

Annexe 2

Charges de service public de l'électricité constatées au titre de 2009 (CC'09)

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 2009

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 en 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 en 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 2009 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 2009 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 Corse, DOM, Saint-Martin, Saint-Barthélemy, Saint-Pierre et Miquelon et îles bretonnes des Glénans, Ouessant, Molène et Sein

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 2010, les coûts de production constatés en 2009 dans les ZNI, incluant la fourniture des pertes et des services systèmes, ainsi que les coûts de commercialisation, s'élèvent à **1 158,1 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 2009
(incluant l'impact des quotas CO₂)

	Nature de coûts	Corse	Guadeloupe	Martinique	Guyane	La Réunion	SPM	Iles bretonnes	Total 2009
Coûts variables (M€)	achats de combustibles hors taxes	121,0	167,4	154,1	79,4	76,7	7,1	2,3	608,0
	personnel, charges externes et autres achats	39,3	43,7	38,3	25,7	28,8	4,3	0,0	180,1
	impôts et taxes	9,5	14,8	20,2	27,4	18,3	0,0	0,0	90,2
	coûts de commercialisation	2,1	2,2	3,8	1,3	5,8	0,0	0,2	15,4
	Coûts d'acquisition des quotas de gaz à effet de serre	1,9	5,8	4,4	3,7	1,1	0,0	0,0	16,9
Coûts fixes (M€)	rémunération des capitaux	28,7	11,2	14,0	27,2	20,0	0,3	0,3	101,7
	amortissements	14,9	15,5	25,8	9,8	12,4	0,5	0,3	79,2
	frais de structure, de siège et prestations externes	11,3	14,2	13,4	11,6	15,9	0,0	0,0	66,4
Coût total (M€)		228,6	274,9	274,1	186,0	179,1	12,3	3,1	1 158,1

L'augmentation des coûts de production déclarés par rapport à 2008 (+ 229,2 M€) provient principalement des facteurs suivants :

- la très forte augmentation du coût d'achat des combustibles (+ 197,4 M€), liée à un effet négatif des couvertures qui ont été achetées au premier semestre 2008 alors que les cours des produits pétroliers étaient encore très élevés et qui ont fortement chuté par la suite ;
- l'augmentation de la rémunération des capitaux (+ 10,9 M€) liée notamment à la mise en service d'une turbine à combustion ainsi que d'une batterie de 1 MW à La Réunion. Les coûts liés à ce poste augmentent également du fait de la non prise en compte d'amortissements dérogatoires ce qui augmente mécaniquement l'actif à rémunérer ;
- l'augmentation du poste « impôts et taxes » (+ 18,4 M€), résulte, d'une part, d'une modification de la présentation (le poste « personnel, charges externes et autres achats » diminuant de 6,4 M€), d'autre part, de versements supplémentaires, notamment en Guyane avec une augmentation de la taxe sur les carburants (+ 3,4 M€), mais aussi d'une augmentation de l'assiette de calcul de la taxe professionnelle en Guadeloupe et à La Réunion (mises en services intervenues en 2007) et enfin d'un dégrèvement de taxe professionnelle inférieure à l'année précédente.

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 2009 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 : - 0,02 M€ (mise à disposition d'outils) ;
- Guadeloupe : - 1,1 M€ (TVA fictive essentiellement) ;
- Martinique :- 6,3 M€ (5,7 M€ au titre de l'indemnisation de la réquisition d'EDF pour l'achat du fioul produit par la raffinerie exploitée par la SARA) ;
- Guyane : - 0,03 M€ (régularisation de loyers essentiellement) ;
- La Réunion : - 2,1 M€ (TVA fictive essentiellement).

Les coûts de production déclarés par EDF doivent, ainsi, être diminués de **9,5 M€**.

1.1.2.2. Contrôle de la comptabilité appropriée

La comptabilité appropriée d'EDF fait apparaître, au titre des coûts de production, un montant de 6,1 M€ au titre de la compensation du tarif agent. Les coûts de production supplémentaires liés à l'avantage en nature que constitue le tarif agent ont été pris en compte (cf. paragraphe 1.1.2.5) ainsi que les recettes supplémentaires qu'EDF aurait perçues si tous ses agents bénéficiaient du seul tarif réglementé de vente (cf. paragraphe 1.2.1.2). De ce fait, ce montant n'a pas lieu d'être retenu.

Cette correction a également été constatée sur les exercices 2005 à 2008 inclus, qui font donc l'objet d'une régularisation a posteriori (cf. annexe 4).

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'allocation 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 gaz à effet de serre (GES) sur la majorité de ses moyens de production thermiques, notamment insulaires. Les allocations gratuites de quotas d'émission de GES 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 2009, le déficit de quotas d'émission d'EDF s'élevait à environ 1,3 million de 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 2009 et s'achève le 28 février 2010. La moyenne ainsi calculée s'établit à 13,4 €/t.

Les coûts pris en compte au titre du déficit d'allocation de quotas d'émission s'élèvent, pour 2009, à **16,9 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.

Le début de l'année 2009 a été marqué par des mouvements sociaux de longue durée en Guadeloupe (45 jours) et en Martinique (38 jours). L'analyse menée les années précédentes sur la qualité de cette gestion a été reconduite sur l'exercice 2009, en tenant compte de cette situation de force majeure dans les deux îles précitées. L'analyse 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 mais aussi en Guyane et à La Réunion. Ces surcoûts doivent être exclus des coûts de production. On notera, en revanche, la bonne disponibilité des groupes diesels installés en Martinique, et ce malgré une situation sociale tendue, ainsi qu'en Corse.

Guadeloupe

Même en tenant compte d'une situation de force majeure pendant la période de grève générale s'étendant du 20 janvier au 5 mars 2009 (prise en compte d'un taux de disponibilité moyen sur la base de l'historique disponible), d'importantes sous-disponibilités ont néanmoins été constatées sur le parc de production thermique d'EDF, en particulier sur les moyens de base (disponibilité moyenne hors période de force majeure de 75 %). Les coûts de production (coûts de combustible) à exclure au titre de 2009 s'élèvent à **5,3 M€**

Guyane

Des sous-disponibilités importantes ont encore été constatées en Guyane (disponibilité des moyens diesels inférieure à 77 %). La structure du parc de production, dans lequel l'hydraulique occupe une part prépondérante, n'a pas permis, cette année, d'atténuer la faible disponibilité des moyens de production en raison d'une sécheresse historique. Les coûts à exclure sont évalués, pour 2009, à **8,7 M€**

La Réunion

Des sous-disponibilités ont également été observées, dans une moindre mesure, à La Réunion. Les coûts de production à exclure à ce titre sont évalués à **0,2 M€**

Synthèse

Au total, les coûts à exclure au titre de la gestion par EDF de son parc de production en 2009 dans les ZNI sont évalués à **14,3 M€**, en nette hausse par rapport à 2008.

