

Annexe 2

Charges de service public de l'électricité constatées au titre de 2008 (CC'08)

Avertissement

Tous les résultats sont arrondis à une décimale (la plus proche) dans le corps du document. Toutefois, les résultats finals utilisent uniquement des valeurs intermédiaires exactes non arrondies. De ce fait, il peut parfois survenir un très léger écart entre la somme des valeurs intermédiaires et les valeurs finales.

A. Charges supportées par EDF constatées au titre de 2008

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* ».

L'article 4 du décret n° 2004-90 du 28 janvier 2004 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 2008 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.

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

En conséquence, les recettes déclarées par EDF en 2008 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 2009, les coûts de production constatés en 2008 dans les ZNI, incluant la fourniture des pertes et des services systèmes, ainsi que les coûts de commercialisation, s'élèvent à **928,9 millions d'euros (M€)**, incluant les coûts d'acquisition des quotas d'émission de gaz à effet de serre (CO₂).

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 2008
(incluant l'impact des quotas CO₂)

	Nature de coûts	Corse	Guadeloupe	Martinique	Guyane	La Réunion	SPM + îles bretonnes	Total 2008
Coûts variables (M€)	achats de combustibles hors taxes	89,8	124,9	117,9	31,6	34,2	12,2	410,6
	personnel, charges externes et autres achats	36,0	50,8	41,9	27,9	24,9	5,1	186,5
	impôts et taxes	7,3	12,1	17,0	21,0	14,4	0,0	71,8
	coûts de commercialisation	1,3	1,5	3,0	1,0	4,5	0,0	11,3
	Coûts d'acquisition des quotas de gaz à effet de serre	3,8	5,0	7,0	1,6	0,1	0,0	17,5
Coûts fixes (M€)	charges financières	23,8	9,1	13,4	26,3	17,7	0,6	90,9
	amortissements	13,7	18,5	21,1	9,8	11,5	0,8	75,6
	frais de structure, de siège et prestations externes	11,7	13,7	12,3	11,1	15,7	0,0	64,6
Coût total (M€)		187,5	235,7	233,6	130,3	123,0	18,8	928,9

L'augmentation des coûts de production déclarés par rapport à 2007 (+ 72 M€) provient principalement des facteurs suivants :

- l'augmentation globale du coût d'achat des combustibles (+ 29,1 M€) malgré un effet positif des couvertures réalisées par EDF (- 66,8 M€ sur les achats réalisés et déjà intégrés dans le tableau qui précède) ;
- l'augmentation des amortissements (+ 7 M€) liée essentiellement à la mise en service de nouvelles installations de production d'électricité (turbines à combustion en Martinique et en Corse) mais également liée à la prise en compte d'amortissements accélérés faisant suite à des décisions de déclassement d'installations anciennes avant leur fin de vie et de mise en service de nouvelles installations à partir de 2010² ;

² Arrêté du 7 juillet 2006 sur la programmation pluriannuelle des investissements

- l'augmentation du coût d'acquisition des quotas d'émission de gaz à effet de serre (+ 17,6 M€). Cette augmentation s'explique d'une part par l'augmentation du coût du quota (moyenne 2008 égale à 20,5 €/t alors qu'elle n'était que 0,7 €/t en 2007), d'autre part par la diminution des quotas alloués gratuitement à EDF et donc l'augmentation du volume de quotas à acquérir ;
- l'augmentation de la rémunération des capitaux immobilisés (8,2 M€) qui est à mettre en relation avec la mise en service de nouveaux moyens de production.

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 2008 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. 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 : - 0,06 M€ (vente de matériel essentiellement) ;
- Guadeloupe : - 0,80 M€ (TVA fictive essentiellement) ;
- Martinique : - 0,80 M€ (TVA fictive essentiellement) ;
- Guyane : - 0,11 M€ (mise à disposition de combustibles essentiellement) ;
- La Réunion : - 0,33 M€ (TVA fictive essentiellement).

Les coûts de production déclarés par EDF doivent, ainsi, être diminués de **2,1 M€**

1.1.2.2. Contrôle de la comptabilité appropriée

Les coûts de production déclarés par EDF doivent en outre être diminués de **2,3 M€** au titre de pénalités versées à l'URSSAF et ne relevant de particularités du parc de production.

1.1.2.3. Coûts induits par le déficit d'allocation de quotas d'émission de gaz à effet de serre

Dans le cadre de la seconde phase du plan national d'affectation des quotas d'émission de gaz à effet de serre (PNAQ2) approuvé le 15 mai 2007, EDF s'est vu allouer gratuitement, à compter de l'exercice 2008 et jusqu'en 2012, des quotas d'émissions de dioxyde de carbone (CO₂) sur la majorité de ses moyens de production thermiques, notamment insulaires. Les allocations gratuites de quotas d'émission de gaz à effet de serre ont cependant été fortement réduites pour cette seconde phase. EDF a donc dû acquérir son déficit de quotas sur les marchés. Les coûts supportés par EDF au titre de l'acquisition des quotas manquant viennent augmenter ses coûts de production.

En 2008, le déficit de quotas d'émission d'EDF s'élevait à environ 853 000 tonnes. Pour la valorisation de ce volume, la CRE retient une moyenne des cotations observées sur le marché *day-ahead* BlueNext. La période considérée pour calculer la moyenne précitée débute le 1^{er} mars 2008 (les cotations pour le PNAQ2 ont débuté le 26 février 2008 sur BlueNext) et s'achève le 29 février 2009. La moyenne ainsi calculée s'établit à 20,53 €/t.

Les coûts pris en compte au titre du déficit d'allocation de quotas d'émission sont évalués, pour 2008, à **17,5 M€**

1.1.2.4. Coûts exclus 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 été reconduite sur l'exercice 2008 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, en Guadeloupe, Martinique et Guyane. Ces surcoûts doivent être exclus des coûts de production. On notera, en revanche, pour la deuxième année consécutive, la bonne disponibilité des groupes diesels installés à la Réunion, qui présentent un taux de disponibilité en énergie supérieur à 85 % sur 2008. La situation s'est également nettement améliorée en Corse avec des taux de disponibilité très proches des valeurs normatives attendues.

Guadeloupe

D'importantes sous-disponibilités ont été constatées sur le parc de production thermique d'EDF, en particulier sur les moyens de base (disponibilité moyenne sur l'année inférieure à 75 %). Les coûts de production (coûts de combustible) à exclure au titre de 2008 s'élèvent à **8,0 M€**

Guyane

Des sous-disponibilités importantes ont encore été constatées en Guyane malgré une amélioration de la disponibilité des moyens thermique de production. Celle-ci s'établit en moyenne sur l'année, pour les moyens diesels, à environ 75 %. La structure du parc de production, dans lequel l'hydraulique occupe une part prépondérante, permet toutefois d'atténuer l'effet de ces sous-disponibilités sur les coûts de combustible. Les coûts à exclure sont évalués, pour 2008, à **0,3 M€**

Martinique

Des sous-disponibilités ont également été observées, dans une moindre mesure, en Martinique. La disponibilité des moyens de pointe s'est nettement dégradée. Les coûts de production à exclure à ce titre sont évalués à **2,2 M€**

Synthèse

Au total, les coûts à exclure au titre de la gestion par EDF de son parc de production en 2008 dans les ZNI sont évalués à **10,6 M€**, en nette baisse par rapport aux années précédentes.

