclinant les relations financières entre ces activités ;
- les bilans et comptes de résultats par activité dissociée ;
- les opérations réalisées avec des sociétés du Groupe pour un montant supérieur ou égal à 40 M€.

Aux termes de l'article 48.I 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, l'entrée en vigueur des dispositions modifiant l'article 25 de la loi du 10 février 2000 est différée jusqu'à la date de transfert des actifs d'EDF à la société gestionnaire du réseau public de transport. Lorsque ce transfert interviendra en 2005, EDF tiendra, dans une comptabilité interne, un compte séparé, présenté à la CRE, au titre de la gestion des réseaux de distribution par le GRD.

Un rapprochement est effectué entre les bilans et les comptes de résultats des activités dissociées et le bilan et le compte de résultat des comptes sociaux.

### 2.2.1 PÉRIMÈTRES

#### 2.2.1.1 Descriptif des périmètres d'activité

Le décret n° 2005-172 du 22 février 2005 définit la consistance du réseau public de transport et fixe les modalités de classement des ouvrages dans les réseaux publics de transport et de distribution.

##### 2.2.1.1.1 Transport

Le périmètre de l'activité Transport correspond à l'entité Réseau de Transport d'Électricité (RTE), constituée au sein d'EDF, et dont l'indépendance de gestion est garantie par la loi. Le réseau relevant de la responsabilité de RTE comprend l'ensemble des liaisons du réseau métropolitain continental dont la tension est égale ou supérieure à 63 kV, hors concessions de distribution aux services publics et conformément à l'article 2 de la convention de concession du Réseau d'Alimentation Générale.

Ce périmètre inclut les activités suivantes :

- les travaux d'études et de développement du réseau électrique ;
- la gestion des infrastructures de réseau (exploitation, conduite et maintenance des ouvrages) :
  - la conduite qui correspond à la gestion, tant au niveau national que régional, de la répartition de l'énergie en fonction des offres et des demandes. RTE agit comme un régulateur afin d'ajuster à tout instant l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité ;
  - la maintenance des ouvrages correspond à l'entretien courant des lignes existantes en vue du maintien aux normes du réseau de lignes, de la surveillance à la maintenance lourde ;
- la relève des compteurs et les interventions sur les appareils de comptage relevant de la compétence de RTE ;
- les relations avec les utilisateurs du réseau de transport (notamment gestion des relations contractuelles avec les tiers ayant demandé l'accès au réseau) et les prestations de services liées au réseau.

##### 2.2.1.1.2 Distribution

Le périmètre de l'activité Distribution recouvre les activités liées à la gestion du réseau de distribution en métropole continentale et des réseaux des zones non interconnectées (Corse, DOM). Au sens de la comptabilité dissociée, l'activité Distribution recoupe donc le périmètre des gestionnaires du réseau de distribution tel qu'il est défini par la loi. Il comprend ainsi les activités suivantes :

- l'exploitation des réseaux électriques de distribution, avec notamment les travaux d'études et de développement de ces réseaux ;

- la gestion des infrastructures de réseau (exploitation, construction, conduite et maintenance des ouvrages) ;
- la relève des compteurs et interventions sur les appareils de comptage ;
- les relations clientèle avec les utilisateurs du réseau et prestations de services liées au réseau (accès à l'énergie, coupure/rétablissement pour impayés, mise hors service des clients, intervention sur les postes clients, pose de limiteur de puissance, facturation...);
- les relations avec les autorités concédantes.

#### 2.2.1.1.3 Production

L'activité Production inclut l'ensemble des activités liées à la production d'énergie électrique et à sa commercialisation. Dans les comptes séparés, l'activité Production comprend donc la commercialisation. Son périmètre inclut par conséquent :

- l'activité de production d'électricité (construction, exploitation, maintenance, gestion prévisionnelle, conduite, retrait d'exploitation et déclassement des ouvrages) en métropole et dans les zones non interconnectées (Corse, DOM) ;
- l'activité de commercialisation et de gestion commerciale de la clientèle (accueil commercial, facturation, suivi des comptes clients, contentieux, aides commerciales) ;
- les achats d'énergie ;
- les échanges d'électricité avec l'étranger.

#### 2.2.1.1.4 Autres activités

L'activité « Autres activités » regroupe l'ensemble des activités exercées en dehors du secteur de l'électricité. Il s'agit notamment :

- des activités d'éclairage public ;
- des activités couplées à la production hydroélectrique (navigation fluviale, irrigation...);
- des travaux et prestations aux filiales, des activités de prestations de service (ingénierie, conseil, études...) de fourniture, de travaux, effectuées pour des tiers dans des domaines autres qu'électriques.

### **2.2.1.2 Précisions complémentaires**

#### 2.2.1.2.1 Fonctions support

Le périmètre d'une activité inclut également les fonctions support dédiées exclusivement ou à titre principal à cette activité.