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 2009, à **1,5 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 des coûts de production supportés par EDF dans les ZNI en 2009 de **1 129,9 M€** (1 158,1 M€ - 6,1 M€ - 9,5 M€ - 14,3 M€ + 1,5 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 2009

	Nature de coûts (M€)	Corse	Guadeloupe	Martinique	Guyane	La Réunion	SPM	Iles bretonnes	Total 2009	Rappel total 2008	Evolution 2008-2009 (%)
Coûts variables (M€)	achats de combustibles hors taxes	121,0	162,1	148,4	70,7	76,3	7,1	2,3	587,9	399,8	47,0%
	personnel, charges externes et autres achats	39,6	42,9	38,0	26,0	27,1	4,4	0,0	178,0	186,4	-4,5%
	impôts et taxes	9,5	14,8	20,2	27,4	18,3	0,0	0,0	90,2	71,8	25,7%
	coûts de commercialisation	2,1	2,2	3,8	1,3	5,8	0,0	0,2	15,4	11,3	36,7%
	Coûts d'acquisition des quotas de gaz à effet de serre	1,9	5,8	4,4	3,7	1,1	0,0	0,0	16,9	17,5	>> 100 %
Coûts fixes (M€)	rémunération des capitaux	28,7	11,2	14,0	27,2	20,0	0,3	0,3	101,7	90,9	12,0%
	amortissements	14,9	15,5	25,8	9,8	12,4	0,5	0,3	79,2	75,6	4,8%
	frais de structure, de siège et prestations externes	10,1	12,9	12,2	10,6	14,6	0,0	0,0	60,4	62,3	-3,2%
Coût total (M€)		227,8	267,5	266,8	176,6	175,7	12,4	3,1	1 129,9	915,6	23,4%

Les coûts retenus par la CRE dans les ZNI au titre de l'année 2009 sont supérieurs de plus de 210 M€ à ceux retenus pour 2008. Cette augmentation provient principalement des raisons évoquées au paragraphe 1.1.1 (coûts de combustibles essentiellement) même si les ajustements dus à la gestion du parc de production ont été supérieurs à ceux réalisés au titre de 2008 (+ 3,7 M€) et si les recettes non tarifaires ont également été très nettement supérieures à celles observées en au titre de la même année (+ 7,4 M€).

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 2009 dans les ZNI est de **705,9 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 2009 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 2009, ce supplément est évalué à **6,2 M€**.

Au final, le chiffre d'affaires 2009 à retenir au titre des recettes issues des tarifs de vente réglementés dans les ZNI est donc de **712,2 M€** (705,9 M€ + 6,2 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 2009, EDF a déclaré un montant de recettes de 268,6 M€ (hors Saint-Pierre et Miquelon et îles bretonnes), en hausse de 6,6 % par rapport à celui déclaré au titre de 2008 (251,9 M€).

L'année 2009 a été marquée par l'entrée en vigueur du TURPE 3 au 1^{er} août. Compte tenu de cette évolution, les vérifications conduites (calcul des recettes de distribution pour chaque zone non interconnectée en appliquant le TURPE à la structure de clientèle de chaque zone) ont été menées avec le souci de contrôler avant tout la cohérence des montants déclarés par EDF. Les résultats n'ont pas permis de mettre en évidence d'erreur manifeste dans la déclaration de l'opérateur historique.

La CRE retient 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 2009, ces recettes s'élèvent à **270,4 M€**

1.2.3. Recettes de gestion de la clientèle

Les recettes de gestion de la clientèle perçues par EDF dans les ZNI peuvent s'établir à partir de celles perçues par le gestionnaire de réseaux en application du TURPE, en tenant compte de la règle de répartition fixée entre le fournisseur et le gestionnaire de réseaux dans le cadre de l'établissement de ce tarif².

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 gestionnaire de réseaux se présente comme suit (pour les clients ne disposant pas d'un contrat d'accès au réseau distinct de leur contrat de fourniture³) :

	Du 1 ^{er} janvier 2009 au 31 juillet 2009	A partir du 1 ^{er} août 2009
BT ≤ 36 kVA	7,8 €/client/an	8,04 €/client/an
BT > 36 kVA	48 €/client/an	49,56 €/client/an
HTA	60 €/client/an	61,80 €/client/an

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 dans les ZNI en 2009 s'élèvent à **33,5 M€**.

1.2.4. Recettes de production

Les recettes de production dans les ZNI s'élèvent en 2009 à **323,1 M€**, calculées comme indiqué dans le tableau 1.3.

² Répartition des coûts de gestion de la clientèle « fournisseur 80% / gestionnaire de réseaux 20% »

³ Cas applicable à l'ensemble de la clientèle des ZNI, aucun client n'ayant exercé son éligibilité dans ces zones

Tableau 1.3 : recettes de production d'EDF dans les ZNI en 2009

	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€)	157,2	154,2	58,5	126,2	211,5	3,9	0,7	712,2
recettes réseau (M€)	65,1	58,0	20,6	46,7	78,4	1,4	0,3	270,4
recettes gestion de la clientèle (M€)	7,4	7,2	1,9	6,0	10,8	0,1	0,1	33,5
recettes brutes de production ⁽²⁾ (M€)	84,7	89,0	36,1	73,5	122,4	2,3	0,3	408,3
part des recettes à considérer ⁽³⁾ (M€)	55,3	58,1	36,0	68,3	49,1	2,3	0,3	269,5
recettes de production totales⁽⁴⁾ (M€)	69,8	70,8	40,8	76,9	62,0	2,5	0,4	323,1
part production du tarif de vente ⁽⁵⁾ (€/MWh)	48,10	52,62	51,33	53,03	52,14	56,58	38,72	-

(1) le chiffre d'affaires indiqué correspond au chiffre d'affaires total issu de la vente d'électricité aux tarifs intégrés (y compris aux agents), 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 (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 SACOI – Sardaigne-Corse-Italie)

(4) incluant les recettes correspondant à la vente de services systèmes et la compensation des 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 1 129,9 M€ et 323,1 M€, le montant des surcoûts de production constatés dans les ZNI en 2009 est de **806,8 M€**.

2. Surcoûts dus aux contrats d'achat

Les surcoûts d'achat supportés par EDF en 2009 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 2009, établis sur la base d'une comptabilité appropriée contrôlée par ses commissaires aux comptes, sont présentés dans le tableau 1.4.

