

# Annexe 1

## Charges prévisionnelles au titre de l'année 2006

(CP'<sub>06</sub>)

L'évaluation du montant prévisionnel des charges de service public de l'électricité au titre de l'année 2006 a été réalisée à partir de la comptabilité appropriée fournie par les opérateurs ayant supporté de telles charges en 2004, et à partir de données détaillées transmises par ceux prévoyant de supporter des charges en 2006.

Bien que cette prévision s'appuie en grande partie sur des données constatées en 2004, la CRE souhaite rappeler que les évaluations formulées ci-dessous comportent des risques d'incertitude inhérents à tout exercice de prévision, dont les principaux facteurs sont les suivants :

- coût des facteurs de production dans les zones non interconnectées, notamment les combustibles fossiles ;
- quantité d'électricité produite par les producteurs bénéficiant de l'obligation d'achat ;
- nombre d'installations de cogénération fonctionnant en mode dispatchable ;
- niveau des prix à terme de l'électricité sur les marchés de gros français et européens, lié notamment à l'évolution de la consommation, à la disponibilité des moyens de production et au prix des combustibles ;
- nombre de clients ayant droit à la tarification spéciale « produit de première nécessité ».

### A. Charges prévisionnelles supportées par EDF au titre de 2006

#### 1. Surcoûts de production dans les zones non interconnectées<sup>1</sup>

Le décret du 28 janvier 2004 prévoit que le montant des surcoûts de production dans les zones non interconnectées (ZNI) est égal, pour chaque ZNI, à la différence entre « *le coût de production normal et complet, pour le type d'installation de production considéré* » et « *le prix qui résulterait de l'application à la quantité d'électricité considérée du tarif de vente, pour la part relative à la production, aux clients non éligibles* ». Les surcoûts de production n'incluent pas les surcoûts de gestion de la clientèle dans les ZNI. Par ailleurs, les coûts de commercialisation, liés dans les ZNI essentiellement à la maîtrise de la demande d'électricité, sont pris en compte dans les coûts de production (voir annexe 2-A.1).

Le calcul prévisionnel des surcoûts de production nécessite donc d'évaluer, dans les ZNI, les coûts de production d'EDF et la part relative à la production dans les recettes d'EDF pour 2006.

---

<sup>1</sup> Corse, DOM, Saint-Pierre et Miquelon et îles bretonnes des Glénans, Ouessant, Molène et Sein

## 1.1. Coûts de production prévisionnels dans les ZNI

La prévision est établie sur la base d'une hausse de la consommation de 9,3 % entre 2004 et 2006. Les coûts de production prévisionnels (incluant la fourniture des pertes et des services systèmes) s'élèvent à **715,9 M€**, répartis comme suit :

Tableau 1 : coûts de production prévisionnels d'EDF dans les ZNI en 2006

	nature de coûts	montant prévis. 2006 M€	montant 2004 retenu par la CRE M€	variation 2004-2006 %
coûts variables	achats de combustibles hors taxes	283,9	205,2	38,4%
	personnel, charges externes et autres achats	174,8	167,7	4,2%
	impôts et taxes	74,8	67,7	10,5%
	coûts de commercialisation	11,7	6,3	83,9%
coûts fixes	charges financières (taux de 7,25 % en 2006)	77,7	71,6	8,6%
	amortissements	50,7	54,5	-7,0%
	frais de structure, de siège et prestations externes	42,4	45,3	-6,4%
<b>coût total</b>		<b>715,9</b>	<b>618,2</b>	<b>15,8%</b>

L'augmentation des coûts de production prévisionnels pour 2006 dans les ZNI par rapport à ceux retenus en 2004 résulte principalement de la hausse attendue sur les achats de combustibles imputable à l'augmentation du prix des produits pétroliers observée depuis le début de l'année 2005.

La forte hausse attendue des coûts de commercialisation résulte du renforcement des actions relatives à la maîtrise de la demande d'électricité dans l'ensemble des ZNI.

## 1.2. Recettes de production prévisionnelles dans les ZNI

Les recettes de production prévisionnelles dans les ZNI en 2006 sont établies à partir de celles constatées en 2004. Elles sont calculées à partir du chiffre d'affaires prévisionnel issu du tarif de vente aux clients non éligibles alors en vigueur (corrigé des recettes imputables au « tarif agent »), sans tenir compte de la tarification spéciale « produit de première nécessité », les charges liées à celle-ci étant prises en compte par ailleurs.

Les recettes de production d'EDF dans les ZNI sont obtenues en retranchant du chiffre d'affaires les recettes de distribution issues du tarif national d'utilisation des réseaux et les recettes relatives à la gestion de la clientèle, puis en ajoutant les recettes liées à la vente des pertes et des services systèmes (les surcoûts de production dus à leur fourniture devant être compensés).

Les principales évolutions et hypothèses retenues pour le calcul des recettes sont les suivantes :

- hausse moyenne de la consommation de 9,3 % entre 2004 et 2006, la hausse dans chaque ZNI étant uniformément répartie sur l'ensemble des catégories tarifaires ;

- baisse du taux de pertes moyen sur l'ensemble des ZNI de 0,5 % (en valeur absolue) entre 2004 et 2006 (la baisse étant distincte d'une ZNI à l'autre) ;
- prise en compte en 2006 du nouveau tarif d'acheminement ;
- augmentation de la rémunération des capitaux employés de 6,5% à 7,25% ;
- pas de hausse tarifaire prise en compte.

