

Annexe 2

Charges de service public de l'électricité constatées au titre de 2014 (CC'14)

Les charges de service public de l'électricité constatées au titre de 2014 ont été établies à partir de la comptabilité appropriée fournie par les opérateurs historiques au 31 mars 2015, 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.

La CRE a opéré un contrôle par échantillonnage des charges déclarées, notamment celles des ELD.

En raison d'une charge de travail très importante et dans un contexte de réduction des ressources octroyées à la CRE, un contrôle exhaustif n'a pas pu être mené, comme cela a pu être le cas lors des exercices antérieurs.

Cette annexe présente successivement les charges constatées au titre de 2014 d'EDF, des ELD, des fournisseurs alternatifs et d'Electricité de Mayotte avant de présenter un récapitulatif.

A. Charges supportées par EDF constatées au titre de 2014

1. Surcoûts de production dans les zones non interconnectées¹

La gestion des systèmes électriques des zones non interconnectées est assurée par la direction Systèmes Énergétiques Insulaires (SEI) du groupe EDF, qui sera désignée dans la suite du document par l'acronyme EDF sauf s'il est besoin de la distinguer d'autres entités du groupe EDF.

Le 2° de l'article L. 121-7 du code de l'énergie définit les surcoûts de production d'électricité 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 relatif à la compensation des charges de service public de l'électricité précise que le montant des surcoûts de production d'électricité 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 quasi-intégralement dans ces zones à des actions relatives à la maîtrise de la demande d'électricité, présente un coût unitaire (*i.e.* par kWh livré) nettement inférieur à celui observé en métropole, lequel couvre d'autres dépenses (marketing, publicité...). En conséquence, il est nécessaire de prendre en compte, dans les coûts de production, les coûts de commercialisation et, dans les recettes de production, la part des recettes issues des tarifs relative à la commercialisation. La CRE a commencé à mener en 2014 des travaux d'analyse des activités de commercialisation dans les ZNI dans la perspective de la mise en œuvre du

¹ Corse, DOM, Saint-Martin, Saint-Barthélemy, Saint-Pierre-et-Miquelon (SPM), les îles bretonnes de Molène, d'Ouessant, de Sein, l'archipel des Glénans et l'île anglo-normande de Chausey.

traitement des coûts afférents aux actions de maîtrise de la demande d'électricité (MDE) introduit par le décret n° 2014-864 du 1^{er} août 2014 modifiant le décret n° 2004-90 du 28 janvier 2004 relatif à la compensation des charges de service public de l'électricité.

En outre, à l'instar des constats effectués lors des exercices précédents, la CRE a observé que les recettes totales déclarées par EDF en 2014 ne résultaient pas de l'application stricte, à la quantité d'électricité vendue dans chaque ZNI, des tarifs réglementés de vente d'électricité (ce qui était pourtant explicitement demandé par la CRE dans ses délibérations relatives aux règles 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 ». Or, ce tarif ne peut être assimilé à un tarif de vente aux clients non éligibles.

En conséquence, les recettes déclarées par EDF en 2014 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 réglementés de vente. 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 2015, les coûts de production constatés en 2014 dans les ZNI, incluant la fourniture des pertes et des services systèmes, ainsi que les coûts de commercialisation, s'élèvent à **963,4 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 2014
(incluant l'impact des quotas CO₂)

	Nature de coûts	Corse	Guadeloupe	Martinique	Guyane	La Réunion	SPM	Iles bretonnes	Total 2014
Coûts variables (M€)	Achats de combustibles hors taxes	82,0	138,6	90,2	81,2	2,1	13,4	2,2	409,7
	Personnel, charges externes et autres achats	40,6	37,8	34,4	39,4	15,3	3,3	1,2	172,0
	Impôts et taxes	13,0	15,0	10,7	21,6	14,8	0,0	0,1	75,2
	Coûts de commercialisation	4,3	6,3	4,3	3,0	9,1	0,1	0,0	27,0
	Coûts d'acquisition des quotas de gaz à effet de serre	2,5	4,4	2,5	1,7	0,0	0,0	0,0	11,1
Coûts fixes (M€)	Rémunération des capitaux	42,5	15,5	14,9	32,6	18,1	6,2	0,3	130,1
	Amortissements	14,4	15,3	19,4	12,7	8,7	0,4	0,4	71,3
	Frais de structure, de siège et prestations externes	13,2	13,8	11,4	12,9	15,7	0,0	0,0	67,0
Coût total (M€)		212,5	246,7	187,8	205,1	83,9	23,3	4,2	963,4

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

Les coûts de production à retenir doivent :

- 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 ;

- 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	- 1,6 M€	Vente de fioul à EDF PEI ² , prestation de frais de transport à EDF PEI
Guadeloupe	- 1,9 M€	Transfert de matériel à EDF PEI
Martinique	- 7,8 M€	Indemnisation préfectorale d'EDF au titre de sa réquisition pour l'achat du fioul produit par la raffinerie exploitée par la SARA (6,5 M€)
Guyane	- 0,1 M€	Produits divers
Réunion	- 1,2 M€	Vente de la centrale du Port Ouest, prestation de frais de transport à EDF PEI

