

Annexe 2

Charges de service public de l'électricité constatées au titre de 2011 (CC'11)

Les charges de service public de l'électricité constatées au titre de 2011 ont été établies à partir de la comptabilité appropriée fournie par les opérateurs historiques au 31 mars 2012, contrôlée par leur commissaire aux comptes ou leur comptable public, conformément aux dispositions de l'article L. 121-9 du code de l'énergie.

Avertissement

Tous les résultats sont arrondis à une décimale (la plus proche) dans le corps du document. Toutefois, les résultats finaux 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 2011

1. Surcoûts de production dans les zones non interconnectées¹

Le 2° de l'article L. 121-7 du code de l'énergie 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 ou par les éventuels plafonds de prix prévus par l'article L. 337-1* ».

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.

En outre, à l'instar des constats effectués lors des exercices précédents, la CRE a observé que les recettes totales déclarées par EDF en 2011 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 aux règles de la comptabilité appropriée).

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

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 2011 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 à hauteur de la perte de chiffre d'affaires correspondant à l'octroi du « tarif agent » au personnel actif et retraité 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 2012, les coûts de production constatés en 2011 dans les ZNI, incluant la fourniture des pertes et des services systèmes, ainsi que les coûts de commercialisation, s'élèvent à **1 190,4 millions d'euros (M€)**. Ces coûts intègrent 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 est présentée dans le tableau 2.1.

Tableau 2.1 : coûts de production déclarés par EDF dans les ZNI en 2011
(incluant l'impact des quotas CO₂)

	Nature de coûts	Corse	Guadeloupe	Martinique	Guyane	La Réunion	SPM	Iles bretonnes	Total 2011
Coûts variables (M€)	achats de combustibles hors taxes	135,2	156,1	173,8	61,0	94,0	10,8	2,1	633,0
	personnel, charges externes et autres achats	43,8	48,9	42,2	31,3	27,9	4,6	0,5	199,2
	impôts et taxes	7,2	9,1	10,1	23,0	16,0	0,0	0,2	65,6
	coûts de commercialisation	2,2	3,1	4,9	1,7	6,3	0,0	0,0	18,2
	Coûts d'acquisition des quotas de gaz à effet de serre	4,1	2,9	3,5	2,0	2,7	0,0	0,0	15,1
Coûts fixes (M€)	rémunération des capitaux	38,4	12,7	17,1	30,7	19,4	1,4	0,3	120,1
	amortissements	13,0	15,3	19,7	11,6	11,1	0,5	0,3	71,5
	frais de structure, de siège et prestations externes	11,8	13,6	13,0	11,9	16,5	0,0	0,6	67,6
Coût total (M€)		255,6	261,9	284,4	173,3	193,9	17,4	4,0	1 190,4

Dans leur rapport, les commissaires aux comptes d'EDF ont attiré l'attention de la CRE sur l'augmentation importante des stocks de combustibles en fin d'année (+38,8 M€). Or, ces stocks viennent augmenter le besoin en fonds de roulement, dont la rémunération à 7,25 % est intégrée au coût de production. EDF explique cette augmentation des stocks par un décalage de l'approvisionnement qui ne pouvait pas être anticipé. D'ici le prochain exercice, la CRE étudiera la mise en place d'un mécanisme de compensation permettant d'inciter à une meilleure gestion des stocks.

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

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 recettes non tarifaires doivent être exclues des coûts de production. Les recettes correspondantes, déclarées par EDF et contrôlées par les commissaires aux comptes, sont les suivantes :

Corse	- 0,2 M€	Prestations, débits et pénalités
Guadeloupe	- 0,3 M€	TVA fictive essentiellement, mise à disposition de personnel
Martinique	- 13,4 M€	Indemnisation préfectorale d'EDF au titre de sa réquisition pour l'achat du fioul produit par la raffinerie exploitée par la SARA (11,6 M€)
Guyane	- 0,04 M€	Régularisation de loyers, remboursement mission tutorale, annulation retenue de garantie
Réunion	- 0,2 M€	Mise à disposition de stock stratégique de combustibles

Les coûts de production déclarés par EDF doivent, ainsi, être diminués de **14,2 M€**

1.1.2.2. 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 par rapport à la phase précédente (2005 – 2007). EDF a donc dû acquérir son déficit de quotas sur les marchés. Les coûts supportés par EDF au titre de l'acquisition des quotas manquants viennent augmenter ses coûts de production.

En 2011, 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 a retenu une moyenne des cotations observées sur le marché *day-ahead* BlueNext pour 2011 de 11,9 €/t GES.

Les coûts pris en compte au titre du déficit d'allocation de quotas d'émission s'élèvent, pour 2011, à **15,1 M€**

1.1.2.3. 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'année 2011 a été marquée par des mouvements sociaux de longue durée à la Réunion, en Guadeloupe et en Martinique. L'analyse menée les années précédentes sur la qualité de la gestion a été reconduite sur l'exercice 2011, en tenant compte de cette situation de force majeure dans les trois 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 Martinique 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 Corse.

Martinique

Même en tenant compte d'une situation de force majeure pendant la période de grève générale de mars à juillet 2011 (prise en compte d'un taux d'indisponibilité horaire constaté par EDF ajusté par le taux moyen de la disponibilité en dehors de la période des mouvements sociaux), d'importantes sous-disponibilités ont néanmoins été constatées sur le parc de production thermique d'EDF. Les coûts de production (coûts de combustible) à exclure au titre de 2011 s'élèvent à **0,08 M€**

Guyane

Des sous-disponibilités importantes ont encore été constatées en Guyane. En conséquence, la disponibilité des moyens diesels s'établit en moyenne sur l'année à environ 60 %. Cependant, la disponibilité de la centrale Degrad des Cannes a été impactée par la mise en place du programme de réduction des émissions d'oxydes d'azote induit par le retard pris dans le renouvellement de l'installation. Prenant en compte ce fait, les coûts à exclure sont évalués, pour 2011, à **5,3 M€**

La Réunion

Des sous-disponibilités ont également été observées à La Réunion, même en tenant compte d'une situation de force majeure pendant la période de grève. Les coûts de production à exclure à ce titre sont évalués à **1,3 M€**

Synthèse

Au total, les coûts à exclure au titre de la gestion par EDF de son parc de production en 2011 dans les ZNI sont évalués à **6,7 M€**, en nette baisse par rapport à 2010.

1.1.2.4. 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 2011, à **3,0 M€**

1.1.2.5. Coûts liés aux études des projets Millener et Pegase

Les coûts des projets Millener et Pegase correspondant à des coûts d'études dans le domaine des énergies renouvelables, ils ne peuvent être retenus au titre des surcoûts de production définis à l'article L.121-7 du Code de l'énergie et ne peuvent par conséquent donner lieu à compensation.

Le montant à exclure est évalué, pour 2011, à **1,0 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 de coûts de production supportés par EDF dans les ZNI en 2011 de **1 171,5 M€** (1 190,4 M€ - 14,2 M€ - 6,7 M€ + 3,0 M€ - 1,0 M€). La décomposition par grands postes de coût est donnée dans le tableau 2.2.

Tableau 2.2 : coûts de production retenus par la CRE dans les ZNI en 2011

	Nature de coûts (M€)	Corse	Guadeloupe	Martinique	Guyane	La Réunion	SPM	Iles bretonnes	Total 2011	Rappel total 2010	Evolution 2010-2011 (%)
Coûts variables (M€)	achats de combustibles hors taxes	135,2	156,1	162,2	55,7	92,6	10,8	2,1	614,6	491,1	25,2%
	personnel, charges externes et autres achats	44,2	49,2	40,9	31,8	28,3	4,8	0,5	199,7	182,1	9,7%
	impôts et taxes	7,2	9,1	10,1	23,0	16,0	0,0	0,2	65,6	39,5	66,2%
	coûts de commercialisation	2,2	3,1	4,9	1,7	6,3	0,0	0,0	18,2	15,3	19,4%
	Coûts d'acquisition des quotas de gaz à effet de serre	4,1	2,9	3,5	2,0	2,7	0,0	0,0	15,1	19,6	-22,9%
Coûts fixes (M€)	rémunération des capitaux	38,4	12,7	17,1	30,7	19,4	1,4	0,3	120,1	108,5	10,7%
	amortissements	13,0	15,3	19,7	11,6	11,1	0,5	0,3	71,5	85,6	-16,5%
	frais de structure, de siège et prestations externes	11,5	13,6	12,7	11,9	16,3	0,0	0,6	66,6	63,9	4,1%
Coût total (M€)		255,8	262,0	271,0	168,4	192,6	17,6	4,0	1 171,5	1 005,6	16,5%

L'augmentation des coûts de production déclarés par rapport à 2010 (+166 M€) provient principalement :

- de la hausse importante des coûts d'achat des combustibles par rapport à l'année 2010 (+123,5 M€) est essentiellement liée à la hausse des cours des matières premières. En outre, l'année 2011 a été marquée par une hydraulité très faible à la Réunion, en Corse et en Guyane, ce qui a augmenté le recours aux moyens de production thermiques et, par conséquent, la consommation de combustible ;
- de l'augmentation de la ligne « impôts et taxes » (+26,1 M€), résultant du remboursement en 2010 de la taxe intérieure sur les produits pétroliers payée par EDF sur les années 2004 à 2007 en Corse.