Les recettes de production prévisionnelles dans les ZNI en 2006 s'élèvent à **290,6 M€**, réparties comme suit :

*Tableau 2 : recettes de production prévisionnelles dans les ZNI en 2006*

	Corse	Guadeloupe	Guyane	Martinique	La Réunion	Saint Pierre et Miquelon	Iles bretonnes	TOTAL
chiffre d'affaires issu de la fourniture d'électricité* (M€)	143,9	140,3	49,9	114,0	184,9	3,5	0,6	637,1
recettes réseau (M€)	63,9	57,0	18,7	44,9	72,4	1,4	0,3	258,6
recettes de fourniture (M€)	80,1	83,3	31,2	69,1	112,4	2,1	0,3	378,4
recettes gestion de la clientèle (M€)	3,2	3,1	0,8	2,7	4,4	0,1	0,0	14,3
recettes de production pure** (M€)	76,8	80,1	30,4	66,4	108,0	2,0	0,3	364,1
part EDF dans les recettes*** (M€)	53,3	45,2	30,4	61,5	48,8	2,0	0,3	241,5
<b>recettes de production d'EDF**** (M€)</b>	<b>66,1</b>	<b>55,2</b>	<b>34,2</b>	<b>70,6</b>	<b>61,9</b>	<b>2,2</b>	<b>0,4</b>	<b>290,6</b>
part production du tarif de vente***** (€/MWh)	45,8	50,1	47,8	50,8	50,2	49,1	39,3	-

\* le chiffre d'affaires indiqué correspond au chiffre d'affaires total déclaré par EDF, hors taxe et hors CSPE (cette dernière constituant depuis 2003 une contribution distincte des tarifs intégrés)

\*\* les recettes de production s'obtiennent en minorant les recettes totales des recettes réseau et de la part des recettes de gestion de la clientèle affectée à l'activité de fourniture (elles contiennent les recettes de commercialisation)

\*\*\* les recettes de production pure doivent être diminuées de la part des recettes issues de la vente des kWh produits dans le cadre des contrats d'achat ou ne donnant pas droit à compensation (liaison Corse-Italie)

\*\*\*\* incluant les recettes correspondant aux services systèmes et aux pertes

\*\*\*\*\* la part production du tarif de vente est utilisée pour évaluer les surcoûts dus aux contrats d'achat en ZNI

### 1.3. Surcoûts de production prévisionnels supportés par EDF dans les ZNI

Les coûts de production prévisionnels retenus par la CRE et la part production dans les recettes prévisionnelles d'EDF s'élevant respectivement à 715,9 M€ et 290,6 M€, le montant des surcoûts de production prévisionnels en 2006 dans les ZNI est égal à **425,3 M€**

## 2. Surcoûts dus aux contrats d'achat

### 2.1. Surcoûts dus aux contrats d'achat

Les contrats d'achat générant pour EDF des surcoûts, et qui font l'objet d'une compensation dans les conditions prévues au I de l'article 5 de la loi du 10 février 2000, seront en 2006 :

- les contrats relevant de l'obligation d'achat (article 10 de la loi) ;
- les contrats conclus ou négociés avant la loi du 10 février 2000 (article 50 de la loi) ;
- les contrats conclus dans les ZNI avec des producteurs indépendants en dehors du cadre des articles 10 et 50 de la loi (article 4-V du décret du 28 janvier 2004) ;
- les contrats de type « appel modulable » concernant des installations dites « dispatchables » (article 48 de la loi).

En application, respectivement de l'article 5 de la loi du 10 février 2000 et du décret du 28 janvier 2004, le montant des surcoûts est égal à la différence entre le prix d'acquisition de l'électricité payé en exécution des contrats en cause et :

- en métropole continentale, « les coûts évités à EDF, (...) calculés par référence aux prix de marché de l'électricité » ;
- dans les ZNI, « le prix qui résulterait de l'application à la quantité d'électricité considérée du tarif de vente, pour la part relative à la production, aux clients non éligibles » (soit sur la même base que pour les surcoûts de production établis au chapitre précédent).

### 2.2. Coûts dus aux contrats d'achat

#### 2.2.1. Quantités d'électricité et coûts d'achat prévisionnels (hors ZNI)

L'évaluation des quantités prévisionnelles qui seront achetées en 2006 est établie à partir de la comptabilité appropriée 2004 et des évolutions prévues pour 2006, fournies et justifiées par EDF.

L'évaluation prévisionnelle des tarifs d'achat se base sur les hypothèses suivantes :

- pour la cogénération :
  - o prise en compte des dispositions introduites par l'article 82 de la loi de finances pour 2006 ;
  - o pour les contrats antérieurs à la loi du 10 février 2000, rémunération du gaz plafonnée à 92,5 % du prix de référence à considérer au titre des coûts d'approvisionnement en gaz d'un cycle combiné de 650 MW au tarif STS en vigueur au 1<sup>er</sup> janvier 2006, conformément aux avenants en cours de notification entre EDF (et les ELD) et les producteurs, dont le modèle a été approuvé par le ministre chargé de l'énergie ;
  - o pour les contrats postérieurs à la loi du 10 février 2000, application du tarif défini dans l'arrêté du 31 juillet 2001 ;
  - o durée de fonctionnement moyenne équivalente à celle observée en 2004 (3 660 h).
- évolution des coefficients d'indexation des tarifs d'achat conforme à la moyenne constatée sur la période 1998-2004 (soit 2,4 % pour la cogénération, 2,6 % pour l'hydraulique et 2 % pour l'éolien).

Pour la cogénération, la CRE retient pour 2006 un tarif d'achat prévisionnel de 95 €/MWh pour les contrats bénéficiant du relèvement du plafond de rémunération (contrats antérieurs à la loi) et de 83 €/MWh pour les autres. Ces tarifs sont établis sur la base du tarif effectivement constaté en 2004 (77,4 €/MWh) et des hypothèses exposées ci-dessus. Elle considère une augmentation du productible de 2 % par rapport à 2004, afin de tenir compte de l'accroissement du parc sur la période 2004-2006.

