

Annexe 2

Charges de service public de l'électricité constatées au titre de 2006 (CC'06)

A. Charges supportées par EDF constatées au titre de 2006

1. Surcoûts de production dans les zones non interconnectées¹

L'article 5 de la loi du 10 février 2000 définit les surcoûts de production supportés par EDF dans les zones non interconnectées (ZNI) comme étant ceux « *qui, en raison des particularités du parc de production inhérentes à la nature de ces zones, ne sont pas couverts par la part relative à la production dans les tarifs réglementés de vente d'électricité* ».

Le décret du 28 janvier 2004 modifié précise que le montant des surcoûts de production est égal, pour chaque ZNI, à la différence entre « *le coût de production normal et complet, pour le type d'installation de production considéré dans cette zone* » 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* ».

Les recettes de production issues des tarifs de vente dans les ZNI ne sont pas directement accessibles dans la comptabilité d'EDF. Elles s'obtiennent en minorant les recettes totales aux tarifs de vente réglementés, de celles liées à l'acheminement, à la gestion de la clientèle et à la commercialisation.

Toutefois, l'activité de commercialisation dans les ZNI, qui correspond uniquement dans ces zones à des actions relatives à la maîtrise de la demande d'électricité, présente un coût unitaire (*i.e.* par kWh livré) nettement inférieur à celui observé en métropole, lequel couvre d'autres dépenses (marketing, publicité...). En conséquence, il est nécessaire de prendre en compte, dans les coûts de production, les coûts de commercialisation dans les ZNI et, dans les recettes de production, la part des recettes issues des tarifs relative à la commercialisation. On peut noter, par ailleurs, que les actions de maîtrise de la demande d'électricité résultent des particularités du parc de production inhérentes à la nature de ces zones.

En outre, à l'instar des constats effectués lors des exercices précédents, la CRE a observé que les recettes totales déclarées par EDF en 2006 ne résultaient pas de l'application stricte, à la quantité d'électricité vendue dans chaque ZNI, des tarifs de vente réglementés (ce qui était pourtant explicitement demandé par la CRE dans ses délibérations relatives au format de la comptabilité appropriée). En effet, les recettes déclarées sont celles effectivement perçues par l'entreprise, dont une partie provient de la fourniture aux clients bénéficiant du « tarif agent » (agents d'entreprise et organismes sociaux d'EDF). Or, ce tarif ne peut être assimilé à un tarif de vente aux clients non éligibles.

En conséquence, les recettes déclarées par EDF en 2006 doivent être majorées du chiffre d'affaires supplémentaire que l'entreprise aurait perçu auprès de ses clients bénéficiant du « tarif agent » si ces derniers étaient assujettis aux tarifs de vente réglementés. En contrepartie, les coûts de production d'EDF doivent être majorés de la part de ce chiffre d'affaires supplémentaire concernant les agents de l'entité production, le « tarif agent » constituant, *in fine*, un avantage en nature supporté par l'entreprise.

1.1. Coûts de production constatés dans les ZNI

1.1.1. Coûts de production déclarés par EDF dans les ZNI

Selon la déclaration transmise par EDF le 31 mars 2007, les coûts de production constatés en 2006 dans les ZNI, incluant la fourniture des pertes et des services systèmes, ainsi que les coûts de commercialisation, s'élèvent à **807,0 millions d'euros (M€)**, hors impact des quotas d'émission de gaz à effet de serre (CO₂).

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

La décomposition par grands postes de coût et par ZNI se présente comme suit :

*Tableau 1.1 : coûts de production déclarés par EDF dans les ZNI en 2006
(hors impact des quotas CO2)*

	nature de coûts	Corse	Guadeloupe	Martinique	Guyane	La Réunion	SPM + îles bretonnes	Total 2006
coûts variables (M€)	achats de combustibles hors taxes	96,00	86,13	103,02	18,01	55,74	9,61	368,5
	personnel, charges externes et autres achats	34,22	34,06	39,26	27,16	27,36	4,13	166,2
	impôts et taxes	8,25	12,32	19,14	21,34	14,27	0,10	75,4
	coûts de commercialisation	0,59	1,54	2,01	0,67	3,19	0,00	8,0
coûts fixes (M€)	charges financières	15,31	9,41	11,11	28,55	14,97	0,68	80,0
	amortissements	7,90	11,75	14,57	10,19	8,49	0,78	53,7
	frais de structure, de siège et prestations externes	10,35	11,63	11,50	10,24	11,42	0,02	55,1
coût total (M€)		172,61	166,83	200,61	116,15	135,43	15,32	807,0

L'augmentation des coûts de production déclarés par rapport à 2005 (+41 M€) provient de celle observée sur les achats de combustibles (+55 M€), celle-ci résultant de la forte hausse du prix des combustibles fossiles par rapport à 2005 (+29 %). Les effets de cette hausse ont cependant été atténués par l'amélioration sensible de l'hydraullicité en 2006 en Corse et à la Réunion, réduisant ainsi la sollicitation des moyens de production thermiques.

L'exercice 2006 a, en outre, été marqué, d'une part, par une diminution notable de la croissance de la consommation (+2,2 % sur l'ensemble des ZNI – dont -0,4 % en Corse –, contre +4,6 % sur la période antérieure) et, d'autre part, par des avaries majeures en Corse (incendie de la centrale de Lucciana) et, dans une moindre mesure, en Martinique et à la Réunion.

1.1.2. Coûts de production retenus par la CRE dans les ZNI

Les coûts de production déclarés par EDF au titre de l'année 2006 ont été établis sur la base d'une comptabilité appropriée contrôlée par les commissaires aux comptes de l'entreprise, conformément aux dispositions de l'article 5 de la loi du 10 février 2000. Les coûts de production à retenir doivent :

- d'une part, tenir compte des éventuelles erreurs ou anomalies détectées lors du contrôle, ainsi que des réserves émises par les commissaires aux comptes sur les montants déclarés ;
- d'autre part, n'être liés qu'aux seules particularités du parc de production inhérentes à la nature des ZNI.

Par ailleurs, il est nécessaire de diminuer ces coûts de certaines recettes perçues par EDF, évaluées sur la base de sa déclaration.

1.1.2.1. Contrôles comptables effectués sur les montants déclarés

En complément du contrôle de la comptabilité appropriée effectuée par les commissaires aux comptes, la CRE a vérifié la conformité des montants déclarés par EDF aux règles comptables prévalant pour les opérateurs. Les vérifications entreprises ont montré que des corrections étaient nécessaires sur les charges financières. Le montant total de ces corrections s'élève à 0,67 M€.

1.1.2.2. Recettes de production non tarifaires à retrancher des coûts de production

Les coûts supportés par EDF au titre d'activités distinctes de la fourniture d'électricité et faisant l'objet de recettes non tarifaires doivent être exclus des coûts de production. Les recettes correspondantes, déclarées par EDF et contrôlées par les commissaires aux comptes, sont les suivantes :

- Corse : - 0,059 M€ (loyers perçus auprès d'agents d'entreprise) ;
- Guadeloupe : - 0,387 M€ (TVA fictive) ;
- Martinique : - 0,617 M€ (location d'un terrain, loyers perçus et TVA fictive) ;
- Guyane : - 0,058 M€ (loyers perçus auprès d'agents d'entreprise) ;
- La Réunion : - 0,659 M€ (locations de terrains, loyers perçus et TVA fictive).

Les coûts de production déclarés par EDF doivent, ainsi, être diminués de **1,78 M€**

1.1.2.3. Recettes afférentes aux excédents de quotas d'émissions de gaz à effet de serre

Dans le cadre du plan national d'affectation des quotas d'émission de gaz à effet de serre approuvé le 25 février 2005, EDF s'est vu allouer gratuitement, à compter de l'exercice 2005, des quotas d'émissions de dioxyde de carbone (CO₂) sur la majorité de ses moyens de production thermiques, notamment insulaires.

Les émissions de CO₂ impactent algébriquement les coûts de production, dans la mesure où un déficit de quotas par rapport aux émissions effectives des centrales concernées oblige l'exploitant à acquérir les quotas manquants sur les marchés d'échange prévus à cet effet (inversement, un excédent de quotas permet à l'exploitant de vendre celui-ci à un prix donné). Dans ce contexte, EDF a déclaré, au titre de 2006, un volume total d'émissions de CO₂ en ZNI de 3,111 millions de tonnes (Mt), pour une allocation initiale de 3,128 Mt. L'entreprise s'est donc trouvée en excédent de 0,017 Mt par rapport à ses obligations, la valorisation de cet excédent devant venir en diminution des charges à compenser. A ce titre, EDF a déclaré une recette de 0,110 M€, sur la base d'un prix de la tonne de CO₂ de 6,55 €/t (cours au 28 décembre 2006 constaté sur la bourse européenne European Climate Exchange (ECX) du produit à terme janvier 2007).

Outre l'impact de la gestion des moyens de production sur les émissions de CO₂ à prendre en compte pour la compensation des surcoûts (voir chapitre 1.1.2.3 ci-après), il convient de déterminer le mode de valorisation adéquat de la tonne de CO₂ vendue.

Le prix de référence à considérer doit refléter les échanges de quotas que les opérateurs sont susceptibles d'effectuer, à l'achat comme à la vente, tout au long de l'année et non simplement à un instant donné (ex : clôture d'exercice), la gestion de leur exposition au risque prix devant les inciter à lisser leurs achats – ou leurs ventes – sur une période la plus longue possible.

Suivant la méthodologie retenue au titre de 2005, la CRE retient, comme mode de valorisation de la tonne de CO₂ pour 2006, la moyenne des prix journaliers observés sur la bourse française Powernext Carbon sur 2006, soit 17,32 €/t.