Au titre de 2009, **30,8 TWh** ont été déclarés par EDF pour un montant de **2 920,3 M€**

Tableau 1.4 : quantités d'électricité et coûts d'achat déclarés par EDF pour 2009 (hors ZNI)

	Cogénération (combustible fossile)	Cogénération (combustible fossile) dispatchable	Diesel dispatchable	Hydraulique	Eolien	Incinération	Biogaz	Biomasse	Photovoltaïque	Autres (*)	TOTAL
Janvier	2 580,1	166,5	11,6	552,7	633,8	224,5	40,2	33,3	3,2	47,6	4 293,5
Février	2 330,9	126,2	2,9	579,7	494,1	209,6	44,0	27,1	3,0	43,2	3 860,7
Mars	2 548,7	133,2	0,1	647,2	740,8	240,9	47,9	25,5	4,5	47,3	4 436,0
Avril	37,6	0,4	0,1	748,7	464,8	159,7	36,9	32,7	4,9	51,0	1 536,7
Mai	9,1	0,0	0,3	766,1	538,6	216,6	46,5	38,7	6,4	12,8	1 635,0
Juin	5,1	0,1	0,3	569,0	404,4	190,8	46,5	31,3	8,1	3,3	1 258,9
Juillet	0,8	0,5	0,1	366,9	538,7	226,3	48,6	37,3	10,0	12,0	1 241,3
Août	1,0	0,4	1,3	245,5	354,9	221,4	48,3	37,2	8,6	10,5	929,0
Septembre	4,2	0,7	2,1	170,0	542,2	189,9	49,3	30,7	12,6	10,9	1 012,6
Octobre	105,8	2,5	6,4	191,2	631,3	189,5	54,3	38,3	16,0	33,4	1 268,7
Novembre	2 392,2	98,2	0,3	429,6	1 301,2	246,1	56,2	34,5	11,2	42,5	4 611,9
Décembre	2 579,8	193,9	2,2	543,4	948,8	240,8	56,5	41,6	12,1	51,1	4 670,1
Quantités (GWh)	12 595,2	722,6	27,5	5 810,0	7 593,5	2 556,0	575,3	408,0	100,5	365,6	30 754,3
Quantités déclarées en 2008** (GWh)	13 618,4	357,7	20,1	6 740,5	5 149,0	2 379,7	428,3	335,8	19,4	408,1	29 457,0
Quantités déclarées 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
Coût d'achat (M€)	1 440,8	123,2	51,6	353,4	643,5	134,2	48,4	38,5	51,1	35,6	2 920,3
Coût d'achat déclaré en 2008** (M€)	1 635,5	76,8	64,3	383,8	432,7	124,0	33,1	32,1	8,6	42,0	2 832,9
Coût d'achat déclaré en 2007** (M€)	1 438,7	66,4	73,2	328,8	333,5	115,6	24,3	30,9	1,2	38,0	2 450,7

* Autres = centrales thermiques à fourniture partiellement garantie

** Les quantités et les coûts d'achats total et unitaire 2007 et 2008 tiennent compte des reliquats retenus dans l'annexe 4

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, rémunération complémentaire) 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, près de 20 000 en 2009), 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 2009. Il s'agissait notamment 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 2009.

Autres filières

En dehors des contrôles effectués sur la filière cogénération, la CRE a demandé à EDF des compléments sur 55 contrats sur un total de 18 756 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 2009 sont détaillés dans le tableau 1.5.

Tableau 1.5 : quantités d'électricité et coûts d'achat retenus par la CRE pour 2009 (hors ZNI)

	Cogénération (combustible fossile)	Cogénération (combustible fossile) dispatchable	Diesel dispatchable	Hydraulique	Eolien	Incinération	Biogaz	Biomasse	Photovoltaïque	Autres	TOTAL
Janvier	2 580,1	166,5	11,6	552,7	633,8	224,5	40,2	33,3	3,2	47,6	4 293,5
Février	2 330,9	126,2	2,9	579,7	494,1	209,6	44,0	27,1	3,0	43,2	3 860,7
Mars	2 548,7	133,2	0,1	647,2	740,8	240,9	47,9	25,5	4,5	47,3	4 436,0
Avril	37,6	0,4	0,1	748,7	464,8	159,7	36,9	32,7	4,9	51,0	1 536,7
Mai	9,1	0,0	0,3	766,1	538,6	216,6	46,5	38,7	6,4	12,8	1 635,0
Juin	5,1	0,1	0,3	569,0	404,4	190,8	46,5	31,3	8,1	3,3	1 258,9
Juillet	0,8	0,5	0,1	366,9	538,7	226,3	48,6	37,3	10,0	12,0	1 241,3
Août	1,0	0,4	1,3	245,5	354,9	221,4	48,3	37,2	8,5	10,5	929,0
Septembre	4,2	0,7	2,1	170,0	542,2	189,9	49,3	30,7	12,6	10,9	1 012,6
Octobre	105,8	2,5	6,4	191,2	631,3	189,5	54,5	38,3	16,0	33,4	1 268,8
Novembre	2 392,2	98,2	0,3	429,6	1 301,2	246,1	56,2	34,5	11,2	42,5	4 611,9
Décembre	2 579,9	193,9	2,2	543,4	948,8	240,8	56,5	41,6	12,1	51,1	4 670,2
Quantités (GWh)	12 595,3	722,6	27,5	5 810,0	7 593,5	2 556,0	575,5	408,0	100,5	365,6	30 754,6
Quantités retenues en 2008** (GWh)	13 618,4	357,7	20,7	6 740,5	5 149,0	2 379,7	428,3	335,8	19,4	408,1	29 457,0
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
Coût d'achat (M€)	1 440,8	123,2	51,6	353,4	643,5	134,2	48,4	38,5	51,1	35,6	2 920,3
Coût d'achat retenu en 2008** (M€)	1 635,5	76,8	64,3	383,8	432,7	124,0	33,1	32,1	8,6	42,0	2 832,9
Coût d'achat retenu en 2007** (M€)	1 438,7	66,4	73,2	328,8	333,5	115,6	24,3	30,9	1,2	38,0	2 450,7
Coût d'achat unitaire (€/MWh)	114,4	170,4	1 873,9	60,8	84,7	52,5	84,1	94,4	508,1	97,5	95,0
Coût d'achat unitaire 2008** (€/MWh)	120,1	214,7	3 193,9	56,9	84,0	52,1	77,2	95,7	441,0	102,9	96,2
Coût d'achat unitaire 2007** (€/MWh)	102,5	227,5	1 789,1	55,3	83,7	51,4	70,7	90,9	247,8	86,3	88,5

* Autres = centrales thermiques à fourniture partiellement garantie

** Les quantités et les coûts d'achats total et unitaire 2007 et 2008 tiennent compte des reliquats retenus dans l'annexe 4

Les volumes achetés en 2009 sont en hausse de 4,4 % par rapport à 2008 et les coûts d'achat de 3,1 %. On constate ainsi une légère diminution du tarif moyen d'achat à 95,0 €/MWh, contre 96,2 €/MWh en 2008.