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 2011 dans les ZNI est de **772,8 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 A.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 2011 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 2011, ce supplément est évalué à **6,6 M€**

Au final, le chiffre d'affaires 2011 à retenir au titre des recettes issues des tarifs de vente réglementés dans les ZNI est donc de **779,4 M€** (772,8 M€ + 6,6 M€).

1.2.2. Recettes de distribution

Pour 2011, EDF a déclaré un montant de recettes de 300,8 M€, en hausse de 1 % par rapport à celui déclaré au titre de 2010 (298,9 M€).

La CRE a procédé au calcul des recettes de distribution en appliquant le TURPE à la structure de clientèle de chaque zone afin 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. Pour 2011, ces recettes s'élèvent à **301,1 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 répartition² fixée entre le fournisseur et le gestionnaire de réseaux dans le cadre de l'établissement de ce tarif.

Aucun client n'ayant exercé son éligibilité dans les ZNI, la composante annuelle de gestion, prévue dans le tarif d'acheminement et servant de référence à l'établissement des recettes de gestion clientèle du gestionnaire de réseaux, est celle des clients ne disposant pas d'un contrat d'accès au réseau distinct de leur contrat de fourniture.

Elle se présente comme suit :

	Du 1 ^{er} janvier 2011 au 31 juillet 2011	A partir du 1 ^{er} août 2011
BT ≤ 36 kVA	8,28 €/client/an	8,64 €/client/an
BT > 36 kVA	51,24 €/client/an	53,28 €/client/an
HTA	63,96 €/client/an	66,44 €/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 2011 s'élèvent à **39,0 M€**

1.2.4. Recettes de production

Les recettes de production dans les ZNI s'élèvent en 2011 à **325,5 M€**, calculées comme indiqué dans le tableau 2.3.

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

Tableau 2.3 : recettes de production d'EDF dans les ZNI en 2011

	Corse	Guadeloupe	Martinique	Guyane	La Réunion	Saint-Pierre et Miquelon	Iles bretonnes	TOTAL
chiffre d'affaires issu de la fourniture d'électricité aux tarifs de vente ⁽¹⁾ (M€)	166,3	166,7	136,7	67,1	237,9	4,1	0,7	779,4
recettes réseau (M€)	72,7	64,3	50,2	24,1	88,1	1,5	0,3	301,1
recettes gestion de la clientèle (M€)	8,5	8,3	7,0	2,2	12,8	0,1	0,1	39,0
recettes brutes de production ⁽²⁾ (M€)	85,1	94,1	79,6	40,7	137,0	2,5	0,3	439,4
part des recettes à considérer ⁽³⁾ (M€)	52,8	50,9	70,3	38,6	50,7	2,4	0,3	266,2
recettes de production totales⁽⁴⁾ (M€)	68,7	64,6	80,1	44,0	65,1	2,6	0,4	325,5
part production du tarif de vente ⁽⁵⁾ (€/MWh)	47,71	54,90	56,82	54,05	55,58	59,92	40,25	-

⁽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 A.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 1 171,5 M€ et 325,5 M€, le montant des surcoûts de production constatés dans les ZNI en 2011 est de **846,0 M€**

2. Surcoûts dus aux contrats d'achat

Les surcoûts d'achat supportés par EDF en 2011 sont dus aux contrats d'achat suivants :

- les contrats relevant de l'obligation d'achat (article L. 314-1 du code l'énergie) ;
- les contrats issus des appels d'offres (article L. 311-10 du code précité) ;
- les contrats conclus ou négociés avant le 11 février 2000 (article L. 121-27 du code précité) ;
- les contrats conclus dans les ZNI avec des producteurs indépendants en dehors du cadre des articles L. 314-1, L. 311-10 et L. 121-27 du code précité (V de l'article 4 du décret du 28 janvier 2004) ;
- les contrats de type « appel modulable » concernant des installations dites « *dispatchables* ».

En application du 1° de l'article L. 121-7 du code de l'énergie, 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 2011 sont présentés dans le tableau 2.4.

Au titre de 2011, **34,1 TWh** ont été déclarés par EDF pour un montant de **3 932,1 M€**

Tableau 2.4 : quantités d'électricité et coûts d'achat déclarés par EDF pour 2011 (hors ZNI)

	Cogénération (combustible fossile)	Cogénération (combustible fossile) dispatchable	Diesel dispatchable	Hydraulique	Eolien	Incinération	Biogaz	Biomasse	Photovoltaïque	Autres (*)	TOTAL
Janvier	2 455,3	103,9	0,6	522,2	1 228,9	253,4	68,9	71,1	54,8	37,8	4 796,8
Février	2 152,2	83,3	0,4	385,8	873,8	223,9	62,0	68,5	63,3	34,7	3 947,9
Mars	2 347,2	79,3	0,0	551,5	1 097,6	281,4	63,6	78,5	85,2	43,0	4 627,5
Avril	33,3	0,4	0,0	541,9	671,0	190,9	67,7	75,1	94,2	30,5	1 705,0
Mai	2,1	0,0	0,0	414,0	730,4	211,1	67,8	72,9	101,1	4,7	1 604,0
Juin	7,4	0,0	0,0	416,6	857,0	209,0	65,4	72,9	127,0	0,8	1 756,0
Juillet	7,4	0,0	0,0	349,9	808,5	255,4	67,2	73,8	166,5	0,9	1 729,5
Août	7,4	0,0	0,0	261,5	661,9	249,7	68,3	67,4	178,1	1,0	1 495,2
Septembre	6,1	0,0	0,0	188,3	820,8	217,0	67,0	52,8	201,0	1,4	1 554,4
Octobre	73,6	4,0	0,1	182,1	1 034,1	184,2	75,3	68,0	184,4	23,0	1 828,9
Novembre	1 973,5	45,9	0,0	305,5	919,2	260,2	70,3	77,4	158,3	36,3	3 846,6
Décembre	2 085,7	58,4	0,0	524,7	1 976,1	273,6	72,4	76,8	139,0	38,8	5 245,5
Quantités (GWh)	11 151,2	375,1	1,3	4 644,0	11 679,3	2 809,8	816,0	855,1	1 552,8	252,9	34 137,6
Quantités déclarées en 2010** (GWh)	12 818,4	493,5	19,0	6 394,4	9 419,6	2 635,1	722,8	595,9	395,4	367,6	33 861,7
Quantités déclarées en 2009** (GWh)	12 598,5	722,6	27,5	5 810,2	7 607,3	2 556,0	575,3	408,0	102,0	366,0	30 773,4
Coût d'achat (M€)	1 380,9	77,2	21,1	298,9	996,5	150,5	75,5	91,8	807,2	32,5	3 932,1
Coût d'achat déclaré en 2010** (M€)	1 447,4	85,0	38,7	384,8	792,4	138,9	62,2	58,6	212,8	36,4	3 257,3
Coût d'achat déclaré en 2009** (M€)	1 441,1	123,2	51,6	353,4	644,6	134,2	48,4	38,5	51,9	35,7	2 922,6

* Autres = centrales thermiques à fourniture partiellement garantie et reliquats ELD

** Les quantités et les coûts d'achats total et unitaire 2009 et 2010 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. Le nombre de contrats traités est en croissance exponentielle (de 4 500 en 2007 à 55 000 en 2010 et 157 000 en 2011). Ce nombre ne permet pas de procéder à une vérification individuelle des coûts des contrats.

La CRE a demandé à EDF des compléments sur 23 contrats (hors photovoltaïque) sur un total de 3624 et sur 230 contrats photovoltaïques.

Les réponses apportées par EDF n'ont pas permis de valider sans réserve la totalité de ces contrats. Quelques corrections mineures ont permis de valider les 23 contrats hors photovoltaïque. En revanche, il n'a pas été possible d'apporter d'explications suffisantes pour 113 contrats photovoltaïques. Pour ces 113 contrats, EDF et la CRE ont convenu que les productibles déclarés par les producteurs ne pouvaient pas avoir été réalisés. Dans la mesure où ce dépassement de production maximale atteignable s'est effectué à coût neutre pour les charges de service public, puisque l'électricité est plafonnée à 50 €/MWh au-dessus de 1500 heures de fonctionnement annuel, il a été décidé de compenser intégralement les charges de service public induites par ces contrats.