Ce mode de valorisation s'avère d'autant plus pertinent dans le cas de 2006, qu'EDF était en mesure, dès les premiers mois de cet exercice, d'anticiper sa position longue en matière d'allocation de quotas, du fait :

- de la bonne hydraulité observée tout au long de l'année dans les ZNI (+ 20 % par rapport à 2005) ;
- de la douceur de l'hiver corse 2005-2006 (par comparaison à l'hiver 2004-2005 précédent, ayant induit une sollicitation accrue des moyens thermiques), de telle sorte qu'EDF pouvait évaluer, dès mars 2006, son positionnement probable en matière d'émissions.

Le caractère long de la position d'EDF en 2006 se confirme par ailleurs si l'on exclut la centrale de Lucciana (voir chapitre 1.1.2.3 ci-après), pour laquelle le fort dépassement d'émissions constaté en 2006 (+ 0,106 Mt, soit + 54 % par rapport au volume alloué) a réduit le volume de quotas excédentaires disponible pour EDF.

Compte tenu du mode de valorisation retenu, les recettes prises en compte au titre des excédents de quotas dont disposait d'EDF en ZNI au titre de 2006 sont évaluées à **0,290 M€**

1.1.2.4. Coûts liés à la gestion des moyens de production en ZNI

La CRE s'est assurée que les coûts d'exploitation des unités de production déclarés étaient bien liés aux seules particularités du parc de production inhérentes à la nature des ZNI, et non à une éventuelle mauvaise gestion de la production ou des systèmes électriques insulaires.

L'analyse menée les années précédentes sur la qualité de cette gestion a, ainsi, été reconduite sur l'exercice 2006 et a permis de mettre en évidence des surcoûts directement imputables à la sous-disponibilité relative de certaines unités de production par rapport à des valeurs normatives de référence, répartis majoritairement entre la Corse, la Martinique et la Réunion. Ces surcoûts doivent être exclus des coûts de production.

Corse

Outre les surcoûts propres à la sous-disponibilité du parc de production, les charges afférentes aux dépassements d'émissions de quotas de CO₂ constatés en 2006 pour la centrale de Lucciana ne peuvent être compensées du fait des dispositions qu'EDF aurait dû prendre dans le cadre d'une gestion normale de ses moyens de production.

Emissions de CO₂ de la centrale de Lucciana

Comme la CRE l'a mentionné dans sa communication du 25 janvier 2007, la perte du moteur n°1 de la centrale du Vazzio (20 MW), en mai 2004, a induit mécaniquement un accroissement substantiel de la sollicitation des moteurs diesels de la centrale de Lucciana (76 MW). Dès lors, il relevait de la responsabilité d'EDF d'engager les procédures réglementaires applicables du fait de la modification du fonctionnement de cette centrale et de demander, à ce titre, à bénéficier de quotas supplémentaires.

En effet, la modification de la sollicitation des moteurs diesels de Lucciana correspond à une modification du mode d'utilisation de la centrale, tant dans sa nature que dans son intensité. Or, l'article 4 du décret du 19 août 2004 modifié relatif au système d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre dispose que « *[lorsqu'il] est fait application de l'article 20 du décret du 21 septembre 1977 (...) en raison d'une forte augmentation de production d'une installation donnant lieu à un accroissement de ses émissions de gaz à effet de serre, l'exploitant peut demander au préfet à bénéficier de l'affectation de quotas d'émission à ce titre* ».

Conformément aux dispositions prévues par le décret du 21 septembre 1977 en matière d'autorisation d'exploitation d'installation ICPE, EDF aurait dû indiquer au préfet, dès 2004, les changements notables qui surviendraient inéluctablement à Lucciana sur la nature (évolution tendancielle d'un fonctionnement semi-base vers un fonctionnement en base) et le volume des activités envisagées (hausse substantielle de la quantité d'électricité produite), ces informations faisant partie des éléments à transmettre par l'exploitant dans le cadre de sa demande d'autorisation².

² L'article 20 du décret du 21 septembre 1997 dispose que « *toute modification apportée par le demandeur [d'autorisation ICPE] à son installation, à son mode d'utilisation ou à son voisinage et de nature à entraîner un changement notable des éléments du dossier de demande d'autorisation [ex : nature et volume des activités que le producteur se propose d'exercer] doit être portée (...) à la connaissance du préfet (...)* ».

En outre, la rédaction d'origine de l'article 4 du décret du 19 août 2004, qui prévalait jusqu'à la modification du 25 février 2005, disposait que « *même en l'absence de modification de son autorisation d'exploiter, un exploitant peut demander à bénéficier de l'affectation de quotas supplémentaires lorsqu'il constate une modification durable de la production de son installation entraînant un accroissement de ses émissions d'au moins 10 % par rapport à celles qui ont servi de base à la détermination du montant des quotas alloués au titre de cette installation dans le plan national* ».

En conséquence, EDF aurait dû tirer les enseignements de la perte du moteur du Vazzino, survenue en mai 2004, en procédant à une révision de sa demande de quotas pour la première période d'allocation alors à venir (2005-2007) pour la centrale de Lucciana. Cette initiative apparaît d'autant plus justifiée et attendue qu'EDF avait décidé, dès septembre 2004, de déclasser le moteur perdu à la centrale du Vazzino, de telle sorte que la sollicitation de Lucciana se trouverait, dès lors, inévitablement et durablement accrue.

C'est pourquoi, suivant les mêmes principes que ceux retenus pour l'exercice 2005, les coûts déclarés par EDF au titre des dépassements de quotas de CO₂ constatés en 2006 sur le site de Lucciana n'ont pas lieu d'être et doivent être exclus de la compensation. La valorisation de ces dépassements de quotas de CO₂ est évaluée par la CRE à 1,84 M€.

Gestion du parc de production corse

En dépit de conditions météorologiques nettement plus favorables qu'en 2005 (amélioration de l'hydraulicité de 13 %, moindre saisonnalité de la demande, baisse de la consommation totale de 0,4 %), le système électrique corse a été confronté, en 2006, à d'importantes avaries sur le parc de production, qui ont conduit EDF à recourir à nouveau, de manière soutenue, à des groupes électrogènes de secours pour assurer la fourniture de ses clients.

L'indisponibilité du moteur n°1 du Vazzino a conduit EDF à conserver jusqu'en mars 2006 la turbine à combustion et une partie des groupes électrogènes de secours acheminés en mars 2005 lors de la crise énergétique. Ces équipements ont été ensuite renvoyés à leurs propriétaires. L'incendie survenu en septembre 2006 à la centrale de Lucciana a conduit à l'arrêt de 4 des 7 moteurs en exploitation. Ces moteurs restent indisponibles à ce jour. EDF a décidé de procéder à la remise en service de deux d'entre eux d'ici fin 2007. Ces différentes avaries, touchant les deux principaux moyens de production corses, se sont traduites en 2006 par une forte indisponibilité des centrales diesels, dont les effets sur les coûts de production ont été accentués par la dégradation de la disponibilité des turbines à combustion, notamment en janvier et février 2006 (< 70 %).

Le non remplacement du moteur du Vazzino, couplé à l'incendie à la centrale de Lucciana, ont ensuite conduit à EDF à procéder, à compter de novembre 2006, à la location de nouveaux groupes dans le cadre de contrats d'achat de secours (*cf.* chapitre 2.1.2). Ce n'est qu'en juin 2007 qu'EDF a installé une turbine à combustion mobile en Corse, sachant par ailleurs que cette TAC n'est pas prévue dans la programmation pluriannuelle des investissements sur la période 2005-2015.

A l'instar des constats effectués sur l'exercice 2005, le non remplacement du moteur n°1 de la centrale du Vazzino par un moyen d'une puissance équivalente, conjugué à la sous-disponibilité des moyens de production thermiques en service a entraîné, en 2006, des surconsommations en combustibles.

L'analyse du placement des moyens de production révèle, par ailleurs, que les sous-disponibilités constatées en 2006 ont conduit à un déficit de puissance disponible moyen d'environ 45 MW sur le 1^{er} trimestre et de 60 MW sur le dernier trimestre 2006. Cette analyse révèle également que, si le moteur n°1 du Vazzino avait été remplacé par une turbine à combustion de puissance équivalente (20 MW), il n'aurait pas été nécessaire de recourir à des groupes de secours et, ce, malgré les indisponibilités constatées à la centrale de Lucciana. Les charges imputables aux groupes de secours, nettes des coûts supplémentaires qu'EDF aurait supportés en produisant par elle-même (avec la turbine à combustion) les kWh achetés, ne peuvent être retenues.

Au final, les surcoûts induits en 2006 par ces dysfonctionnements sont évalués *a minima* à **12,6 M€**. Ce montant doit être exclu des charges à compenser.

La Réunion

D'importantes sous-disponibilités ont été constatées sur le parc de production thermique d'EDF, notamment sur les moyens de base (disponibilité mensuelle inférieure à 70 % sur 7 mois de l'année). L'analyse du placement des moyens de production réunionnais révèle que ces dysfonctionnements ont conduit à un déficit de puissance disponible d'environ 30 MW et à des surconsommations en combustible évaluées *a minima* à 5,6 M€.

Ces résultats montrent que la nécessité du recours aux groupes de secours mobilisés par EDF (dans le cadre d'un contrat d'achat négocié avec un producteur indépendant) provient des dysfonctionnements observés sur le parc de production. Dès lors, les charges imputables à ce contrat, nettes des coûts supplémentaires qu'EDF aurait supportés en produisant par elle-même les kWh achetés, ne peuvent être retenues (soit une diminution de 4,1 M€).