Pour l'hydraulique, la CRE retient un tarif d'achat prévisionnel de 54 €/MWh et une durée de fonctionnement de 3 100 heures par an, conformément aux données transmises par EDF.

Pour les centrales d'incinération, la CRE a considéré une augmentation de productible de 4 %, correspondant à un accroissement du parc de 20 MW sur la période 2004-2006. La durée de fonctionnement de 4 200 h constatée en 2004 est conservée pour 2006. Compte tenu des coefficients d'indexation applicables et du tarif d'achat observé en 2004 (47 €/MWh), un tarif moyen de 49 €/MWh est considéré pour 2006.

Pour la filière éolienne, la CRE prend en compte en 2006 :

- un accroissement du parc de 20 MW par mois, à partir d'une puissance installée prévisionnelle de 540 MW au 1<sup>er</sup> janvier 2006 ;
- une durée moyenne d'utilisation de 2 200 heures ;
- un tarif d'achat moyen prévisionnel de 85 €/MWh<sup>2</sup>, tenant compte, d'une part, de l'indexation prévisionnelle du tarif d'achat effectivement constaté sur les installations existantes (80 €/MWh en 2004) et, d'autre part, du tarif applicable aux nouvelles installations.

### Prévisions

Compte tenu de ce qui précède, les quantités et coûts d'achat prévisionnels pour 2006 retenus par la CRE en métropole continentale sont indiqués dans le tableau ci-dessous :

Tableau 3 : quantités d'électricité et coûts d'achat prévisionnels pour 2006 (hors ZNI)

	cogén	dispatch.	hydro	éolien	incinération	autres	TOTAL
janv-06	3 022	6	510	159	201	79	3 977
févr-06	2 822	6	465	122	183	82	3 681
mars-06	3 036	6	494	100	208	81	3 924
avr-06	794	0	560	97	175	74	1 700
mai-06	243	0	644	103	184	45	1 219
juin-06	278	0	587	107	171	28	1 171
juil-06	159	0	514	117	207	23	1 020
août-06	150	0	410	124	178	24	885
sept-06	238	0	397	132	193	29	989
oct-06	602	0	488	144	174	59	1 467
nov-06	2 937	6	532	162	220	76	3 933
déc-06	3 071	6	574	199	214	78	4 142
<b>quantités (GWh)</b>	<b>17 351</b>	<b>30</b>	<b>6 176</b>	<b>1 566</b>	<b>2 308</b>	<b>678</b>	<b>28 109</b>
quantités retenues en 2004 (GWh)	17 008	66	4 494	577	2 219	772	25 136
<b>coût d'achat (M€)</b>	<b>1 646</b>	<b>68</b>	<b>333</b>	<b>133</b>	<b>113</b>	<b>46</b>	<b>2 339</b>
coût d'achat retenu en 2004 (M€)	1 316	74	249	46	104	51	1 841

La forte hausse des coûts d'achat de l'électricité produite par les installations de cogénération (+ 25 % par rapport à 2004) résulte du relèvement du plafond de rémunération du gaz survenu fin 2005. Ce relèvement permet aux exploitants d'installations de cogénération, à coût d'approvisionnement gaz égal, d'augmenter la rémunération dont ils bénéficient dans le cadre des contrats d'achat et donc, indirectement, d'abaisser le coût de production de l'énergie thermique. Ainsi, pour une installation de cogénération type<sup>3</sup>, ce coût de production, avec le plafond initial (équivalent à 72 % du prix de référence au 1/1/06), est diminué de 4 %

<sup>2</sup> quelques installations bénéficiant du tarif d'achat du 8 juin 2001 entreront courant 2006 dans leur 6<sup>e</sup> année d'exploitation et verront ainsi leur tarif ajusté en fonction de la durée moyenne effective de fonctionnement constatée lors des 5 années antérieures. Cependant, l'impact de cet ajustement sur le tarif moyen global 2006 de la filière éolienne devrait être infinitésimal et n'est pas pris en compte dans cette prévision.

<sup>3</sup> installation sous contrat 97-01 : 35 MWél, 50 MWth, 85 % d'efficacité énergétique, fonctionnement semi-base (5 mois hiver)

par rapport à ce qu'il serait en utilisant une chaudière équivalente. Avec le relèvement du plafond, il est diminué de 30 %.

La forte hausse des volumes achetés en hydraulique (+ 37 % par rapport à 2004) provient de la prise en compte des installations d'EDF dans le calcul des charges. En effet, la loi du 3 janvier 2003 permet à EDF d'intégrer ses installations dans le périmètre des contrats d'achat, dès lors que les certificats d'obligation d'achat et les protocoles de cession interne requis existent. Ces certificats et protocoles ont été établis au cours de 2004, année de transition, 2006 correspondant à une année en régime établi.

La baisse des quantités de la filière « autres » provient pour l'essentiel de l'arrivée à échéance d'une partie significative des contrats à fourniture partiellement garantie.

## 2.2.2. Quantités d'électricité et coûts d'achat prévisionnels dans les ZNI

Les quantités et coûts d'achat prévisionnels d'EDF dans les ZNI pour l'année 2006 sont présentés dans le tableau ci-dessous.