Toutefois, ces 113 contrats en erreur feront l'objet d'un suivi spécifique avant la clôture du prochain exercice. La CRE demande que les dispositifs de comptage et la puissance de 20 de ces installations soient contrôlés par le gestionnaire de réseau, car les données communiquées par ces producteurs ont été présumées fausses à au moins deux reprises dans les précédents exercices. Les charges induites par ces contrats ne seront compensées au titre de 2012 qu'en fonction des résultats du contrôle opéré. Les 93 contrats restants sont placés sous surveillance : tous ceux pour lesquels le prochain exercice fera apparaître une anomalie seront également contrôlés.

La CRE souligne la qualité de la gestion de l'obligation d'achat par EDF : le pourcentage des contrats ayant suscité une question de la part de la CRE s'est élevé à 0,16% en 2012.

Les quantités d'électricité et coûts d'achat retenus par la CRE en métropole continentale pour 2011 sont détaillés dans le tableau 2.5.

Tableau 2.5 : quantités d'électricité et coûts d'achat retenus par la CRE pour 2011 (hors ZNI)

	Cogénération (combustible fossile)	Cogénération (combustible fossile) dispatchable	Diesel dispatchable	Hydraulique	Eolien	Incinération	Biogaz	Biomasse	Photovoltaïque	Autres*	TOTAL
Janvier	2 455,3	103,9	0,6	522,2	1 228,9	253,4	68,9	71,1	54,8	37,8	4 796,8
Février	2 152,2	83,3	0,4	385,8	873,8	223,9	62,0	68,5	63,3	34,7	3 947,9
Mars	2 347,2	79,3	0,0	551,5	1 097,6	281,4	63,6	78,5	85,2	43,0	4 627,5
Avril	33,3	0,4	0,0	541,9	671,0	190,9	67,7	75,1	94,2	30,5	1 705,0
Mai	2,1	0,0	0,0	414,0	730,4	211,1	67,8	72,9	101,0	4,7	1 604,0
Juin	7,4	0,0	0,0	416,6	857,0	209,0	65,4	72,9	126,9	0,8	1 756,0
Juillet	7,4	0,0	0,0	349,9	808,5	255,4	67,2	73,8	166,4	0,9	1 729,5
Août	7,4	0,0	0,0	261,5	661,9	249,7	68,3	67,4	178,1	1,0	1 495,2
Septembre	6,1	0,0	0,0	188,3	820,8	217,0	67,0	52,8	201,0	1,4	1 554,4
Octobre	73,6	4,0	0,1	182,1	1 034,1	184,2	75,3	68,0	184,4	23,0	1 828,9
Novembre	1 973,5	45,9	0,0	305,5	919,2	260,2	70,3	77,4	158,3	36,3	3 846,6
Décembre	2 085,7	58,4	0,0	524,7	1 976,1	273,6	72,4	76,8	138,9	38,8	5 245,5
Quantités (GWh)	11 151,2	375,1	1,3	4 644,0	11 679,3	2 809,8	816,0	855,1	1 552,7	252,9	34 137,4
Quantités retenues en 2010** (GWh)	12 818,4	493,5	19,0	6 394,4	9 419,6	2 635,1	722,8	595,9	395,4	367,6	33 861,7
Quantités retenues en 2009** (GWh)	12 598,5	722,6	27,5	5 810,2	7 607,3	2 556,0	575,3	408,0	102,0	366,0	30 773,4
Coût d'achat (M€)	1 380,9	77,2	21,1	298,9	996,5	150,5	75,5	91,8	807,1	32,5	3 932,0
Coût d'achat retenu en 2010** (M€)	1 447,4	85,0	38,7	384,8	792,4	138,9	62,2	58,6	212,8	36,4	3 257,3
Coût d'achat retenu en 2009** (M€)	1 441,1	123,2	51,6	353,4	644,6	134,2	48,4	38,5	51,9	35,7	2 922,6
Coût d'achat unitaire (€/MWh)	123,8	205,9	15 927,1	64,4	85,3	53,6	92,5	107,3	519,8	128,6	115,2
Coût d'achat unitaire 2010** (€/MWh)	112,9	172,2	2 034,5	60,2	84,1	52,7	86,1	98,4	538,1	99,1	96,2
Coût d'achat unitaire 2009** (€/MWh)	114,4	170,4	1 873,9	60,8	84,7	52,5	84,1	94,4	508,7	97,5	95,0

* Autres = centrales thermiques à fourniture partiellement garantie

** Les quantités et les coûts d'achats total et unitaire 2009 et 2010 tiennent compte des reliquats retenus dans l'annexe 4

Le volume d'énergie acheté sous obligation d'achat est stable en 2011 par rapport à 2010, en hausse de 0,8% à 34,1 TWh. Cette stabilité d'ensemble n'est pas le reflet d'une stabilité de l'ensemble des filières de production. On observe ainsi une décroissance forte des filières cogénération et hydraulique, une croissance sensible de la filière éolienne et un bond de la filière photovoltaïque. Comme le coût d'achat unitaire de la filière photovoltaïque est très supérieur à celui des filières hydraulique et cogénération, le coût d'achat unitaire du MWh évolue à la hausse pour atteindre 115,2 €/MWh (+20 % par rapport à 2010).

Les filières prépondérantes en volume sont l'éolien (34,2 % des volumes achetés), la cogénération (33,8 %) et l'hydraulique (13,6 %).

Les coûts d'achat de l'électricité d'origine photovoltaïque sont en hausse de 300 % pour la deuxième année consécutive, pour s'établir à 807,1 M€, dans un contexte de forte croissance des volumes produits sous le régime de l'obligation d'achat. Ces volumes restent cependant relativement faibles (4,5 % des volumes achetés sous obligation d'achat en France continentale pour 20 % des coûts d'achat). La filière photovoltaïque reste la plus coûteuse des filières d'origine renouvelable.

Il ressort de l'analyse des contrats photovoltaïques présentés à la compensation au titre de l'année 2011 que 98,5% des contrats présentés bénéficient d'une prime d'intégration au bâti, qui permet d'obtenir un tarif plus avantageux allant jusqu'à 580 €/MWh³ contre 420 €/MWh en intégration simplifiée au bâti.

³ Sous le régime tarifaire de l'arrêté du 12 janvier 2010, valeurs prises au moment de la publication de l'arrêté.

Compte-tenu des exigences de l'intégration au bâti, il ne peut être exclu qu'une partie de ces contrats présente un caractère frauduleux. Une simple attestation sur l'honneur suffit en effet pour bénéficier de la prime d'intégration au bâti. Dans la mesure où la durée des contrats d'achat est de vingt ans, cette fraude, si elle est avérée, devra être corrigée au plus vite et éventuellement sanctionnée.

Les quantités achetées auprès des installations de cogénération sont en baisse sensible de 13%, sous l'effet de l'échéance des contrats C97. Le coût d'achat unitaire progresse de 9,7 %, notamment sous l'effet du prix du gaz.

La puissance hydraulique installée sous contrat d'achat a légèrement diminué par rapport à 2010 (-32 MW), les contrats renouvelés ayant une puissance plus faible. La forte décroissance du volume d'énergie acheté par rapport à 2010 s'explique cependant quasi-exclusivement par la différence d'hydraulicité entre 2010 et 2011.

La filière éolienne voit ses volumes achetés progresser de 24 %. Cette hausse est l'effet conjoint d'une augmentation de la puissance globale du parc de 714 MW et d'une année venteuse, en particulier au mois de décembre avec la tempête Joachim, qui a permis de constater un taux de charge exceptionnel.

Les filières biogaz et biomasse voient leurs volumes achetés augmenter respectivement de 12,9 % et 43,5 %, en ligne avec l'évolution du parc en service, pour un prix unitaire d'achat en augmentation de respectivement 7,5 % et 9,1 %. Deux installations de production d'électricité à partir de biomasse issues des appels d'offres de 2006 et 2009 ont été mises en service en 2011.

Les volumes achetés à la filière incinération sont en hausse de 6,6 %, à prix unitaire constant. Cette hausse reflète la hausse de la puissance installée depuis le début de l'année 2010.

La puissance garantie des installations dispatchables est en chute. Elle n'est plus que de 151 MW au 1^{er} décembre 2011, contre 475 MW au 1^{er} janvier 2010. Elles n'ont quasiment pas été sollicitées au cours de l'année 2011.

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, à l'exception du contrat relatif à la liaison à courant continu Sardaigne-Corse-Italie (SACOI), l'énergie transitant sur cette liaison étant produite par EDF à partir de son propre parc de production continental. Les données dont la CRE dispose ne permettent pas d'établir que cette liaison induit un surcoût pour EDF en 2011.