Les coûts de production déclarés par EDF doivent être diminués de **12,7 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 troisième phase du plan national d'allocation des quotas d'émission de gaz à effet de serre (PNAQ3), EDF s'est vu exclue, à compter de l'exercice 2013 et jusqu'en 2020, des allocations gratuites des quotas d'émissions de gaz à effet de serre (GES) sur tous ses moyens de production thermiques insulaires. EDF a donc dû acquérir son déficit de quotas sur les marchés. Les coûts supportés par EDF au titre de l'acquisition des quotas viennent augmenter ses coûts de production.

En 2014, le déficit de quotas d'émission d'EDF s'élevait à environ 1,8 millions de tonnes. Pour la valorisation de ce volume, la CRE a retenu la moyenne des cotations observées sur le marché *ICE³ EUA Phase 3 Daily spot* du 1^{er} mars 2014 au 28 février 2015 qui s'élève à 6,2 €/tCO₂.

Les coûts pris en compte au titre du déficit d'allocation de quotas d'émission s'élèvent, pour 2014, à **11,1 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'analyse menée les années précédentes sur la qualité de cette gestion a été reconduite sur l'exercice 2014. 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 Guyane. Ces surcoûts doivent être exclus des coûts de production.

La disponibilité des centrales diesels en Guyane s'établit en moyenne sur l'année à 72 %. Ce faible taux de disponibilité s'explique en premier lieu par des nombreuses pannes observées sur la centrale de Dégrad des Cannes et par la poursuite des opérations de reprise des fissures sur le bâti des moteurs, et en second lieu, par les problématiques logistiques de livraison des pièces de rechange et les retards dans la réalisation des révisions. Le mouvement de grève de début 2014 a peu impacté la disponibilité de la centrale de Dégrad des Cannes mais a eu des conséquences sur le planning de maintenance. Au total, les coûts à exclure sont évalués pour 2014 à **1,5 M€**

² EDF Production Electrique Insulaire

³ Intercontinental Exchange.

1.1.2.4. Coûts liés à la rémunération des capitaux des moyens de production des îles des Glénan, Ouessant, Molène, Sein et Chausey

L'arrêté du 23 mars 2006 qui définit le périmètre des zones où le taux de rémunération des capitaux de 11% doit s'appliquer ne fait pas mention des îles des Glénan, Ouessant, Molène, Sein et Chausey. Aucun taux de rémunération n'est donc fixé pour les investissements réalisés dans ces îles. Ainsi, le taux de 7,25% utilisé pour la rémunération des capitaux immobilisés avant la publication de l'arrêté du 23 mars 2006 continue à s'appliquer. Cependant, l'analyse des coûts exposés pour les îles Molène et Chausey au titre de l'année 2014 a fait apparaître qu'un taux supérieur à 7,25% a été appliqué pour déterminer les charges liées à la rémunération des capitaux dans ces territoires. Après correction, les charges doivent être diminuées de **0,012 M€**

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 2014, à **3,6 M€**

1.1.2.6. Coûts liés aux études du projet Millener

Les coûts du projet smart grids Millener correspondant à des coûts d'études d'optimisation de l'utilisation des énergies renouvelables grâce aux réseaux électriques intelligents 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 2014, à **0,3 M€**

1.1.2.7. Coûts de production retenus dans les ZNI

En considérant les coûts non retenus et les coûts supplémentaires décrits *infra*, la CRE retient un montant de coûts de production supportés par EDF dans les ZNI en 2014 de **952,5 M€** (963,4 M€ - 12,7 M€ - 1,5 M€ - 0,012 M€ + 3,6 M€ - 0,3 M€). La décomposition par grands postes de coûts est donnée dans le tableau 2.2.

Tableau 2.2 : coûts de production retenus par la CRE dans les ZNI en 2014

Nature de coûts (M€)		Corse	Guadeloupe	Martinique	Guyane	La Réunion	SPM	Îles bretonnes	Total 2014	Rappel total 2013	Evolution 2013-2014 (%)
Coûts variables (M€)	Achats de combustibles hors taxes	81,3	138,6	83,2	79,7	2,1	13,4	2,2	400,5	571,7	-29,9%
	Personnel, charges externes et autres achats	40,6	36,5	34,0	40,0	14,6	3,7	1,2	170,5	199,2	-14,4%
	Impôts et taxes	13,0	15,0	10,7	21,6	14,8	0,0	0,1	75,2	78,5	-4,2%
	Coûts de commercialisation	4,3	6,3	4,3	3,0	9,1	0,1	0,0	27,0	22,0	22,6%
	Coûts d'acquisition des quotas de gaz à effet de serre	2,5	4,4	2,5	1,7	0,0	0,0	0,0	11,1	12,3	-9,4%
Coûts fixes (M€)	Rémunération des capitaux	42,5	15,5	14,9	32,6	18,1	6,2	0,3	130,1	130,7	-0,4%
	Amortissements	14,4	15,3	19,4	12,7	8,7	0,4	0,4	71,3	82,3	-13,4%
	Frais de structure, de siège et prestations externes	13,1	13,7	11,4	12,9	15,6	0,0	0,0	66,7	66,1	0,9%
Coût total (M€)		211,7	245,2	180,4	204,2	83,0	23,7	4,2	952,5	1 162,7	-18,1%