Les filières prépondérantes sont la cogénération (42 % des volumes achetés), la filière éolienne (25 %) et l'hydraulique (19 %).

Les achats réalisés auprès des installations de cogénération utilisant des combustibles fossiles contribuent très majoritairement à la diminution des montants retenus par la CRE au titre de l'obligation d'achat (-148,3 M€). Cet effet résulte, d'une part, de la diminution des volumes d'électricité produite par cogénération entre 2008 et 2009 (-658,1 GWh), d'autre part, de la baisse des prix du gaz utilisés dans le calcul du tarif. Le tarif moyen d'achat pour la cogénération a ainsi diminué entre les deux années.

Suite à l'annulation en août 2008 de l'arrêté du 10 juillet 2006 fixant les conditions tarifaires de l'électricité d'origine éolienne, la mise en service de plusieurs installations a été reportée postérieurement à la date de publication du nouvel arrêté (13 décembre puis 28 décembre 2008). L'année 2009 a donc été marquée par une augmentation significative de l'énergie produite par cette filière par rapport à 2008 (+ 47,5 % soit + 2,4 TWh).

La production hydraulique a diminué (-13,8 % soit - 930,5 GWh). Cette diminution résulte d'une hydraulicité inférieure à celle observée en 2008, notamment à partir de mois d'avril 2009.

Le fort développement de la filière photovoltaïque s'est traduit en 2009 par une forte augmentation de l'énergie produite sur cette période (multipliée par 5,2 soit + 81,1 GWh). Le coût d'achat a lui été multiplié par 6,0 (+ 42,5 M€). Cette tendance devrait encore s'accroître dans les années à venir.

La production de la filière « diesel dispatchable » a augmenté en 2009 (+ 7,4 GWh soit + 36,9 %). L'augmentation de la production couplée à la baisse des prix des combustibles fossiles et à l'exonération de la taxe intérieure de consommation sur les produits pétroliers a induit une très forte diminution du tarif moyen d'achat (- 41,3 %).

Les volumes d'électricité produits par les installations d'incinération ainsi que celles fonctionnant à partir de biogaz et de biomasse ont nettement augmenté par rapport à l'année 2008. Pour les deux dernières filières cette tendance s'explique par le développement de nouvelles installations.

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 être appliqué au producteur par EDF en 2009 compte tenu de la production de l'installation, ne l'a pas été.

Compte tenu de ce qui précède, les montants définitifs retenus au titre des contrats d'achat 2009 en ZNI sont les suivants :

Tableau 1.6 : quantités d'électricité et coûts d'achat retenus par la CRE dans les ZNI pour 2009

	Corse		Guadeloupe		Guyane		Martinique		Réunion		Total		Rappel 2008*		Rappel 2007*	
	GWh	M€	GWh	M€	GWh	M€	GWh	M€	GWh	M€	GWh	M€	GWh	M€	GWh	M€
Interconnexion	275,7	21,9	---	---	---	---	---	---	---	---	275,7	21,9	275,0	28,8	259,1	19,8
Bagasse-charbon	---	---	284,1	41,6	---	---	---	---	1 524,6	159,8	1 808,6	201,4	1 951,2	255,1	1 893,5	191,3
Thermique	---	---	253,1	35,7	0,0	0,0	65,2	17,6	---	---	318,3	53,3	280,9	62,9	328,3	61,8
Incinération	---	---	---	---	---	---	31,0	2,0	---	---	31,0	2,0	31,0	1,9	31,6	1,9
Hydraulique	55,7	4,0	19,4	1,5	---	---	---	---	2,4	0,1	77,5	5,5	75,6	5,2	52,3	3,6
Eolien	29,1	2,7	51,1	5,0	---	---	1,7	0,2	15,3	1,7	97,2	9,6	97,4	9,3	88,3	8,2
Géothermie	---	---	49,5	3,9	---	---	---	---	---	---	49,5	3,9	89,3	8,8	94,7	9,8
Biomasse	---	---	---	---	1,1	0,1	---	---	---	---	1,1	0,1	---	---	---	---
Biogaz	6,2	0,5	---	---	---	---	---	---	8,8	0,6	13,1	1,1	0,7	0,1	---	---
Photovoltaïque	0,3	0,1	4,5	1,8	0,9	0,4	11,2	4,4	16,7	6,8	33,6	13,6	20,1	7,5	9,2	3,2
Total	367,0	29,2	661,7	89,5	2,0	0,5	109,0	24,1	1 565,9	168,9	2 705,5	312,3	2 821,1	377,7	2 757,1	299,5

* montants tenant compte des rectifications effectuées sur les exercices 2007 et 2008 - cf. annexe 4

La diminution des montants achetés dans les ZNI par rapport à 2008 résulte de plusieurs facteurs :

- une forte baisse des cours du charbon a réduit le coût d'achat aux centrales bagasse-charbon de Guadeloupe et de La Réunion. La diminution induite est de l'ordre de 50 M€, le coût d'acquisition des quotas de GES pour ces installations étant resté proche entre 2008 et 2009 ;
- les cours du pétrole ont également baissé en 2009, induisant une diminution des coûts de combustibles pour les installations fonctionnant au fioul (en Guadeloupe et en Martinique) ;
- une diminution des coûts d'achat sur l'interconnexion SARCO (Sardaigne-Corse), due à la baisse des prix de marché observés en Italie ;
- la forte diminution des coûts d'achat de l'électricité produite par la centrale géothermique de Bouillante en Guadeloupe, due à une longue indisponibilité ;

- le très fort développement de la production d'électricité issue d'installations photovoltaïques (augmentation de près de 70 % des volumes déclarés entre 2008 et 2009), dans la continuité des années précédentes, a légèrement compensé les effets décrits ci-dessus. Le montant d'achat à cette filière a augmenté de plus de 80 % entre 2008 et 2009, devenant ainsi la première énergie renouvelable en termes de coût (la revalorisation de l'électricité produite à partir de bagasse n'ayant pas encore été déclarée par EDF).

2.1.3. *Coût du contrôle des installations de cogénération, biomasse et biogaz*

Le contrôle des installations de cogénération, biomasse et biogaz 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 2009 représentent **0,2 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* ».

Dans sa délibération du 25 juin 2009, la CRE a indiqué désormais retenir une combinaison de prix de marché à terme pour le calcul du coût évité par l'obligation d'achat. Ce nouveau principe de calcul est applicable pour 2010. En revanche, pour 2009, les prix de marché de référence demeurent ceux observés sur le marché *day-ahead*, EPEX SPOT.

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 **1 268,2 M€** (hors contrats à différenciation horosaisonnaire, contrats « appel modulable » et cogénérations fonctionnant en mode « dispatchable »), en baisse de près de 29 % par rapport à 2008 (1 792,7 M€) du fait de prix de marché en baisse et de la diminution des volumes d'achat.