Par ailleurs, pour 2012, EDF fait état d'un alourdissement du coût de revient de l'électricité soutirée sur la liaison SACOI du fait de l'augmentation des coûts liés au mécanisme d'allocation de capacités à la frontière et de l'introduction d'une nouvelle obligation de fourniture de certificats verts imposée par l'Italie depuis le 1^{er} janvier 2012.

Le coût de revient est égal à la somme du coût comptable de production du ruban par le parc en métropole, du coût de la capacité et du coût lié aux certificats verts. Si un écart est constaté entre ce coût de revient et la part production dans les tarifs, il pourra être compensé.

Compte tenu de ce qui précède, les montants définitifs retenus au titre des contrats d'achat 2011 en ZNI sont ceux repris dans le tableau 2.6.

Tableau 2.6 : quantités d'électricité et coûts d'achat retenus par la CRE dans les ZNI pour 2011

	Corse		Guadeloupe		Martinique		Guyane		Réunion		SPM		Total		Rappel 2010*		Rappel 2009*		
	GWh	M€	GWh	M€	GWh	M€	GWh	M€	GWh	M€	GWh	M€	GWh	M€	GWh	M€	GWh	M€	
Interconnexion	322,3	25,9	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	322,3	25,9	338,6	24,6
Bagasse-charbon	---	---	569,1	93,0	---	---	---	---	1 575,0	213,4	---	---	2 144,1	306,4	1 925,1	256,1	1 808,6	201,4	
Thermique	---	---	191,8	46,1	131,2	45,7	0,0	0,0	---	---	---	---	323,0	91,8	374,9	85,4	318,3	53,3	
Incinération	---	---	---	---	14,5	0,9	---	---	---	---	---	---	14,5	0,9	24,1	1,6	31,0	2,0	
Hydraulique	42,0	3,1	14,0	1,3	---	---	---	---	0,9	0,0	---	---	56,9	4,5	69,1	5,3	77,5	5,5	
Eolien	24,2	2,3	45,1	4,8	1,3	0,1	---	---	11,0	1,2	1,1	0,1	82,7	8,6	86,1	7,6	97,2	9,6	
Géothermie	---	---	55,9	5,8	---	---	---	---	---	---	---	---	55,9	5,8	14,6	1,4	49,5	3,9	
Biomasse	---	---	---	---	---	---	12,1	1,3	---	---	---	---	12,1	1,3	7,9	1,8	1,1	0,1	
Biogaz	8,2	0,7	---	---	---	---	---	---	6,4	0,6	---	---	14,6	1,3	16,4	1,5	13,7	1,1	
Photovoltaïque	22,9	10,3	29,4	12,5	35,4	15,1	31,4	13,8	131,4	61,3	---	---	250,5	113,0	113,9	49,7	38,2	15,5	
Total	419,5	42,4	905,2	163,6	182,3	61,8	43,6	15,1	1 724,7	276,5	1,1	0,1	3 276,4	559,5	2 970,7	434,9	2 710,8	314,2	

* montants tenant compte des rectifications effectuées sur les exercices 2009 et 2010 - cf. annexe 4

L'augmentation des montants achetés dans les ZNI par rapport à 2010 résulte de plusieurs facteurs :

- la nouvelle unité de production Caraïbes Energie a été mise en service en décembre 2010 en Guadeloupe. Par ailleurs, l'année 2010 a été marquée par des arrêts prolongés. Ces deux effets, renforcés par la hausse des cours du charbon, ont généré 50,3 M€ de coûts d'achat supplémentaires pour les centrales bagasse-charbon de Guadeloupe et de La Réunion ;
- la croissance des cours du pétrole en 2011 a induit une augmentation des coûts de combustibles pour les installations fonctionnant au fioul (en Guadeloupe, en Martinique et en Guyane) ;
- le retour au fonctionnement des centrales Bouillante 1 et Bouillante 2 après les perturbations importantes de la production en 2010 ;
- l'hydraulicité très faible en Corse et à La Réunion, qui a été compensée par un recours plus important aux centrales thermiques ;
- le très fort développement de la production d'électricité issue d'installations photovoltaïques. Entre 2010 et 2011, les volumes déclarés ont progressé de 120 % et le coût d'achat de 128 %, ce qui a généré 63,4 M€ de coûts d'achat supplémentaires. Cette filière ENR est de loin la plus coûteuse en €/MWh produit.

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 de ce contrôle est compensé, car il est un élément de détermination du coût d'achat pour les installations de cogénération.

Les contrôles effectués au titre de l'année 2011 représentent **140,8 k€**

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

Le 1° de l'article L. 121-7 du code de l'énergie 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 la délibération de la CRE du 25 juin 2009, le coût évité à EDF distingue le coût évité par la production quasi-certaine et celui évité par la production dite aléatoire. Ce dernier est calculé en fonction des prix de marché quotidiens de l'électricité. Le coût évité par la production quasi-certaine est calculé en fonction de prix de marché à terme. La production quasi-certaine est composée d'une part d'un ruban de base, produit et acheté toute l'année, et d'autre part de trois blocs supplémentaires, correspondant au surplus de production hivernaux du premier trimestre et des mois de novembre et décembre⁴.

⁴ Voir délibération du 25 juin 2009 pour une explication détaillée du mécanisme.

2011 est la deuxième année où cette méthode de calcul est appliquée pour la régularisation des charges. Il s'agit encore d'une année transitoire, où la nouvelle méthode n'est que partiellement appliquée. La période transitoire prendra fin lors de l'évaluation des charges constatées au titre de 2012.

Le coût évité obtenu s'élève pour l'année 2011 à **1 780,8 M€** (hors contrats à différenciation horosaisonnaire, contrats « appel modulable » et cogénérations fonctionnant en mode « dispatchable »). Il est en hausse de 11 % par rapport à 2010 (1 604,2 M€).

En théorie, il faudrait soustraire du coût évité le coût des écarts supportés par EDF du fait de l'imprévisibilité d'une partie de la production sous obligation d'achat. Ces écarts, négligeables les années antérieures par rapport aux écarts liés à la consommation, commencent à devenir plus importants. La CRE, en collaboration avec EDF, étudiera la mise en place d'un mécanisme d'évaluation des coûts liés à ces écarts en vue de leur compensation. Aucune décote liée à cette imprévisibilité n'est prise en compte pour l'année 2011.

Coût évité par la production quasi-certaine :

La puissance quasi-certaine retenue pour l'année 2011 est indiquée dans le tableau 2.7.

Tableau 2.7 : puissance quasi-certaine retenue pour 2011

	Puissance quasi-certaine (MW)
Ruban de base	525
Surplus de production Q1⁵	3 600
Surplus de production M11⁶	3 807
Surplus de production M12⁶	3 717

Tableau 2.8 : Prix de marché retenus pour 2011

Ruban	Q1	M11	M12
53,31	60,08	65,73	63,22

Ainsi, le coût évité par la production quasi-certaine, correspondant à 17,8 TWh, est de **1 067,1 M€**

Coût évité par la production aléatoire :

Le coût évité par la production aléatoire s'élève à **713,6 M€** (hors contrats à différenciation horosaisonnaire, contrats « appel modulable » et cogénérations « dispatchables »). Ce montant est détaillé dans le tableau 2.9.

⁵ Premier trimestre

⁶ Les valeurs de surplus de production M11 et M12 (pour les mois novembre et décembre respectivement) sont les valeurs retenues pour l'évaluation des charges prévisionnelles 2011 d'EDF dans la délibération du 7 octobre 2011

Tableau 2.9 : prix de marché mensuels et coût prévisionnel évité à EDF par les contrats d'achat (hors ZNI) en 2011 (hors contrats horosaisonnalisés, contrats « appel modulable » et cogénérations « dispatchables »)

Mois	Prix mensuel	Quantité	Coût évité
	(€/MWh)	(GWh)	(M€)
Janvier	51,29	1 454	74,6
Février	53,62	983	52,7
Mars	54,13	1 332	72,1
Avril	50,12	1 206	60,5
Mai	53,52	1 131	60,5
Juin	43,40	1 302	56,5
Juillet	37,37	1 270	47,5
Août	41,03	1 052	43,2
Septembre	49,99	1 136	56,8
Octobre	52,24	1 388	72,5
Novembre	55,46	603	33,4
Décembre	45,10	1 850	83,4
Total 2011	48,5	14 706	713,6

Prix moyen pondéré 2010 (€/MWh)	47,9
Prix moyen pondéré 2009 (€/MWh)	44,7
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 : 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 donc dans le cas de ces contrats une corrélation temporelle entre le volume acheté par EDF et le prix de marché.