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 2008, 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 2008 de **915,6 M€** (928,9 M€ - 2,1 M€ - 10,6 M€ - 2,3 M€ + 1,8 M€). La décomposition par grands postes de coût est donnée dans le tableau 1.2.

Tableau 1.2 : coûts de production retenus par la CRE dans les ZNI en 2008

Nature de coûts (M€)		Corse	Guadeloupe	Martinique	Guyane	La Réunion	SPM + îles bretonnes	Total 2008	Rappel total 2007	Evolution 2007-2008 (%)
Coûts variables (M€)	achats de combustibles hors taxes	89,8	116,9	115,7	31,2	34,1	12,2	399,8	366,1	9,2%
	personnel, charges externes et autres achats	36,3	50,4	41,4	28,2	24,9	5,2	186,4	182,6	2,1%
	impôts et taxes	7,3	12,1	17,0	21,0	14,4	0,0	71,8	75,3	-4,7%
	coûts de commercialisation	1,3	1,5	3,0	1,0	4,5	0,0	11,3	9,5	19,0%
	Coûts d'acquisition des quotas de gaz à effet de serre	3,8	5,0	7,0	1,6	0,1	0,0	17,5	0,1	>> 100%
Coûts fixes (M€)	charges financières	23,8	9,1	13,4	26,3	17,7	0,6	90,9	82,6	9,9%
	amortissements	13,7	18,5	21,1	9,8	11,5	0,8	75,6	68,5	10,4%
	frais de structure, de siège et prestations externes	11,3	13,2	11,8	10,7	15,4	-0,1	62,3	56,6	10,1%
Coût total (M€)	187,4	226,8	230,4	129,7	122,5	18,8	915,6	841,3	8,8%	

Les coûts retenus par la CRE dans les ZNI au titre de l'année 2008 sont supérieurs de plus de 74 M€ à ceux retenus pour 2007. Cette augmentation provient principalement des raisons évoquées au paragraphe 1.1.1 (coûts de combustibles, coûts d'acquisition des quotas d'émission de gaz à effet de serre, augmentation des amortissements et de la rémunération des capitaux) mais également d'ajustements dus à la gestion du parc de production inférieurs de 5 M€ à ceux effectués au titre de 2007.

2008 est la première année au titre de laquelle EDF a exposé des charges au titre de la construction du barrage du Rizzanèse. Par ailleurs, EDF a présenté une prévision de coûts d'investissement de ce barrage. Elle s'établit à 186 M€₂₀₀₇, correspondant à 205 M€ sur quatre ans, dont 30 M€ d'aléas. Ce coût, de l'ordre de 3.800 €/kW, se révèle particulièrement élevé. A titre de comparaison, l'Agence internationale de l'énergie (AIE) évalue le coût d'investissement dans un ouvrage hydro-électrique entre 2 400 et 3 000 \$/kW, valeur 2007 (World Energy Outlook 2008).

Le décret n° 2004-90 du 28 janvier 2004 modifié fonde la compensation sur l'évaluation du coût normal et complet des moyens de production. En dépit de la demande que la CRE a formulée dans sa communication du 11 février 2009, EDF n'a pas fourni de dossier technico-économique justifiant du caractère normal des coûts exposés pour cet ouvrage.

En conséquence, la CRE décide de plafonner les coûts d'investissement pris en compte pour évaluer la compensation, à hauteur de 167 M€₂₀₀₈, soit un montant environ 30 % supérieur à la valeur haute estimée par l'AIE.

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 réglementés de vente

1.2.1.1. Chiffre d'affaires déclaré par EDF

Le chiffre d'affaires déclaré par EDF en 2008 dans les ZNI est de **667,0 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. paragraphe 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. paragraphe 1.2.1.2).

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

En appliquant les tarifs réglementés de vente à la structure de consommation de la clientèle au « tarif agent » de chaque ZNI, on obtient les recettes qu'EDF aurait théoriquement perçues en 2008 auprès de cette clientèle. En comparant ces recettes théoriques à celles effectivement obtenues par l'entreprise, on en déduit le supplément de recettes à considérer pour le calcul des recettes de production. Pour 2008, ce supplément est évalué à **7,0 M€**

Au final, le chiffre d'affaires 2008 à retenir au titre des recettes issues des tarifs de vente réglementés dans les ZNI est donc de **674,0 M€** (667,0 M€ + 7,0 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 2008, EDF a déclaré un montant de recettes de 251,9 M€ (hors Saint-Pierre et Miquelon et îles bretonnes), en hausse de 2,3 % par rapport à celui déclaré au titre de 2007 (246,3 M€).

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 (hors Saint-Pierre et Miquelon et îles bretonnes) ainsi obtenu est de 257,1 M€. L'optimisation annuelle du tarif d'acheminement mis en œuvre par EDF depuis mi-2006 se confirme en 2008.

Pour 2008, la CRE retient donc les recettes de distribution déclarées par EDF, majorées des recettes de distribution calculées par la CRE pour Saint-Pierre et Miquelon et les îles bretonnes. Pour 2008, les recettes de distribution s'élèvent à **253,7 M€**

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 (TURP 2) entré en vigueur le 1^{er} janvier 2006, par décret du 23 septembre 2005, en 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 ≤ 36 kVA
- 48 €/client BT > 36 kVA
- 60 €/client HTA > 250 kVA

Compte tenu de la règle de répartition des coûts de gestion de la clientèle applicable entre fourniture et acheminement, les recettes de gestion de la clientèle perçues par EDF-Fournisseur dans les ZNI en 2008 s'élèvent à **32,6 M€**

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

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

1.2.4. Recettes de production

Les recettes de production dans les ZNI s'élèvent en 2008 à **299,6 M€**, calculées comme indiqué dans le tableau 1.3.

Tableau 1.3 : recettes de production d'EDF dans les ZNI en 2008

	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€)	147,7	145,9	54,7	120,7	200,5	3,7	0,7	674,0
recettes réseau (M€)	60,8	55,0	19,2	43,8	73,1	1,4	0,3	253,7
recettes gestion de la clientèle (M€)	7,3	7,0	1,8	5,9	10,4	0,1	0,1	32,6
recettes brutes de production ⁽²⁾ (M€)	79,6	83,8	33,7	71,0	117,0	2,2	0,3	387,7
part des recettes à considérer ⁽³⁾ (M€)	51,6	48,4	33,7	66,9	44,5	2,1	0,3	247,7
recettes de production totales⁽⁴⁾ (M€)	65,7	60,5	38,2	75,4	57,0	2,3	0,4	299,6
part production du tarif de vente ⁽⁵⁾ (€/MWh)	46,68	51,25	50,01	51,98	51,42	53,76	38,05	-

(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, y compris aux agents

(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 (les recettes brutes de production incluent 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, traités au chapitre 2, 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 915,6 M€ et 299,6 M€, le montant des surcoûts de production constatés dans les ZNI en 2008 est de **616,0 M€**

2. Surcoûts dus aux contrats d'achat

Les surcoûts d'achat supportés par EDF en 2008 sont dus aux contrats d'achat suivants :

- les contrats relevant de l'obligation d'achat (article 10 de la loi du 10 février 2000) ;
- les contrats issus des appels d'offres (article 8 de la loi précitée) ;
- les contrats conclus ou négociés avant la loi du 10 février 2000 (article 50 de la loi précitée) ;
- les contrats conclus dans les ZNI avec des producteurs indépendants en dehors du cadre des articles 8, 10 et 50 de la loi précitée (V de l'article 4 du décret du 28 janvier 2004) ;
- les contrats de type « appel modulable » concernant des installations dites « dispatchables » (article 48 de la loi précitée).