Tableau 4 : quantités d'électricité et coûts d'achat prévisionnels d'EDF dans les ZNI en 2006

	Corse	Guadeloupe	Martinique	Guyane	La Réunion	SPM	Iles bretonnes	TOTAL
<b>quantités (GWh)</b>	<b>243,3</b>	<b>790,2</b>	<b>103,1</b>	<b>0,1</b>	<b>1 331,9</b>	<b>0,7</b>	<b>0,0</b>	<b>2 469,3</b>
<i>rappel quantités 2004 (GWh)</i>	<i>77,9</i>	<i>683,6</i>	<i>60,8</i>	<i>0,0</i>	<i>856,7</i>	<i>0,6</i>	<i>0,0</i>	<i>1 679,6</i>
<b>coût d'achat (M€)</b>	<b>16,4</b>	<b>80,5</b>	<b>14,2</b>	<b>0,0</b>	<b>112,8</b>	<b>0,1</b>	<b>0,0</b>	<b>224,1</b>
<i>rappel coût d'achat 2004 (M€)</i>	<i>5,6</i>	<i>64,3</i>	<i>3,7</i>	<i>0,0</i>	<i>73,4</i>	<i>0,1</i>	<i>0,0</i>	<i>147,2</i>

La forte augmentation des achats dans certaines ZNI par rapport à 2004 s'explique par l'entrée en service :

- de l'interconnexion entre la Corse et la Sardaigne (début 2006) ;
- de la turbine à combustion du Galion en Martinique (début 2006) ;
- des nouvelles tranches des centrales bagasse/charbon de Bois-Rouge (fin 2004) et du Gol (fin 2006) à la Réunion.

## 2.2.3. Coût du contrôle des installations de cogénération

Le contrôle des installations de cogénération effectué par EDF permet de vérifier leur efficacité énergétique et la correcte application de la rémunération complémentaire facturée par le producteur. Le coût supporté par EDF au titre de ce contrôle découlant de l'obligation d'achat, il doit être compensé.

Pour 2006, le montant de ce contrôle est pris identique à celui constaté en 2004, soit **0,11 M€**

## 2.3. Coûts évités à EDF par les contrats d'achat

### 2.3.1. Coût évité par les contrats d'achat hors ZNI

#### 2.3.1.1. Cas général

La loi du 10 février 2000 dispose que les coûts évités à EDF par les contrats d'achat en métropole continentale sont évalués « *par référence aux prix de marché de l'électricité* ».

Il convient en premier lieu de déterminer le marché géographique de référence. Celui-ci peut se définir comme le marché sur lequel les prix sont les plus compétitifs, et dont le volume est suffisamment

important par rapport aux volumes de l'obligation d'achat. Il apparaît que la zone France-Allemagne répond à ces critères, dans les circonstances actuelles.

Au vu de ces considérations, la CRE retient comme référence de calcul du coût évité pour chaque trimestre<sup>4</sup> de l'année 2006, une pondération de 50 % du prix du contrat à terme trimestriel pour l'année 2006 du marché boursier allemand (EEX) et de 50 % du prix du contrat à terme trimestriel pour l'année 2006 du marché boursier français (Powernext). Les prix à terme trimestriels retenus correspondent à la moyenne des prix à terme trimestriels évalués aux mois de septembre, octobre et novembre 2005 :

Tableau 5.1 : Prix de marché trimestriels pour 2006

Q1 2006	Q2 2006	Q3 2006	Q4 2006
51,04	42,27	43,23	46,18

Les prix de marché mensuels sur l'année 2006 sont calculés à partir de la moyenne, sur les années précédentes, des rapports du prix du mois sur le prix du trimestre correspondant.

En théorie, il faudrait soustraire du coût évité le coût des écarts supportés par EDF du fait de l'imprévisibilité d'une partie de l'obligation d'achat. Mais l'étude de ces écarts a révélé que ceux-ci sont négligeables par rapport aux écarts liés à la consommation. Par conséquent, aucune décote liée à cette imprévisibilité n'est prise en compte pour l'année 2006.

Le coût évité obtenu s'élève à **1 266,8 M€** (hors contrats à différenciation horosaisonnnière et contrats « appel modulable »), comme détaillé dans le tableau ci dessous :

Tableau 5.2 : prix de marché mensuels et coût prévisionnel évité à EDF par les contrats d'achat (hors ZNI) en 2006 (hors contrats horosaisonnalisés et contrats « appel modulable »)

mois	prix mensuel (€/MWh)	quantités (GWh)	coût évité (M€)
janvier	51,11	3 848	196,7
février	50,93	3 575	182,1
mars	51,08	3 819	195,1
avril	41,87	1 617	67,7
mai	38,30	1 111	42,6
juin	46,64	1 077	50,2
juillet	43,44	941	40,9
août	41,21	795	32,7
septembre	45,04	928	41,8
octobre	48,28	1 377	66,5
novembre	45,44	3 798	172,6
décembre	44,82	3 970	177,9
<b>TOTAL</b>		<b>26 856</b>	<b>1 266,8</b>

prix moyen pondéré prévisionnel 2006 (€/MWh)	47,2
rappel prix moyen pondéré prévisionnel 2005 (€/MWh)	35,0
rappel prix moyen pondéré constaté 2004 (€/MWh)	28,6

<sup>4</sup> seuls les trois premiers trimestres de 2006 sont actuellement cotés, le prix retenu pour le dernier trimestre 2006 est tel que la moyenne pondérée des prix des trimestres est égale au prix du contrat à terme annuel 2006.

### 2.3.1.2. Cas particulier des installations bénéficiant d'un contrat horosaisonnalisé

Certaines installations bénéficient de contrats d'achat à différenciation horosaisonnaire, ce qui signifie que la rémunération du producteur par EDF dépend du moment où il produit son électricité. Les périodes horosaisonnaires où le tarif est élevé correspondant sensiblement aux heures où le prix de marché est haut, il existe, dans le cas de ces contrats, une corrélation temporelle entre le volume acheté par EDF et le prix de marché. Le coût évité doit donc être calculé par poste horosaisonnier.