Le coût évité doit par conséquent être calculé par poste horosaisonnier. Sont utilisés à cette fin les prix de marché horaires. Le coût évité correspondant est égal à **59,7 M€**

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 », représentaient en 2011 une puissance garantie de 276 MW. 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 valorisation de la puissance mise à disposition de RTE par EDF dans le cadre des réserves complémentaires est retenue pour le calcul du coût évité. La prime fixe pour la puissance mise à disposition est de 22 €/kW sur la période allant du 1^{er} janvier 2011 au 31 mars 2011, de 10,9 €/kW du 1^{er} avril 2011 au 31 octobre 2011, de 11,6 €/kW en novembre et de 17,88 €/kW en décembre. Le coût fixe évité par les installations « dispatchables » est ainsi évalué à 3,6 M€.

Le coût évité « énergie » se calcule en fonction de l'utilisation effective par EDF de l'énergie achetée. L'énergie achetée pour ajustement est valorisée au prix des écarts à la baisse constaté sur le mécanisme d'ajustement pour chaque période d'appel considérée (soit un coût évité de 0,19 M€). L'énergie achetée pour une utilisation hors ajustement est valorisée sur la base d'une moyenne mensuelle des prix pointe journaliers (soit un coût évité de 0,03 M€). Au total, le coût évité à EDF en 2011 par les installations « dispatchables » bénéficiant d'un contrat de type « appel modulable » est de **3,8 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'une installation de cogénération traduit la 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 mode dispatchable.

Les installations de cogénération ayant fait l'objet, au cours de l'année 2011, d'un basculement en mode « dispatchable » – ou d'une reconduction de celui-ci – représentent une puissance garantie de 317,8 MW. Les achats effectués auprès de ces installations s'élèvent à 375,1 GWh, pour un montant d'achat retenu de 77,2 M€.

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 18,7 M€.

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 l'instar 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.

Le coût fixe évité en 2011 est évalué à 1,6 M€ pour l'ensemble des installations considérées. 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 0,9M€.

Le coût évité à EDF en 2011 par les installations de cogénération ayant fait l'objet d'un basculement ou d'une reconduction en mode « dispatchable » est finalement de **21,2 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 1 865,5 M€ (1 780,8 M€ + 59,7 M€ + 3,8 M€ + 21,2 M€).

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

Conformément au décret du 28 janvier 2004, les surcoûts dus aux contrats d'achat dans les ZNI sont calculés par rapport à la part production du tarif de vente (tableau 2.3). L'électricité achetée par EDF valorisée à cette part production est évaluée à **159,8 M€**, comme détaillé dans le tableau 2.10.

Tableau 2.10 : coût évité à EDF par les contrats d'achat dans les ZNI en 2011

	Corse	Guadeloupe	Martinique	Guyane	La Réunion	Saint-Pierre et Miquelon	Iles bretonnes	TOTAL
Quantités achetées (GWh)	419,5	905,2	182,3	43,6	1 724,7	1,1	0,0	3 276,4
Taux de pertes (%)	14,6%	11,8%	9,7%	10,3%	8,9%	6,3%	8,3%	
Quantités achetées et consommées (GWh) *	358,3	798,2	164,7	39,1	1 571,6	1,1	0,0	2 933,0
Part production du tarif de vente (€/MWh)	47,71	54,90	56,82	54,05	55,58	59,92	40,25	---
Coût évité par les contrats d'achat (M€)	17,1	43,8	9,4	2,1	87,4	0,1	0,0	159,8

* 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 2011 s'élèvent à :

- **2 066,7 M€** en métropole continentale (3 932,0 M€ de coût d'achat + 0,2 M€ de coût de contrôle des cogénérations - 1 865,5 M€ de coût évité) ;
- **399,7 M€** dans les ZNI (559,5 M€ de coût d'achat - 159,8 M€ de coût évité),

soit un total de **2 466,4 M€**

3. Charges dues aux dispositions sociales

La tarification spéciale « produit de première nécessité » est entrée en vigueur le 1^{er} janvier 2005. Elle a par la suite été rebaptisée « tarif de première nécessité » (TPN). Le décret du 26 juillet 2006 prévoit, pour les clients concernés par la tarification de première nécessité, la gratuité de la mise en service et une réduction de 80 % sur les frais de déplacement pour impayés. Ces pertes de recettes et frais supplémentaires doivent faire l'objet d'une compensation au profit des opérateurs concernés. L'arrêté du 5 août 2008 fixe le plafond de ressources pour en bénéficier égal au plafond d'ouverture des droits à la couverture maladie universelle complémentaire. L'arrêté du 23 décembre 2010 a modifié l'annexe du décret n° 2004-325 du 8 avril 2004 et a revu à la hausse de 10% le niveau de réductions et versements forfaitaires.

Par ailleurs, les charges supportées du fait du Tarif de Première Nécessité permettent aux opérateurs de bénéficier d'une compensation en cas de participation au dispositif en faveur des personnes en situation de précarité. Cette compensation peut s'élever jusqu'à 20 % des charges dues au titre du TPN, dans la limite du concours financier de l'opérateur au fonds de solidarité pour le logement (arrêté du 24 novembre 2005).

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 2011, à 49,1 M€, contre 42,8 M€ en 2010. Cette augmentation des pertes de recettes est uniquement due à la revalorisation du barème du TPN.

Au 31 décembre 2011, 634 700 clients bénéficiaient du TPN.

3.1.2. Surcoûts de gestion

Les frais spécifiques dus à la mise en œuvre du TPN continuent de diminuer, de 8,2 M€ en 2009 et 6,4 M€ en 2010 à 5,4 M€ en 2011. Cette baisse s'explique par la diminution sensible des frais de personnel.

3.1.3. Services liés à la fourniture

Les charges imputables aux services liés à la fourniture des clients au TPN se sont élevées en 2011 à 0,4 M€.

3.1.4. Bilan des charges liées au TPN

Le total des charges à compenser à EDF en 2011 au titre du « tarif de première nécessité » s'élève à **54,9 M€**, ZNI incluses.

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

Compte tenu des dispositions réglementaires, la compensation d'EDF au titre de sa participation au dispositif en faveur des personnes en situation de précarité est de **11,0 M€** (20 % x 54,9 M€). Ce montant est nettement inférieur aux 22,5 M€ versés par EDF en 2011 dans le fonds de solidarité pour le logement.

Les charges à compenser à EDF en 2011 au titre des dispositions sociales s'élèvent finalement à **65,9M€** contre 59,7 M€ en 2010.

B. Charges supportées par les entreprises locales de distribution constatées au titre de 2011

1. Surcoûts dus aux contrats d'achat

Les surcoûts d'achat supportés par les ELD en 2011 sont dus aux contrats :

- relevant de l'obligation d'achat (article L.314-1 du code de l'énergie) ;
- les contrats issus des appels d'offres (article L. 311-10 du code précité) ;
- conclus ou négociés avant le 11 février 2000 (article L.121-7 du code précité).

La loi de finances rectificative pour 2011 a modifié la méthode de calcul du coût évité aux ELD en modifiant l'article L.121-7 du Code de l'énergie, dorénavant rédigé ainsi: « *Les coûts évités sont calculés par référence aux prix de marché de l'électricité sauf, pour les entreprises locales de distribution, pour les quantités acquises au titre des articles L. 311-10 et L. 314-1 se substituant aux quantités d'électricité acquises aux tarifs de cession mentionnés à l'article L. 337-1, par référence à ces tarifs.* » Pour appliquer cette nouvelle méthode aux ELD s'approvisionnant pour partie au marché, la CRE doit désormais vérifier dans quel périmètre a été injectée l'électricité issue des contrats ci-dessus, afin de savoir si cette électricité se substitue à de l'énergie achetée au prix de marché ou au tarif de cession.

En 2011, 9 ELD se sont approvisionnées à la fois aux tarifs de cession et sur le marché. Le changement législatif de la méthode de calcul du coût évité a conduit la CRE à demander des éléments complémentaires aux ELD ayant déclaré des achats sur le marché en 2011. Cependant, les nouveaux éléments fournis par les ELD à la suite de cette demande comportaient des erreurs et n'ont pu être fiabilisés lors des échanges avec la CRE.

Dans la mesure où il s'agit de la première année d'application de cette nouvelle méthode de calcul du coût évité et après avoir échangé avec les ELD, la CRE a pris la décision de considérer que tous les volumes d'énergie achetés dans le cadre des contrats d'achat avaient été injectés dans le périmètre de vente aux tarifs réglementés (le seul à pouvoir être approvisionné aux tarifs de cession). De ce fait, le calcul du coût évité au titre de l'année 2011 a été effectué exclusivement à partir du tarif de cession pour l'ensemble des ELD.

L'évaluation du coût évité en 2011 sera régularisée lors du prochain exercice de la CSPE, sur la base d'éléments actualisés et fiabilisés que les ELD auront transmis à la CRE pour l'année 2011 au 31 mars 2013, conformément aux règles de la comptabilité appropriée qui seront modifiées à cet effet.