Tableau 1.7 : coût évité à EDF par les contrats d'achat en métropole continentale en 2009 (hors contrats horosaisonnalisés, « appel modulable » et cogénérations « dispatchables »)

Mois	Prix mensuel	Quantité	Coût évité
	(€/MWh)	(GWh)	(M€)
Janvier	63,21	3 925	248,1
Février	49,31	3 537	174,4
Mars	37,30	4 117	153,6
Avril	34,57	1 341	46,4
Mai	30,78	1 420	43,7
Juin	33,97	1 118	38,0
Juillet	36,09	1 162	41,9
Août	35,89	876	31,4
Septembre	40,16	964	38,7
Octobre	70,07	1 204	84,4
Novembre	40,47	4 387	177,5
Décembre	44,20	4 300	190,1
Total 2009		28 352	1 268,2

Prix moyen pondéré 2009 (€/MWh)	44,7
Prix moyen pondéré 2008 (€/MWh)	66,4
Prix moyen pondéré 2007 (€/MWh)	45,3

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 **72,1 M€** (pour 1 651,3 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 2009 une puissance garantie de 585,2 MW et ont produit 27,5 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 2009, la valorisation de la puissance mise à disposition du RTE par EDF dans le cadre des réserves complémentaires. La prime fixe est 19,6 €/kW sur la période allant du 1^{er} janvier 2009 au 31 mars 2009 et de 20,8 €/kW du 1^{er} avril 2009 au 31 décembre 2009. Le coût fixe évité par les installations « dispatchables » est ainsi évalué à 11,6 M€⁴.

Le coût évité « énergie » se calcule en fonction de l'utilisation effective par EDF de l'énergie achetée. Les 21,9 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 6,7 M€). Les 5,7 GWh complémentaires achetés pour une utilisation hors ajustement sont, quant à eux, valorisés, pour chaque mois de l'année 2009, sur la base d'une moyenne mensuelle des prix pointe journaliers (soit un coût évité de 0,4 M€). Le coût évité « énergie » est ainsi évalué à 7,1 M€.

Au total, le coût évité à EDF en 2009 par les installations « dispatchables » bénéficiant d'un contrat de type « appel modulable » est de **18,7 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.

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 2009, d'un basculement en mode « dispatchable » – ou d'une reconduction de celui-ci – représentent une puissance garantie annuelle de 472,7 MW. Les achats effectués à ces installations s'élèvent à 722,6 GWh, pour un montant d'achat retenu de 123,2 M€ (TICGN incluse).

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. Ce coût évité est ainsi évalué à 32,6 M€ pour un volume de 690,5 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 ».

⁴ 12,0 M€ de valorisation de la puissance garantie disponible en début d'année (585,2 MW), diminués de 0,4 M€ pour tenir compte de contrats dispatchables (108 MW) arrivés à échéance le 31 octobre 2009 et pour lesquels le calcul du coût fixe évité doit être diminué des mois de 2009 où cette installation n'était plus mise à disposition du système électrique.

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 différent 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 19,6 €/kW du 1^{er} janvier au 31 mars 2009 et de 20,8 €/kW du 1^{er} avril au 31 décembre 2009.

Le coût fixe évité en 2009 est évalué à 4,4 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 2,4 M€ pour un volume de 32,1 GWh.

Au total, le coût évité à EDF en 2009 par les installations de cogénération ayant fait l'objet d'un basculement ou d'une reconduction en mode « dispatchable » est de **39,4 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 **1 398,5 M€** (1 268,2 M€ + 72,1 M€ + 18,7 M€ + 39,4 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 **125,9 M€**, comme détaillé dans le tableau 1.8.

Tableau 1.8 : coût évité à EDF par les contrats d'achat dans les ZNI en 2009

	Corse	Guadeloupe	Guyane	Martinique	La Réunion	Saint-Pierre et Miquelon	Iles bretonnes	TOTAL
Quantités achetées (GWh)	367,0	661,7	2,0	109,0	1 565,9	0,0	0,0	2 705,5
Taux de pertes (%)	13,3%	11,6%	10,1%	9,0%	8,8%	7,9%	7,8%	
Quantités achetées et consommées (GWh) *	318,0	585,1	1,8	99,2	1 427,9	0,0	0,0	2 432,0
Part production du tarif de vente (€/MWh)	48,10	52,62	51,33	53,03	52,14	56,58	38,72	---
Coût évité par les contrats d'achat (M€)	15,3	30,8	0,1	5,3	74,4	0,0	0,0	125,9

* 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 2009 s'élèvent à :

- **1 522,0 M€** en métropole continentale (2 920,3 M€ de coût d'achat + 0,2 M€ de coût de contrôle des cogénérations – 1 398,5 M€ de coût évité) ;
 - **186,4 M€** dans les ZNI (312,3 M€ de coût d'achat – 125,9 M€ de coût évité).
- soit un total de **1 708,4 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 2009, à 44,6 M€, contre 37,1 M€ en 2008. Cette hausse de la perte de recettes est due essentiellement à l'accroissement du nombre de bénéficiaires. Au 31 décembre 2009, un peu plus de 940 000 clients bénéficiaient de la tarification de l'électricité comme produit de première nécessité soit une progression annuelle du nombre de clients d'environ 31 %.

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 2009 à 8,2 M€ (contre 9,4 M€ en 2008), dont 5,1 M€ de frais de personnel (contre 4,7 M€ en 2008).

Cette baisse du surcoût est due essentiellement à deux facteurs :

- d'une **part**, les charges liées à la mise en œuvre du nouveau système d'information et supportées en 2008 n'ont pas été reconduites en 2009 ;
- d'autre part, suite à une convention entre EDF et GDF SUEZ conclue en 2009, les **prestations** et les services nécessaires pour la mise en œuvre des dispositions sociales en électricité et en gaz ont été mutualisés entre les deux entreprises. Au final, une part des prestations mutualisées a été refacturée à GDF SUEZ.

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 2009, à 0,9 M€.

3.1.4. Bilan des charges liées au TPN

Le total des charges à compenser à EDF en 2009 au titre du TPN s'élève donc à **53,7 M€** (44,6 M€ + 8,2 M€ + 0,9 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 **10,7 M€** (20 % x 53,7 M€). Ce montant est inférieur aux 22,3 M€ de versements effectués par EDF en 2009 au fonds de solidarité pour le logement.

Au final, les charges à compenser à EDF en 2009 au titre des dispositions sociales s'élèvent à **64,4 M€**

B. Charges supportées par les entreprises locales de distribution constatées au titre de 2009

Les ELD ayant supporté en 2009 des charges de service public ont transmis à la CRE leur déclaration de charges le 31 mars 2010, 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 2009 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 le prix du gaz utilisé dans le calcul du tarif d'achat aux cogénérations tenait compte de la TICGN.