Au total les charges à exclure sur 2006 à La Réunion s'élèvent à **9,7 M€**

Martinique

Des dysfonctionnements majeurs ont été constatés sur le parc de production d'EDF, notamment sur la centrale de Pointe des Carrières (ex : disponibilité mensuelle des groupes diesel inférieure à 55 % en janvier et septembre 2006, disponibilité des TAC inférieure à 60 % aux 1^{er} et 4^{ème} trimestres)

L'analyse du placement des moyens de production martiniquais révèle que le déficit de disponibilité en résultant s'est traduit par une perte de puissance disponible supérieure à 50 MW sur certaines périodes et par des surconsommations en combustible évaluées *a minima* à 2,8 M€.

Ces résultats montrent que la nécessité du recours aux groupes de secours mobilisés par EDF (dans le cadre d'un contrat d'achat négocié avec un producteur indépendant) provient des dysfonctionnements observés sur le parc de production. Dès lors, les charges imputables à ce contrat, nettes des coûts supplémentaires qu'EDF aurait supportés en produisant par elle-même les kWh correspondants, ne peuvent être retenues (soit une diminution de 3,4 M€).

Au total, les charges à exclure sur 2006 en Martinique s'élèvent à **6,2 M€**

Guadeloupe et Guyane

Les sous-disponibilités des parcs de production guadeloupéen et guyanais ont entraîné des surconsommations de combustible. Les surcoûts induits et devant être exclus sont évalués respectivement à **1,9 M€** et **0,08 M€**

Synthèse

Au total, les coûts à exclure au titre de la gestion par EDF de son parc de production en 2006 dans les ZNI sont évalués à **32,3 M€** (tenant compte de l'exclusion des dépassements d'émissions de Lucciana).

1.1.2.5. Coûts liés à l'application du tarif agent aux effectifs de l'entité production

Les frais de personnel déclarés par EDF doivent être majorés de l'avantage en nature que constitue l'application en ZNI du « tarif agent » aux effectifs de l'entité production d'EDF. Le montant correspondant est évalué, pour 2006, à **1,8 M€**

1.1.2.6. Coûts de production retenus dans les ZNI

En considérant les coûts non retenus et les coûts supplémentaires exposés plus haut, la CRE retient un montant définitif des coûts de production supportés par EDF dans les ZNI en 2006 de **775,1 M€** (807,0 M€ + 0,67 - 1,78 M€ - 0,29 M€ - 32,3 M€ + 1,8 M€). La décomposition par grands postes de coût est la suivante :

Tableau 1.2 : coûts de production retenus par la CRE dans les ZNI en 2006

	nature de coûts	montant 2006	montant 2005	variation 2005-2006 (%)
coûts variables (M€)	achats de combustibles hors taxes	354,5	296,4	19,6%
	personnel, charges externes et autres achats	152,8	174,4	-12,4%
	impôts et taxes (dont quotas CO ₂)	70,2	71,7	-2,0%
	coûts de commercialisation	8,0	7,6	5,8%
coûts fixes (M€)	charges financières	80,7	69,3	16,6%
	amortissements	53,7	55,4	-3,1%
	frais de structure, de siège et prestations externes	55,1	49,0	12,6%
coût total (M€)		775,1	723,6	7,1%

Les coûts retenus par la CRE pour compensation dans les ZNI au titre de l'année 2006 sont supérieurs de près de 52 M€ à ceux retenus pour 2005. Cette augmentation provient, pour l'essentiel, de la hausse du prix des combustibles fossiles dans les ZNI (+ 29 % entre 2005 et 2006), associée à la hausse de la consommation finale (+ 2,2 %).

1.2. Recettes de production retenues dans les ZNI

Les recettes de production d'EDF dans les ZNI sont obtenues en retranchant du chiffre d'affaires issu de la vente d'électricité aux tarifs réglementés et au « tarif agent », les recettes de distribution issues du tarif national d'utilisation des réseaux, 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).

1.2.1. Chiffre d'affaires issu des tarifs de vente réglementés

1.2.1.1. Chiffre d'affaires déclaré par EDF

Le chiffre d'affaires déclaré par EDF en 2006 dans les ZNI est de **603,2 M€**. Ce montant est net de la rémanence d'octroi de mer et net de la contribution tarifaire acheminement (CTA) instaurée par la loi du 9 août 2004. Ce chiffre d'affaires est majoré de la perte de recettes due, en ZNI, à la tarification spéciale « produit de première nécessité », celle-ci étant compensée par ailleurs (cf. chapitre 3).

Ce montant doit être majoré des recettes supplémentaires qu'EDF aurait obtenues auprès des clients bénéficiant du « tarif agent » si ces derniers étaient assujettis aux tarifs de vente réglementés (cf. chapitre 1.2.1.2).

1.2.1.2. Recettes supplémentaires des clients bénéficiant du « tarif agent »

En appliquant, à la structure de consommation de la clientèle au « tarif agent » de chaque ZNI, les tarifs de vente réglementés, on obtient la recette qu'EDF aurait théoriquement perçue en 2006 auprès de cette clientèle. En comparant cette recette théorique à celle effectivement obtenue par l'entreprise, on en déduit le supplément de recettes à considérer pour le calcul des recettes de production. Pour 2006, ce supplément est évalué à **6,6 M€**.

Au final, le chiffre d'affaires 2006 à retenir au titre des recettes issues des tarifs de vente réglementés dans les ZNI est donc de **609,8 M€** (603,2 M€ + 6,6 M€).

1.2.2. Recettes de distribution

Les recettes de distribution dans les ZNI sont fournies par EDF dans sa comptabilité appropriée depuis 2003. Pour 2006, EDF a déclaré un montant de recettes de 242,9 M€ (hors St Pierre et Miquelon), en baisse de près de 15 % par rapport à celui déclaré au titre de 2005 (287,2 M€). Cette baisse s'explique par l'entrée en vigueur, au 1^{er} janvier 2006, du tarif national d'utilisation des réseaux publics approuvé le 23 septembre 2005, ce dernier se substituant au précédent tarif du 19 juillet 2002.

A l'instar des vérifications conduites lors des exercices de régularisation antérieurs, la CRE a tenu à s'assurer de la conformité aux textes en vigueur des montants déclarés par EDF. Pour ce faire, la CRE a procédé au calcul des recettes de distribution en appliquant le tarif national d'utilisation des réseaux en vigueur à la structure de clientèle de chaque ZNI (hors facturation des dépassements de puissance et d'énergie réactive, pour lesquels les montants déclarés par EDF ont été retenus). Le montant total ainsi obtenu au titre de 2006 est de **242,7 M€**, dont 1,3 M€ au titre de St Pierre et Miquelon.

1.2.3. Recettes de gestion de la clientèle

Les recettes de gestion de la clientèle perçues par EDF-fournisseur dans les ZNI s'obtiennent à partir de la part relative à la gestion de la clientèle dans les tarifs de vente réglementés. Cette part se calcule à partir des coûts de gestion de la clientèle supportés par EDF-fournisseur en métropole, qui sont égaux aux recettes de gestion de la clientèle.

Ces recettes peuvent s'établir à partir de celles perçues par le distributeur au titre du tarif d'acheminement du 23 septembre 2005, tenant compte de la règle de répartition fixée entre EDF-fournisseur et EDF-distributeur dans le cadre de l'établissement de ce tarif³.

La composante annuelle de gestion (CG) prévue dans le tarif d'acheminement et servant de référence à l'établissement des recettes de gestion clientèle du distributeur EDF se présente comme suit (pour les clients ne disposant pas d'un contrat d'accès au réseau distinct de leur contrat de fourniture⁴) :

- 7,8 €/client BT \leq 36 kVA ;
- 48 €/client BT > 36 kVA ;
- 60 €/client HTA > 250 kVA.

Compte tenu de la règle de répartition applicable entre fourniture et acheminement, l'application de ces coûts unitaires de référence à la structure de clientèle de chaque ZNI permet alors d'obtenir les recettes de gestion de la clientèle par ZNI. Au total, les recettes de gestion de la clientèle perçues par EDF-Fournisseur dans les ZNI en 2006 s'élèvent à **31,2 M€**

1.2.4. Recettes de production

Les recettes de production dans les ZNI s'élèvent en 2006 à **273,7 M€** calculées comme suit :

³ répartition des coûts de gestion de la clientèle « fournisseur 80% / distributeur 20% », contre « 50 % / 50 % » auparavant

⁴ cas applicable à l'ensemble de la clientèle des ZNI, aucun client n'ayant exercé son éligibilité dans ces zones

Tableau 2 : recettes de production d'EDF 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 aux tarifs de vente ⁽¹⁾ (M€)	131,7	134,3	49,6	111,5	178,6	3,4	0,6	609,8
recettes réseau (M€)	56,9	53,1	18,3	42,8	70,0	1,3	0,3	242,7
recettes de fourniture (M€)	74,8	81,2	31,3	68,7	108,6	2,1	0,3	367,1
recettes gestion de la clientèle (M€)	7,1	6,7	1,7	5,7	9,8	0,1	0,1	31,2
recettes brutes de production ⁽²⁾ (M€)	67,7	74,5	29,5	63,0	98,8	2,0	0,3	335,9
part des recettes à considérer ⁽³⁾ (M€)	46,3	42,6	29,5	60,4	45,9	2,0	0,3	227,0
recettes de production totales ⁽⁴⁾ (M€)	59,3	52,6	33,6	69,0	56,7	2,2	0,3	273,7
part production du tarif de vente ⁽⁵⁾ (€/MWh)	43,13	47,50	46,38	48,12	46,83	51,68	33,66	-

⁽¹⁾ le chiffre d'affaires indiqué correspond au chiffre d'affaires total issu de la vente d'électricité aux tarifs intégrés, hors taxe, hors rémanence de l'octroi de mer et hors CTA

⁽²⁾ les recettes brutes 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)

⁽³⁾ les recettes brutes de production 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)

⁽⁴⁾ incluant les recettes correspondant aux services systèmes et aux pertes

⁽⁵⁾ la part production du tarif de vente est utilisée pour évaluer les surcoûts dus aux contrats d'achat en ZNI (voir paragraphe A.2.2.2)

1.3. Surcoûts de production constatés dans les ZNI

Les coûts de production retenus par la CRE et les recettes de production d'EDF s'élevant respectivement à 775,1 M€ et 273,7 M€, le montant des surcoûts de production constatés dans les ZNI en 2006 est de **501,4 M€**

La forte hausse des surcoûts de production résulte principalement de la forte augmentation du prix des combustibles fossiles dans les ZNI (+ 29% par rapport à 2005), associée à celle de la consommation finale (+ 2,2%).