Ne pouvant prévoir pour 2006 les prix de marché horaires et la répartition horaire des volumes achetés, on considère en première approximation que le coût évité par ces installations en 2006 a augmenté dans la même proportion que le prix de marché moyen pondéré entre 2004 et 2006 (+ 65 %).

Le coût évité obtenu est ainsi estimé à **65,1 M€** (pour 1,22 GWh).

### 2.3.1.3. Cas particulier des installations dispatchables

Les installations dispatchables, qui font l'objet de contrat type « appel modulable », devraient représenter en 2006 une puissance installée de 800 MW. Leur production prévisionnelle s'élève à 30 GWh. Le principe de calcul du coût évité par ces installations pour 2006 est le même que celui adopté pour évaluer ce coût en 2004 (voir annexe 2 - A.2.2.1.3).

Le coût fixe évité par les installations dispatchables (42,5 €/kW/an) est ainsi évalué à 34 M€. Le prix moyen des écarts prévisionnels 2006 à la baisse sur le mécanisme d'ajustement est pris identique au prix moyen constaté en 2004 (98,9 €/MWh). Sur cette base, le coût évité « énergie » par les installations dispatchables est évalué à 3,0 M€. Le coût évité total est donc de **37,0 M€**.

### 2.3.1.4. Coût total évité à EDF par les contrats d'achat (hors ZNI)

Le coût total évité à EDF par les contrats d'achat en métropole est évalué à **1 368,9 M€** (1 266,8 M€ de coût évité classique + 65,1 M€ de coût évité horosaisonnalisé + 37,0 M€ de coût évité par les dispatchables).

## 2.3.2. Coût évité par les contrats d'achat dans les ZNI (recettes de production)

Conformément à la loi du 3 janvier 2003, les surcoûts dus aux contrats d'achat dans les ZNI sont calculés en valorisant l'électricité achetée par EDF à la part production dans les tarifs de vente aux clients non éligibles. Il s'élève à **110,2 M€**, comme détaillé ci-dessous :

Tableau 6 : coût prévisionnel évité à EDF par les contrats d'achat dans les ZNI en 2006

	Corse	Guadeloupe	Guyane	Martinique	La Réunion	Saint Pierre et Miquelon	Iles bretonnes	TOTAL
quantités achetées (GWh)	243,3	790,2	0,1	103,1	1 331,9	0,7	0,0	2 469,3
taux de pertes (%)	13,0	10,1	9,4	10,5	10,0	7,0	7,0	
quantités achetées et consommées (GWh) *	211,7	710,5	0,1	92,2	1 198,8	0,7	0,0	2 214,0
part production du tarif de vente (€/MWh)	45,8	50,1	47,8	50,8	50,2	49,1	39,3	-
<b>coût évité par les contrats d'achat (M€)</b>	<b>9,69</b>	<b>35,58</b>	<b>0,00</b>	<b>4,68</b>	<b>60,22</b>	<b>0,03</b>	<b>0,00</b>	<b>110,2</b>

\* les quantités achetées doivent être diminuées de la part correspondant aux pertes, celles-ci étant intégralement prises en compte dans le chapitre sur les surcoûts de production

## **2.4. Surcoûts prévisionnels dus aux contrats d'achat supportés par EDF**

Les surcoûts prévisionnels supportés par EDF résultant des contrats d'achat en 2006 s'élèvent à :

- **970,2M€** en métropole continentale (2 339 M€ de coût d'achat + 0,11 M€ de contrôle de cogénération – 1 368,9 M€de coût évité) ;
- **113,9 M€** dans les ZNI (224,1 M€de coût d'achat – 110,2 M€de recettes de production) ;

soit un total de **1 084,1 M€**

## **3. Charges dues aux dispositions sociales**

La tarification spéciale « produit de première nécessité », appelée par la suite « tarif de première nécessité » (TPN), est entrée en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 2005. Les pertes de recettes et les surcoûts de gestion résultants doivent faire l'objet d'une compensation au profit des opérateurs concernés.

Par ailleurs, un décret visant à faire bénéficier les clients au TPN de la gratuité de la mise en service et d'une réduction sur les frais de déplacement pour impayés devrait entrer en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 2006, les pertes de recettes et frais supplémentaires induits pour les opérateurs devant leur être compensés.

L'entrée en vigueur du TPN permet aux opérateurs de bénéficier, en outre, d'une compensation au titre de leur participation au dispositif institué en faveur des personnes en situation de précarité (la compensation maximale des charges afférentes à cette participation étant plafonnée à un pourcentage<sup>5</sup> de celles dues au titre du TPN).

### **3.1. Charges dues au « tarif de première nécessité »**

#### **3.1.1. Pertes de recettes prévisionnelles dues au TPN**

Sur la base des éléments prévisionnels communiqués par EDF, la CRE a pu procéder à une estimation des pertes de recettes que l'entreprise est amenée à supporter en 2006 du fait de l'entrée en vigueur du TPN.

Alors que le nombre de clients bénéficiaires de ce tarif était estimé pour 2005 à 1,5 million, EDF considère que seuls 500 000 clients auront souscrit ce tarif au 1<sup>er</sup> janvier 2006 et 700 000 à 1 million d'ici fin 2006. En outre, EDF a ramenée sa perte de recette prévisionnelle par client de 50 €pour la prévision 2005 à 36 €pour la prévision 2006.