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 2009, 10 ELD se sont approvisionnées à la fois aux tarifs de cession et sur le marché, nombre en diminution par rapport à 2008.

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 **40,0 M€**, en hausse de 37 % par rapport à 2008 (73 % par rapport à 2007). Cette augmentation s'explique par une hausse des coûts d'achat (+ 27 %) ainsi que par une augmentation bien inférieure du coût évité (+ 14 %), conséquence notamment du fort développement de la filière photovoltaïque. Les surcoûts d'achat à cette filière s'élevant désormais à 7 M€, en seconde position derrière la cogénération (19 M€) et dépassant l'éolien (6,4 M€).

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. Parfois, les frais de personnel déclarés par les ELD ramenés au nombre de clients gérés sont très élevés ce qui conduit la CRE à opéré des ajustements.

Du fait des corrections opérées par la CRE, les charges relatives à la tarification spéciale « produit de première nécessité » sont évaluées, pour 2009, à **1,6 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 2009, cette compensation s'élève à **0,2 M€** pour l'ensemble des ELD ayant déclaré des charges afférentes à ce dispositif.

Les charges dues aux dispositions sociales s'élèvent, pour 2009, à **1,9 M€** en augmentation de 26 % par rapport à 2008. Cette augmentation est à mettre au crédit de l'alignement du plafond de ressources, pour bénéficier de la tarification de l'électricité comme produit de première nécessité sur celui ouvrant droit à la couverture maladie universelle complémentaire.

3. Détail des charges constatées par les ELD au titre de 2009

Le montant total des charges supportées par les ELD en 2009 s'élève à **41,9 M€**, dont 40,0 M€ dus aux contrats d'achat et 1,9 M€ aux dispositions sociales. Les principaux éléments de calcul sont indiqués dans le tableau 2.1.

Tableau 2.1 : charges supportées par les ELD au titre de 2009

ELD	Charges dues aux contrats d'achats				Charges sociales	Charges constatées au titre de 2009
	quantité achetée ¹	coût d'achat	coût évité	surcoût		
	MWh	k€	k€	k€		
ES Energies Strasbourg ²	198 721,0	20 204,2	6 312,7	13 891	581,5	14 472,9
Gaz et électricité de Grenoble ²	124 895,1	13 262,8	5 611,6	7 651	79,4	7 730,5
S.I.C.A.P Pithiviers ²	65 732,8	5 587,3	2 040,6	3 547	13,4	3 560,1
Sorégies	36 981,6	4 068,0	1 121,9	2 946	115,3	3 061,4
Séolis	37 873,5	3 464,5	1 023,4	2 441	84,3	2 525,3
Usine d'électricité de Metz ²	63 380,2	3 889,8	2 232,0	1 658	157,8	1 815,6
Energies services Creutzwald	11 861,3	1 462,9	423,7	1 039	12,6	1 051,8
Régie communale du câble et d'électricité de Montataire	10 919,8	1 339,1	491,3	848	31,1	879,0
Energie Développement Services du	29 758,1	1 556,3	720,3	836	5,6	841,7

ELD	Charges dues aux contrats d'achats				Charges sociales	Charges constatées au titre de 2009
	quantité achetée ¹	coût d'achat	coût évité	surcoût		
	MWh	k€	k€	k€		
Briançonnais						
Régie du syndicat électrique intercommunal du Pays Chartrain	55 507,3	2 423,7	1 705,2	719	31,6	750,1
Coopérative d'électricité de Saint-Martin de Londres	7 166,9	941,8	252,7	689	45,3	734,4
Ene'O	7 352,2	910,5	323,7	587	18,7	605,5
Usines municipales d'Erstein	5 853,0	719,7	212,5	507	6,6	513,7
UEM Neuf-Brisach	9 556,0	782,9	354,8	428	10,1	438,2
S.C.I.C.A.E de Ray-Cendrecourt	3 982,4	366,3	110,4	256	15,1	271,1
Régie municipale d'électricité de Tarascon sur Ariège	6 617,1	361,9	205,6	156	8,9	165,3
SOREA	5 965,2	315,1	167,5	148	7,4	155,0
Société d'électrification rurale du Carmausin	2 451,5	216,9	80,6	136	7,8	144,1
Société d'électricité régionale de Lassigny	1 645,4	178,9	52,5	126	11,9	138,3
Régie municipale d'électricité de La Bresse	6 533,2	439,7	306,3	133	2,0	135,4
S.I.C.A.E de Précy Saint Martin	1 965,5	199,7	77,2	122	2,6	125,1
Régie municipale d'énergie électrique de Quillan	3 685,2	212,9	97,1	116	8,8	124,6
Energie et services de Seyssel²	213,0	117,5	5,8	112	9,5	121,1

ELD	Charges dues aux contrats d'achats				Charges sociales	Charges constatées au titre de 2009
	quantité achetée ¹	coût d'achat	coût évité	surcoût		
	MWh	k€	k€	k€		
Régie municipale d'électricité de Saint-Martin la Porte	202,0	121,5	4,8	117	0,0	116,7
Régie d'électricité de Saverdun	3 600,0	238,8	143,9	95	5,2	100,2
Régie de Villard Bonnot ²	6 906,9	367,8	272,1	96	3,7	99,4
S.I.C.A.E de la Somme et du Cambrasis	201,4	69,0	6,0	63	27,3	90,4
S.I.C.A.E de l'Aisne	129,0	74,7	3,6	71	15,0	86,0
Régie d'électricité de Loos	6,2	3,5	0,3	3	81,0	84,3
Vialis ²	54,0	23,0	1,7	21	57,8	79,1
Régie communale d'électricité d'Uckange	763,8	95,8	28,9	67	10,9	77,9
Elektra-Birseck ²	120,3	69,1	4,7	64	12,9	77,3
Energies services Lavaur	2 326,7	141,4	75,0	66	10,9	77,2
Gédia	0,0	0,0	0,0	0	48,5	48,5
Syndicat intercommunal d'électricité de Labergement Sainte-Marie	2 207,6	129,9	85,6	44	3,8	48,1
S.I.C.A.E de l'Oise	13,0	7,3	0,5	7	38,8	45,7
Régie Services Energie	68,7	36,8	1,8	35	7,0	42,1
Gazelec de Péronne	0,0	0,0	0,0	0	31,4	31,4
Régie de Saint-Marcellin ²	39,4	22,7	1,9	21	9,8	30,7
Régie municipale de Gignac	25,1	14,6	0,7	14	12,4	26,2