2. Surcoûts dus aux contrats d'achat

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

- les contrats relevant de l'obligation d'achat (article 10 de la loi) ;
- les contrats relevant des appels d'offres (article 8 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 de l'article 5 de la loi du 10 février 2000, 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 de l'électricité évalué à « la part relative à la production dans les tarifs réglementés de vente d'électricité ».

2.1. Coûts dus aux contrats d'achat

2.1.1. Quantités d'électricité et coûts d'achat (hors ZNI)

2.1.1.1. Quantités d'électricité et coûts d'achat déclarés par EDF (hors ZNI)

Les quantités d'électricité et coûts d'achat déclarés par EDF en métropole continentale au titre de l'année 2006, établis sur la base d'une comptabilité appropriée contrôlée par ses commissaires aux comptes, sont présentés dans le tableau ci-dessous :

Tableau 3.1 : quantités d'électricité et coûts d'achat déclarés par EDF pour 2006 (hors ZNI)

	cogén	cogén dispatch.	diesels dispatch.	hydro	éolien	incinération	biogaz, biomasse & PV(*)	autres(**)	TOTAL
janv-06	2 940	151	8,39	474	129	194	15	56	3 969
févr-06	2 650	169	19,89	462	138	177	14	57	3 686
mars-06	2 874	131	6,62	734	192	200	14	66	4 217
avr-06	30	0	0,02	820	142	142	14	61	1 209
mai-06	8	0	0,07	704	160	169	16	31	1 090
juin-06	27	0	0,08	414	95	118	16	18	688
juil-06	1	0	6,05	301	86	142	16	15	567
août-06	20	0	0,04	281	183	159	16	19	677
sept-06	3	0	0,04	318	153	140	17	18	649
oct-06	35	0	0,59	433	234	150	21	37	911
nov-06	2 633	8	0,10	378	292	193	17	61	3 582
déc-06	2 831	30	1,10	508	314	201	19	67	3 972
quantités (GWh)	14 052	489	43,0	5 828	2 118	1 986	194	506	25 216
quantités déclarées en 2006 (GWh)	14 104	593	39,2	5 651	915	2 148	211	467	24 130
quantités déclarées en 2004 (GWh)	17 019	0	66,5	4 520	577	2 215	147	630	25 175
coût d'achat (M€)	1 490,8	76,1	73,0	321,4	178,9	100,1	10,8	42,4	2 293,4
coût d'achat déclaré en 2006 (M€)	1 341,5	70,2	73,5	306,6	76,7	104,7	13,6	37,8	2 024,5
coût d'achat déclaré en 2004 (M€)	1 317,2	0,0	74,3	251,0	46,3	104,7	8,7	42,4	1 844,7

(*) PV : photovoltaïque

(**) Autres : centrales thermiques partiellement garanties

2.1.1.2. Quantités d'électricité et coûts d'achat retenus par la CRE (hors ZNI)

Pour affiner son appréciation sur le droit à compensation des contrats déclarés, la CRE a vérifié, comme les années précédentes, la cohérence des données physiques (puissance contractuelle et productibles mensuels déclarés) et des prix d'achat pratiqués (prime fixe et rémunérations proportionnelles, eu égard aux arrêtés tarifaires en vigueur) sur l'ensemble des contrats déclarés.

Pour évaluer les surcoûts d'achat, la CRE ne prend pas en compte le coût d'achat exposé si le contrat d'achat correspondant n'est pas signé, ou si une incertitude demeure sur la conformité de ce coût avec le contrat signé. En effet, compte tenu du nombre croissant de contrats traités (ex : plus de 3 600 contrats en 2005, près de 4 000 en 2006), les différents éléments constitutifs du coût d'achat relatif à un contrat (prime fixe, rémunération variable, rémunération complémentaire,...) ne peuvent être pris en compte séparément, au cours d'exercices de régularisation de charges distincts, au fur et à mesure de la justification de chaque élément. Une telle méthode s'avérerait rapidement ingérable, tant pour EDF que pour la CRE. Une prise en compte partielle, une année donnée, des coûts relatifs à un contrat, qui ferait l'objet, les années ultérieures, éventuellement par étapes, de justifications sur les coûts non retenus initialement, risque de se traduire, du fait de la multiplicité des opérations de contrôle à réaliser, par des erreurs dans les coûts finalement retenus (ex : doublons ou oublis d'une des composantes du coût d'achat).

Cogénération

La CRE s'est assurée de la conformité des montants déclarés pour la filière cogénération, en particulier de la stricte application des modalités de rémunération du gaz applicables au cours de l'exercice 2006. Il s'agissait de vérifier, sur l'ensemble des contrats concernés :

- que le relèvement du plafond de rémunération du gaz, introduit rétroactivement au 1^{er} novembre 2005 par l'article 82 de la loi de finances pour 2006 du 31 décembre 2005⁵, avait bien été limité à 92,5 % du tarif de référence⁶ ;
- que les avenants modificatifs prévus à cet effet avaient été bien été conclus ;
- que la rémunération du gaz s'était bien effectuée en conformité avec les dispositions introduites par l'article 81 de la loi de finances rectificative pour 2005 du 30 décembre 2005, qui exonère les installations de production d'électricité de la taxe intérieure de consommation de gaz naturel (TICGN), à compter du 1^{er} janvier 2006.

Or, il s'avère que les achats effectués par EDF en 2006 aux installations de cogénération ne tenaient pas compte de cette dernière disposition, alors qu'ils auraient dû être diminués de la part de la rémunération du gaz imputable à la TICGN.

En effet, les modèles de contrat d'achat approuvés par le ministre de l'industrie en 1997 (contrats 97-01) et en 1999 (contrats 99-02) pour les installations relevant de l'article 50 de la loi du 10 février 2000, ainsi que le modèle de contrat pris en référence au 3^o de l'annexe I de l'arrêté du 31 juillet 2001 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations de cogénération relevant de l'article 10 de la loi du 10 février 2000 (contrats C01), prévoient une rémunération du gaz évaluée sur la base du prix du gaz STS de Gaz de France pour le cycle combiné de référence et indexée suivant l'évolution de ce tarif (celui-ci devant constituer le meilleur tarif du gaz auquel l'exploitant peut prétendre).

Après approbation par le ministre du modèle du contrat 97-01, EDF a établi, en novembre 1997, une note interne présentant les modalités de calcul de la rémunération du gaz. Cette note précise la nature du cycle combiné de référence à considérer et ajoute au tarif du gaz à retenir (tarif STS) les taxes applicables au cycle combiné « *perçues* » au titre de sa consommation de gaz, en particulier la TICGN. La rémunération du gaz d'une installation de cogénération sous contrat d'achat est, donc, égale au coût du gaz (tarif STS + taxes) supporté par le cycle combiné de référence (et non à celui de l'installation de cogénération) pour la quantité d'électricité effectivement produite par cette installation. La note précise, en outre, que les prix du gaz (tarif + taxes) ainsi constitués doivent faire l'objet d'une mise à jour « *dès l'instant où l'un des éléments constitutifs participant au calcul de ces prix est modifié* ».

⁵ ce relèvement, initialement limité aux seuls contrats relevant de l'article 50 de la loi du 10 février 2000, a été étendu aux contrats relevant de l'article 10 par la loi du 7 décembre 2006 relative au secteur de l'énergie

⁶ rémunération du gaz plafonnée à 92,5 % du prix de référence à considérer au titre des coûts d'approvisionnement en gaz du cycle combiné de référence de 650 MW au tarif STS en vigueur

En conséquence, l'évolution de cette rémunération doit suivre celle des coûts supportés par le cycle combiné au titre de sa consommation de gaz, dans la limite des plafonds de rémunération prévus par les modèles de contrat et par l'arrêté tarifaire applicables.

L'article 81 de la loi de finances rectificative pour 2005 exonère de TICGN, à compter du 1^{er} janvier 2006, les installations de production d'électricité utilisant le gaz naturel comme combustible, à l'exception des installations de cogénération. La TICGN doit, donc, être exclue du calcul du coût du gaz du cycle combiné servant de référence à la rémunération du gaz des installations de cogénération.

La TICGN étant proportionnelle au volume de gaz de référence consommé (1,19 €/MWh PCS de gaz), les volumes d'achat déclarés par EDF au titre de 2006 conduisent à diminuer les montants achetés aux installations de cogénération de **34,83 M€**. Cette diminution tient compte des rendements applicables à chaque type de contrat⁷, ainsi que des taux de plafonnement applicables aux contrats concernés (i.e. 92,5 % pour les installations n'ayant pas opté pour le basculement en mode « dispatchable »).