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 2008, établis sur la base d'une comptabilité appropriée contrôlée par ses commissaires aux comptes, sont présentés dans le tableau 1.4.

Au titre de 2008, **29,4 TWh** ont été déclarés par EDF pour un montant de **2 831,3 M€**

Tableau 1.4 : quantités d'électricité et coûts d'achat déclarés par EDF pour 2008 (hors ZNI)

	Cogénération	Cogénération dispatchable	Diesel dispatchable	Hydraulique	Eolien	Incinération	Biogaz	Biomasse	Photovoltaïque	Autres (*)	TOTAL
Janvier	2 770,4	101,8	0,5	640,8	596,8	225,4	33,5	31,4	0,6	52,3	4 453,5
Février	2 611,7	101,0	0,1	462,5	416,6	209,8	33,1	35,8	0,4	46,8	3 917,8
Mars	2 762,0	104,7	2,3	610,2	676,0	231,1	33,9	38,0	0,5	51,0	4 509,7
Avril	85,9	0,1	5,5	810,6	402,2	169,7	34,4	31,8	0,8	50,8	1 591,9
Mai	27,1	0,0	1,5	845,5	266,7	199,4	36,1	30,4	0,8	11,9	1 419,4
Juin	5,0	0,0	0,8	828,5	264,0	178,5	34,2	23,7	0,8	5,6	1 340,8
Juillet	3,9	0,3	0,0	500,2	325,6	201,3	38,0	26,6	1,8	10,9	1 108,9
Août	12,0	0,1	0,1	333,3	369,9	191,8	38,8	24,7	1,2	13,2	985,1
Septembre	12,2	0,0	0,1	311,7	400,9	174,2	31,0	20,6	2,0	14,4	967,0
Octobre	81,4	0,1	0,2	274,6	394,6	150,9	38,1	25,3	5,0	52,7	1 022,9
Novembre	2 535,0	9,4	7,6	524,7	520,8	228,6	38,7	24,7	2,6	50,1	3 942,2
Décembre	2 704,7	40,0	1,6	597,1	510,5	218,8	37,3	23,0	2,4	48,4	4 184,0
Quantités (GWh)	13 611,3	357,7	20,1	6 739,8	5 144,7	2 379,7	426,9	335,8	19,0	408,1	29 443,2
Quantités déclarées en 2007 (GWh)	14 021,4	292,0	40,9	5 955,4	3 986,5	2 249,9	343,5	340,2	4,9	440,4	27 675,1
Quantités déclarées en 2006 (GWh)	14 051,9	489,4	43,0	5 828,3	2 117,8	1 986,1	182,6	8,5	3,0	505,8	25 216,4
Coût d'achat (M€)	1 634,7	76,8	64,3	383,7	432,4	124,1	32,9	32,2	8,4	42,0	2 831,3
Coût d'achat déclaré en 2007 (M€)	1 404,0	65,7	73,2	329,2	333,5	115,7	24,3	30,9	1,2	38,1	2 415,7
Coût d'achat déclaré en 2006 (M€)	1 490,8	76,1	73,0	321,4	178,9	100,1	10,1	0,3	0,5	42,4	2 293,4

* Autres = centrales thermiques à fourniture partiellement garantie

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, rémunérations proportionnelles, eu égard aux arrêtés tarifaires en vigueur) sur l'ensemble des contrats déclarés.

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 (plus de 4 500 contrats en 2007, 7 470 en 2008), 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, risquerait 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 2008. Il s'agissait de vérifier, sur l'ensemble des contrats concernés :

- que la prise en compte de la taxe intérieure sur la consommation de gaz naturel (TICGN) dans la composante rémunération du gaz du tarif d'achat cogénération avait été répercutée, en application de l'article 135 de la loi de finances rectificative pour 2008 ;
- que les avenants modificatifs prévus à cet effet avaient bien été conclus (683 avenants sur 688).

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 2008 conduisent à augmenter les montants achetés aux installations de cogénération de 33,4 M€. Cette augmentation tient compte des rendements applicables à chaque type de contrat⁵, 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 »). Elle est déjà effective dans le tableau 1.4.

Les contrôles sur les contrats cogénération ont conduit à une diminution de 94 k€ des coûts d'achats déclarés.

Autres filières

En dehors des contrôles effectués sur la filière cogénération, la CRE a demandé à EDF des compléments sur 40 contrats sur un total de 6 782 contrats. Les réponses apportées par EDF ont permis de valider la totalité de ces contrats moyennant différentes corrections mineures.

Compte tenu du nombre fortement croissant de contrats déclarés d'année en année, la stabilisation du nombre de compléments d'informations demandés à EDF et le faible nombre de corrections finalement opérées par la CRE témoignent d'une amélioration continue de la gestion de l'obligation d'achat par EDF.

Les quantités d'électricité et coûts d'achat retenus par la CRE en métropole continentale pour 2008 sont détaillés dans le tableau 1.5.

Tableau 1.5 : quantités d'électricité et coûts d'achat retenus par la CRE pour 2008 (hors ZNI)

	Cogénération	Cogénération dispatchable	Diesel dispatchable	Hydraulique	Eolien	Incinération	Biogaz	Biomasse	Photovoltaïque	Autres [*]	TOTAL
Janvier	2 770,4	101,8	0,5	640,8	596,8	225,4	33,5	31,4	0,6	52,3	4 453,5
Février	2 611,7	101,0	0,1	462,5	416,6	209,8	33,1	35,8	0,4	46,8	3 917,8
Mars	2 762,0	104,7	2,3	610,2	676,0	231,1	33,9	38,0	0,5	51,0	4 509,7
Avril	85,9	0,1	5,5	810,6	402,2	169,7	34,4	31,8	0,8	50,8	1 591,9
Mai	27,1	0,0	1,5	845,5	266,7	199,4	36,1	30,4	0,8	11,9	1 419,4
Juin	5,0	0,0	0,6	828,5	264,0	178,5	34,2	23,7	0,8	5,6	1 340,8
Juillet	3,9	0,3	0,0	500,2	325,6	201,3	38,0	26,6	1,8	10,9	1 108,9
Août	12,0	0,1	0,1	333,3	369,9	191,8	38,8	24,7	1,2	13,2	965,0
Septembre	12,2	0,0	0,1	311,7	400,9	174,2	31,0	20,6	2,0	14,4	967,0
Octobre	81,4	0,1	0,2	274,6	394,6	150,9	38,1	25,3	5,0	52,7	1 022,8
Novembre	2 535,0	9,4	7,6	524,7	520,8	228,6	38,7	24,7	2,6	50,1	3 942,2
Décembre	2 704,7	40,0	1,6	597,1	510,5	218,8	37,3	23,0	2,4	48,4	4 184,0
Quantités (GWh)	13 611,3	357,7	20,1	6 739,7	5 144,7	2 379,7	426,9	335,8	19,0	408,1	29 443,1
Quantités retenues en 2007** (GWh)	14 035,6	292,0	40,9	5 950,7	3 986,5	2 249,9	343,5	340,2	4,9	440,4	27 684,7
Quantités retenues en 2006** (GWh)	14 062,9	489,4	43,0	5 821,1	2 117,8	1 995,4	250,2	6,5	3,0	444,0	25 235,2
Coût d'achat (M€)	1 634,6	76,8	64,3	383,7	432,4	124,1	32,9	32,1	8,4	42,0	2 831,2
Coût d'achat retenu en 2007** (M€)	1 438,7	66,4	73,2	328,8	333,5	115,7	24,3	30,9	1,2	38,0	2 450,6
Coût d'achat retenu en 2006** (M€)	1 491,7	76,1	74,0	320,9	179,2	100,8	13,8	0,3	0,5	38,2	2 295,4
Coût d'achat unitaire (€/MWh)	120,1	214,7	3 193,9	56,9	84,0	52,1	77,1	95,7	439,7	102,9	96,2
Coût d'achat unitaire 2007** (€/MWh)	102,5	227,4	1 789,1	55,3	83,7	51,4	70,7	90,9	247,8	86,3	88,5
Coût d'achat unitaire 2006** (€/MWh)	106,1	155,5	1 720,7	55,1	84,6	50,5	55,1	38,3	148,4	86,1	91,0