ELD	Charges dues aux contrats d'achats				Charges sociales	Charges constatées au titre de 2009
	quantité achetée ¹	coût d'achat	coût évité	surcoût		
	MWh	k€	k€	k€		
Régie municipale d'électricité de Mazères	35,9	20,5	1,3	19	3,0	22,3
Régie municipale de Cazouls	26,0	14,8	0,8	14	6,5	20,6
Régie municipale d'électricité de Marange-Silvange-Ternel	5,7	3,3	0,1	3	17,4	20,5
Régie intercommunale d'Electricité et de Téléservices de Niederbronn-Reichshoffen	20,8	11,9	0,5	11	8,0	19,5
Régie d'électricité de Rombas	7,9	4,7	0,2	4	14,5	19,0
Régie gaz-électricité de Sallanches	25,3	14,2	0,6	14	2,8	16,5
Régie gaz-électricité de Bonneville	20,9	12,1	0,5	12	3,9	15,5
Régie communale de Montdidier	16,6	9,5	0,7	9	5,5	14,3
Régie d'électricité de Roquebillière	14,2	6,2	0,4	6	8,4	14,3
Régie d'Electricité et Service des Eaux Montvalezan - La Rosière	22,0	13,4	0,8	13	0,0	12,5
Régie municipale - Energis	0,0	0,0	0,0	0	12,4	12,4
Régie municipale de La Réole	0,0	0,0	0,0	0	9,7	9,7
Hunélec ²	1,1	0,7	0,0	1	8,7	9,3
Gaz de Barr	0,0	0,0	0,0	0	9,0	9,0
Energies services Hombourg-Haut	0,1	0,1	0,0	0	8,5	8,6
Régie d'Alleverd	10,9	6,4	0,5	6	2,6	8,5

ELD	Charges dues aux contrats d'achats				Charges sociales	Charges constatées au titre de 2009
	quantité achetée ¹	coût d'achat	coût évité	surcoût		
	MWh	k€	k€	k€		
Régie municipale d'électricité et de télédistribution d'Amnéville	4,9	2,9	0,2	3	5,6	8,4
Régie d'électricité de Thônes	10,0	5,4	0,3	5	3,1	8,3
Gascogne Energies Services	13,2	3,9	0,5	3	4,1	7,5
Régie municipale d'électricité de Salins les Bains	0,0	0,0	0,0	0	7,5	7,5
Coopérative d'électricité de Villiers sur Marne	1,1	0,7	0,0	1	6,2	6,9
Régie de Bozel	11,3	6,5	0,3	6	0,4	6,6
Régie de Saint-Pierre d'Allevard	9,6	5,5	0,4	5	1,4	6,6
Régie municipale d'électricité de Bitche	0,0	0,0	0,0	0	6,3	6,3
Régie municipale de Cazères	0,0	0,0	0,0	0	6,2	6,2
Régie municipale d'électricité et de télédistribution de Clouange	0,0	0,0	0,0	0	6,0	6,0
Energies services Talange	0,0	0,0	0,0	0	5,9	5,9
SICAE-ELY	2,4	1,4	0,1	1	4,2	5,5
Régie municipale d'électricité de Vinay ²	8,2	4,2	0,3	4	1,5	5,4
Régie municipale électrique Les Houches	5,4	1,4	0,2	1	3,7	5,0
Régie communale de distribution d'eau et d'électricité de Mitry-Mory	0,0	0,0	0,0	0	4,3	4,3
Régie municipale d'électricité de Varilhes	5,1	2,9	0,1	3	1,5	4,3
SICAE des Cantons de La	0,0	0,0	0,0	0	4,0	4,0

ELD	Charges dues aux contrats d'achats				Charges sociales	Charges constatées au titre de 2009
	quantité achetée ¹	coût d'achat	coût évité	surcoût		
	MWh	k€	k€	k€		
Ferté-Alais et Limitrophes						
Energies services Schoeneck	3,5	2,1	0,1	2	1,6	3,6
Régie communale d'électricité de Sainte-Marie aux Chênes	0,0	0,0	0,0	0	3,4	3,4
Régie municipale de Montesquieu Volvestre	0,0	0,0	0,0	0	3,2	3,2
Régies municipales de Capvern	0,0	0,0	0,0	0	3,2	3,2
Energies Services Lannemezan	0,0	0,0	0,0	0	3,0	3,0
Régie municipale d'électricité de Presle	4,2	2,4	0,2	2	0,4	2,6
S.I.C.A.E Vallée du Sausseron	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	2,3	2,3
Régie municipale de Martres Tolosane	0,0	0,0	0,0	0	2,1	2,1
Régie d'Allemont	3,2	1,9	0,1	2	0,3	2,1
Régie de Séchilienne	2,7	1,6	0,1	1	0,4	1,9
Régie municipale d'électricité de Saint-Privat-la-Montagne	2,3	1,3	0,1	1	0,6	1,8
Régie d'électricité d'Aigueblanche	2,2	1,3	0,1	1	0,4	1,6
Régie municipale électrique Saint-Leonard de Noblat	2,5	0,4	0,1	0	1,2	1,6
Régie municipale électrique de Laruns	0,0	0,0	0,0	0	1,5	1,5

ELD	Charges dues aux contrats d'achats				Charges sociales	Charges constatées au titre de 2009
	quantité achetée ¹	coût d'achat	coût évité	surcoût		
	MWh	k€	k€	k€		
Régie municipale d'électricité de Tours-en-Savoie	2,3	1,3	0,1	1	0,1	1,3
Régie d'Electricité de Sainte-Foy-Tarentaise	2,0	1,2	0,1	1	0,1	1,2
Régie électrique de Fontaine-au-Pire	0,0	0,0	0,0	0	1,1	1,1
Régie électrique municipale de Prats de Mollo	0,0	0,0	0,0	0	1,0	1,0
Régie d'électricité de Saint-Quirc	0,0	0,0	0,0	0	0,9	0,9
Régie d'électricité de Saint-Michel de Maurienne	0,0	0,0	0,0	0	0,8	0,8
Régie d'Erome	0,0	0,0	0,0	0	0,6	0,6
Régie municipale d'électricité de Dalou	0,0	0,0	0,0	0	0,5	0,5
Régie d'Electricité de Villaroger	0,0	0,0	0,0	0	0,5	0,5
Régie d'électricité de Le Thyl	3,1	0,5	0,1	0	0,0	0,4
Régie de la Ferrière	0,5	0,3	0,0	0	0,1	0,3
Régie d'électricité de Pierrevilliers	0,0	0,0	0,0	0	0,1	0,1
Régie de Moutaret	0,1	0,0	0,0	0	0,1	0,1
Régie de Pinsot	0,0	0,0	0,0	0	0,1	0,1
SICAE de Carnin	0,0	0,0	0,0	0	0,1	0,1
TOTAL	715 589	64 605	24 571	40 035	1 869	41 904

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 2009

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 connaît désormais un fort développement de la filière photovoltaïque à l'instar de ce qui est observé dans les autres zones non interconnectées et supporte, à ce titre, des surcoûts d'achat.