Autres filières

En dehors des contrôles effectués sur la filière cogénération, les analyses effectuées ont permis d'identifier 52 contrats insuffisamment renseignés ou comportant une ou plusieurs anomalies potentielles, sur un total de 3 865 contrats. Pour ces contrats, les services de la CRE ont demandé à EDF de rectifier les erreurs détectées et de compléter les données manquantes, ou de joindre un justificatif prouvant le droit à compensation. Les corrections apportées par EDF ont conduit à une augmentation des volumes d'achat de 460 MWh (tenant compte des corrections effectuées sur certains contrats et présentées en complément de la déclaration initiale).

L'examen final par la CRE de la base de données modifiée a révélé 24 contrats dont la prise en compte pour la compensation est, à ce jour, problématique pour les raisons suivantes :

- contrats hydrauliques pour lesquels l'énergie achetée est écrêtée, sur un ou plusieurs mois de l'année 2006, au productible mensuel maximum théorique, du fait d'une augmentation de puissance non formalisée par un avenant au contrat d'achat. Or, dans ces conditions, une partie de l'énergie « acceptée » dans les limites du contrat en vigueur est susceptible d'être imputable à l'augmentation de puissance non contractualisée ;
- contrats éoliens ou biogaz pour lesquels les bonus/malus dus en application des contrats signés (et, le cas échéant, des arrêtés tarifaires applicables) n'ont pas été déclarés ;
- contrats biogaz pour lesquels les malus déclarés correspondent, non pas aux malus dus, mais à des montants plafonnés (rendant ainsi les montants déclarés au titre de ces contrats non conformes aux modalités réglementaires leur étant applicables) ;
- contrats photovoltaïques entrés en vigueur antérieurement à la publication de l'arrêté tarifaire du 13 mars 2002 ou pour lesquels la demande de contrats d'achat à formuler par le producteur n'a pu être produite (celle-ci étant indispensable au contrôle de la conformité du tarif d'achat appliqué et de son indexation).

La CRE a, dès lors, décidé de ne pas retenir les achats de ces contrats pour le calcul des charges de 2006. Le montant total non retenu s'élève à **9,0 M€**. Une fois corrigés par EDF, les achats de ces contrats pourront être pris en compte dans le calcul des charges de 2009.

Les quantités d'électricité et coûts d'achat retenus par la CRE en métropole continentale pour 2006 sont détaillés dans le tableau suivant :

⁷ 51 % pour les C97, 52,5 % pour les C99 et 54 % pour les C01

Tableau 3.2 : quantités d'électricité et coûts d'achat retenus par la CRE pour 2006 (hors ZNI)

	cogén	cogén dispatch.	diesels dispatch.	hydro	éolien	incinération	biogaz, biomasse & PV	autres	TOTAL
janv-06	2 940	151	8	474	127	194	8	52	3 955
févr-06	2 650	169	20	462	136	177	7	52	3 673
mars-06	2 874	131	7	733	190	200	9	60	4 203
avr-06	30	0	0	819	140	142	9	56	1 196
mai-06	8	0	0	704	158	169	10	27	1 076
juin-06	27	0	0	414	93	118	11	12	675
juil-06	1	0	6	301	84	142	11	10	555
août-06	20	0	0	281	179	159	11	13	663
sept-06	3	0	0	318	151	140	11	14	637
oct-06	35	0	1	433	232	150	16	30	898
nov-06	2 633	8	0	377	290	193	11	56	3 569
déc-06	2 831	30	1	507	312	202	11	62	3 956
quantités (GWh)	14 052	489,4	43,0	5 821	2 094	1 987	125	444	25 055
quantités retenues en 2005 (GWh) ⁽¹⁾	14 104	593	39,2	5 592	860	2 071	104	467	23 832
quantités retenues en 2004 (GWh) ⁽¹⁾	17 020	0	66,4	4 511	577	2 219	147	627	25 168
coût d'achat (M€)	1 457,2	74,8	73,0	320,9	177,3	100,1	8,0	38,3	2 249,6
coût d'achat retenu en 2005 (M€) ⁽¹⁾	1 351,6	70,2	73,5	303,2	73,1	100,5	4,8	37,8	2 014,7
coût d'achat retenu en 2004 (M€) ⁽¹⁾	1 317,3	0,0	74,3	250,4	46,3	104,4	8,7	42,3	1 843,8
coût d'achat unitaire (€/MWh)	103,7	152,9	1 698	55,1	84,6	50,4	64,0	86,3	89,8
coût d'achat unitaire 2005 (€/MWh) ⁽¹⁾	95,8	118,3	1 873,9	54,2	85,0	48,5	46,4	81,0	84,5
coût d'achat unitaire 2004 (€/MWh) ⁽¹⁾	77,4	-	1 119	55,5	80,4	47,0	59,0	67,6	73,3

Par rapport aux quantités retenues en 2005, on constate une hausse de 5 % des volumes achetés et une hausse de 12 % des coûts d'achat, traduisant un renchérissement global des tarifs d'achat (89,8 €/MWh pour l'ensemble des contrats, contre 84,5 €/MWh en 2005).

L'augmentation des volumes achetés est principalement imputable à la poursuite du développement de la filière éolienne (1 389 MW de puissance contractuelle à fin 2006 contre 646 MW à fin 2005). Le rythme de développement de cette filière s'est brutalement accéléré au cours du second semestre 2006, du fait de l'entrée en vigueur de l'arrêté tarifaire éolien du 10 juillet 2006 (celui-ci abrogeant l'arrêté initial du 8 juin 2001).

La hausse des coûts d'achat s'explique par celle des volumes d'achat à la filière éolienne (+ 1,2 TWh) et par celui des coûts d'achat à la filière cogénération (+ 110 M€). Pour cette filière, l'augmentation résulte des mesures de déplafonnement partiel de la rémunération du gaz instaurées rétroactivement au 1^{er} novembre 2005 par la loi de finances pour 2006 du 31 décembre 2005 et dont les effets se font pleinement ressentir en régime établi en 2006. Ces mesures se traduisent par un renchérissement du tarif d'achat estimé à 12 €/MWh, l'impact de cette hausse ayant toutefois été atténué d'environ 2,5 €/MWh, du fait des dispositions introduites par la loi de finances rectificative pour 2005 en matière d'exonération de TICGN.

Pour les cogénérations ayant basculé en mode « dispatchable » (i.e. n'ayant pas opté pour le déplafonnement partiel en fonctionnement continu), la hausse du tarif d'achat s'explique par la diminution de la durée de fonctionnement des installations⁸, qui tend à augmenter le poids de la prime fixe dans le tarif d'achat.

⁸ 1 350 h en 2006, contre 2 000 h en 2005

2.1.2. Quantités d'électricité et coûts d'achat retenus dans les ZNI

La CRE a retenu, au titre des contrats d'achat en ZNI, l'intégralité des quantités d'électricité et coûts d'achat transmis par EDF dans sa base de données modifiée, à l'exception d'un contrat relatif à la liaison à courant continu Sardaigne-Corse-Italie (SACOI).

La liaison SACOI, reliant l'Italie continentale à la Sardaigne via la Corse, est utilisée par EDF depuis plusieurs décennies pour l'approvisionnement en électricité des clients corses. Le gestionnaire du réseau de transport italien assure l'acheminement de l'électricité sur la partie continentale italienne de la liaison, moyennant un taux de prélèvement de 11,5 %, avant restitution en Corse. En contrepartie de l'énergie soutirée sur cette liaison, EDF doit injecter, à la frontière continentale franco-italienne, une quantité d'énergie équivalente à celle soutirée, majorée du taux de 11,5 % précité.

L'énergie transitant sur la liaison SACOI en vue de la fourniture des clients corses est produite par EDF à partir de son propre parc de production continental et ne peut, donc, donner lieu à compensation du fait de son caractère continental (seule l'énergie insulaire peut prétendre à compensation au titre des surcoûts supportés dans les ZNI).

Ceci avait d'ailleurs conduit EDF à exclure, de sa propre initiative, dès l'exercice de régularisation 2002, l'énergie afférente à la liaison SACOI du périmètre des coûts et recettes à déclarer en ZNI. En effet, EDF considérait alors, à juste titre, que la liaison SACOI était exogène à la problématique des charges de service public inhérentes à l'application de la péréquation tarifaire dans les ZNI.

Compte tenu de ce qui précède, les montants définitifs retenus au titre des contrats d'achat 2006 en ZNI sont les suivants :

Tableau 4 : quantités d'électricité et coûts d'achat retenus par la CRE dans les ZNI pour 2006

	Interconnexion (SARCO)	cogén	hydro	éolien	bagasse/charbon	incinération	géothermie & PV	autres	TOTAL
Corse	137,0		43,1	33,9			0,0	36,6	250,64
Guadeloupe			17,7	34,9	409,5		79,0	226,1	767,21
Martinique				1,2		30,3	1,7	28,6	61,78
Guyane								0,0	0,04
La Réunion				4,1	1 256,3		1,1	5,3	1 266,80
St Pierre et Miquelon				0,7					0,73
Iles bretonnes									0,00
quantités (G Wh)	137,0	0,0	60,7	74,9	1 665,9	30,3	81,8	296,6	2 347,2
quantités retenues en 2005 (G Wh) ⁽¹⁾	-	0,0	58,6	52,2	1 483,7	28,9	96,6	282,2	2 002,2
quantités retenues en 2004 (G Wh)	-	0	67,3	64,5	1 233,9	27,9	29,3	256,6	1 679,6
coût d'achat (M€)	10,8	0	3,9	6,1	153,1	1,8	7,3	54,4	237,3
coût d'achat retenu en 2005 (M€) ⁽¹⁾	-	0	3,8	3,6	130,4	1,8	7,4	40,9	187,9
coût d'achat retenu en 2004 (M€)	-	0	4,4	5,4	106,0	1,5	1,5	28,9	147,8

⁽¹⁾ montants tenant compte des rectifications effectuées sur l'exercice 2005 - cf. annexe 4

L'augmentation des montants achetés dans les ZNI par rapport à 2005 résulte principalement de la mise en service, en février 2006, de l'interconnexion synchrone Corse-Sardaigne (SARCO) de 50 MW et, fin octobre 2006, d'une nouvelle tranche de 51 MW à la centrale bagasse-charbon du Gol (Réunion).