* Autres = centrales thermiques à fourniture partiellement garantie

** Les quantités et les coûts d'achats total et unitaire 2006 et 2007 tiennent compte des reliquats retenus dans l'annexe 4

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

Les volumes achetés en 2008 sont en hausse de 6,3 % par rapport à 2007. En revanche, les coûts d'achat sont en hausse de 15,5 %. On constate ainsi une nette augmentation du tarif moyen d'achat à 96,2 €/MWh, contre 88,5 €/MWh en 2007.

Les achats réalisés auprès des installations de cogénération et des installations éoliennes contribuent très majoritairement à l'augmentation des montants retenus par la CRE au titre de l'obligation d'achat (+ 305,2 M€). Toutefois, il faut distinguer deux effets opposés puisque le volume d'électricité produite par cogénération a diminué entre 2007 et 2008 (- 2,5 %) alors que l'électricité d'origine éolienne a fortement augmenté en un an (+ 29,1 %). Le tarif d'achat éolien moyen est resté stable entre les deux années alors qu'il a crû pour la cogénération sous l'effet de l'augmentation des tarifs du gaz.

L'augmentation des prix des combustibles fossiles a également influencé la filière « diesel dispatchable » puisque le coût d'achat a crû de 78,5 % entre 2007 et 2008 (même s'il faut également tenir compte de la moindre production qui accentue l'augmentation du coût unitaire).

La production d'origine photovoltaïque a également fortement augmenté entre 2007 et 2008. Si la production a été multipliée par 2,8 sur cette période, le coût d'achat a lui été multiplié par 5,8. Ce constat devrait s'accroître dans les années à venir.

La production hydraulique a également augmenté (+ 13,3 %). Toutefois, cette augmentation résulte plus du retour à une hydraulité « normale » que d'un fort développement de la filière.

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 du contrat relatif à la liaison à courant continu Sardaigne-Corse-Italie (SACOI) et d'un contrat de type Eole 2005 à Saint-Pierre et Miquelon.

A l'instar des remarques formulées les années précédentes, l'énergie transitant sur la liaison SACOI reliant l'Italie continentale à la Sardaigne via la Corse, qui permet de fournir les clients corses, est produite par EDF à partir de son propre parc de production continental. Elle ne peut donc donner lieu à compensation, les surcoûts à considérer dans les ZNI étant ceux liés « aux particularités du parc de production inhérentes à la nature de ces zones ».

Un contrat de type Eole 2005 à Saint-Pierre et Miquelon n'a également pas été retenu dans la mesure où le malus prévu au contrat, qui aurait dû s'appliquer en 2008 compte tenu de la production de l'installation, n'a pas été appliqué au producteur par EDF.

Compte tenu de ce qui précède, les montants définitifs retenus au titre des contrats d'achat 2008 en ZNI sont les suivants :

Tableau 1.6 : quantités d'électricité et coûts d'achat retenus par la CRE dans les ZNI pour 2008

	Interconnexion (SARCO)	Hydraulique	Eolien	Bagasse/charbon	Incinération	Géothermie	Photovoltaïque	Autres	TOTAL
Corse	275,0	50,6	33,7	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	359,4
Guadeloupe	N/A	20,1	48,7	401,7	0,0	89,3	2,9	231,0	793,7
Martinique	N/A	0,0	1,5	0,0	31,0	0,0	5,2	49,9	87,5
Guyane	N/A	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,04	0,04
La Réunion	N/A	4,9	13,5	1 549,5	0,0	0,0	8,4	0,0	1 576,3
Saint-Pierre et Miquelon	N/A	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Iles bretonnes	N/A	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
									0
Quantités (GWh)	275,0	75,6	97,4	1 951,2	31,0	89,3	16,7	280,9	2 817,0
Quantités retenues en 2007 (GWh)*	259,1	52,3	88,3	1 893,5	31,6	94,7	9,2	328,3	2 757,1
Quantités retenues en 2006 (GWh)*	137,0	62,8	74,9	1 665,9	30,3	78,1	3,7	296,6	2 349,2
									0
Coût d'achat (M€)	26,8	5,2	9,3	245,9	1,9	9,3	6,4	63,1	367,8
Coût d'achat retenu en 2007 (M€)*	19,8	3,6	8,2	191,3	1,9	9,8	3,2	61,8	299,5
Coût d'achat retenu en 2006 (M€)*	10,8	4,1	6,1	153	1,8	6,2	1,1	54,4	237,0

* montants tenant compte des rectifications effectuées sur les exercices 2006 et 2007 - cf. annexe 4

L'augmentation des montants achetés dans les ZNI par rapport à 2007 résulte de plusieurs facteurs :

- la très forte augmentation du cours du charbon a influencé à la hausse le coût d'achat aux centrales bagasse-charbon de Guadeloupe et de La Réunion. L'augmentation du coût d'achat à cette filière représente près de 80 % de l'augmentation du coût des achats d'énergie ;

- le très fortement développement de la production d'électricité issue d'installations photovoltaïques (augmentation de près de 82 %), dans la continuité des années précédentes. Le montant d'achat à cette filière a dépassé les montants d'achat aux filières hydraulique et incinération.

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 2008 représentent **0,08 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* ».

Conformément à sa communication du 25 janvier 2007, la CRE retient, pour le calcul du coût évité par l'obligation en métropole continentale en 2008, les prix du produit *day-ahead* observés sur 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 »).

Le coût évité obtenu s'élève à **1 792,7 M€** (hors contrats à différenciation horosaisonnaire, contrats « appel modulable » et cogénérations fonctionnant en mode « dispatchable »), en hausse de près de 55 % par rapport à 2007 (1 157,8 M€) du fait de prix de marché en nette hausse et de l'augmentation des volumes d'achat.