Les surcoûts retenus au titre de l'obligation d'achat s'élèvent ainsi, en 2011, à **118,2 M€** en hausse de 88 % par rapport à 2010. Cette augmentation s'explique par une hausse des coûts d'achat (+ 66 %) supérieure à l'augmentation du coût évité (+ 21 %), conséquence notamment du fort développement de la filière photovoltaïque. Les surcoûts d'achat de cette filière s'élèvent désormais à 62,6 M€, bien supérieurs à ceux de l'éolien (23,7 M€) et de la cogénération (21,0 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, des pertes de recettes et des frais de mise en œuvre supplémentaires (par rapport à ceux supportés pour une gestion « classique » du portefeuille de 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 17 décembre 2009 relative à la comptabilité appropriée) mais à des frais totaux. Il est alors 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. La CRE constate que dans certains cas les frais de personnel déclarés par les ELD ramenés au nombre de clients gérés sont très élevés, ce qui a conduit à opérer des ajustements.

Du fait des corrections opérées par la CRE, les charges relatives à la tarification spéciale « produit de première nécessité » sont évaluées, pour 2011, à **2,2 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 2011, cette compensation s'élève à **0,3 M€** pour l'ensemble des ELD ayant déclaré des charges afférentes à ce dispositif.

Les charges dues aux dispositions sociales s'élèvent, pour 2011, à **2,5 M€** (2,2 M€ + 0,3 M€), en augmentation de 22 % par rapport à 2010.

3. Détail des charges constatées par les ELD au titre de 2011

Le montant total des charges supportées par les ELD en 2011 s'élève à **120,7 M€**, dont 118,2 M€ dus aux contrats d'achat et 2,5 M€ aux dispositions sociales. Les principaux éléments de calcul sont indiqués dans le tableau 2.11.

Tableau 2.11 : charges supportées par les ELD au titre de 2011

ELD	Charges dues aux contrats d'achats				Charges sociales	Charges constatées au titre de 2011
	quantité achetée ¹	coût d'achat	coût évité	surcoût		
	MWh	k€	k€	k€		
ES Energies Strasbourg²	218 960,7	38 527,1	6 698,1	31 829,0	1 015,9	32 845,0
Sorégies	70 193,9	20 699,8	2 199,4	18 500,4	123,6	18 624,0
Energies et services électricité Deux-Sèvres - Séolis²	194 922,0	22 646,6	5 413,8	17 232,9	84,6	17 317,5
S.I.C.A.P. Pithiviers²	168 462,4	14 976,2	5 317,2	9 659,0	13,4	9 672,5
Gaz et électricité de Grenoble²	134 387,3	15 851,2	6 764,3	9 086,9	125,6	9 212,5
Usine d'électricité de Metz²	53 901,1	5 033,3	1 795,5	3 237,8	190,5	3 428,3
Coopérative d'électricité de Saint-Martin-de-Londres	11 083,3	3 435,4	417,1	3 018,3	58,1	3 076,4
Energies et services Creutzwald	31 268,9	3 398,2	742,5	2 655,7	14,7	2 670,4
Régie d'électricité UEM Neuf-Brisach	21 045,6	2 961,3	578,0	2 383,3	6,5	2 389,8
S.I.C.A.E. de la Somme et du Cambrasis	23 979,9	2 581,7	751,0	1 830,7	28,9	1 859,6
S.I.C.A.E. de l'Oise	2 128,2	1 197,0	54,6	1 142,4	37,4	1 179,8
Usines municipales d'Erstein	6 752,1	1 388,4	256,3	1 132,1	7,8	1 139,9
Régie communale du câble et d'électricité de Montataire	13 643,9	1 736,2	664,2	1 072,0	27,4	1 099,4

ELD	Charges dues aux contrats d'achats				Charges sociales	Charges constatées au titre de 2011
	quantité achetée ¹	coût d'achat	coût évité	surcoût		
	MWh	k€	k€	k€	k€	k€
Energie Développement Services du Briançonnais	29 212,1	1 880,4	828,1	1 052,4	4,4	1 056,8
SOREA	20 146,6	1 544,4	527,3	1 017,2	11,3	1 028,4
Régie du syndicat électrique intercommunal du Pays Chartrain	55 243,3	2 941,9	1 994,3	947,6	24,1	971,7
S.I.C.A.E de Précy-Saint-Martin	3 959,0	1 079,0	119,5	959,6	3,0	962,5
Société d'électrification rurale du Carmausin	3 980,7	1 067,3	133,8	933,5	10,3	943,8
Régie communale d'électricité de Montdidier	14 351,3	1 295,2	519,3	775,8	8,9	784,7
S.I.C.A.E. de Ray-Cendrecourt	4 362,9	848,4	128,3	720,0	23,4	743,5
Energies et services de Seyssel	1 254,3	732,1	36,5	695,7	10,3	706,0
Régie municipale d'électricité et de gaz Energie Services Occitans de Carmaux - Ene'O	7 362,4	1 039,8	371,0	668,8	14,6	683,4
Société d'électricité régionale des Cantons de Lassigny et Limitrophes	5 222,8	789,0	191,7	597,2	10,5	607,8
S.I.C.A.E. de l'Aisne	924,4	544,4	26,3	518,1	22,2	540,3
Régie Municipale de Colmar - Vialis ²	874,0	497,9	27,0	470,9	65,2	536,1
Coopérative de droit suisse Elektra Birseck ²	872,6	518,9	22,5	496,4	13,6	510,0
Régie d'électricité du syndicat du Sud-de-La Réole	868,0	517,0	24,8	492,2	3,2	495,5
Energies et services Lavour	7 067,2	618,5	219,4	399,1	15,7	414,8
Régie Services Energie Ambérieux-en-Dombes	732,7	424,7	20,3	404,4	2,5	406,8
Régie municipale d'électricité de Mazères	633,2	382,8	18,9	363,9	3,2	367,1
Régie municipale d'électricité de Saverdun	3 881,3	483,2	184,0	299,1	5,7	304,8

ELD	Charges dues aux contrats d'achats				Charges sociales	Charges constatées au titre de 2011
	quantité achetée ¹	coût d'achat	coût évité	surcoût		
	MWh	k€	k€	k€	k€	k€
Gascogne Energies Services à Aire sur l'Adour	510,6	279,6	25,6	254,0	4,0	258,0
S.I.C.A.E. - ELY	486,3	250,3	16,3	234,0	2,9	236,9
Régie municipale d'électricité de Tarascon-sur-Ariège	6 968,2	399,7	242,0	157,7	9,2	166,9
Régie d'électricité de Saint-Martin-la-Porte	280,4	166,9	10,4	156,5	0,0	156,5
Régie d'électricité de Thônes	233,7	140,0	6,0	134,0	4,4	138,4
Régie municipale de distribution d'énergie de Villard-Bonnot	8 417,4	515,3	382,5	132,8	4,5	137,3
Régie d'énergies de Saint-Marcellin	204,5	126,6	10,1	116,5	16,5	133,0
Régie communale d'électricité d'Uckange	748,9	133,1	32,8	100,3	12,8	113,1
Régie municipale d'électricité de Cazères	185,4	111,3	5,7	105,6	5,8	111,4
Energies et Services Lannemezan	174,7	105,0	4,0	101,0	7,5	108,4
Régie d'électricité de Saint-Quirc	185,0	111,2	7,8	103,4	0,7	104,1
Régie municipale d'électricité de Cazouls-lès-Béziers	161,7	94,7	5,7	89,1	7,4	96,5
Régie municipale d'électricité de Bazas	157,2	91,3	6,0	85,3	5,2	90,4
S.I.C.A.E. des cantons de la Ferté-Alais et limitrophes	157,3	92,8	4,2	88,6	1,6	90,2
SAEML Hunélec ²	128,1	77,6	3,7	73,9	13,1	87,0
Régie municipale d'électricité de La Bresse	5 697,2	380,2	295,2	85,1	1,6	86,7
Régie d'électricité d'Elbeuf	54,5	32,4	1,6	30,8	55,2	86,0
Régie gaz-électricité de Sallanches	142,1	82,2	3,6	78,6	6,0	84,7
Régie municipale d'électricité de Montesquieu-Volvestre	128,3	78,2	3,8	74,4	3,2	77,6
Régie intercommunale d'Electricité et de Téléservices de Niederbronn-Reichshoffen	107,4	64,0	3,7	60,3	7,4	67,8