Cette augmentation provient également, dans une moindre mesure, de la souscription, par EDF, de contrats de secours en Corse, en Martinique et à la Réunion conclus en raison des dysfonctionnements survenus dans ces zones (cf. chapitre 1.1). Ces contrats représentent au total, en 2006, 52 GWh et 16,5 M€ de coûts d'achat (contre 24 GWh et 6,1 M€ en 2005).

2.1.3. 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 ces achats, il doit être compensé.

Les contrôles effectués au titre de l'année 2006 représentent **0,102 M€**

2.2. Coûts évités à EDF par les contrats d'achat

2.2.1. Coût évité par les contrats d'achat hors ZNI

2.2.1.1. 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 ».

A l'instar de l'exercice 2005 (cf. annexe 4), la CRE retient comme prix de marché, pour chaque mois de l'année 2006, une moyenne, sur ce mois, des prix de marché journaliers des bourses allemande (EEX) et française (Powernext). Les prix de marché mensuels obtenus permettent de calculer, mois par mois, le coût évité à EDF par les contrats d'achat (hors contrats à différenciation horosaisonnaire, contrats « appel modulable » et cogénérations fonctionnant en mode « dispatchable »).

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 à ceux 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 **1 255,5 M€** (hors contrats à différenciation horosaisonnaire, contrats « appel modulable » et cogénérations fonctionnant en mode « dispatchable »), en hausse de 169,4 M€ par rapport à 2005 (1 086,1 M€) du fait de la hausse des prix de marché.

Tableau 5 : coût évité à EDF par les contrats d'achat en métropole continentale en 2006 (hors contrats horosaisonnalisés, « appel modulable » et cogénérations « dispatchables »)

mois	prix mensuel (€/MWh)	quantité (GWh)	coût évité (M€)
janvier	66,71	3 641	242,9
février	73,14	3 321	242,9
mars	64,04	3 785	242,4
avril	41,59	942	39,2
mai	32,92	909	29,9
juin	39,81	594	23,7
juillet	71,11	476	33,9
août	38,98	588	22,9
septembre	43,73	558	24,4
octobre	40,15	776	31,2
novembre	48,12	3 454	166,2
décembre	41,46	3 760	155,9
total 2006		22 805	1 255,5

prix moyen pondéré 2006 (€/MWh)	55,1
prix moyen pondéré 2005 (€/MWh)	49,3
prix moyen pondéré 2004 (€/MWh)	28,6

2.2.1.2. 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 correspondent 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. Sont utilisés à cette fin les prix de marché horaires de la plaque franco-allemande « Pownext-EEX ». Le coût évité correspondant est égal à **91,1 M€** (pour 1 718 GWh).

2.2.1.3. *Cas particulier des installations bénéficiant d'un contrat « appel modulable »*

Les installations « dispatchables », qui font l'objet de contrats type « appel modulable », représentent en 2006 une puissance garantie de 791 MW et ont produit 43,0 GWh. Le service rendu à EDF par ces installations est double : la mise à disposition de capacités de puissance permet à EDF de se couvrir contre le risque de défaillance, et l'énergie produite participe à la fourniture des clients en période de pointe. La valorisation de ces centrales doit, donc, tenir compte, non seulement de l'énergie produite, mais également de la capacité de puissance garantie.

La seule référence de marché disponible à ce jour pour la valorisation de la puissance garantie se trouve dans l'offre de mise à disposition de puissance faite par EDF sur la région Provence-Alpes-Côte d'Azur. Cette offre, retenue par RTE suite à une procédure d'appel d'offres (qui constitue un mécanisme de marché, dans la mesure où le prix retenu résultait du jeu des offres des différents participants) prévoit, sur la période 2004-mars 2006, une prime fixe annuelle de 28,7 M€ pour une mise à disposition de 675 MW de puissance, soit une valorisation de 42,5 €/kW. A partir du mois d'avril 2006, la prime fixe annuelle est de 23,5 M€ pour une puissance identique, soit une valorisation de 34,8 €/kW. Sur cette base, le coût fixe évité par les installations « dispatchables » est évalué à 28,88 M€⁹.

Le coût évité « énergie » se calcule en fonction de l'utilisation effective par EDF de l'énergie achetée. Les 21,8 GWh achetés aux installations « dispatchables » pour revente sur le mécanisme d'ajustement sont valorisés au prix des écarts à la baisse constaté sur le mécanisme d'ajustement pour chaque période d'appel considérée (soit un coût évité de 3,7 M€). Les 21,2 GWh complémentaires achetés pour une utilisation hors ajustement sont, quant à eux, valorisés, pour chaque mois de l'année 2006, sur la base d'une moyenne mensuelle des prix pointe journaliers observés sur la plaque franco-allemande « Pownext-EEX » (soit un coût évité de 2,1 M€). Le coût évité « énergie » est ainsi évalué à 5,8 M€.

Au total, le coût évité à EDF en 2006 par les installations « dispatchables » bénéficiant d'un contrat de type « appel modulable » est de **34,7 M€**

2.2.1.4. *Cas particulier des installations de cogénération fonctionnant en mode « dispatchable »*

A l'instar des contrats de type « appel modulable », le basculement en mode « dispatchable » d'un certain nombre d'installations de cogénération s'est traduit par une mise à disposition de capacité de puissance au bénéfice d'EDF. Les avenants de dispatchabilité conclus à cet effet stipulent que la mise à disposition s'effectue sur une période de 12 mois¹⁰. La quasi-totalité des producteurs ayant souscrit, en 2005, un avenant de dispatchabilité ont opté pour leur reconduction en 2006, à l'échéance des avenants initiaux.

⁹ 29,03 M€ de valorisation de la puissance garantie disponible en début d'année (791 MW), diminués de 0,15 M€ pour tenir compte de 2 contrats dispatchables (4,5 MW et 16,7 MW) arrivés à échéance respectivement les 31 août et 31 octobre 2006 et pour lesquels le calcul du coût fixe évité doit être diminué des derniers mois de 2006 où ces installations n'étaient plus mises à disposition du système électrique.

¹⁰ l'article 1 des modèles d'avenants des contrats C97, C99 et C01 établis en 2005 et 2006, relatifs aux engagements du producteur, stipule que « le producteur s'engage à mettre à disposition la totalité de la puissance garantie (...) entre le lendemain [de la date de mise à disposition] et le lendemain du 1^{er} anniversaire de cette date de mise à disposition » ;

Ces installations, une fois basculées, doivent être valorisées suivant les mêmes principes que ceux prévalant pour les contrats « appel modulable », le service rendu à EDF étant analogue : la mise à disposition de capacités de puissance permet à EDF de se couvrir contre le risque de défaillance et l'énergie produite participe à la fourniture des clients en période de pointe. Le calcul du coût évité par ces installations nécessite, donc, de distinguer les achats effectués avant et après passage en dispatchabilité.

Les installations de cogénération ayant fait l'objet, au cours de l'année 2006, d'un basculement en mode « dispatchable » – ou d'une reconduction de celui-ci – représentent une puissance garantie annuelle de 277 MW. Les achats effectués à ces installations s'élèvent à 489,4 GWh, pour un montant d'achat retenu de 74,84 M€ (i.e. hors TICGN).

Coût évité hors mode « dispatchable »

Le coût évité par les achats effectués aux installations de cogénération en dehors des périodes de dispatchabilité s'établit sur les mêmes bases que celles applicables aux contrats standards (i.e. moyenne des prix de marché journaliers observés sur la plaque franco-allemande « Powernext-EEX »). Ce coût évité est, ainsi, évalué à 3,6 M€, pour un volume de 61,7 GWh.

Coût évité en mode « dispatchable »

Le coût évité par les achats effectués sous mode « dispatchable » s'effectue suivant la même méthodologie que celle applicable aux centrales « dispatchables » et nécessite donc de déterminer un coût fixe évité et un coût évité « énergie ».

Le coût fixe évité s'établit sur la base du coût fixe annuel retenu pour les contrats « appels modulables » (42,5 €/kW/an puis 34,8 €/kW/an à partir du mois d'avril 2006) applicable sur la période de dispatchabilité considérée (i.e. à compter de la date de basculement, jusqu'à échéance de celle-ci en cas de non reconduction d'avenant).

Le coût fixe évité en 2006 est évalué à 9,7 M€ pour l'ensemble des installations considérées, tenant compte de celles pour lesquelles la dispatchabilité n'a pas été reconduite à l'échéance de l'avenant initial ou pour lesquelles le basculement en mode « dispatchable » s'est effectué en cours d'année.

Le calcul du coût évité « énergie », quant à lui, ne peut s'effectuer à partir du mécanisme d'ajustement, dans la mesure où les contraintes d'appel afférentes aux installations de cogénération (préavis, montée en charge, durée minimale d'appel) ne permettent pas à EDF d'utiliser ces dernières sur ce mécanisme. Le coût évité « énergie » doit s'établir, pour chacune de ces installations, à partir des prix horaires moyens constatés sur la plaque franco-allemande « Powernext-EEX » sur les jours d'appel correspondants. Le coût évité « énergie » est, ainsi, évalué à 30,9 M€, pour un volume de 427,7 GWh.