Les coûts de production d'EDF SEI sont en baisse entre 2013 et 2014 (-18%). Cette baisse s'explique principalement par la mise à l'arrêt progressive des centrales de Bellefontaine en Martinique, de Lucciana en Corse et de Pointe-Jarry en Guadeloupe :

- Concernant les charges financières : les moyens de production venant en substitution des

installations arrêtées ont été financés par EDF Production Electrique Insulaire - EDF PEI. Les coûts en résultant, notamment la rémunération accrue du capital, sont intégrés dans les coûts d'achat (cf. paragraphe A.2.1.2), EDF PEI étant une filiale à 100 % du groupe EDF ;

- Concernant les coûts d'exploitation d'EDF SEI : le remplacement de ces moyens de production s'est accompagné par un transfert du personnel d'EDF SEI à EDF PEI et par la baisse de coûts liés aux achats de combustibles et autres achats.

La moindre sollicitation des moyens de production thermiques d'EDF SEI dans les îles où des centrales d'EDF PEI sont exploitées a été accompagnée par la baisse des cours des matières premières (-12% sur le fioul lourd et -9% sur le fioul léger par rapport à l'année 2013).

La baisse des coûts d'acquisition des quotas de gaz à effet de serre (-1,1 M€) résulte de la moindre consommation de combustibles due à l'arrêt progressif des installations d'EDF SEI.

Faisant suite à l'arrêt définitif d'exploitation des centrales du Port Ouest, de Lucciana et de Bellefontaine les coûts liés aux travaux de mise en sécurité des sites, à la dépollution des installations et à la préparation de leur déconstruction ont été intégrés dans le poste de charges « personnel, charges externes et autres achats ».

Les impôts et taxes diminuent de 3,3 M€ par rapport à 2013 notamment en raison de la baisse du montant de paiement de la TGAP (taxe générale sur les activités polluantes) liée également à la moindre consommation de combustibles.

L'augmentation des coûts de commercialisation de +5 M€ est liée principalement au renforcement du portefeuille des offres de la maîtrise de la demande d'électricité dans les ZNI.

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 2014 dans les ZNI est de **846,0 M€**. Ce montant est net de la rémanence d'octroi de mer et net de la contribution tarifaire acheminement (CTA) instaurée par la loi du 9 août 2004. Ce chiffre d'affaires est majoré de la perte de recettes due, 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 réglementés de vente (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 2014 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 2014, ce supplément est évalué à **8,8 M€**.

Au final, le chiffre d'affaires 2014 à retenir au titre des recettes issues des tarifs réglementés de vente dans les ZNI est donc de **854,8 M€** (846,0 M€ + 8,8 M€).

1.2.2. Recettes de distribution

Pour 2014, EDF a déclaré un montant de recettes de distribution de 332,0 M€, en hausse de 3 % par rapport à celui déclaré au titre de 2013 (322,3 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 2014, ces recettes augmentées par les recettes de distribution calculées pour les îles Bretonnes s'élèvent à **332,3 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 répartition⁴ 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 2014 au 1 ^{er} août 2014	A partir du 1 ^{er} août 2014
BT ≤ 36 kVA	9,0 €/client/an	8,88 €/client/an
BT > 36 kVA	55,92 €/client/an	55,20 €/client/an
HTA	69,84 €/client/an	68,88 €/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, en temps que gestionnaire de réseau, dans les ZNI en 2014 s'élèvent à **46,6 M€**

1.2.4. Recettes de production

Les recettes de production dans les ZNI s'élèvent en 2014 à **245,0 M€** Elles sont calculées comme indiqué dans le tableau 2.3.

Tableau 2.3 : recettes de production d'EDF dans les ZNI en 2014

	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€)	183,6	184,0	144,9	73,3	263,3	4,8	0,8	854,8
recettes réseau (M€)	77,0	71,8	55,4	26,6	99,9	1,3	0,3	332,3
recettes gestion de la clientèle (M€)	9,8	9,7	8,3	2,8	15,9	0,1	0,1	46,6
recettes brutes de production ⁽²⁾ (M€)	96,9	102,6	81,2	43,9	147,4	3,4	0,4	475,9
part des recettes à considérer ⁽³⁾ (M€)	44,9	43,5	29,8	39,7	22,3	3,4	0,4	184,0
recettes de production totales⁽⁴⁾ (M€)	59,5	58,4	39,2	46,3	37,6	3,5	0,4	245,0
part production du tarif de vente ⁽⁵⁾ (€/MWh)	52,88	58,17	58,52	57,55	57,67	73,27	39,75	-

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

⁴ Répartition des coûts de gestion de la clientèle « fournisseur 80 % / gestionnaire de réseaux 20 % »

⁽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.