Ainsi, le périmètre de l'activité Transport inclut les fonctions de gestion nécessaires pour garantir l'indépendance de sa gestion (achats, comptabilité, finances, juridique, communication...). De ce fait, les coûts des fonctions centrales d'EDF ne lui sont affectés qu'au cas où une de ces fonctions ne peut être assurée en direct par RTE en raison de contraintes d'organisation ou d'optimisation des coûts.

#### 2.2.1.2.2 Participations financières

Les titres immobilisés et les participations financières acquis jusqu'au 31 décembre 2000 ont été rattachés à l'activité Production. Les nouveaux investissements sont affectés à l'activité qui les finance.

### **2.2.2 RÈGLES D'IMPUTATION**

Pour l'établissement des bilans comme des comptes de résultats, le principe directeur est celui de l'affectation directe des différents postes ou flux. Lorsque cela n'est pas possible, il est fait recours à des conventions de dissociation ou à l'application de clés de répartition.

#### **2.2.2.1 Bilans**

##### 2.2.2.1.1 Actif

Les actifs immobilisés sont imputés directement conformément aux périmètres définis pour les activités comptables. Lorsqu'un élément de l'actif immobilisé est utile à plusieurs activités, il est imputé à l'activité qui en est l'utilisatrice à titre principal.

Ce principe d'imputation directe est également applicable à l'actif circulant. Ainsi les créances clients de chaque activité sont constituées de la somme des créances sur les utilisateurs tiers comptabilisées directement dans chaque activité et des créances constatées conformément aux protocoles et non échues à la date de clôture.

Lorsqu'un élément est par nature partagé entre plusieurs activités sans pouvoir être affecté à l'une d'entre elles à titre principal, la répartition est conforme au principe de non-discrimination et d'absence de subvention croisée, tout en respectant les besoins en fonds de roulement constatés pour l'activité concernée.

##### 2.2.2.1.2 Passif

Le passif des activités dissociées se compose des différents postes des comptes sociaux de l'entreprise intégrée (capitaux propres, dettes financières, provisions, écarts de réévaluation, passifs d'exploitation...). Chaque activité s'est donc vue attribuer tous les éléments de passif nécessaires à son exercice.

En premier lieu, tous les éléments qui ont pu l'être ont fait l'objet d'une imputation directe :

- passifs d'exploitation (dettes fournisseurs, charges à payer...);
- provisions (les provisions pour renouvellement des concessions de distribution ont été imputées à la Distribution et les provisions pour fin du cycle nucléaire ont été imputées à la Production) ;
- autres postes de passif directement imputables (écarts de réévaluation, droit du concédant, subventions d'investissement reçues).

En revanche, une partie du passif, des capitaux propres et des dettes financières, a été considérée comme fongible étant donné le caractère intégré de l'entreprise. Concernant RTE, dans le cadre de la préparation à la filialisation de l'activité en 2005, un prêt synthétique conclu entre l'activité Production et l'activité Transport dont les modalités de détermination ont été validées par la CRE remplace, au 31 décembre 2004, les lignes de dettes affectées par les précédentes conventions.

### 2.2.2.2 Comptes de résultats

- L'imputation directe des charges a été le principe directeur. Ainsi, lorsque des produits et charges ont été identifiés comme relevant d'une activité à titre principal, une imputation directe a été choisie, une ré-affectation de produit ou une refacturation de charges vers les autres activités étant le cas échéant opérée soit sur la base d'unités d'œuvre ou sur la base de clés de répartition lorsqu'il n'était pas possible de procéder autrement.
- Les relations interactivités sont comptabilisées sur la base de protocoles ou conventions signés entre les différentes parties concernées (cf. note 2.2.3). Ces protocoles ou conventions définissent en particulier les modes de valorisation et de facturation de ces opérations.
- Les recettes de l'activité Transport résultent des montants effectivement facturés aux clients tiers éligibles ayant opté pour un Contrat d'accès au réseau de transport (Cart) et des recettes enregistrées dans le cadre de la mise en œuvre des protocoles.
- Les recettes d'accès aux réseaux du Distributeur, hors recettes directes perçues auprès des clients tiers éligibles ayant opté pour un Contrat d'accès au réseau de distribution (Card), sont issues de l'application des protocoles concernés.
- Les recettes de l'activité Production proviennent essentiellement de la vente d'électricité aux clients finals en France et à l'étranger, ainsi que des diverses prestations réalisées dans le cadre des protocoles (services rendus au système, ventes d'énergie pour la compensation des pertes sur les réseaux de distribution, prestations dans différents domaines...).
- Les charges et les produits liés au mécanisme d'ajustement et au responsable d'équilibre de l'activité Transport sont enregistrés en chiffre d'affaires pour les ajustements à la baisse, en autres produits pour le protocole lié au responsable d'équilibre et en charges (services extérieurs) pour les ajustements à la hausse.
- La charge d'impôt sur les sociétés est répartie entre les activités dissociées au prorata de leur contribution au résultat fiscal que cette dernière soit positive ou négative, ce qui revient à comptabiliser des impôts négatifs pour les activités déficitaires.