Au total, le coût évité à EDF en 2006 par les installations de cogénération ayant fait l'objet d'un basculement ou d'une reconduction en mode « dispatchable » est de **44,2 M€** (3,6 M€ pour les achats hors dispatchabilité et 40,6 M€ pour ceux en mode « dispatchable »).

2.2.1.5. 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 continentale est de **1 425,5 M€** (1 255,5 M€ + 91,1 M€ + 34,7 M€ + 44,2 M€).

2.2.2. Coût évité par les contrats d'achat dans les ZNI

Conformément au décret du 28 janvier 2004, les surcoûts dus aux contrats d'achat dans les ZNI sont calculés en valorisant l'électricité achetée par EDF à la part production calculée dans le tableau 5. Cette valorisation est évaluée à **98,5 M€**, comme détaillé ci-après :

Tableau 6 : coût 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)	250,6	767,2	0,0	61,8	1 266,8	0,7	0,0	2 347,2
taux de pertes (%)	14,8	10,6	10,3	10,4	9,0	7,0	4,1	
quantités achetées et consommées (GWh)*	213,6	685,5	0,0	55,4	1 152,8	0,7	0,0	2 108,0
part production du tarif de vente (€/MWh)	43,13	47,50	46,38	48,12	46,83	51,68	33,66	-
coût évité par les contrats d'achat (M€)	9,2	32,6	0,0	2,7	54,0	0,0	0,0	98,5

* 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

2.3. Surcoûts dus aux contrats d'achat supportés par EDF

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

- **824,2 M€** en métropole continentale (2 249,6 M€ de coût d'achat + 0,102 M€ de coût de contrôle des cogénérations – 1 425,5 M€ de coût évité) ;
- **138,8 M€** dans les ZNI (237,3 M€ de coût d'achat – 98,5 M€ de coût évité),

soit un total de **963,0 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^{er} janvier 2005. En outre, le décret du 26 juillet 2006 relatif aux services liés à la fourniture prévoit que les clients concernés par le TPN bénéficient de la gratuité de la mise en service et d'une réduction de 80 % sur les frais de déplacement pour impayés. Les pertes de recettes et les frais supplémentaires induits doivent faire l'objet d'une compensation au profit des opérateurs concernés.

Par ailleurs, les charges supportées du fait du TPN permettent aux opérateurs de bénéficier d'une compensation au titre de leur participation au dispositif institué en faveur des personnes en situation de précarité. L'arrêté du 24 novembre 2005 fixe cette compensation à hauteur de 20 % des charges dues au titre du TPN, dans la limite du concours financier de l'opérateur au fonds de solidarité pour le logement.

3.1. Charges dues au « tarif de première nécessité »

3.1.1. Pertes de recettes dues au TPN

Les pertes de recettes dues au TPN se sont élevées, en 2006 à 21,8 M€, contre 13,8 M€ en 2005. Cette augmentation reste inférieure à celle prévue, du fait d'un rythme de souscription du TPN bien plus lent qu'escompté. En effet, seuls 460 000 clients avaient souscrit le TPN fin 2006 (contre 360 000 fin 2005), alors que la population éligible était initialement estimée à 1,5 million.

3.1.2. Surcoûts de gestion prévisionnels

Les frais spécifiques dus à la mise en œuvre de ce dispositif (mise en place et gestion d'un centre d'appel, traitement d'attestations, édition de pré-imprimés, affranchissement et envoi d'attestations), par rapport à ceux supportés pour une gestion « classique » de ces clients, se sont élevés en 2006 à 5,9 M€, dont 3,4 M€ de frais de personnel. A ce titre, les commissaires aux comptes de l'entreprise se sont assurés de la cohérence des montants déclarés, de telle sorte que les charges n'ayant pu être pleinement justifiées par EDF ont été exclues de la déclaration.

3.1.3. Services liés à la fourniture

EDF n'a pas été en mesure d'établir, ni de déclarer les charges imputables aux services liés à la fourniture des clients au TPN prévus par le décret du 26 juillet 2006. En conséquence, aucun coût afférent à ce dispositif ne peut être pris en compte au titre des charges constatées en 2006.

Le total des charges à compenser à EDF en 2006 au titre du TPN s'élève, donc, à **27,7 M€** (21,8 M€ de perte de recettes TPN + 5,9 M€ de frais de mise en œuvre), ZNI incluses.

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

Compte tenu du montant de charges supportées au titre du TPN et des dispositions prévues par l'arrêté du 24 novembre 2005, la compensation à accorder à EDF au titre de sa participation au dispositif institué en faveur des personnes en situation de précarité est de **5,5 M€** (20 % x 27,7 M€). Ce montant est inférieur aux 20 M€ de versements effectués par EDF en 2006 au fonds de solidarité pour le logement.

Au final, les charges à compenser à EDF en 2006 au titre des dispositions sociales s'élèvent à **33,2 M€**

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

Les ELD ayant supporté en 2006 des charges de service public ont transmis à la CRE le 31 mars 2007 leur comptabilité appropriée, contrôlée par leur comptable public ou leur commissaire aux comptes, sous un format conforme aux règles établies par la CRE. Les comptabilités appropriées ont été vérifiées et corrigées par la CRE, en liaison avec les ELD concernées.

1. Surcoûts dus aux contrats d'achat

Les contrats d'achat générant pour les entreprises locales de distribution (ELD) des surcoûts qui font l'objet d'une compensation dans les conditions prévues au I de l'article 5 de la loi du 10 février 2000, sont en 2005 :

- 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).

La CRE s'est assurée, comme pour EDF, du respect par les ELD des conditions de dé plafonnement de rémunération du gaz dont ont pu bénéficier, à compter de novembre 2006, les installations de cogénération relevant de l'article 50 de la loi (voir paragraphe 2.1.1.2 ci-dessus).

Par ailleurs, les dispositions introduites par la loi du 30 décembre 2005 de finances rectificative pour 2005, exonérant les installations de production d'électricité de la taxe intérieure de consommation de gaz naturel (TICGN)¹¹, ont conduit la CRE, comme pour EDF, à diminuer les montants déclarés par les ELD au titre des coûts d'achat à la filière cogénération, ces derniers n'ayant pas tenu compte de ces dispositions.

L'article 5 de la loi du 10 février 2000 modifiée disposant que « *Les coûts évités sont calculés par référence aux prix de marché de l'électricité ou, pour les distributeurs non nationalisés, par référence aux tarifs de cession mentionnés à l'article 4, à proportion de la part de l'électricité acquise à ces tarifs dans leur approvisionnement total* », le calcul du coût évité aux ELD par les contrats d'achat doit s'effectuer à partir du tarif de cession et des prix de marché, en fonction de l'approvisionnement effectif des opérateurs.

¹¹ la rémunération du gaz prise en compte dans le tarif d'achat cogénération est égale aux coûts d'approvisionnement en gaz du cycle combiné de référence (et non ceux de l'installation de cogénération). La TICGN, dont le cycle combiné est désormais exonéré, doit être exclue de la rémunération du gaz ainsi calculée.

En 2006, 5 ELD se sont approvisionnées à la fois au tarif de cession et sur le marché. Une ELD s'est approvisionnée en totalité sur le marché.

La CRE retient comme prix de marché, pour chaque mois de l'année 2006, la moyenne sur ce mois des indices quotidiens de la bourse française Powernext-EEX (voir paragraphe 2.2.1.1).

Du fait de ces considérations, les surcoûts dus aux contrats d'achat s'élèvent, en 2006, à **16,4 M€**, en hausse de 3,0 M€ par rapport à 2005 (13,4 M€), l'augmentation des prix de marché ayant pratiquement compensé celle des quantités achetées par l'ensemble des ELD.

2. Charges dues aux dispositions sociales

L'entrée en vigueur, en 2005, de la tarification spéciale « produit de première nécessité » (TPN) induit, pour les ELD concernées, à supporter des pertes de recettes et des frais de mise en œuvre supplémentaires (par rapport à ceux supportés pour une gestion « classique » de ces clients), notamment des frais de personnel et des prestations externes.

Or, il s'avère que les frais de personnels déclarés par certaines ELD correspondent, non à des frais supplémentaires (comme cela était pourtant explicitement demandé par la CRE dans sa délibération du 2 décembre 2005 relative à la comptabilité appropriée), mais à des frais totaux. Dès lors, il est nécessaire, pour ces dernières, de rectifier les frais de mise en œuvre déclarés pour ne retenir que ceux relevant de la mise en place effective du dispositif ou inhérents au caractère particulier des clients bénéficiant de cette nouvelle tarification.

Pour ce faire, les frais de personnel déclarés par ces ELD et dépassant 100 € par client sont minorés de la composante de gestion de la clientèle des clients résidentiels bleus ≤ 36 kVA non affectée à l'acheminement (soit 31,2 €/client, cf. paragraphe 1.2.3)¹².

Du fait de ces corrections, les charges relatives à la tarification spéciale « produit de première nécessité » sont évaluées, pour 2006, à **1,08 M€**

Conformément à l'arrêté du 24 novembre 2005, la compensation des charges dues au dispositif institué en faveur des personnes en situation de précarité s'effectue, pour chaque ELD, à hauteur de 20 % des charges dues au TPN, dans la limite des versements effectués au fonds de solidarité pour le logement. Pour 2006, cette compensation s'élève à **0,16 M€** pour l'ensemble des ELD ayant déclaré des charges afférentes à ce dispositif.