⁽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 SEI s'élevant respectivement à 952,5 M€ et 245,0 M€, le montant des surcoûts de production constatés dans les ZNI pour EDF en 2014 est de **707,4 M€**

2. Surcoûts dus aux contrats d'achat

Les surcoûts d'achat supportés par EDF en 2014, en métropole continentale et dans les ZNI, 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 n° 2004-90 du 28 janvier 2004), dits contrats de gré-à-gré ;
- 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 2014 sont présentés dans le tableau 2.4.

Au titre de 2014, **37,5 TWh** ont été déclarés par EDF pour un montant de **5 290,1 M€**

Tableau 2.4 : quantités d'électricité et coûts d'achat déclarés par EDF pour 2014 (hors ZNI)

	Cogénération (combustible fossile)	Cogénération (combustible fossile) dispatchable	Diesel dispatchable	Hydraulique	Eolien	Incinération	Biogaz	Biomasse	Photovoltaïque	Autres (*)	TOTAL
Janvier (GWh)	452,4	578,5	0,0	558,7	2 100,5	268,7	114,3	116,9	290,1	0,0	4 480,1
Février (GWh)	412,8	520,3	0,0	560,6	2 356,9	208,9	103,1	112,1	287,4	0,0	4 562,1
Mars (GWh)	448,2	526,1	0,0	596,2	1 239,4	238,1	110,8	114,0	420,4	0,0	3 693,2
Avril (GWh)	0,0	0,8	0,0	550,7	1 007,1	174,3	111,0	131,6	420,4	0,6	2 396,6
Mai (GWh)	0,0	0,0	0,0	566,5	1 462,3	218,2	112,3	144,8	484,4	0,0	2 988,6
Juin (GWh)	0,0	0,0	0,0	442,1	902,4	168,8	104,9	123,4	547,9	0,0	2 289,5
Juillet (GWh)	0,0	0,0	0,0	462,7	911,1	206,0	119,9	134,0	567,0	0,0	2 400,8
Août (GWh)	0,0	0,0	0,0	385,6	933,8	194,4	119,8	137,4	573,8	0,0	2 344,7
Septembre (GWh)	0,0	1,8	0,0	218,5	680,2	164,6	117,3	133,9	582,2	0,0	1 898,5
Octobre (GWh)	0,4	16,5	0,4	239,5	1 220,6	141,7	125,4	140,8	497,2	0,7	2 383,2
Novembre (GWh)	449,5	489,9	0,1	340,3	1 424,1	214,9	123,4	147,1	384,0	0,0	3 573,1
Décembre (GWh)	486,7	586,6	0,2	506,3	2 016,7	222,5	130,3	149,6	341,9	0,0	4 440,8
Quantités (GWh)	2 250,0	2 720,5	1,0	5 427,5	16 255,1	2 421,2	1 392,6	1 585,5	5 396,5	1,3	37 451,2
Quantités déclarées en 2013** (GWh)	6 393,3	287,1	0,6	5 568,4	15 207,3	2 785,4	1 185,8	1 368,8	4 230,1	91,2	37 118,0
Quantités déclarées en 2012** (GWh)	9 403,3	285,1	1,8	5 387,7	14 289,5	2 865,3	964,5	1 065,6	3 596,8	284,2	38 143,8
Coût d'achat (M€)	286,4	379,8	8,5	389,9	1 439,8	137,5	158,3	211,4	2 278,5	0,1	5 290,1
Coût d'achat déclaré en 2013** (M€)	849,8	64,2	8,9	376,1	1 341,2	158,0	127,5	176,4	2 007,0	8,5	5 117,6
Coût d'achat déclaré en 2012** (M€)	1 234,8	61,7	10,2	341,8	1 249,0	160,1	99,1	127,0	1 791,3	32,4	5 107,4

* Autres = centrales thermiques à fourniture partiellement garantie et petites installations

** Les quantités et les coûts d'achats total et unitaire 2012 et 2013 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, rémunération proportionnelle et rémunération complémentaire en application des arrêtés tarifaires en vigueur) sur l'ensemble des contrats déclarés.

La CRE ne prend pas en compte le coût d'achat exposé si le contrat d'achat correspondant n'est pas signé, ou si une incertitude demeure sur la conformité de ce coût avec le contrat signé. Le nombre de contrats traités est en croissance exponentielle (de 4 500 en 2007 à 157 000 en 2011, 234 000 en 2012, 268 000 en 2013 et 300 000 en 2014). Ce nombre ne permet pas de procéder à une vérification individuelle des coûts des contrats.