### 2.2.3 PROTOCOLES ET CONVENTIONS DE DISSOCIATION COMPTABLE

Les relations financières entre activités dissociées ont été transcrites dans une centaine de conventions et protocoles internes retraçant tous les flux. Ces conventions et protocoles, mis en œuvre pour la première fois en 2001, sont le cas échéant revus chaque année (avenant, création, suppression). Ils définissent de manière claire et opposable les types de prestations que les différentes activités peuvent réaliser les unes pour les autres, et précisent les modalités de la transaction (valorisation, périodicité de facturation et modalités de règlement). Les fonctions support nécessaires à l'indépendance de gestion de RTE, qui ne peuvent totalement ou partiellement être assurées en direct par RTE, en raison de contraintes d'organisation ou d'optimisation des coûts, font l'objet de conventions régissant la mise à disposition des ressources correspondantes.

#### 2.2.3.1 Description

- Les protocoles recouvrent :
- en application de l'article 23 de la loi n° 2000-108, les conditions d'accès aux réseaux de transport et de distribution et de leur utilisation, ainsi que les conditions d'application de la tarification de l'utilisation des réseaux ;
  - en application de l'article 15 de la loi n° 2000-108, les relations relatives aux prestations, fournies par le Producteur à RTE, nécessaires au fonctionnement et à la sécurité d'exploitation du réseau de transport (services système, participation au mécanisme d'ajustement, gestion prévisionnelle et programmation de la production, responsabilité d'équilibre) ;
  - en application de l'article 25 de la loi n° 2000-108, d'une part, des prestations réalisées par des directions centrales (rattachées comptablement à l'activité Production) dans les domaines sociaux (ressources humaines, formation, prévention sécurité), logistique (informatique et télécommunications, immobilier...), financier et recherche-développement, et, d'autre part, des prestations plus techniques (maintenance et entretien de matériel...);
  - les répartitions de charges, notamment pour les charges centrales d'EDF.

Les protocoles d'accès aux réseaux couvrent :

- l'accès du Distributeur au réseau public de transport ;
- l'accès au réseau public de transport en vue de réaliser l'injection et le soutirage de l'énergie électrique produite ou consommée par les sites de production d'EDF ;

- l'accès au réseau public de transport pour assurer l'exécution des contrats d'exportation et d'importation d'électricité conclus par EDF, et la participation aux mécanismes d'attribution de capacités d'interconnexion avec les réseaux de pays limitrophes ;
- le reversement de la part des recettes relatives à l'accès aux réseaux perçues par le Producteur, au titre de son activité de commercialisation, auprès des clients lui achetant leur électricité aux tarifs de vente :
  - à RTE, pour les clients raccordés au réseau public de transport,
  - au Distributeur, pour les clients raccordés au réseau public de distribution concédé à EDF.

### 2.2.3.2 Principes financiers

Les relations financières entre activités ont été formalisées dans les protocoles et conventions de dissociation comptable, en veillant à respecter les principes de transparence, d'absence de subventions croisées et de non-discrimination.

Elles sont déterminées par référence à la situation qui prévaudrait entre des entreprises distinctes, appliquant dans leurs relations réciproques des conditions identiques à celles appliquées aux tiers. Lorsque les conditions appliquées aux tiers découlent d'un tarif public ou de la réglementation, ces règles publiques constituent le référentiel de règles applicables entre activités dissociées.

S'agissant toutefois de relations au sein d'une même entité juridique, les flux financiers figurant dans les protocoles et conventions sont hors taxes (notamment pour la TVA).

#### 2.2.3.2.1 Valorisation des protocoles d'accès aux réseaux

Pour les protocoles d'accès aux réseaux de transport et de distribution, les recettes de RTE et du Distributeur ont été calculées suivant le barème fixé par le décret n° 2002-1014 du 19 juillet 2002 (relatif aux tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité).

#### 2.2.3.2.2 Valorisation des conventions de prestations

La valorisation repose sur la couverture des coûts de revient des prestations, sauf dans les cas où il existe une référence à des prix de marché.

La construction des coûts de revient est établie par chaque entité prestataire sur la base des coûts propres de l'entité (coûts directement affectés à la prestation, coûts de structure de l'entité, coûts facturés par les autres prestataires pour ses propres consommations).

## 2.3 Changements comptables

### Avertissement :

*Les comptes annuels arrêtés par le Conseil d'administration et publiés au BALO présentent trois exercices de comparatif. La note 2.2, « Changements comptables », établie sur trois ans, est reprise ci-dessous dans son intégralité, bien que les comptes résumés ne présentent que deux exercices de comparatif.*

Afin de rendre comparables les comptes des exercices 2002, 2003 et 2004, il convient de les retraiter des changements de méthodes comptables intervenus lors des exercices 2002 et 2003. Par ailleurs, sont mentionnés les effets des changements d'estimation et de présentation.