ELD	Charges dues aux contrats d'achats				Charges sociales	Charges constatées au titre de 2011
	quantité achetée ¹	coût d'achat	coût évité	surcoût		
	MWh	k€	k€	k€	k€	k€
Régie électrique d'Alleverd	110,9	68,3	5,4	62,9	3,9	66,8
Régie municipale d'électricité de Varilhes	112,4	66,6	3,7	62,9	3,2	66,1
Régie municipale d'électricité de Loos	10,8	6,2	0,5	5,7	59,8	65,5
Régie municipale d'énergie électrique de Quillan	178,9	61,6	6,6	55,0	10,2	65,2
Régie municipale d'électricité de Gignac	90,3	53,3	2,7	50,7	12,9	63,5
Régie municipale d'électricité Energis de Saint-Avoid	68,2	40,6	2,1	38,5	19,5	58,0
Société d'économie mixte locale Dreux - Gédia	13,9	8,2	0,4	7,8	46,6	54,5
Régie gaz-électricité de Bonneville	83,8	48,9	2,2	46,7	6,1	52,8
Régie communale d'électricité de Gattières	93,2	53,6	3,3	50,2	1,3	51,5
Régie municipale d'électricité de Saint-Pierre-d'Alleverd	90,6	54,1	4,4	49,7	1,4	51,2
Régie municipale d'électricité d'Arignac	54,2	50,6	2,0	48,6	0,0	48,6
Régie municipale d'électricité et de télédistribution d'Amnéville	74,5	43,8	2,3	41,5	6,7	48,3
S.I.V.U. de Labergement-Sainte-Marie	1 318,6	100,8	57,2	43,7	1,0	44,7
Gazelec de Péronne	13,7	8,0	0,4	7,6	31,2	38,8
Régie municipale d'électricité de Rombas	56,1	32,4	2,1	30,4	5,9	36,3
Régie électrique de Gervans	63,9	37,6	2,8	34,8	0,0	34,8
Energies et services Schoeneck	53,5	32,2	1,3	30,8	1,9	32,7
S.A.I.C. Pers-Loisings	58,9	34,0	2,1	31,9	0,0	31,9
Régie d'électricité de Saint-Michel-de-Maurienne	60,8	33,1	2,0	31,0	0,6	31,6

ELD	Charges dues aux contrats d'achats				Charges sociales	Charges constatées au titre de 2011
	quantité achetée ¹	coût d'achat	coût évité	surcoût		
	MWh	k€	k€	k€	k€	k€
Coopérative d'électricité de Villiers-sur-Marne	37,5	22,0	1,3	20,6	9,8	30,4
Régie municipale d'électricité de Bitche	39,4	23,1	1,2	21,9	8,3	30,3
S.I.C.A.E. Vallée-du-Sausseron	56,8	27,2	2,0	25,2	3,4	28,6
Régie municipale d'électricité de Salins-les-Bains	38,9	23,5	1,5	22,0	6,3	28,3
Régie électrique d'Aigueblanche	45,5	27,0	1,6	25,4	0,9	26,2
Régie électrique communale de Bozel	44,1	26,1	1,4	24,6	0,4	25,1
Régie d'Erome	41,4	25,4	2,0	23,4	0,5	23,9
Régie municipale d'électricité de Miramont-de-Comminges	37,8	22,5	1,4	21,1	1,9	23,0
Régie municipale d'électricité de Tours-en-Savoie	39,2	23,5	1,1	22,4	0,1	22,5
Régie municipale d'électricité de Marange-Silvange-Ternel	23,9	14,4	0,9	13,4	8,6	22,1
Régie électrique de Saint-Martin-sur-la-Chambre	38,4	23,4	1,7	21,7	0,0	21,7
Régie communale de distribution d'eau et d'électricité de Mitry-Mory	30,6	17,9	0,7	17,2	4,4	21,6
Régie municipale d'électricité de Saint-Privat-la-Montagne	36,7	21,6	1,0	20,6	0,8	21,4
Régie municipale de distribution d'électricité et de télédistribution d'Hagondange	29,6	17,2	1,0	16,3	5,1	21,4
Régie municipale d'électricité de Vinay	33,3	18,8	1,1	17,7	1,9	19,6
Régie municipale d'électricité de Roquebillière	34,8	18,2	1,1	17,1	1,6	18,7

ELD	Charges dues aux contrats d'achats				Charges sociales	Charges constatées au titre de 2011
	quantité achetée ¹	coût d'achat	coût évité	surcoût		
	MWh	k€	k€	k€	k€	k€
Régie d'électricité du Morel	31,6	18,8	1,0	17,8	0,1	17,8
Régie d'électricité et service des eaux Montvalezan - La Rosière	56,3	19,4	1,9	17,5	0,0	17,5
Energies et services Hombourg-Haut	14,9	9,1	0,3	8,7	8,2	16,9
Gaz de Barr	22,4	13,0	0,6	12,4	4,2	16,6
Energies et Services Talange	20,1	11,8	0,6	11,2	4,6	15,8
Régie communale électricité de Sainte-Marie-aux-Chênes	19,5	11,5	0,6	10,9	3,3	14,2
Régie municipale d'électricité de Saint-Avre	25,2	15,0	1,2	13,8	0,1	13,9
Régie municipale d'électricité d'Orelle	24,3	14,1	0,4	13,7	0,0	13,7
Régie municipale multiservices de La Réole	9,0	5,3	0,3	5,0	8,5	13,6
Régie électrique de Tignes ²	416,5	28,4	16,0	12,4	0,1	12,5
Régie municipale d'électricité de Beauvois-en-Cambresis	20,0	10,1	0,5	9,6	2,3	11,9
Régie municipale d'électricité de Rédange	20,2	11,7	0,5	11,2	0,0	11,2
Régie municipale d'électricité de Pierrevilliers	16,8	9,9	0,6	9,3	0,4	9,7
Régie municipale d'électricité et de télédistribution de Clouange	13,6	7,9	0,4	7,6	2,0	9,6
Régie municipale d'électricité de Dalou	15,0	9,1	0,6	8,5	0,8	9,3
Régie municipale d'électricité d'Allemont	15,1	9,1	0,7	8,4	0,6	8,9
Régie municipale d'électricité de Sarre-Union	9,1	5,3	0,2	5,1	3,7	8,8

ELD	Charges dues aux contrats d'achats				Charges sociales	Charges constatées au titre de 2011
	quantité achetée ¹	coût d'achat	coût évité	surcoût		
	MWh	k€	k€	k€		
Régie électrique municipale de Saint-Laurent-de-Cerdans	12,9	7,6	0,5	7,1	1,5	8,6
S.I.V.U. d'électricité de Luz-Saint-Sauveur	183,8	15,0	7,1	7,9	0,6	8,5
Régie municipale d'électricité de Villarodin-Bourget	15,0	9,1	0,6	8,5	0,0	8,5
Régie municipale d'électricité de Martres-Tolosane	8,8	5,1	0,3	4,9	3,1	8,0
Régie municipale d'électricité du Moutaret	13,0	8,0	0,6	7,4	0,0	7,4
Régie communale d'électricité de Saulnes	9,0	5,2	0,3	4,9	1,9	6,8
Régie municipale d'électricité de Vicdessos	7,3	4,3	0,2	4,0	2,0	6,0
Régie municipale d'électricité de Séchilienne	10,3	6,2	0,5	5,7	0,1	5,9
Régie électrique de Pinsot	10,1	5,9	0,5	5,4	0,3	5,7
S.I.C.A.E. de Carnin	9,7	5,6	0,2	5,4	0,2	5,6
Régie électrique de la Cabanasse	8,4	5,1	0,4	4,7	0,3	5,0
Régie municipale d'électricité de La Chapelle	8,1	4,8	0,4	4,4	0,0	4,4
Régie municipale d'électricité de Presle	7,8	4,8	0,4	4,4	0,1	4,4
Régie Électrique Mercus Garrabet	6,5	4,0	0,2	3,8	0,4	4,2
Régie communale d'électricité de Montois-la-Montagne	7,8	4,6	0,4	4,2	0,0	4,2
Régie municipale d'électricité de La Chambre	6,8	4,2	0,3	3,9	0,2	4,1
Régie municipale d'électricité de Sainte-Foy-en-Tarentaise	7,5	4,4	0,3	4,1	0,0	4,1
Régie électrique d'Avrieux	7,0	4,1	0,3	3,7	0,0	3,7
Régie électrique de La Ferrière	6,1	3,9	0,3	3,6	0,1	3,7
Régie électrique de Fontaine-au-Pire	3,5	1,9	0,1	1,8	1,4	3,2

ELD	Charges dues aux contrats d'achats				Charges sociales	Charges constatées au titre de 2011
	quantité achetée ¹	coût d'achat	coût évité	surcoût		
	MWh	k€	k€	k€	k€	k€
Régie municipale d'électricité de Mérens-les-Vals	5,4	3,1	0,2	2,9	0,1	3,0
Régie municipale d'électricité de Sainte-Marie-de-Cuines	5,5	3,2	0,3	3,0	0,0	3,0
Régie municipale électrique Les Houches	6,5	2,2	0,1	2,1	0,7	2,7
Régie électrique municipale de Prats-de-Mollo-la-Preste	3,0	1,5	0,1	1,4	1,0	2,4
Régie municipale d'électricité de Gandrange	1,6	0,9	0,1	0,9	1,2	2,1
Régie d'électricité de Valmeinier	3,5	2,0	0,1	1,9	0,1	2,0
Régie municipale de Capvern	1,5	0,9	0,1	0,8	1,1	2,0
Centrale Electrique de Vonderscheer	3,0	1,8	0,1	1,7	0,0	1,7
Régie municipale de Moyeuvre-Petite	3,4	1,8	0,2	1,6	0,0	1,6
Régie municipale d'électricité de Villaroger	2,5	1,5	0,1	1,4	0,1	1,4
Régie d'électricité de Le Thyl	3,3	0,6	0,1	0,4	0,0	0,4
Régie municipale électrique de Laruns	0,0	0,0	0,0	0,0	0,4	0,4
Régie municipale électrique Saint-Leonard-de-Noblat	460,5	18,0	22,1	-4,1	1,9	-2,2

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 2011

Les charges de service public de l'électricité supportées par Electricité de Mayotte (EDM) résultent de la péréquation tarifaire et sont constituées :

- des surcoûts de production ;
- des surcoûts d'achat imputables au développement de projets de production indépendants.