La CRE a demandé à EDF des compléments sur 21 contrats (hors photovoltaïque) sur un total de 4 633 et sur 27 contrats photovoltaïques sur un total de 295 126. Ces contrôles ont permis de détecter certaines anomalies et de les corriger, conduisant à réduire les coûts d'achat et les volumes d'énergie pris en compte au titre de l'année 2014 de respectivement 700 k€ et 1,7 GWh.

La mise en place de commentaires normés par EDF dans les bases de contrats transmises à la CRE, fournissant des explications sur les écarts présentés par un certain nombre de contrats, permet d'alléger cette tâche de contrôle. Un contrôle par échantillonnage, qui a porté sur 57 contrats, soit environ 6 % du nombre de contrats commentés, n'a pas mis en évidence d'anomalie entre les éléments déclarés et les pièces justificatives.

Les quantités d'électricité et coûts d'achat retenus par la CRE en métropole continentale pour 2014 sont détaillés dans le tableau 2.5.

Tableau 2.5 : quantités d'électricité et coûts d'achat retenus par la CRE pour 2014 (hors ZNI)

	Cogénération (combustible fossile)	Cogénération (combustible fossile) dispatchable	Diesel dispatchable	Hydraulique	Eolien	Incinération	Biogaz	Biomasse	Photovoltaïque	Autres [*]	TOTAL
Janvier (GWh)	452,4	578,5	0,0	558,7	2 100,5	268,7	114,3	116,9	290,0	0,0	4 480,0
Février (GWh)	412,8	520,3	0,0	560,6	2 356,9	208,9	103,1	112,1	287,4	0,0	4 562,1
Mars (GWh)	448,2	526,1	0,0	596,2	1 239,4	238,1	110,8	114,0	420,4	0,0	3 693,2
Avril (GWh)	0,0	0,8	0,0	550,7	1 007,1	174,3	111,0	131,6	420,3	0,6	2 396,5
Mai (GWh)	0,0	0,0	0,0	566,5	1 462,3	218,2	112,3	144,8	484,4	0,0	2 988,6
Juin (GWh)	0,0	0,0	0,0	442,1	902,4	168,8	104,9	123,4	547,9	0,0	2 289,5
Juillet (GWh)	0,0	0,0	0,0	462,7	911,1	206,0	119,9	134,0	566,9	0,0	2 400,6
Août (GWh)	0,0	0,0	0,0	385,6	933,8	194,4	119,8	137,4	573,8	0,0	2 344,7
Septembre (GWh)	0,0	1,8	0,0	218,5	680,2	164,6	117,3	133,9	582,2	0,0	1 898,5
Octobre (GWh)	0,4	16,5	0,4	239,5	1 220,6	141,7	125,4	140,8	497,2	0,7	2 383,2
Novembre (GWh)	449,5	489,9	0,1	340,3	1 424,1	214,9	123,4	147,1	384,0	0,0	3 573,1
Décembre (GWh)	486,6	586,6	0,2	506,3	2 016,7	222,5	130,3	149,6	340,5	0,0	4 439,4
Quantités (GWh)	2 249,9	2 720,5	1,0	5 427,5	16 255,1	2 421,2	1 392,6	1 585,5	5 394,9	1,3	37 449,5
Quantités retenues en 2013** (GWh)	6 393,3	287,1	0,6	5 568,4	15 207,3	2 785,4	1 185,8	1 368,8	4 230,1	91,2	37 118,0
Quantités retenues en 2012** (GWh)	9 403,3	285,1	1,8	5 387,7	14 289,5	2 865,3	964,5	1 065,6	3 596,8	284,2	38 143,8
Coût d'achat (M€)	286,4	379,8	8,5	389,9	1 439,8	137,5	158,2	211,4	2 277,8	0,1	5 289,3
Coût d'achat retenu en 2013** (M€)	849,8	64,2	8,9	376,1	1 341,2	158,0	127,5	176,4	2 007,0	8,5	5 117,6
Coût d'achat retenu en 2012** (M€)	1 234,8	61,7	10,2	341,8	1 249,0	160,1	99,1	127,0	1 791,3	32,4	5 107,4
Coût d'achat unitaire (€/MWh)	127,3	139,6	8 789,1	71,8	88,6	56,8	113,6	133,3	422,2	86,2	141,2
Coût d'achat unitaire 2013** (€/MWh)	132,9	223,6	16 209,3	67,5	88,2	56,7	107,5	128,9	474,5	93,2	137,9
Coût d'achat unitaire 2012** (€/MWh)	131,3	216,6	5 720,4	63,4	87,4	55,9	102,7	119,1	498,0	114,1	133,9

* Autres = centrales thermiques à fourniture partiellement garantie et petites installations

** Les quantités et les coûts d'achats total et unitaire 2012 et 2013 tiennent compte des reliquats retenus dans l'annexe 4

Le volume d'énergie acheté sous obligation d'achat augmente de 0,9 % en 2014 par rapport à 2013, à 37,5 GWh. Cette hausse est liée à la croissance en volume des filières éolienne (+1 TWh) et photovoltaïque (+1,2 TWh), partiellement contrebalancée par la décroissance de la filière cogénération (-1,7 TWh) en raison de l'arrivée à échéance de nombreux contrats d'achats historiques⁵. Le coût d'achat unitaire moyen du MWh progresse de 2,4 % à 141,2 €/MWh. Le coût d'achat total s'élève à **5 289,3 M€** pour 2014.