### 2.3.1 CHANGEMENTS DE MÉTHODES DE L'EXERCICE 2003

EDF a appliqué par anticipation au 1<sup>er</sup> janvier 2003 le règlement CRC n° 2002-10 relatif à l'amortissement et à la dépréciation des actifs, ce qui s'est traduit par les changements comptables relatifs au mode d'amortissement d'installations de production, de transport et de distribution, la modification du plan d'amortissement de certains composants des installations nucléaires identifiés comme devant être remplacés, et la reprise de la provision pour maintien du potentiel hydraulique des ouvrages.

EDF a également opté au 1<sup>er</sup> janvier 2003 pour la méthode de comptabilisation en charges des intérêts des capitaux empruntés.

#### 2.3.1.1 Modification du mode d'amortissement des installations nucléaires et de certaines autres immobilisations

Conformément à la pratique dominante de l'industrie et dans le cadre de l'ouverture du marché à la concurrence, EDF amortit désormais l'ensemble de ses immobilisations selon le mode linéaire et pratique un amortissement dérogatoire calculé selon le mode dégressif pour les installations de production et certains ouvrages de transport et de distribution. Ce changement de méthode a conduit EDF à revoir l'amortissement de dépréciation de façon rétrospective en mode linéaire et à reclasser au passif du bilan, en provisions réglementées, l'amortissement dérogatoire correspondant au complément dégressif. Cette modification a été sans impact sur le report à nouveau.

### 2.3.1.2 Modification du plan d'amortissement de certains composants

EDF applique désormais une méthode de comptabilisation qui consiste à réviser le plan d'amortissement de certains gros composants des centrales nucléaires de manière prospective à compter de la date à laquelle un défaut générique est identifié et le remplacement programmé. Cette nouvelle méthode a été appliquée de manière rétrospective. De ce fait, les provisions antérieurement constituées au titre des remplacements de ces pièces ont été reprises.

### 2.3.1.3 Dépenses de maintien aux conditions opérationnelles des ouvrages hydrauliques

La provision pour maintien du potentiel hydraulique, représentative des dépenses courantes de maintenance nécessaires pour garantir le maintien en bon état de fonctionnement des ouvrages conformément au cahier des charges des entreprises hydrauliques concédées, maintenue dans les comptes en 2002 conformément aux dispositions transitoires des règlements CRC n° 2000-06 et CRC n° 2002-10, a été reprise en totalité (les dépenses d'entretien ne peuvent plus faire l'objet d'une provision à compter de 2003).

### 2.3.1.4 Intérêts des capitaux empruntés (intérêts intercalaires) pour la construction des installations de production et des réseaux et pour la fabrication de la première charge de combustibles nucléaires

À compter du 1<sup>er</sup> janvier 2003, conformément à l'option prévue par les textes français et internationaux, les intérêts des emprunts encourus pendant la période de construction des centrales et des réseaux et pendant la période de fabrication des premières charges de combustibles ne sont pas capitalisés mais comptabilisés en charges à mesure qu'ils sont encourus. L'application de cette méthode a conduit à annuler les intérêts qui avaient été capitalisés en charges à étaler. Cette décision s'est appliquée également aux dépenses de pré-exploitation.

## 2.3.2 CHANGEMENTS DE MÉTHODES DE L'EXERCICE 2002

Les changements comptables pratiqués dans les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2002 étaient liés à l'adoption du règlement CRC n° 2000-06 sur les passifs qui s'est essentiellement traduit par la comptabilisation au passif de la totalité des obligations de déconstruction des installations thermiques et nucléaires et de dernier cœur, pour la valeur actuelle des décaissements futurs, et la comptabilisation à l'actif des coûts de déconstruction et de dernier cœur, en tant que complément du coût des installations, évalués à la date de mise en service de la tranche de production ; des provisions au titre des révisions décennales des centrales nucléaires et des centrales thermiques à flamme ont également été constituées, de même que des provisions au titre des contrats déficitaires d'achat et de vente d'énergie.

Par ailleurs, au 1<sup>er</sup> janvier 2002, EDF a opté pour :

- l'application de la méthode préférentielle relative à la comptabilisation d'une provision pour la totalité des pertes latentes de change sur emprunts et swaps et n'étaie plus celles-ci sur la durée de vie restante de ces derniers,
- l'étalement linéaire des frais d'émission des emprunts sur la durée de ceux-ci.