Le calcul des surcoûts de production à compenser au titre de l'année 2009 se détermine comme la différence entre :

- les coûts de production supportés par EDM en 2009 et
- la part relative à la production dans les recettes perçues par EDM en 2009.

1. Coûts de production

1.1. Coûts de production déclarés par EDM

Les coûts de production déclarés par EDM au titre de l'année 2009 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 2009, à **53,8 M€**. Ces coûts sont en légère régression par rapport à ceux de 2008 (-1,6 %). Cette situation s'explique par une baisse nette du coût d'achat des combustibles (- 19,6 %) que n'a pas compensée la hausse de la consommation (+ 15,5 %). L'année 2008 avait également été marquée par une recette exceptionnelle liée au paiement de pénalités de retard par le constructeur de la centrale de Longoni pour plus de 3 M€. L'année 2009 a elle été marquée par plusieurs opérations de maintenance d'envergure qui ont conduit à une augmentation des coûts correspondants.

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 2009, le taux de disponibilité des moyens de production de l'île a été inférieur à 85 %, égal à 73,7 % en moyenne, ce qui a conduit notamment à la prolongation de la location des groupes électrogènes pour un coût supérieur à celui des moyens de production installés à Mayotte.

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 **0,7 M€**.

2. Recettes de production

Les recettes de production en 2009 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 2009 (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.

Dans le cadre de la loi, les coûts de distribution supportés par EDM en 2009 s'élèvent à **8,3 M€** et se répartissent comme suit :

- coûts de distribution (hors services systèmes et pertes mais incluant une rémunération à 7,25 % des capitaux) : 6,9 M€
- achat des services systèmes : 0,2 M€
- achat des pertes : 1,2 M€

2.2. Recettes de gestion de la clientèle

Comme rappelé ci-dessus, à la différence des autres zones non interconnectées, dans lesquelles le TURPE s'applique, à Mayotte, les recettes d'acheminement sont considérées égales aux coûts de réseau. Le TURPE, qui fixe une valeur normative de la composante de gestion clientèle pour le gestionnaire de réseau, ne peut donc 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 TURPE, mais en considérant, après analyse, que les recettes de gestion clientèle représentent 65 % des coûts de gestion clientèle supportés par EDM.

Pour 2009, ces recettes sont évaluées à **0,7 M€**.

2.3. Recettes de production

Les recettes totales d'EDM en 2009 (augmentées des recettes théoriques qu'EDM aurait perçues auprès de ses agents si ces derniers étaient assujettis aux tarifs réglementés) s'élevant à **21,2 M€**, les recettes de production, incluant celles provenant de la vente des pertes et des services systèmes, s'établissent, pour 2009, à **13,5 M€** (cf. tableau 3.1).

Tableau 3.1 : recettes de production constatées par EDM au titre de 2009

Recettes constatées 2009 (+)	21,1 M€
Recettes théoriques agents EDM 2008 (+)	0,1 M€
<i>Recettes totales 2009 à considérer</i>	<i>21,2 M€</i>
Recettes de distribution 2009 (-)	8,3 M€
Recettes de gestion clientèle 2009 (-)	0,7 M€
Recettes de vente pertes et services systèmes (+)	1,4 M€
Recettes de production 2009	13,5 M€

3. Surcoûts de production

Les coûts et recettes de production d'EDM retenus par la CRE pour 2009 étant respectivement de 53,1 M€ (53,8 – 0,7) et 13,5 M€, le montant défini des surcoûts de production d'EDM au titre de l'année 2009 s'élève à **39,6 M€**.

4. Surcoûts d'obligation d'achat

En 2009, EDM a supporté des charges liées à l'obligation d'achat. Ces charges résultent du développement de la filière photovoltaïque. Les achats réalisés par EDM restent toutefois relativement modestes au regard des volumes qui sont achetés dans les autres zones non interconnectées (DOM et Corse).

Les volumes d'achat s'élèvent, pour 2009, à 1 205,3 MWh pour un montant de 510,4 k€.

Tableau 3.2 : recettes de production constatées par EDM au titre de 2009

Quantités achetées (MWh)	1 205,3
Taux de pertes	8,1 %
Quantités achetées et consommées (MWh)	1 108,2
Part production dans le tarif de vente (€/MWh)	61,6
Surcoûts d'achat (k€)	442,1

D. Charges de service public constatées au titre de 2009

Le montant total des charges de service public de l'électricité constatées au titre de 2009 s'élève à **2 661,6 M€**. La répartition est fournie dans le tableau 4.1.

Tableau 4.1 : charges de service public constatées au titre de 2009

	Charges constatées au titre de 2009 (M€)	Charges constatées au titre de 2008 (M€) ⁽¹⁾	Charges constatées au titre de 2007 (M€) ⁽¹⁾	Principales justifications de la variation 2008-2009
EDF	2 579,6	1 769,8	1 942,3	
Surcoûts contrats d'achat (hors ZNI)	1 522,0	853,1	1 161,3	Forte baisse du prix moyen pondéré (-37,8 %) servant de référence au calcul du coût évité
Surcoûts ZNI	993,2	859,4	738,5	
<i>Surcoûts de production</i>	806,8	610,3	560,1	Très forte hausse des coûts d'achat des combustibles due aux couvertures réalisées en 2008
<i>Surcoûts contrats d'achat</i>	186,4	249,1	178,4	Forte diminution des prix des combustibles (charbon, fioul) et chute des achats liée aux mouvements sociaux (Guadeloupe)
Charges dispositions sociales	64,4	57,2	42,5	Poursuite de la mise en oeuvre du tarif de 1ère nécessité
ELD	41,9	31,4	23,5	Développement des filières photovoltaïque et éolienne
EDM	40,0	42,9	28,1	Diminution des coûts de combustibles (-19 %) compensée en partie par une augmentation de la consommation (+15,5 %)
Total	2 661,6	1 844,0	1 993,9	

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

L'écart entre les charges prévisionnelles et les charges constatées au titre de 2009 (+ 794,4 M€) s'explique par l'écart observé sur les surcoûts supportés par EDF au titre de l'obligation d'achat en métropole (+ 907,0 M€), que vient légèrement compenser un écart de sens opposé sur les surcoûts supportés par EDF et liés aux contrats d'achat dans les ZNI (- 95,7 M€) et sur les surcoûts supportés par EDM (environ -20 M€).

L'écart de 907 M€ sur les surcoûts d'achat en métropole s'explique quasi-exclusivement par la volatilité des prix de marché et son effet sur le calcul du coût évité. En effet, le prix de marché moyen pondéré prévisionnel avait été estimé sur la base des prix *forward* à 77,8 €/MWh, alors que la moyenne pondérée des prix *spot* constatée a été de 44,7 €/MWh.