Tableau 1.7 : coût évité à EDF par les contrats d'achat en métropole continentale en 2008 (hors contrats horosaisonnalisés, « appel modulable » et cogénérations « dispatchables »)

Mois	Prix mensuel	Quantité	Coût évité
	(€/MWh)	(GWh)	(M€)
Janvier	65,18	4 126	268,9
Février	62,17	3 670	228,1
Mars	63,08	4 198	264,8
Avril	70,35	1 320	92,8
Mai	56,43	1 172	66,2
Juin	72,85	1 100	80,1
Juillet	70,27	994	69,8
Août	58,67	900	52,8
Septembre	88,43	895	79,2
Octobre	91,75	947	86,9
Novembre	69,32	3 758	260,5
Décembre	61,66	3 933	242,6
Total 2008		27 013	1 792,7

Prix moyen pondéré 2008 (€/MWh)	66,4
Prix moyen pondéré 2007 (€/MWh)	45,3
Prix moyen pondéré 2006 (€/MWh)	55,1

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. Le coût évité correspondant est égal à **141,0 M€** (pour 2 052 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 2008 une puissance garantie de 759,5 MW et ont produit 20,1 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 référence de marché précédemment utilisée ayant disparu (le contrat entre EDF et RTE pour la mise à disposition de puissance sur la région Provence-Alpes-Côte d'Azur est en effet arrivé à échéance le 31 décembre 2007), la CRE retient, pour 2008, la valorisation de la puissance mise à disposition du RTE par EDF dans le cadre des réserves complémentaires. La prime fixe est 29,5 €/kW sur la période allant du 1^{er} janvier 2008 au 31 mars 2008 et de 19,6 €/kW du 1^{er} avril 2008 au 31 décembre 2008. Le coût fixe évité par les installations « dispatchables » est ainsi évalué à 16,2 M€⁶.

Le coût évité « énergie » se calcule en fonction de l'utilisation effective par EDF de l'énergie achetée. Les 16,8 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 2,9 M€). Les 3,3 GWh complémentaires achetés pour une utilisation hors ajustement sont, quant à eux, valorisés, pour chaque mois de l'année 2008, sur la base d'une moyenne mensuelle des prix pointe journaliers (soit un coût évité de 0,3 M€). Le coût évité « énergie » est ainsi évalué à 3,2 M€.

Au total, le coût évité à EDF en 2008 par les installations « dispatchables » bénéficiant d'un contrat de type « appel modulable » est de **19,3 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.

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 2008, d'un basculement en mode « dispatchable » – ou d'une reconduction de celui-ci – représentent une puissance garantie annuelle de 316 MW. Les achats effectués à ces installations s'élèvent à 357,7 GWh, pour un montant d'achat retenu de 76,8 M€ (TICGN incluse).

⁶ 16,8 M€ de valorisation de la puissance garantie disponible en début d'année (759,5 MW), diminués de 0,6 M€ pour tenir compte de plusieurs contrats dispatchables (174 MW) arrivés à échéance le 31 octobre 2008 et pour lequel le calcul du coût fixe évité doit être diminué des mois de 2008 où ces installations n'étaient plus mise à disposition du système électrique.

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 standard. Ce coût évité est ainsi évalué à 22,0 M€ pour un volume de 346,9 GWh.

Coût évité en mode « dispatchable »

Le coût évité par les achats effectués en 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 ».

A la différence des contrats « appel modulable », le coût fixe évité par les cogénérations fonctionnant en mode « dispatchable » s'établit en utilisant comme référence la valorisation de la puissance mise à disposition du RTE par EDF dans le cadre des réserves complémentaires. En effet, le service rendu par les cogénérations fonctionnant en mode « dispatchable » est très différente de celui fourni par les installations bénéficiant d'un contrat « appel modulable » (préavis d'appel beaucoup plus long notamment). La valorisation des réserves complémentaires est de 29,5 €/kW du 1^{er} janvier au 31 mars 2008 et de 19,6 €/kW du 1^{er} avril au 31 décembre 2008.

Le coût fixe évité en 2008 est évalué à 3,0 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 de marché horaires moyens sur les jours d'appel correspondants. Le coût évité « énergie » est ainsi évalué à 0,8 M€ pour un volume de 10,8 GWh.

Au total, le coût évité à EDF en 2008 par les installations de cogénération ayant fait l'objet d'un basculement ou d'une reconduction en mode « dispatchable » est de **25,9 M€**

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 **1 978,9 M€** (1 792,7 M€ + 141,0 M€ + 19,3 M€ + 25,9 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 1.3. Cette valorisation est évaluée à **128,3 M€**, comme détaillé dans le tableau 1.8.

Tableau 1.8 : coût évité à EDF par les contrats d'achat dans les ZNI en 2008

	Corse	Guadeloupe	Guyane	Martinique	La Réunion	Saint Pierre et Miquelon	Iles bretonnes	TOTAL
Quantités achetées (GWh)	359,4	793,7	0,0	87,5	1 576,3	0,0	0,0	2 817,0
Taux de pertes (%)	13,8	11,7	10,1	9,1	9,0	7,3	8,2	
Quantités achetées et consommées (GWh) *	309,8	701,2	0,0	79,5	1 434,6	0,0	0,0	2 525,2
Part production du tarif de vente (€/MWh)	46,68	51,25	50,01	51,98	51,42	53,76	38,05	-
Coût évité par les contrats d'achat (M€)	14,5	35,9	0,0	4,1	73,8	0,0	0,0	128,3

* 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 2008 s'élèvent à :

- **852,3 M€** en métropole continentale (2 831,2 M€ de coût d'achat + 0,1 M€ de coût de contrôle des cogénérations – 1 978,9 M€ de coût évité) ;
- **239,5 M€** dans les ZNI (367,8 M€ de coût d'achat – 128,3 M€ de coût évité).

soit un total de **1 091,9 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. Enfin, l'arrêté du 5 août 2008 aligne le plafond de ressources des bénéficiaires du TPN sur celui des bénéficiaires de la couverture maladie universelle complémentaire.

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 2008, à 37,1 M€, contre 29,1 M€ en 2007. Au 31 décembre 2008, un peu plus de 715 000 clients bénéficiaient de la tarification de l'électricité comme produit de première nécessité soit une progression annuelle du nombre de clients d'environ 14 %.

3.1.2. Surcoûts de gestion

Les frais spécifiques dus à la mise en œuvre de ce dispositif (gestion d'un centre d'appel, envoi et traitement des attestations, affranchissement et retour par lettre T), par rapport à ceux supportés pour une gestion « classique » de ces clients, se sont élevés en 2008 à 9,4 M€ (contre 6,0 M€ en 2007), dont 4,7 M€ de frais de personnel (contre 3,1 M€ en 2007).

La forte augmentation des dépenses de personnel est due à un meilleur suivi, par EDF, des personnels dédiés à la gestion du tarif de première nécessité. La CRE sera attentive, dans les années à venir, à l'évolution de ce poste de dépenses.

Par ailleurs, EDF supporte des charges liées à l'implémentation, dans son nouveau système d'information, des dispositions introduites par le décret du 8 avril 2004 modifié.

3.1.3. Services liés à la fourniture

Les charges imputables aux services liés à la fourniture des clients au TPN prévus par le décret du 26 juillet 2006 se sont élevées, en 2008, à 1,2 M€.