Les filières prépondérantes en volume sont l'éolien (43 % des volumes achetés), l'hydraulique (14 %) et le photovoltaïque (14 %).

Les coûts d'achat de l'électricité d'origine photovoltaïque sont en hausse de 13,5 %, pour s'établir à 2 278 M€. Les volumes produits augmentent de +27,5 % pour atteindre 5 395 GWh. Le coût d'achat unitaire passe à 422,2 €/MWh en 2014, soit une baisse de 11%, en raison du raccordement de grosses installations bénéficiant de tarifs plus faibles que la moyenne. La production d'électricité d'origine photovoltaïque représente 43 % du coût d'achat total.

Les volumes produits par la filière éolienne augmentent de 6,9 %, soit +1048 GWh, sous l'effet notamment de la croissance du parc en termes de puissance installée (+883 MW, soit une hausse de 11 %). Les coûts d'achat croissent au même rythme pour s'établir à 1 440 M€. Le coût d'achat unitaire progresse quant à lui de 0,4 % sous l'effet de l'indexation des tarifs d'achat et atteint 88,6 €/MWh en 2014.

Les quantités achetées auprès des installations de cogénération sont en baisse sensible de 26 %, sous l'effet de l'arrivée à échéance des contrats historiques C97 et C99. Une partie de ces installations rentre toutefois à nouveau dans le cadre de l'obligation d'achat, profitant de contrats « rénovation ». Le coût d'achat unitaire diminue de 2 % pour atteindre 134 €/MWh.

À fin 2014, le parc hydraulique sous obligation d'achat représente 1 674 MW. La production régresse de 2,5 % en 2014 soit -141 GWh, sous l'effet d'une moins bonne hydraulité en 2014. Le coût d'achat augmente quant à lui de 3,7 % et s'établit à 390 M€, sous l'effet d'une hausse du coût unitaire moyen de 6,3 % (71,8 €/MWh en 2014).

Les filières biogaz et biomasse voient leurs volumes achetés augmenter respectivement de 17,4 % et 15,8 %. Les coûts d'achat unitaires augmentent respectivement de 5,6 % et 3,4 %, en raison de la mise en service d'installations bénéficiant de conditions de rémunération supérieures à celles des anciens contrats. Deux nouvelles installations de production d'électricité à partir de biomasse issues de l'appel d'offres de 2009 et représentant 16,4 MW, ainsi qu'une installation de 12 MW bénéficiant du régime de l'arrêté tarifaire de 2011 ont été mises en service en 2014. Pour la filière biogaz, 65 nouvelles installations sont comptabilisées en 2014 sous le régime de l'arrêté tarifaire de 2011, pour

⁵ Contrats « 97-01 » et « 99-02 ».

une puissance totale du parc de 269 MW à fin 2014 (+25 MW).

Les volumes achetés à la filière incinération décroissent de 13 % pour atteindre 2 421 GWh. Les coûts d'achat s'élèvent à 138 M€ pour l'année 2014.

Le parc des installations dispatchables diminue en 2014, avec 78 MW de puissance garantie à la fin de l'année. Les volumes produits augmentent toutefois et représentent 1 GWh en 2014, en raison d'appels plus nombreux qu'en 2013.

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.

Les montants retenus au titre des contrats d'achat 2014 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 2014