### 2.3.3 IMPACTS DES CHANGEMENTS DE MÉTHODES

Les tableaux ci-après présentent l'effet sur les capitaux propres et sur le résultat net de 2002 des changements de méthodes comptables intervenus au cours de l'exercice 2003 :

#### Effet sur les capitaux propres

(en millions d'euros)

Capitaux propres publiés au 31.12.2002	14 921		
	Brut	Impôt	Net
Effet du passage du mode d'amortissement dégressif au mode linéaire CRC n° 2002-10	8 866	(12)	8 878
Gros composants amortis sur leur durée de vie propre CRC n° 2002-10	1 284	474	810
Reprise de la provision pour maintien du potentiel hydraulique CRC n° 2002-10	1 442	511	931
Annulation des intérêts intercalaires capitalisés	(3 134)	-	(3 134)
Total des changements	8 459	973	7 486
Capitaux propres au 31.12.2002 (données pro forma)	22 407		

#### Effet sur le résultat net

(en millions d'euros)

Résultat net publié au 31.12.2002	(1 075)		
	Brut	Impôt	Net
Effet du passage du mode d'amortissement dégressif au mode linéaire CRC n° 2002-10	3	1	2
Gros composants amortis sur leur durée de vie propre CRC n° 2002-10	(97)	(34)	(63)
Reprise de la provision pour maintien du potentiel hydraulique CRC n° 2002-10	(409)	(144)	(265)
Annulation des intérêts intercalaires capitalisés	188	-	188
Total des changements	(316)	(178)	(138)
Résultat net au 31.12.2002 (données pro forma)	(1 213)		

### 2.3.4 CHANGEMENTS D'ESTIMATION

#### 2.3.4.1 Durée d'amortissement des centrales nucléaires

EDF a décidé au 1<sup>er</sup> janvier 2003 d'allonger la durée d'amortissement de ses installations nucléaires pour la porter de trente ans à quarante ans. Le retour d'expérience d'exploitation, les études techniques réalisées, les renouvellements aux États-Unis de licences d'exploitation pour des tranches nucléaires de même technologie ainsi que la démarche engagée par EDF auprès de l'Autorité de Sécurité Nucléaire pour définir les conditions d'exploitation des installations au-delà de trente ans sont les principaux éléments qui ont amené EDF à prendre cette décision. Ce changement a été comptabilisé de manière pros-

pective et n'a donc pas eu d'effet sur les capitaux propres au 31 décembre 2002.

L'allongement de la durée de vie des centrales nucléaires à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2003 a eu pour conséquence de décaler de dix 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 derniers cœurs a été révisé à la baisse.

Cet allongement a également des effets induits sur les autres postes d'actif et de passif :

- provisions pour contrats de vente d'énergie déficitaires ;
- produits constatés d'avance et produits à recevoir pour les centrales en participation ;
- provision pour dépréciation des pièces de sécurité stratégiques des installations nucléaires.

L'application du règlement CRC n° 2000-06 sur les passifs au 1<sup>er</sup> janvier 2002 avait conduit à constater de manière rétroactive un actif de déconstruction et de derniers cœurs en contrepartie des provisions, estimé à la date de mise en service des centrales concernées. Les normes françaises ne prévoient aucune disposition particulière pour enregistrer les changements d'estimation des provisions dont la contrepartie, à l'origine, a été enregistrée à l'actif du bilan, comme un élément du coût.

Les normes internationales prévoient explicitement que les effets de la désactualisation sont à enregistrer en résultat. Néanmoins, et jusqu'en 2003, elles ne prévoyaient pas les modalités de comptabilisation des variations de provisions liées à des changements d'estimation (changement de calendrier, d'estimation des dépenses, de taux d'actualisation).

En l'absence de disposition dans les textes comptables applicables en France, et dans le cadre de la convergence du référentiel du Groupe avec les normes internationales, EDF avait décidé, pour l'arrêté des comptes sociaux à fin 2003, de s'inspirer du projet révisé de traitement que le Comité d'interprétation des normes internationales (IFRIC) avait annoncé 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 n'a pu être imputé sur les actifs précités est comptabilisé en résultat. Ce projet a été définitivement approuvé par le Board en mai 2004.

Effets sur le résultat de l'exercice 2003 (hors autres changements d'estimation) :

- diminution de 475 M€ des dotations aux amortissements des installations nucléaires ;
- diminution de 190 M€ des dotations aux amortissements des actifs constitués en contrepartie des provisions (déconstruction, derniers cœurs) ;
- augmentation de 23 M€ des charges diverses de gestion correspondant à l'ajustement du produit à recevoir relatif à l'engagement des partenaires étrangers à participer à la déconstruction de certaines installations nucléaires ;

- diminution de 2948 M€ (dont 2811 M€ au 1<sup>er</sup> janvier et 137 M€ en flux de l'exercice) des provisions pour déconstruction et derniers cœurs ;
- imputation de la diminution des provisions pour déconstruction et derniers cœurs au 1<sup>er</sup> janvier 2003 sur la valeur nette comptable des actifs de contrepartie et sous-jacents (centrales) pour 2775 M€ ;
- diminution de 205 M€ des provisions pour contrats de vente d'énergie déficitaires ;
- diminution de 24 M€ des reprises sur produits constatés d'avance au titre des centrales en participations, les sommes perçues d'avance sur ces contrats étant reprises en résultat selon un échéancier calé sur la durée d'amortissement des tranches nucléaires concernées.