1. Coûts de production

1.1. Coûts de production déclarés par EDM

Les coûts de production 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 2011, à **76,8 M€**. Ces coûts sont en hausse par rapport à ceux de 2010 (+ 23 %). Cette situation s'explique par une forte hausse du coût d'achat des combustibles (+ 26 %).

L'année 2011 est caractérisée par un arrêt dans la croissance de la consommation. La vie et l'activité des entreprises à Mayotte ont été perturbées pendant 43 jours. Par ailleurs, mais dans une moindre mesure, la consommation a diminué sous les effets cumulés de la politique de MDE mise en œuvre depuis sept ans.

1.2. Coûts exclus de 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 2011, le taux de disponibilité du principal moyen de production de l'île s'est élevé à 94,6 %.

2. Recettes de production

Les recettes de production en 2011 issues de la vente d'électricité aux clients 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 en 2011 (incluant les recettes qu'auraient perçues EDM si les agents payaient leur électricité aux tarifs de vente réglementés) les recettes de distribution 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

La part réseau dans les tarifs réglementés de vente est égale aux coûts de réseau à Mayotte.

Dans ce cadre, les coûts de distribution supportés par EDM en 2011 s'élèvent à **11,0 M€** et se répartissent comme suit :

- coûts de distribution (hors services systèmes et pertes mais incluant une rémunération à 7,25 % des capitaux) : 9,8 M€
- achat des services systèmes : 0,2 M€
- achat des pertes : 1,0 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 2011, ces recettes sont évaluées à **1,3 M€**

2.3. Recettes de production

Les recettes totales d'EDM en 2011 (augmentées des recettes théoriques qu'EDM aurait perçues auprès de ses agents si ces derniers étaient assujettis aux tarifs réglementés) s'élèvent à **23,8 M€**

Les recettes de production, incluant celles provenant de la vente des pertes et des services systèmes, s'établissent, pour 2011, à **12,0 M€** (cf. tableau 2.12).

Tableau 2.12 : recettes de production constatées par EDM au titre de 2011

(+) Recettes constatées 2011	23,7 M€
(+) Recettes théoriques agents EDM 2011	0,1 M€
Recettes totales 2011 à considérer	23,8 M€
(-) Recettes de distribution 2011	11,0 M€
(-) Recettes de gestion clientèle 2011	1,3 M€
(+) Recettes de vente pertes et services systèmes	1,2 M€
Recettes brutes de production	12,7 M€
Recettes de production 2011*	12,0 M€

* 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 C.4.

3. Surcoûts de production

Les coûts et recettes de production d'EDM retenus par la CRE pour 2011 étant respectivement de 76,8 M€ et 12,0 M€, le montant définitif des surcoûts de production d'EDM au titre de l'année 2011 s'élève à **64,8 M€**

4. Surcoûts dus à l'obligation d'achat

En 2011, EDM a supporté des charges liées à l'obligation d'achat. Ces charges résultent du développement de la filière photovoltaïque. Les volumes achetés par EDM deviennent comparables aux volumes achetés dans certaines autres zones non interconnectées (DOM et Corse). Le seuil de déconnexion de 30 % pour les énergies intermittentes a été atteint à Mayotte le 17 juillet 2011 pour la première fois avec deux centrales déconnectées.

Les volumes d'achat s'élèvent, pour 2011, à 13,4 GWh pour un montant de 6,1 M€.

Tableau 2.13 : surcoûts dus aux contrats d'achat supportés par EDM au titre de 2011

(+) Coût d'achat 2011	6,1 M€
Quantités achetées en 2011	13,4 GWh
Taux de pertes en 2011	7,6 %
Quantités achetées et consommées ⁷	12,4 GWh
Part production dans le tarif de vente	48,16 €/MWh
(-) Coût évité par les contrats d'achat	0,6 M€
Surcoûts d'achat en 2011	5,5 M€

D. Charges de service public constatées au titre de 2011

Le montant total des charges de service public de l'électricité constatées au titre de 2011 s'élève à **3569,2 M€**. La répartition est fournie dans le tableau 2.14.

Tableau 2.14 : charges de service public constatées au titre de 2011

	Charges constatées au titre de 2011 (M€)	Charges constatées au titre de 2010 (M€) ⁽¹⁾	Charges constatées au titre de 2009 (M€) ⁽¹⁾	Principales justifications de la variation 2010-2011
EDF	3 378,2	2 562,7	2 606,0	
Surcoûts contrats d'achat (hors ZNI)	2 066,7	1 521,2	1 523,5	Le volume acheté est stable, mais les charges bondissent sous l'effet d'une hausse du prix d'achat unitaire (+20%).
Surcoûts ZNI	1245,6	981,8	1018,0	
<i>Surcoûts de production</i>	846,0	683,5	808,2	Augmentation importante des coûts de production due à la hausse des cours des combustibles (+ 124 M€) et quasi stabilité de recettes
<i>Surcoûts contrats d'achat</i>	399,7	298,3	209,8	Hausse des prix des combustibles (charbon, fioul), fonctionnement continu d'une nouvelle unité de production en Guadeloupe mise en service à la fin 2010 et très fort développement de la production d'électricité issue d'installations photovoltaïques
Charges dispositions sociales	65,9	59,7	64,4	Le nombre d'ayants droits est stable entre fin 2010 et 2011, mais la revalorisation fin 2010 a un impact direct sur les charges.
ELD	120,7	65,2	42,4	Développement des filières photovoltaïque et éolienne
EDM	70,3	50,4	40,7	Forte hausse des coûts de combustibles (+ 11 M€) et diminution de la part des recettes de production
Total	3 569,2	2 678,2	2 689,1	

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

⁷ Les quantités achetées doivent être diminuées de la part correspondant aux pertes, celles-ci étant intégralement prises en compte dans le calcul des surcoûts de production

Tableau 2.15 : comparaison des charges de service public prévisionnelles et constatées au titre de 2011

	Charges constatées au titre de 2011 (M€)	Charges prévisionnelles au titre de 2011 (M€)	Evolution, (M€)	Evolution, (%)
EDF	3 378,2	3 226,1	152,2	5%
Surcoûts contrats d'achat (hors ZNI)	2 066,7	2 050,0	16,7	1%
Surcoûts ZNI	1245,6	1129,6	116,0	10%
<i>Surcoûts de production</i>	846,0	766,1	79,9	10%
<i>Surcoûts contrats d'achat</i>	399,7	363,5	36,1	10%
Charges dispositions sociales	65,9	46,4	19,4	42%
ELD	120,7	154,6	-33,9	-22%
EDM	70,3	84,4	-14,1	-17%
Total	3 569,2	3 465,0	104,2	3%

L'écart entre les charges prévisionnelles et les charges constatées au titre de 2011 (+ 104,2 M€) s'explique essentiellement par l'écart observé sur les surcoûts de production supportés par EDF dans les ZNI. L'hydraulicité très faible par rapport à une situation normale a nécessité un recours important aux moyens de production thermiques en 2011 et donc, une consommation de combustibles plus élevée. En parallèle, les surcoûts dus aux contrats d'achats ont cru en Métropole et dans les ZNI du fait du développement intense des filières photovoltaïque et éolien, de l'augmentation des achats d'électricité produite à partir de centrales thermiques ou fonctionnant à la bagasse et au charbon dans les ZNI.

L'écart entre les charges dues aux dispositions sociales est lié essentiellement à la hausse de la perte de recettes expliquée par la revalorisation du barème du TPN postérieure à l'exercice de prévision des charges pour 2011 (arrêté du 23 décembre 2010).