En conséquence, la CRE retient pour 2006 une perte de recettes prévisionnelles de **24 M€**

#### **3.1.2. Surcoûts de gestion prévisionnels**

Les surcoûts de gestion prévisionnel sont évalués pour 2006 à **5 M€**

#### **3.1.3. Pertes de recettes dues aux réductions instaurées sur les services liés à la fourniture**

Un projet de décret pris en application des articles 2 et 4 de la loi du 10 février 2000 prévoit la mise en place, pour les personnes bénéficiant du TPN, d'un abattement de 80 % du montant des déplacements pour défaut de paiement et de la gratuite de la mise en service et de l'enregistrement du contrat.

Les pertes de recettes prévisionnelles relatives à ces prestations sont évaluées pour 2006 à **8,7 M€**

---

<sup>5</sup> pourcentage qui devrait être fixé par arrêté à 20%  
Annexe 1

### 3.2. Charges dues au dispositif institué en faveur des personnes en situation de précarité

Sur la base des éléments communiqués par EDF, les charges prévisionnelles dues à la participation de l'entreprise au dispositif institué en faveur des personnes en situation de précarité en 2006 sont les suivantes :

Tableau 7 : charges prévisionnelles dues au dispositif institué en faveur des personnes en situation de précarité en 2006

	M€
<b>versements au fonds de solidarité</b>	<b>20,0</b>
<b>surcoûts de gestion de la clientèle démunie</b>	<b>23,2</b>
<i>coût de gestion de la clientèle démunie</i>	<i>32,2</i>
<i>- coût de gestion de référence (30 €/ client bleu, 300 000 clients)</i>	<i>-9,0</i>
<b>total charges prévisionnelles 2006</b>	<b>43,2</b>

Le montant prévisionnel à compenser au titre de la participation d'EDF au dispositif institué en faveur des personnes en situation de précarité en 2006 s'élève donc à **7,6 M€** (20 % x 37,7).

### 3.3. Charges prévisionnelles dues aux dispositions sociales

Les charges prévisionnelles à compenser à EDF au titre des dispositions sociales en 2006 s'élèvent à **45,3 M€**

## B. Charges prévisionnelles supportées par les entreprises locales de distribution au titre de 2006

Les charges prévisionnelles que les ELD supporteront au titre de 2006 sont :

- les surcoûts dus aux contrats d'achat ;
- les charges dues aux dispositions sociales (TPN, dispositif précarité).

Les ELD prévoyant de supporter en 2006 de telles charges ont transmis à la CRE les données nécessaires à leurs évaluations, sous un format conforme aux indications fournies par la CRE.

### 1. Surcoûts dus aux contrats d'achat

Les types de contrat pour lesquels les ELD prévoient de supporter des charges en 2006 sont :

- les contrats relevant de l'obligation d'achat (article 10 de la loi) ;
- les contrats conclus ou négociés avant la loi du 10 février 2000 (article 50).

Les coûts évités sont calculés par référence aux prix de marché de l'électricité ou par référence aux tarifs de cession, à proportion de la part de l'électricité acquise à ces tarifs dans leur approvisionnement total. Les prix de marché pris en compte pour 2006 sont évalués à partir des prix des contrats à terme pour l'année 2006 (voir paragraphe A.2.3.1.1). En 2006, 8 ELD prévoient de se fournir en partie ou en totalité sur le marché.

Le surcoût total prévisionnel dû aux contrats d'achat en 2006 s'élève à **23,8 M€**, soit 7,6 M€ de plus par rapport aux charges constatées pour l'année 2004. Cette progression, de près de 47 %, est due à l'augmentation des quantités achetées prévue en 2006 et à la forte hausse du tarif d'achat cogénération.

### 2. Charges dues aux dispositions sociales

Certains montants prévus par les ELD pour les charges dues au TPN ont été rectifiés, afin de les rendre cohérents avec le montant des abattements prévus par le décret fixant ce tarif et avec le surcoût de gestion moyen par client que l'on peut attendre pour de telles prestations. Les charges dues au dispositif en faveur des personnes en situation de précarité ont été prises égales à celles prévues par les ELD, plafonnées à 20%<sup>6</sup> des charges dues au TPN, conformément au décret du 28 janvier 2004.

Les charges prévisionnelles dues aux dispositions sociales en 2006 s'élèvent à **2,5 M€** en baisse de 50 % par rapport à la prévision pour l'année 2005. Cette diminution est en grande partie due au fait que, depuis la mise en place du dispositif du tarif de première nécessité en 2005, les ELD ont une meilleure idée de la liste des clients susceptibles de bénéficier de tels tarifs.

### 3. Charges prévisionnelles totales des ELD au titre de 2006

Le montant prévisionnel des charges supportées par les ELD au titre de 2006 est de **26,3 M€**

Les principaux éléments du calcul du surcoût pour chaque ELD concerné sont indiqués dans le tableau ci-dessous :