#### 2.3.4.2 Coût de référence des contrats de vente d'énergie déficitaires

À compter de 2003, la référence est le coût direct de production nucléaire considéré comme étant économiquement plus pertinent que le coût complet de production nucléaire utilisé en 2002. Ce changement s'est traduit par une reprise de provision de 111 M€ qui a été enregistrée directement en capitaux propres, s'agissant d'une ré-estimation affectant des provisions qui avaient été constituées par imputation sur les capitaux propres.

#### 2.3.5 CHANGEMENTS DE PRÉSENTATION

Trois reclassements effectués en 2003 ont affecté la présentation du bilan :

- les titres de participation cotés considérés comme disponibles à la vente précédemment enregistrés en titres de participation figurent désormais en valeurs mobilières de placement ;
- les valeurs mobilières de placement destinées à participer au financement des opérations de fin de cycle nucléaire provisionnées au passif du bilan figurent à partir de 2003 dans le portefeuille de Tiap ;
- la contrepartie de la trésorerie reçue au titre de la cession de créances sur des clients à un fonds commun de créances figure en dettes financières. Auparavant, celle-ci figurait au 31 décembre en dettes d'exploitation. En conséquence, les charges liées à ces opérations ne sont plus enregistrées en résultat d'exploitation mais sont désormais classées en charges financières (55 M€ en 2003).

Aucun reclassement n'a été effectué en 2004.

## 2.4 Événements et transactions significatifs survenus au cours des trois derniers exercices

### 2.4.1 EXERCICE 2004

- Un montant total de 1 224 M€ comprenant 7 M€ d'intérêts courus sur l'exercice 2004 a été versé en février 2004 à l'État français suite à la décision de la Commission Européenne du 16 décembre 2003 notifiée à la France le 17 décembre 2003. 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.
- Les arrêtés ministériels du 28 février 2004 parus au JO du 30 mars 2004 ont fixé la Contribution au Service Public de l'Électricité (CSPE) à 4,5 euros/MWh et ont baissé corrélativement les tarifs intégrés de 1,2 euro/MWh avec effet rétroactif au 1<sup>er</sup> janvier 2004.
- L'article 36 de la loi de finances pour 2003 avait modifié le régime de la taxe sur les ouvrages hydro-électriques en la limitant aux seuls ouvrages implantés sur les voies navigables. L'article 39 de la loi de finances rectificative pour 2003 a supprimé à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2004 la taxe sur les ouvrages hydro-électriques et prévoit corrélativement une augmentation de la taxe due sur les Installations Nucléaires De Base (le tarif de l'imposition est porté de 1,2 M€ à 2,1 M€ par réacteur).
- La loi du 10 février 2000 pour l'électricité a transcrit en droit français les modalités de l'ouverture des marchés découlant de la directive européenne de 1996. Conformément à cette loi, le 1<sup>er</sup> juillet 2004, tous les consommateurs professionnels d'électricité sont devenus « éligibles » et peuvent, en exerçant leur éligibilité, négocier librement leur contrat de fourniture. Cette mesure porte de 37 à 70 % l'ouverture du marché de l'électricité et concerne 2,3 millions de clients.
- Au cours du second semestre 2004, l'ensemble des titres Total a été cédé pour 2 558 M€. La plus value comptable liée à cette opération s'élève à 698 M€.
- En novembre 2004, l'État a décidé de créer un fonds dédié pour assurer le financement du démantèlement des installations nucléaires de Marcoule et de Pierrelatte. Dans ce cadre, le CEA, EDF, la Cogema et le GIE Codem ont signé fin décembre 2004 un protocole d'accord relatif à la reprise de la maîtrise d'ouvrage et au 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 de l'acceptation par le CEA de la reprise de la maîtrise d'ouvrage des opérations sur l'usine UP1 de Marcoule, EDF verse au CEA une contribution

libératoire de 1 141 M€ qui couvre l'intégralité de la quote-part d'EDF au coût des opérations restant à réaliser sur cette usine au 1<sup>er</sup> décembre 2004. Le résultat 2004 avant impôt a été impacté négativement à hauteur de 190 M€.

- Une opération de titrisation de crédits immobiliers a été réalisée en décembre 2004 : le prix de cession, qui a porté sur un encours de 233 M€, s'élève à 201 M€, soit une charge nette de 32 M€.
- Un complément de provision pour risques sur les engagements de rachats de titres Italenergia Bis (IEB) a été enregistré à hauteur de 395 M€.
- Un complément de provision pour dépréciation des titres EDF International a été enregistré à hauteur de 698 M€.