3. Charges supportées par les ELD constatées au titre de 2006

Le montant total des charges supportées par les ELD en 2006 s'élève à **17,6 M€**, dont 16,4 M€ dus aux contrats d'achat et 1,2 M€ aux dispositions sociales. Les principaux éléments de calcul sont indiqués dans le tableau ci-après :

¹² Dans le cadre de l'établissement du tarif national d'utilisation des réseaux entré en vigueur le 1^{er} janvier 2006, les frais de gestion clientèle ont été répartis entre les activités de fourniture et d'acheminement suivant une clé 80 / 20. La composante gestion clientèle (CG) affectée à l'acheminement s'élevant à 7,8 €/an (clients ≤ 36 kVA en contrat unique), celle imputable à la fourniture est ainsi évaluée à 31,2 €/an (7,8 €/an x 80 / 20)

Tableau 7 : charges supportées par les ELD constatées au titre de 2006

ELD	Charges dues aux contrats d'achats					Charges sociales	Charges constatées au titre de 2006 (PWX-EEX)
	quantité achetée ¹	coût d'achat	coût évité	exclusion TICGN	surcoût		
	MWh	k€	k€	k€	k€		
Gaz et électricité de Grenoble ²	131 429	12 603	5 489	-298	6 817	78	6 895
Electricité de Strasbourg ²	178 131	14 493	9 796	-238	4 459	379	4 838
Usine d'électricité de Metz ²	69 490	3 680	2 315	0	1 365	71	1 436
Energie Développement Services du Briançonnais	28 407	1 376	480	0	896	2	898
Régie du syndicat électrique intercommunal du Pays Chartrain ²	53 651	2 395	1 600	0	795	20	815
Régie communale du câble et d'électricité de Montataire	8 857	973	344	-21	608	9	617
Usines municipales d'Erstein	5 706	440	171	-8	260	4	264
Coopérative d'électricité de Saint Martin de Londres	6 049	418	200	0	218	38	256
Régie municipale d'électricité de La Bresse	8 505	454	260	0	194	1	195
Régie municipale d'énergie électrique de Quillan	4 117	289	108	0	181	9	190
S.I.C.A.E de Ray-Cendrecourt	2 996	233	72	0	161	14	175
Régie d'électricité de Saverdun	3 057	171	58	0	113	1	114
Sorégies ²	453	27	13	0	14	76	90
S.I.C.A.E de Precy Saint Martin	2 308	138	51	0	87	1	89
Régie d'électricité de Loos						74	74
Régie de Tarascon sur Ariège	3 960	169	114	0	55	7	62
Energies services Lavour	1 770	104	64	0	40	4	44
Société d'électrification du Carmausin	1 114	76	34	0	42	1	43
S.I.C.A.E de l'Oise						42	42
Autres ELD ³	3 249	144	97,4	0	47	407	454
TOTAL	513 251	38 184	21 268	-565	16 351	1 239	17 590

¹ nette du surplus revendu à EDF

² ELD ayant exercé son éligibilité et s'approvisionnant en tout ou partie sur le marché

³ Total pour 57 ELD ayant chacune déclaré des charges d'un montant inférieur à 40 k€

C. Charges supportées par Electricité de Mayotte constatées au titre de 2006

Les charges de service public de l'électricité supportées par Electricité de Mayotte (EDM) correspondent aux surcoûts de production résultant de l'initiation, en 2003, de la péréquation tarifaire à Mayotte.

Cette péréquation s'est poursuivie en 2006 par une nouvelle diminution des tarifs – hors tarif « petites fournitures » déjà aligné sur le tarif métropolitain 3 kVA – applicable au 1^{er} juin 2006 comme suit :

tarif au 01/06/06 = 50 % du tarif en vigueur au 31/05/06 + 50 % du tarif métropolitain majoré de 12 % au titre de la taxe communale prévue à l'article 76 de la loi du 13 juillet 2005.

Les tarifs mahorais ont, ensuite, été modifiés à la hausse, le 15 août 2006, afin de tenir compte du mouvement tarifaire national (+ 1,7 %) survenu à cette date.

EDM n'a supporté en 2006 aucun surcoût d'achat, faute de mise en service de projets de production indépendants.

Le calcul des surcoûts de production à compenser au titre de l'année 2006 se détermine comme la différence entre :

- les coûts de production supportés par EDM en 2006 et
- la part relative à la production dans les recettes perçues par EDM en 2006.

1. Coûts de production

Les coûts de production déclarés par EDM au titre de l'année 2006 ont été établis sur la base d'une comptabilité appropriée contrôlée par le commissaire aux comptes de l'entreprise. Ces coûts comprennent les frais de commercialisation supportés par EDM du fait de la création, au 1^{er} septembre 2005, d'une cellule dédiée à la maîtrise de la demande d'énergie. A l'instar des actions conduites en la matière par EDF en Corse et dans les DOM, cette cellule devra notamment permettre à EDM de limiter la croissance de la consommation d'électricité à Mayotte, celle-ci ayant fortement augmenté depuis 2003 du fait de la mise en place de la péréquation tarifaire.

Les coûts de production déclarés et retenus se sont élevés, pour 2006, à **34,13 M€**. Ces coûts sont en augmentation de 26 % par rapport à ceux de 2005 (27,160 M€) du fait de la hausse de la consommation (+ 8,4 %) et du renchérissement du prix du fioul domestique livré à Mayotte (+ 14 %).

2. Recettes de production

Les recettes de production en 2006 issues de la vente d'électricité aux clients non éligibles mahorais ne sont pas directement accessibles dans la comptabilité d'EDM. Elles sont obtenues en retranchant du chiffre d'affaires issu de la vente d'électricité aux clients non éligibles en 2006 (incluant les recettes qu'auraient perçues EDM si les agents payaient leur électricité aux tarifs de vente mahorais) 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).

2.1. Recettes de distribution

Conformément à l'arrêté du 30 juillet 2004, les recettes de distribution d'EDM en 2006 sont égales aux coûts de distribution réellement supportés en 2006 par l'entité distribution de l'entreprise (incluant achat des pertes et des services systèmes).

Les coûts de distribution supportés par EDM en 2006 s'élèvent à **8,05 M€** et se répartissent comme suit :

- coûts de distribution « pure » (incluant une rémunération à 7,25 %) : 6,38 M€
- achat des services systèmes : 0,14 M€
- achat des pertes : 1,53 M€

2.2. Recettes de gestion de la clientèle

Les recettes 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 appliqués en 2005 à Mayotte. Pour obtenir cette dernière, on ne peut se référer, comme pour EDF, à une référence métropolitaine, puisque les tarifs mahorais ne sont pas pleinement alignés, à ce jour, sur ceux de la métropole.

Le calcul de cette part s'effectue en considérant que celle-ci couvre partiellement les coûts complets (marge incluse) de gestion de la clientèle supportés par EDM-fournisseur, le déficit de couverture provenant de la baisse des tarifs de vente engagée depuis 2003.

Les recettes de gestion de la clientèle d'EDM-fournisseur s'établissent, pour 2006, à **0,37 M€**

2.3. Recettes de production

Les recettes totales d'EDM en 2006 (augmentées des recettes théoriques qu'EDM aurait perçues auprès de ses agents si ces derniers étaient assujettis aux tarifs réglementés) s'élevant à **21,09 M€**, les recettes de production, incluant celles provenant de la vente des pertes et des services systèmes, s'établissent, pour 2006, à **14,34 M€**:

Recettes constatées 2006		20,96 M€
+ recettes théoriques agents EDM 2006	+	0,13 M€
Recettes totales 2006 à considérer	=	<u>21,09 M€</u>
- recettes distribution 2006	-	8,05 M€
	=	<u>13,04 M€</u>
- recettes gestion de la clientèle 2006	-	0,37 M€
	=	<u>12,67 M€</u>
+ recettes vente pertes et services systèmes 2006	+	1,67 M€
Recettes production 2006	=	<u>14,34 M€</u>

3. Surcoûts de production

Les coûts et recettes de production d'EDM retenus par la CRE pour 2006 étant respectivement de 34,13 M€ et 14,34 M€, le montant définitif des surcoûts de production d'EDM au titre de l'année 2006 s'élève à **19,79 M€**

D. Charges de service public constatées au titre de 2006

Le montant total des charges de service public de l'électricité constatées au titre de 2006 s'élève à **1 535,0 M€**, répartis comme suit :

	Charges constatées au titre de 2006 (M€)	Charges constatées au titre de 2005 (M€) ⁽¹⁾	Charges constatées au titre de 2004 (M€) ⁽¹⁾	Principales justifications de la variation 2005-2006
EDF	1 497,6	1 385,7	1 506,6	
surcoûts contrats d'achat (hors ZNI)	824,2	801,6	1 083,4	Hausse des coûts d'achat à la cogénération et des volumes d'achat à la filière éolienne
surcoûts ZNI	640,2	561,9	421,4	
<i>surcoûts de production</i>	501,4	455,6	343,0	Hausse du prix du fioul et de la consommation
<i>surcoûts contrats d'achat</i>	138,8	106,3	78,4	Entrée en service de nouveaux moyens de production. Hausse du prix du fioul
charges dispositions sociales	33,2	22,2	1,8	Poursuite de la mise en oeuvre du tarif de 1ère nécessité
ELD	17,6	15,1	16,4	Hausse des volumes et tarifs d'achat
EDM	19,8	10,4	6,32	Poursuite de la mise en place de la péréquation tarifaire. Hausse du prix du fioul
Total	1 535,0	1 411,2	1 529,3	

⁽¹⁾ montant corrigé conformément à l'annexe 4 de la présente proposition

L'écart entre les charges constatées et les charges prévisionnelles au titre de 2006 est le suivant :

L'écart entre les charges prévisionnelles et les charges constatées est dû à la hausse des prix de marché constatés en 2006 par rapport à la prévision (+ 7,9 €/MWh en prix de marché moyen pondéré) et à un développement du bénéfice de la « tarification de première nécessité » moindre qu'escompté.