---

<sup>6</sup> pourcentage qui devrait être fixé par arrêté

Tableau 8 : charges prévisionnelles des ELD au titre de 2006

ELD	Charges dues aux contrats d'achats				Charges sociales	Charges prévisionnelles au titre de 2006
	Quantité achetée <sup>1</sup>	Coût d'achat	Coût évité	Surcoût		
	MWh	k€	k€	k€		
Electricité de Strasbourg <sup>2</sup>	192 924	14 541	6 992	7 549	1 067	8 615
Gaz et Electricité de Grenoble <sup>2</sup>	136 522	12 985	5 346	7 639	167	7 807
SICAP Pithiviers <sup>2</sup>	41 470	3 475	1 153	2 322	17	2 339
Usine d'électricité de Metz <sup>2</sup>	78 327	4 401	2 347	2 054	110	2 164
Energie Développement Services du Briançonnais	36 300	1 606	763	843	18	861
Régie du syndicat électrique intercommunal de Pays Chartrain	49 361	2 167	1 433	734	29	763
Régie communale de Montataire	10 372	1 149	372	777	35	812
Coopérative d'électricité de St Martin de Londres	7 930	526	223	303	108	411
Usine municipale d'Erstein	5 507	457	125	333	4	336
Régie municipale d'électricité La Bresse	7 530	450	188	262	1	263
Régie Municipale d'Energie Electrique de Quillan	5 000	348	126	222	10	232
Energies Services de Belledonne - Régie Villar Bonnot	8 400	398	205	193	5	199
Régie municipale d'électricité de Valloire	6 480	292	136	156	0	156
Scicae de Ray-Cendrecourt	2 785	198	72	127	8	134
Vialis (Régie municipale de Colmar) <sup>2</sup>	5,1	0,8	0,2	0,6	101	101
Sicae de Precy Saint Martin	2 164	144	52	92	6	98
Soregies <sup>2</sup>	567	34	15	18	72	90
Ouest Energie					87	87
Régie municipale électrique de Loos					72	72
Régie d'électricité d'Elbeuf					69	69
Sicae Oise					69	69
Autres ELD <sup>3</sup>	12 672	630	492	138	448	586
<b>TOTAL</b>	<b>604 316</b>	<b>43 803</b>	<b>20 039</b>	<b>23 764</b>	<b>2 504</b>	<b>26 268</b>

<sup>1</sup> nette du surplus revendu à EDF

<sup>2</sup> ELD ayant exercé, ou prévoyant d'exercer leur éligibilité en 2006

<sup>3</sup> Total pour 80 ELD ayant chacune déclaré des charges d'un montant inférieur à 52 k€

## C. Charges prévisionnelles supportées par Electricité de Mayotte au titre de 2006

Les charges prévisionnelles de service public de l'électricité supportées par Électricité de Mayotte (EDM) correspondent à des surcoûts de production consécutifs à l'initiation, en 2003, de la péréquation tarifaire à Mayotte et, à partir de 2006, à des surcoûts d'achat imputables au développement de projets de production indépendants.

### 1. Surcoûts de production

Les surcoûts de production sont égaux à la différence entre « le coût de production normal et complet, pour le type d'installation de production considéré » et « le prix qui résulterait de l'application à la quantité d'électricité considérée du tarif de vente, pour la part relative à la production, aux clients non éligibles ».

Le processus d'alignement des tarifs de vente mahorais sur ceux de la métropole s'est poursuivi en 2005 sous la forme d'une baisse moyenne équivalente de 15 % des tarifs (hors tarif « petites fournitures » déjà aligné en 2003) arrêtée le 30 juillet 2005<sup>7</sup>.

Les conditions d'alignement pour l'année à venir n'étant pas définies à la date de la présente proposition, la CRE a retenu l'hypothèse d'évolution tarifaire suivante pour 2006 :

- Au 1<sup>er</sup> juillet 2006 : baisse des tarifs de vente applicables à Mayotte en 2005 (hors tarif « petites fournitures »), de manière à effectuer la moitié du chemin vers les tarifs cibles métropolitains (la loi du 13 juillet 2005 prévoyant l'alignement des tarifs au plus tard au 1<sup>er</sup> janvier 2007).

Conformément aux dispositions de l'arrêté du 30 juillet 2004<sup>8</sup> relatif aux tarifs d'utilisation des réseaux publics de distribution de l'électricité à Mayotte, la CRE a considéré, pour 2006, un tarif d'utilisation des réseaux applicable à Mayotte couvrant les coûts complets prévisionnels de distribution supportés par l'entité distribution d'EDM en 2006.

#### 1.1 Coûts de production prévisionnels

Le montant prévisionnel des coûts de production d'EDM est évalué pour 2006 à **34,1 M€** (montant net des charges supportées au titre d'activités distinctes de la fourniture d'électricité et incluant, dans les frais de personnel, le coût de l'application du tarif agent aux effectifs de l'entité production<sup>9</sup>). Ce montant est établi sur la base d'une hypothèse d'augmentation, entre 2004 et 2006, de 45 % pour le prix du fioul domestique livré et de 26 % pour la consommation.

#### 1.2 Recettes de production prévisionnelles

Les recettes de production prévisionnelles d'EDM en 2006 sont obtenues en retranchant du chiffre d'affaires prévisionnel, issu de la vente d'électricité aux tarifs de vente aux clients non éligibles, les recettes de distribution prévisionnelles et les recettes prévisionnelles relatives à la gestion de la clientèle, puis en ajoutant les recettes prévisionnelles liées à la vente des pertes et des services systèmes (les surcoûts de production dus à leur fourniture devant être compensés).

<sup>7</sup> tarif de vente en vigueur à Mayotte au 1<sup>er</sup> août 2005 = 70 % \* X + 30 % \* Y, avec X tarif de vente en vigueur au 31 juillet 2005 et Y tarif de vente en vigueur en métropole augmenté de la taxe maximale de 12 % prévue à l'article 76 de la loi du 13 juillet 2005

<sup>8</sup> cet arrêté abroge celui du 12 septembre 2003 qui prévoyait un alignement des tarifs réseau mahorais sur ceux de la métropole par pas annuel de 25 %.