3.1.4. Bilan des charges liées au TPN

Le total des charges à compenser à EDF en 2008 au titre du TPN s'élève donc à **47,7 M€** (37,1 M€ + 9,4 M€ + 1,2 M€), 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 **9,5 M€** (20 % x 47,7 M€). Ce montant est inférieur aux 19,8 M€ de versements effectués par EDF en 2008 au fonds de solidarité pour le logement.

Au final, les charges à compenser à EDF en 2008 au titre des dispositions sociales s'élèvent à **57,2 M€**

B. Charges supportées par les entreprises locales de distribution constatées au titre de 2008

Les ELD ayant supporté en 2008 des charges de service public ont transmis à la CRE leur déclaration de charges le 31 mars 2009, contrôlée par leur comptable public ou leur commissaire aux comptes, sous un format conforme aux règles établies par la CRE. Ces déclarations ont été vérifiées et corrigées par la CRE, en liaison avec les ELD concernées. La qualité des déclarations est particulièrement hétérogène chez les ELD.

1. Surcoûts dus aux contrats d'achat

Les surcoûts d'achat supportés par les ELD en 2008 sont dus aux contrats :

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

La disposition de l'article 135 de la loi de finances rectificative pour 2008 introduit la prise en compte de la TICGN dans la rémunération du gaz du tarif d'achat cogénération. Cette disposition conduit à augmenter le coût d'achat de l'électricité produite par les cogénérations et, par conséquent, les charges de service public de l'électricité. La CRE s'est assurée que les avenants prévus par la loi avaient été signés entre les producteurs et les fournisseurs.

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.

En 2008, 14 ELD se sont approvisionnées à la fois aux tarifs de cession et sur le marché.

La CRE retient comme prix de marché la même référence que pour EDF (cf. paragraphe 2.2.1.1).

Les surcoûts retenus au titre des achats d'électricité s'élèvent ainsi, en 2008, à **29,3 M€** en hausse de 36 % par rapport à 2007. Cette augmentation s'explique par une hausse des coûts d'achat (+ 26 %) ainsi que par une augmentation bien inférieure du coût évité (+ 15 %).

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 7 décembre 2006 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.

Du fait des corrections opérées par la CRE, les charges relatives à la tarification spéciale « produit de première nécessité » sont évaluées, pour 2008, à **1,3 M€**

Malgré une augmentation du plafond de ressources, aligné sur celui ouvrant droit à la couverture maladie universelle complémentaire, permettant de bénéficier de la tarification de l'électricité comme un produit de première nécessité, en application de l'arrêté du 5 août 2008, les charges liées au tarif de première nécessité sont en augmentation de seulement 7 %.

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 2008, cette compensation s'élève à **0,2 M€** pour l'ensemble des ELD ayant déclaré des charges afférentes à ce dispositif.

3. Détail des charges constatées par les ELD au titre de 2008

Le montant total des charges supportées par les ELD en 2008 s'élève à **30,8 M€**, dont 29,3 M€ dus aux contrats d'achat et 1,5 M€ aux dispositions sociales. Les principaux éléments de calcul sont indiqués dans le tableau 2.1.

Malgré les rappels annuels de la CRE, une ELD n'a pas transmis l'attestation de son comptable public. Ses charges n'ont par conséquent pas été prises en compte au titre de cet exercice. Une autre ELD, n'ayant pas fourni les informations complémentaires demandées par la CRE relatives à ses achats d'énergie, s'est vue exclure, forfaitairement, 10 % des surcoûts dus aux contrats d'achat.

Tableau 2.1 : charges supportées par les ELD au titre de 2008

ELD	Charges dues aux contrats d'achats				Charges sociales	Charges constatées au titre de 2008
	quantité achetée ¹	coût d'achat	coût évité	surcoût		
	MWh	k€	k€	k€		
Gaz et électricité de Grenoble ²	131 262,7	15 041,1	5 505,5	9 535,6	66,0	9 601,7
Electricité de Strasbourg ²	171 505,3	14 871,8	6 218,3	8 653,4	509,4	9 162,8
S.I.C.A.P Phitiviers ²	32 616,0	2 732,9	1 078,6	1 654,3	8,1	1 662,4
Usine d'électricité de Metz ²	76 592,2	4 367,4	2 882,1	1 485,3	119,8	1 605,2
Energies services Creutzwald	11 903,0	1 561,3	179,0	1 382,3	11,7	1 394,0
Sorégies ²	16 189,6	1 388,9	431,8	957,0	86,8	1 043,9
Régie communale du câble et d'électricité de Montataire	10 917,0	1 402,4	428,9	973,5	18,6	992,0
Energie Développement Services du Briançonnais	26 742,8	1 375,9	579,6	796,3	2,5	798,8
Régie du syndicat électrique intercommunal du Pays Chartrain ²	50 145,0	2 205,5	1 557,4	648,1	19,2	667,3
Ene'O	7 409,0	875,5	304,1	571,3	9,4	580,7
Coopérative d'électricité de Saint Martin de Londres	8 936,6	627,8	270,6	357,2	34,5	391,6
Usines municipales d'Erstein	6 234,4	554,9	201,0	353,9	4,0	357,9
S.C.I.C.A.E de Ray-Cendrecourt	5 340,3	421,2	129,6	291,7	15,5	307,1
Régie municipale d'électricité de La Bresse	7 599,2	512,6	310,9	201,7	1,9	203,5
Régie municipale d'électricité de Tarascon sur Ariège	6 952,0	412,2	201,7	189,4	10,8	200,2

ELD	Charges dues aux contrats d'achats				Charges sociales	Charges constatées au titre de 2008
	quantité achetée ¹	coût d'achat	coût évité	surcoût		
	MWh	k€	k€	k€		
SOREA	6 705,1	328,2	148,9	179,3	9,4	188,8
Séolis	206,8	100,1	5,0	95,1	57,7	152,7
Régie municipale d'énergie électrique de Quillan	3 638,5	224,7	88,9	135,8	7,2	143,0
Energies services Lavaur	4 017,0	220,3	105,5	114,8	10,7	125,5
S.I.C.A.E de Precy Saint Martin	2 475,0	199,3	76,5	122,8	1,8	124,6
Société d'électrification rurale du Carmausin	2 482,2	164,1	69,7	94,4	6,7	101,1
Régie d'électricité de Saverdun	3 416,6	213,4	118,3	95,1	3,6	98,7
Régie d'électricité de Loos	2,8	1,5	0,1	1,4	93,2	94,6
UEM Neuf-Brisach	3 838,0	286,7	200,1	86,7	7,4	94,1
Régie de Villard Bonnot ²	9 096,9	464,4	382,3	82,2	3,2	85,3
Régie communale d'électricité d'Uckange	724,0	94,7	28,3	66,4	9,7	76,2
Vialis ²	28,0	9,5	1,1	8,4	50,9	59,2
Syndicat intercommunal d'électricité de Labergement Ste-Marie	2 895,1	141,7	93,3	48,4	3,6	52,0
S.I.C.A.E de la Somme et du Cambrasis	26,4	15,0	0,6	14,5	22,6	37,1
Gazelec de Péronne	0,0	0,0	0,0	0,0	34,7	34,7
Gédia	0,0	0,0	0,0	0,0	32,1	32,1
Energie et services de Seyssel ²	54,7	27,3	1,5	25,8	5,5	31,3
Régie municipale électrique St Leonard de	1 069,0	52,3	31,0	21,3	3,2	24,5