### 2.4.2 EXERCICE 2003

- Suite à la décision de la Commission Européenne du 16 décembre 2003 notifiée à l'État français le 17 décembre 2003, l'entreprise a enregistré sur l'exercice une charge à payer de 1 217 M€, dont 889 M€ 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 M€ en charges financières représentatives des intérêts courus correspondants. Par une décision de la CRE en date du 26 février 2004, ces montants ont été répartis entre les activités Production, Transport et Distribution au prorata des capitaux propres tels qu'ils figurent aux bilans dissociés de l'exercice 2000, soit respectivement 56,35 % pour la Production, 27,12 % pour le Transport et 16,53 % pour la Distribution.
- La loi du 3 janvier 2003 a modifié et élargi le mécanisme de compensation du coût des missions de service public supporté par les opérateurs français et instauré par la loi du 10 février 2000. Elle a instauré à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2003 une « Contribution au Service Public de l'Électricité (CSPE) » en remplacement du « Fonds du Service Public de la Production d'Électricité (FSPPE) », mécanisme de compensation créé le 1<sup>er</sup> janvier 2002. Dorénavant, 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 sont collecteurs de la contribution et procèdent à sa liquidation. Cette compensation se traduit aussi dans les comptes 2003 par un produit de 1 450 M€ enregistré en subvention d'exploitation.
- Depuis le 10 février 2003, le seuil d'éligibilité des clients a été abaissé à 7 GWh. Le marché français était ainsi ouvert à la concurrence à hauteur de 37 %.

- L'opération d'inventaire physique des immobilisations menée par l'entreprise a eu un impact positif de 584 M€ sur le résultat de l'exercice (958 M€ avant impôts sur les sociétés).
- Un complément de provision pour dépréciation des titres EDF International a été enregistré à hauteur de 1 330 M€.
- Une provision pour dépréciation des titres Italergeria Bis a été enregistrée pour 45 M€ ainsi qu'une provision pour risques sur les engagements de rachats d'actions de 855 M€.
- La sortie d'EDF d'un projet de centrale de cogénération, dont le risque avait été provisionné en 2002 à hauteur de 200 M€, s'était soldée en 2003 par un produit net de 85 M€.
- Une opération de titrisation de crédits immobiliers a été réalisée en 2003 : le prix de cession, qui a porté sur un encours de 415 M€, s'élevait à 377 M€, soit une charge nette de 38 M€.
- La canicule avait généré un supplément de charge estimé à 335 M€.
- Les ventes aux enchères de capacités de production en 2003 ont doublé par rapport à celles de 2002, soit

une augmentation de 441 M€ correspondant à une progression de 17 TWh.

### 2.4.3 EXERCICE 2002

- Un complément de provision pour dépréciation des titres de participation EDF International de 2 385 M€.
- La renégociation du contrat de fourniture d'électricité à SEP s'est traduite par un produit net de 400 M€, dont 380 M€ en résultat d'exploitation et 20 M€ en résultat financier.
- Une reprise de provision d'exploitation sur les contrats déficitaires de ventes d'énergie pour 268 M€ due à l'effet du plafonnement de la contribution au Fonds du Service Public pour la Production d'Électricité.
- Un produit d'exploitation de 351 M€ correspondant à une reprise de la provision pour maintien du potentiel hydraulique.
- Une reprise de la provision pour dépenses de fin de cycle des combustibles nucléaires à hauteur de 375 M€.
- La constitution de nouvelles provisions pour risques à hauteur de 233 M€.

## 2.5 Variation des capitaux propres

(en millions d'euros)

	Capital Dotations en capital	Réserves Primes de fusion	Report à nouveau	Résultat de l'exercice	Subventions d'investis- sement reçues	Provisions régle- mentées	Total capitaux propres
Situation au 31 décembre 2002	8 129	5 369	1 976	(1 075)	158	363	14 921
Impact changements de méthodes			(1 360)			8 846	7 486
Résultat 2003		(1)		469	(11)	(395)	62
Affectation du résultat 2002			(1 075)	1 075			-
Distribution de dividendes <sup>(1)</sup>			(208)				(208)
Autres variations			(817)		28	(5)	(794)
Situation au 31 décembre 2003	8 129	5 368	(1 484)	469	175	8 808	21 465
Impact retraites net d'impôt			(2 863)				(2 863)
Résultat 2004		(2)		902	(4)	187	1 084
Affectation du résultat 2003			469	(469)			-
Distribution de dividendes <sup>(1)</sup>		(321)					(321)
Autres variations		(1 015)	1 015		25		25
Situation au 31 décembre 2004	8 129	4 030	(2 863)	902	197	8 995	19 390

(1) L'article 79 de la loi de finances rectificative pour 2001 (loi n° 2001-1276 du 28 décembre 2001) a précisé la nature et les modalités de détermination du dividende que les établissements publics de l'État à caractère industriel, commercial ou financier, peuvent être conduits à verser. Ce dividende, qui constitue le mode exclusif de rémunération de l'État, est prélevé sur le bénéfice distribuable (au sens de l'article L. 346 du Code de commerce), constitué du bénéfice de l'exercice, après dotations aux amortissements et provisions, diminué des pertes antérieures ainsi que des sommes à porter en réserves, et augmenté du report bénéficiaire. Pour ce qui concerne EDF, le mode de calcul du dividende avait été redéfini dans le cadre du contrat de Groupe signé avec l'État le 14 mars 2001. Ainsi, pour les trois années 2001-2003, la rémunération de l'État a représenté 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.