<sup>9</sup> pris par hypothèse égal à la valeur évaluée pour 2004, soit 67 k€

### 1.2.1 Recettes de distribution prévisionnelles

Les recettes de distribution prévisionnelles d'EDM en 2006 sont prises égales aux coûts complets de distribution prévisionnels pour 2006. Ces derniers, incluant achat des pertes et des services système, sont évalués à **8,4 M€** et se répartissent ainsi :

- coûts de distribution « pure » (incluant une rémunération à 7,25 %) :	6,56 M€
- achat des services systèmes :	0,14 M€
- achat des pertes :	1,69 M€

### 1.2.2 Recettes de gestion de la clientèle prévisionnelles

Les recettes prévisionnelles de gestion de la clientèle perçues par EDM-fournisseur correspondent à la part relative à la gestion de la clientèle dans les tarifs de vente mahorais applicables en 2006. Cette part s'obtient en considérant qu'elle couvre partiellement les coûts complets prévisionnels (marge incluse) de gestion de la clientèle supportés par EDM-fournisseur, le déficit de couverture provenant de la baisse des tarifs engagée depuis 2003.

Les recettes prévisionnelles de gestion de la clientèle d'EDM-fournisseur s'établissent ainsi pour 2006 à 0,4 M€

### 1.2.3 Recettes de production prévisionnelles

Les recettes totales prévisionnelles d'EDM en 2006 s'élevant à 21,1 M€, les recettes de production prévisionnelles, incluant celles provenant de la vente des pertes et des services systèmes, s'établissent à **14,0 M€** :

Recettes totales 2006	21,1 M€
- recettes distribution 2006	- 8,4 M€
	<hr/>
	= 12,7 M€
- recettes gestion de la clientèle 2006	- 0,4 M€
	<hr/>
	= 12,3 M€
Part EDM dans les recettes de production	12,14 M€
+ recettes vente pertes et services systèmes 2006	+ 1,83 M€
	<hr/>
<b>Recettes de production prévisionnelles 2006</b>	<b>= 14,0 M€</b>

## 1.3 Surcoûts de production prévisionnels

Les coûts et recettes prévisionnels d'EDM pour 2006 étant respectivement de 34,1 M€ et 14,0 M€, le montant prévisionnel des surcoûts de production d'EDM pour 2006 est donc estimé à **20,1 M€**

## 2. Surcoûts dus aux contrats d'achat

Les surcoûts dus aux contrats d'achat sont égaux à la différence entre « le prix d'acquisition de l'électricité pour l'exécution du contrat » et « le prix qui résulterait de l'application à la quantité d'électricité considérée du tarif de vente, pour la part relative à la production, aux clients non éligibles ».

EDM prévoit en 2006 l'entrée en service d'une centrale biogaz de 1,4 MW. Cette installation devrait produire en 2006 1,92 GWh, essentiellement lors des périodes de pointe, pour un coût d'achat prévisionnel de 0,35 M€

La part production prévisionnelle dans les tarifs de vente 2006 étant estimée à 80,4 €/MWh, le surcoût prévisionnel imputable à ce contrat d'achat est évalué à **0,21 M€**, comme suit :

<b>Coûts d'achat 2006</b>	<b>0,35 M€</b>
Quantités achetées 2006	1,92 GWh
Taux de pertes 2006	12 %
Quantités achetées et consommées <sup>10</sup>	1,69 GWh
Part production du tarif de vente 2006	80,4 €/MWh
<b>Recette de production issue des quantités achetées</b>	<b>0,14 M€</b>
	<hr/>
<b>Surcoût dû au contrat d'achat 2006</b>	<b>0,21 M€</b>

## 3. Charges totales prévisionnelles d'EDM au titre de 2006

Au total, les charges prévisionnelles d'EDM au titre de 2006 sont évaluées à **20,3 M€** (20,1 M€ au titre des surcoûts de production + 0,2 M€ au titre des contrats d'achat).

Compte tenu de l'importante augmentation de consommation prévue à Mayotte pour 2006 (+ 26 % par rapport à 2004), dont les effets sur les charges de service public sont accentués par l'augmentation du prix des combustibles, il serait souhaitable qu'EDM engage au plus vite des actions de maîtrise de la demande d'électricité.

---

<sup>10</sup> les quantités achetées doivent être diminuées de la part correspondant aux pertes, celles-ci étant intégralement prises en compte dans le calcul des surcoûts de production

## D. Charges prévisionnelles de service public au titre de 2006

Le montant total des charges prévisionnelles de service public de l'électricité au titre de 2006 est évalué à **1 601,3 M€**, réparti comme suit :

	<b>Charges prévisionnelles au titre de 2006 (M€)</b>	Charges constatées au titre de 2004 (M€)	Principales justifications des variations 2004-2006
<b>EDF</b>	<b>1 554,7</b>	<b>1 510,7</b>	
surcoûts contrats d'achat (hors ZNI)	970,2	1 081,7	Hausse du tarif d'achat cogénération de 18 €/MWh, compensée par une hausse du prix de marché moyen pondéré de 19 €/MWh
surcoûts ZNI	539,2	427,2	Hausse de la consommation (+9,3 %)
<i>surcoûts de production</i>	425,3	349,4	Forte hausse du prix des combustibles (+45 %)
<i>surcoûts d'achat</i>	113,9	77,8	Mise en service de moyens de production indépendants
charges sociales	45,3	1,8	Mise en place effective du tarif de 1ère nécessité
<b>ELD</b>	<b>26,3</b>	<b>16,4</b>	
surcoûts contrats d'achat	23,8	16,2	Hausse des volumes d'achat et du tarif d'achat cogénération
charges sociales	2,5	0,2	
<b>EDM</b>	<b>20,3</b>	<b>6,32</b>	Poursuite de la baisse des tarifs - Hausse de 26% de la consommation
<b>Total</b>	<b>1 601,3</b>	<b>1 533,4</b>	