ELD	Charges dues aux contrats d'achats				Charges sociales	Charges constatées au titre de 2008
	quantité achetée ¹	coût d'achat	coût évité	surcoût		
	MWh	k€	k€	k€		
Noblat						
S.I.C.A.E de l'Oise ²	3,3	1,8	0,1	1,7	20,0	21,7
Régie de St Marcellin	13,8	8,1	0,6	7,5	11,8	19,3
Régie municipale d'électricité et de télédistribution d'Amnéville	5,4	3,1	0,2	2,9	12,7	15,6
Régie municipale d'électricité de Marange-Silvange-Ternel	0,0	0,0	0,0	0,0	15,1	15,1
Régie d'électricité de Rombas	0,0	0,0	0,0	0,0	13,2	13,2
Régie municipale de Gignac	3,5	2,0	0,1	1,8	9,5	11,3
Régie municipale - Energis	0,0	0,0	0,0	0,0	11,0	11,0
Régie intercommunale d'Electricité et de Téléservices de Niederbronn-Reichshoffen	6,0	3,4	0,1	3,3	7,7	10,9
Régie municipale de La Réole	0,0	0,0	0,0	0,0	8,6	8,6
Société d'électricité régionale de Lassigny	0,0	0,0	0,0	0,0	8,4	8,4
Energies services Hombourg-Haut	0,0	0,0	0,0	0,0	7,8	7,8
Gaz de Barr	0,0	0,0	0,0	0,0	7,3	7,3
Régie du syndicat d'électricité de St André de Corcy	9,3	2,8	0,3	2,6	4,6	7,1
Régie d'électricité de Roquebillière	12,9	5,5	0,4	5,1	2,0	7,1
Régie d'Electricité et Service des Eaux Montvalezan - La Rosière	12,0	6,9	0,4	6,4	0,0	6,4
Régie municipale d'électricité de Bitche	0,0	0,0	0,0	0,0	5,9	5,9

ELD	Charges dues aux contrats d'achats				Charges sociales	Charges constatées au titre de 2008
	quantité achetée ¹	coût d'achat	coût évité	surcoût		
	MWh	k€	k€	k€		
Régie d'électricité de Thônes	4,7	2,3	0,1	2,2	2,9	5,1
Régie municipale de Cazères	0,0	0,0	0,0	0,0	4,9	4,9
Régie municipale de Cazouls	0,0	0,0	0,0	0,0	4,9	4,9
Régie communale de Montdidier	0,0	0,0	0,0	0,0	4,9	4,9
Régie communale de distribution d'eau et d'électricité de Mitry-Mory	0,0	0,0	0,0	0,0	4,7	4,7
Energies services Talange	0,0	0,0	0,0	0,0	4,3	4,3
Régie de St Pierre d'Allevard	3,9	2,2	0,2	2,1	1,6	3,7
Régie municipale d'électricité de Vinay ²	5,0	2,2	0,1	2,0	1,2	3,3
Régie municipale de Montesquieu Volvestre	0,0	0,0	0,0	0,0	3,2	3,2
Régie de Capvern	0,0	0,0	0,0	0,0	2,5	2,5
Régie municipale d'électricité de Mazères	0,0	0,0	0,0	0,0	2,4	2,4
Régie d'Allevard	0,0	0,0	0,0	0,0	2,3	2,3
Régie communale electricité de Ste Marie aux Chênes	0,0	0,0	0,0	0,0	2,3	2,3
S.I.C.A.E Vallée du Sausseron	0,0	0,0	0,0	0,0	2,3	2,3
Régie municipale d'électricité de Sarre-Union	0,0	0,0	0,0	0,0	2,2	2,2
Régie municipale d'électricité de Presle	3,8	2,0	0,2	1,9	0,1	2,0
Régie municipale électrique Les Houches	4,2	0,8	0,1	0,7	1,0	1,7
Energies services Schoeneck	0,0	0,0	0,0	0,0	1,7	1,7
Régie municipale de Martres Tolosane	0,0	0,0	0,0	0,0	1,3	1,3

ELD	Charges dues aux contrats d'achats				Charges sociales	Charges constatées au titre de 2008
	quantité achetée ¹	coût d'achat	coût évité	surcoût		
	MWh	k€	k€	k€		
Régie municipale d'électricité de St-Privat-la-Montagne	1,1	0,6	0,0	0,6	0,3	0,9
Régie de Bozel	1,0	0,6	0,0	0,5	0,3	0,8
Régie d'Erome	0,0	0,0	0,0	0,0	0,6	0,6
Régie électrique municipale de Prats de Mollo	0,0	0,0	0,0	0,0	0,5	0,5
Régie d'électricité de St Quirc	0,0	0,0	0,0	0,0	0,5	0,5
Régie d'électricité de St Michel de Maurienne	0,0	0,0	0,0	0,0	0,4	0,4
Régie électrique de la Cabanasse	0,0	0,0	0,0	0,0	0,4	0,4
Régie d'électricité de Le Thyl	2,8	0,5	0,1	0,3	0,0	0,3
Régie électrique de Fontaine-au-Pire	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,3
Régie de Séchillienne	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,3
Régie d'Allemont	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,3
Régie de Moutaret	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1
Régie d'électricité de Pierrevilliers	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1
Régie de Pinsot	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1
Régie de la Ferrière	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1

¹ nette du surplus revendu à EDF

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

C. Charges supportées par Electricité de Mayotte constatées au titre de 2008

Les charges de service public de l'électricité supportées par Electricité de Mayotte (EDM) correspondent aux surcoûts de production résultant de l'introduction progressive à partir de 2003 de la péréquation tarifaire à Mayotte. Cette dernière s'est achevée le 1^{er} janvier 2007.

EDM a supporté, en 2008, pour la première fois, des surcoûts d'achat liés au développement de la filière photovoltaïque.

Le calcul des surcoûts de production à compenser au titre de l'année 2008 se détermine comme la différence entre :

- les coûts de production supportés par EDM en 2008 et
- la part relative à la production dans les recettes perçues par EDM en 2008.

1. Coûts de production

1.1. Coûts de production déclarés par EDM

Les coûts de production déclarés par EDM au titre de l'année 2008 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, qui correspondent aux frais liés aux actions conduites en faveur de la maîtrise de la demande d'électricité, à l'instar de la méthodologie appliquée pour EDF.

Les coûts de production déclarés par EDM s'élèvent, pour 2008, à **54,7 M€**. Ces coûts sont en augmentation de 42 % par rapport à ceux de 2007 (+ 16,2 M€). La hausse de la consommation (+ 8,4 %) conjuguée à une forte hausse du prix des combustibles, représente près de 13,9 M€. Les investissements liés à la mise en service de la nouvelle installation de production de Longoni contribuent également à la hausse des coûts de production

1.2. Coûts exclus à la gestion des moyens de production

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 insulaire de Mayotte, et non à une éventuelle mauvaise gestion de la production.