En 2004, la variation de (2 075) M€ des capitaux propres est imputable à hauteur de :

- (2 863) M€ aux contributions exceptionnelles, forfaitaires et libératoires dues à la CNAV, à l'ARRCO et à l'AGIRC et au montant provisionné au titre de la contribution de maintien de droits, nets d'impôts sur les sociétés ;
- 1 084 M€ au résultat de l'exercice net des dotations et reprises aux provisions réglementées et des reprises de subventions reçues ;
- (321) M€ à la distribution de dividendes sur le résultat de l'exercice 2003 ;
- 25 M€ aux subventions reçues.

Conformément à la loi n° 2004-803 du 9 août 2004 relative au service public de l'électricité et du gaz et aux entreprises électriques et gazières et au décret n° 2004-1224 du 17 novembre 2004, le capital social d'EDF, société anonyme, est de 8 129 000 000 euros, divisé en 1 625 800 000 actions de 5 euros chacune de valeur nominale, entièrement libérées.

Ainsi, le capital d'EDF, établissement public à caractère industriel et commercial, qui se composait d'un capital légal de 395 M€ et de dotations en capital de 7 734 M€, a été transformé en capital social de la société anonyme.

En 2003, les capitaux propres avaient augmenté de 6 544 M€ du fait principalement :

- des changements de méthode mis en œuvre en 2003 pour 7 486 M€ après déduction d'un impôt sur les sociétés de 973 M€ ;
- du résultat net des reprises de provisions réglementées et des subventions reçues pour 62 M€ ;
- de la distribution de dividendes sur le résultat 2002 pour 208 M€ ;
- de la charge à payer 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, suite à la décision de la Commission européenne du 16 décembre 2003, pour 889 M€ ;
- du changement du coût de référence retenu pour le calcul des provisions pour contrats de vente d'énergie déficitaires qui s'est traduit par une reprise de provision nette d'impôt de 72 M€ ;
- des subventions reçues pour 27 M€.

L'impact des changements de méthode s'était traduit, en 2003, par une diminution du report à nouveau de 1 360 M€ résultant de :

- l'effet négatif de l'annulation des intérêts intercalaires pour 3 134 M€ ;
- la reprise de la PMPH pour 1 442 M€ ;
- la modification du plan d'amortissement de certains gros composants pour 1 338 M€ ;

- l'effet négatif du changement du mode d'amortissement sur la provision pour contrats de vente d'énergie déficitaires pour 34 M€ ;
- l'impôt sur les sociétés dû à ce titre (973 M€).

L'impact du changement de méthode sur les provisions réglementées de 8 846 M€ résultait du passage de l'amortissement dégressif au dérogatoire au 1<sup>er</sup> janvier 2003 sur :

- les installations de production et de réseaux pour 8 040 M€ ;
- les actifs de contrepartie pour 860 M€ dont 670 M€ pour l'actif de déconstruction REP et 190 M€ pour l'actif derniers cœurs ;
- les gros composants pour (54 M€).

## Projet de délibération du Conseil d'administration

# Arrêté des comptes consolidés 2004

Le Conseil d'administration,

après avoir entendu le Directeur Général Délégué Finances,

après avis du Comité d'audit,

après avoir pris acte de l'opinion exprimée par les Commissaires aux comptes,

arrête les comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2004 faisant ressortir un bénéfice net, part d'EDF de 1 341 millions d'euros et des capitaux propres, part d'EDF de 17 567 millions d'euros.

## Projet de délibération du Conseil d'administration

# Arrêté des comptes individuels 2004

Le Conseil d'administration,

après avoir entendu le Directeur Général Délégué Finances,

après avis du Comité d'audit,

après avoir pris acte de l'opinion exprimée par les Commissaires aux comptes,

arrête les comptes sociaux de l'exercice clos le 31 décembre 2004 faisant ressortir un bénéfice de 902 308 737,30 euros et des capitaux propres de 19 390 188 606,14 euros.

CONCEPTION-RÉALISATION : 

DÉPÔT LÉGAL : ISSN 1169-159X

CRÉDIT PHOTO : Getty/Peter Scholey (droite) et Chabruken (gauche)

IMPRIMERIE : IME

3, rue de l'Industrie – BP 32017 – 52112 Baume-les-Dames

Imprimé sur du papier en pâte TCF totalement sans chlore et entièrement recyclable.

Fabrication certifiée ISO 9001 et ISO 14001.