	Corse		Guadeloupe		Martinique		Guyane		Réunion		SPM		Îles Bretonnes		Total		Rappel 2013*		Rappel 2012*		
	GWh	M€	GWh	M€	GWh	M€	GWh	M€	GWh	M€	GWh	M€	GWh	M€	GWh	M€	GWh	M€	GWh	M€	
Interconnexion	625,9	41,2	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	625,9	41,2	645,0	47,4	745,2	57,9
Bagasse-charbon	---	---	549,3	91,5	---	---	---	---	1 461,7	193,6	---	---	---	---	---	2 011,0	285,1	2 104,9	311,5	2 220,5	340,1
Thermique	278,3	121,6	366,5	92,1	880,4	260,2	---	---	698,3	233,8	---	---	---	---	---	2 223,4	707,7	909,5	311,9	417,4	122,5
Incinération	---	---	---	---	22,3	1,6	---	---	---	---	---	---	---	---	---	22,3	1,6	15,8	1,0	18,9	1,3
Hydraulique	49,5	3,6	18,0	2,0	---	---	25,5	2,9	0,4	0,1	---	---	---	---	93,4	8,6	100,6	8,8	77,7	6,6	
Eolien	31,3	3,0	54,2	6,0	1,5	0,2	---	---	15,7	1,8	---	---	---	---	102,7	11,0	94,3	10,4	99,2	10,1	
Géothermie	---	---	74,9	8,6	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	74,9	8,6	80,8	10,1	50,6	5,2	
Biomasse	---	---	0,0	0,0	---	---	11,9	2,7	---	---	---	---	---	---	11,9	2,7	12,8	3,2	11,5	2,7	
Biogaz	11,4	1,0	0,0	0,0	---	---	---	---	13,1	1,3	---	---	---	---	24,6	2,3	26,3	2,5	17,5	1,6	
Photovoltaïque	122,8	54,7	96,5	40,9	79,6	35,0	51,5	21,8	224,5	105,4	---	---	0,0	0,0	574,8	257,7	556,2	251,2	497,3	223,6	
Total	1 119,2	225,1	1 159,4	241,1	983,8	296,9	88,9	27,4	2 413,7	536,0	0,0	0,0	0,014	0,008	5 765,0	1 326,5	4 546,2	957,9	4 155,8	771,5	

* montants tenant compte des rectifications effectuées sur les exercices 2012 et 2013 - cf. annexe 4

L'augmentation des montants achetés dans les ZNI par rapport à 2013 résulte de plusieurs facteurs mais s'explique essentiellement par l'hydraulicité faible et la mise en service progressive des centrales de production d'EDF PEI :

- après une année 2013 avec un niveau exceptionnel d'hydraulicité en Corse et à La Réunion, l'année 2014 se caractérise par une hydraulicité plus faible dans ces zones mais aussi en Guyane ce qui concourt à une sollicitation plus fréquente des centrales thermiques ;
- la croissance des coûts d'achat de la filière thermique est liée à la mise en service des derniers moteurs des centrales d'EDF PEI sur les sites de Bellefontaine en Martinique et de Lucciana en Corse, et des sept moteurs de Pointe Jarry en Guadeloupe. La centrale de Port Est à La Réunion a fonctionné en année pleine pour la première fois. Du fait de l'arrivée des moyens de production d'EDF PEI, les turbines à combustion d'EDF SEI sur ces territoires ont été moins sollicitées. En revanche, en Guyane l'année 2014 a été marquée par la baisse notable de la production de la centrale de Dégrad des Cannes en raison d'avaries et d'un programme de maintenance plus dense qu'en 2013. Cette moindre disponibilité de la centrale de Dégrad des Cannes cumulée à une faible hydraulicité a augmenté le recours aux turbines à combustion dont le coût de production est plus élevé ;
- la production des centrales bagasse-charbon est en baisse par rapport à 2013, ce qui s'explique principalement par des indisponibilités fortuites importantes sur les centrales à la Réunion et par l'arrêt d'une tranche de production en Guadeloupe ;
- un recul de la production géothermique s'explique par les travaux de maintenances importants sur l'installation Bouillante 2 ;
- l'usine d'incinération des ordures ménagères en Martinique revient au régime de fonctionnement normal après une avarie majeure en 2013 ;
- l'augmentation de la production éolienne est en lien avec la disponibilité plus importante des parcs éoliens en Corse qui ont subi des avaries et des travaux en 2013 ;
- le développement de la production d'électricité issue d'installations photovoltaïques montre un ralentissement par rapport aux années précédentes. Entre 2013 et 2014, les volumes déclarés ont

progressé de 3 % (de 12% entre 2012 et 2013) et le coût d'achat de 3 % (de 12% entre 2012 et 2013), ce qui a généré 6,5 M€ de coûts d'achat supplémentaires. Cette filière ENR reste de loin la plus coûteuse en €/MWh produit ;

- La CRE a constaté que, depuis leurs mises en service et jusqu'à 2014, les cinq installations photovoltaïques situées sur les Îles Bretonnes ont été comptabilisées dans le périmètre des contrats métropolitains d'EDF. Désormais les charges dues aux coûts d'achat d'électricité produite par ces installations sont affectées au périmètre des ZNI (8 k€ pour 14 MWh produits en 2014).

Le coût d'achat total retenu dans les ZNI s'élève à **1 326,5 M€** en 2014.

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 l'application correcte 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 coûts des contrôles effectués au titre de l'année 2014 et dont les résultats sont stabilisés à la date de déclaration des charges représentent **4,6 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* ».

La méthodologie d'évaluation du coût évité par EDF en métropole est détaillée dans la délibération de la CRE du 25 juin 2009. Dans le cas général des filières sous obligation d'achat, le coût évité à EDF distingue le coût évité par la production quasi-certaine et celui évité par la production dite aléatoire. Des méthodologies d'évaluation particulières sont prévues pour la filière photovoltaïque, les filières dispatchables et les contrats dont la rémunération est horosaisonnalisée.