En 2008, contrairement aux années précédentes, le taux de disponibilité du principal moyen de production de l'île a été nettement inférieur à 85 %, oscillant entre 67 et 80 %.

De ce fait, il est nécessaire de déduire des coûts de production présentés par EDM, les surcoûts dus à une gestion imparfaite du parc de production. Ces surcoûts ont été évalués par la CRE à **0,9 M€**

2. Recettes de production

Les recettes de production en 2008 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 2008 (incluant les recettes qu'auraient perçues EDM si les agents payaient leur électricité aux tarifs de vente réglementés) les recettes de distribution (égales aux coûts de distribution, le tarif d'utilisation des réseaux ne s'appliquant pas à Mayotte) 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

L'article 54 de la loi du 7 décembre 2006 prévoit que la part réseau dans les tarifs réglementés de vente est égale aux coûts de réseau à Mayotte. Les coûts de réseau à Mayotte étant supérieurs à la part réseau calculée avec le TURP 2, cette disposition entraîne une diminution de la part production dans les tarifs réglementés de vente à Mayotte, celle-ci étant égale au tarif réglementé de vente, minoré de la part réseau et des recettes de gestion clientèle.

En alignant les seuls tarifs de vente mahorais sur les tarifs métropolitains et en imposant, à Mayotte, une diminution artificielle de la part production de ces tarifs métropolitains, les dispositions introduites établissent un système de subventions croisées à Mayotte entre activités de production et de distribution, au détriment de la CSPE. Le montant de cette subvention est évalué, pour 2008, à 0,9 M€.

L'application de ces dispositions au bénéfice d'EDM apparaît donc contraire aux principes de séparation comptable prévus par l'article 25 de la loi du 10 février 2000 (tenue de comptabilités séparées pour les opérateurs intégrés), ainsi qu'aux règles fixées par l'article 3 de la Directive européenne du 26 juin 2003 en matière de financement des obligations de service public (absence de discrimination).

Les surcoûts de réseaux d'EDM par rapport au TURP 2 (0,9 M€) devraient être pris en charge par le fonds de péréquation de l'électricité (FPE) et non par la CSPE.

Dans le strict cadre de la loi, les coûts de distribution supportés par EDM en 2008 s'élèvent à **8,1 M€** et se répartissent comme suit :

- coûts de distribution (hors services systèmes et pertes mais incluant une rémunération à 7,25 % des capitaux) : 6,2 M€
- achat des services systèmes : 0,2 M€
- achat des pertes : 1,7 M€

2.2. Recettes de gestion de la clientèle

Comme rappelé ci-dessus, à la différence des autres zones non interconnectées, dans lesquelles le TURP s'applique, à Mayotte, les recettes d'acheminement sont considérées égales aux coûts de réseau. Le TURP, qui fixe une valeur normative de la composante de gestion clientèle pour le gestionnaire de réseau, peut être utilisé pour déterminer les recettes de gestion clientèle d'un fournisseur en appliquant la clef de répartition classique 80/20.

A Mayotte, la CRE évalue les recettes de gestion clientèle non pas en utilisant les valeurs du TURP, mais en considérant, après analyse, que les recettes de gestion clientèle représentent 65 % des coûts de gestion clientèle supportés par EDM.

Pour 2008, ces recettes sont évaluées à **0,6 M€**

2.3. Recettes de production

Les recettes totales d'EDM en 2008 (augmentées des recettes théoriques qu'EDM aurait perçues auprès de ses agents si ces derniers étaient assujettis aux tarifs réglementés) s'élevant à **18,6 M€**, les recettes de production, incluant celles provenant de la vente des pertes et des services systèmes, s'établissent, pour 2008, à **11,9 M€** (cf. tableau 3.1).

Tableau 3.1 : recettes de production constatées par EDM au titre de 2008

Recettes constatées 2008 (+)	18,5 M€
Recettes théoriques agents EDM 2008 (+)	0,1 M€
<i>Recettes totales 2008 à considérer</i>	<i>18,6 M€</i>
Recettes de distribution 2008 (-)	8,1 M€
Recettes de gestion clientèle 2008 (-)	0,6 M€
Recettes de vente pertes et services systèmes (+)	1,9 M€
Recettes de production 2008	11,9 M€

3. Surcoûts de production

Les coûts et recettes de production d'EDM retenus par la CRE pour 2008 étant respectivement de 53,8 M€ (54,7 – 0,9) et 11,9 M€, le montant définitif des surcoûts de production d'EDM au titre de l'année 2008 s'élève à **41,9 M€**

4. Surcoûts d'obligation d'achat

En 2008, EDM a supporté pour la première fois des charges liées à l'obligation d'achat. Ces charges résultent uniquement du développement de la filière photovoltaïque. Les achats réalisés par EDM restent toutefois relativement faibles au regard des volumes qui sont achetés dans les autres zones non interconnectées (DOM et Corse).

Les volumes d'achat s'élèvent, pour 2008, à 228,8 MWh pour un montant de 95,2 k€.

Tableau 3.2 : recettes de production constatées par EDM au titre de 2008

Quantités achetées (MWh)	228,8
Taux de pertes	12,7 %
Quantités achetées et consommées (MWh)	199,7
Part production dans le tarif de vente (€/MWh)	62,4
Surcoûts d'achat (k€)	82,7

D. Charges de service public constatées au titre de 2008

Le montant total des charges de service public de l'électricité constatées au titre de 2008 s'élève à **1 837,8 M€**. La répartition est fournie dans le tableau 4.1.

Tableau 4.1 : charges de service public constatées au titre de 2008

	Charges constatées au titre de 2008 (M€)	Charges constatées au titre de 2007 (M€) ⁽¹⁾	Charges constatées au titre de 2006 (M€) ⁽¹⁾	Principales justifications de la variation 2007-2008
EDF	1 765,1	1 947,3	1 544,4	
Surcoûts contrats d'achat (hors ZNI)	852,3	1 161,3	861,1	Forte hausse du prix moyen pondéré (+ 46,4 %) servant de référence au calcul du coût évité
Surcoûts ZNI	855,5	743,5	650,0	
<i>Surcoûts de production</i>	616,0	565,1	511,5	Hausse des coûts de combustible, des amortissements et des charges financières
<i>Surcoûts contrats d'achat</i>	239,5	178,4	138,5	Développement de la production sous obligation d'achat et hausse des cours du charbon
Charges dispositions sociales	57,2	42,5	33,2	Poursuite de la mise en oeuvre du tarif de 1 ^{ère} nécessité
ELD	30,8	23,4	18,7	Hausse des volumes et tarifs d'achat
EDM	42,0	28,1	19,8	Forte hausse de la consommation (8,4 %) et des coûts de combustible
Total	1 837,8	1 998,8	1 582,9	

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

L'écart entre les charges prévisionnelles et les charges constatées est dû majoritairement l'écart sur les surcoûts supportés par EDF au titre de l'obligation d'achat en métropole. Ce dernier s'élève en effet à 154,1 M€ et s'explique, d'une part, par la baisse du prix de marché moyen pondéré (-2,2 €/MWh), d'autre part, par l'augmentation des coûts d'achat (~ 100 M€).
L'écart subsistant étant constaté sur les charges en ZNI.

L'écart entre les charges constatées et les charges prévisionnelles au titre de 2008 est de **197,7 M€**