Le coût évité par la production quasi-certaine est calculé en fonction des 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 décembre⁶.

Le coût évité par la production aléatoire est calculé en fonction de la moyenne mensuelle des prix de marché *spot* de l'électricité, à l'exception de la filière éolienne pour laquelle une méthodologie spécifique est utilisée à la suite de la délibération du 15 octobre 2014 portant proposition relative aux charges de service public de l'électricité et à la contribution unitaire pour 2015. Pour cette filière, le coût évité est calculé à partir d'un prix moyen pondéré par les volumes aléatoires produits, afin de tenir compte des effets de corrélation entre ces volumes et les prix *spot*.

Le coût évité obtenu s'élève pour l'année 2014 à **1 159,4 M€** (hors contrats PV, contrats à différenciation horosaisonnaire, contrats « appel modulable » et cogénérations fonctionnant en mode « dispatchable »), alors qu'il était de 1 505,5 M€ en 2013. Cette baisse s'explique par la baisse des prix de marché ainsi que par la comptabilisation d'une part plus importante des volumes achetés au titre des coûts évités par les installations de cogénération fonctionnant en mode « dispatchable ».

⁶ Voir délibération du 25 juin 2009 pour une explication détaillée du mécanisme.

Coût évité par la production quasi-certaine

La puissance quasi-certaine retenue pour l'année 2014 est indiquée dans le tableau 2.7.

Tableau 2.7 : puissance quasi-certaine retenue pour 2014

	Puissance quasi-certaine (MW)
Ruban de base	1 000
Surplus de production Q1 ⁷	2 000
Surplus de production M11 ⁸	2 150
Surplus de production M12 ⁸	2 150

Tableau 2.8 : Prix de marché retenus pour 2014, en €/MWh

Ruban	Q1	M11	M12
47,29	52,71	52,49	51,01

Ainsi, le coût évité par la production quasi-certaine, correspondant à 16,2 TWh, est de **804,7 M€**

Coût évité par la production aléatoire pour les filière relevant du cas général

Le coût évité par la production aléatoire hors photovoltaïque s'élève à **354,7 M€** (hors contrats photovoltaïques, contrats à différenciation horosaisonnaire, contrats « appel modulable » et cogénérations « dispatchables »). Ce montant est détaillé dans le tableau 2.9.

Tableau 2.9 : prix de marché mensuels et coût évité à EDF par les contrats d'achat (hors ZNI) en 2014 (hors contrats PV, contrats horosaisonnalisés, contrats « appel modulable » et cogénérations « dispatchables »)

Mois	Prix mensuel (€/MWh)	Quantité hors éolien (GWh)	Prix pondéré éolien (€/MWh)	Quantité éolien (GWh)	Coût évité (M€)
Janvier	39,14	227	29,32	935	36,3
Février	38,69	198	37,10	1 304	56,1
Mars	35,56	228	-14,94	75	7,0
Avril	33,73	502	32,54	588	36,0
Mai	30,11	572	27,62	1 029	45,6
Juin	30,65	424	27,36	483	26,2
Juillet	25,49	484	21,31	478	22,5
Août	22,76	436	20,23	500	20,0
Septembre	37,22	289	32,77	261	19,3
Octobre	41,85	272	39,17	787	42,2
Novembre	38,82	145	20,37	171	9,1
Décembre	41,98	378	30,68	601	34,3
Total 2014	33,1	4 154	30	7 212	354,7

⁷ Premier trimestre

⁸ M11 : novembre ; M12 : décembre

2.2.1.2. Coût évité par la production photovoltaïque

La méthode de calcul du coût évité par la production photovoltaïque, décidée sur la base des recommandations du rapport Charpin-Trink issu de la concertation postérieure au moratoire de 2011, vise à mieux prendre en compte les caractéristiques de la production PV. Le coût évité par cette production est calculé par référence à un prix moyen mensuel, basé sur les prix spot horaires du marché de gros pondérés par les coefficients de production horosaisonniers de la production solaire issus du profil PRD3 (profil utilisé par les gestionnaires de réseaux de distribution).

Le calcul du coût évité par la production photovoltaïque distingue les contrats d'achat selon leur rythme de facturation (mensuel, semestrielle ou annuelle). Pour ces trois types de contrats, un prix de référence est calculé pour chaque mois, égal à la moyenne pondérée des prix profilés sur la période couverte par la facture (un, six ou douze mois glissants).

Le coût évité par la production photovoltaïque en 2014 s'élève ainsi à **196,4 M€**. Ce montant est détaillé dans le tableau 2.10.

Tableau 2.10 : Prix de référence et coût évité à EDF par les contrats d'achat PV (hors ZNI) en 2014

Mois	Facturation mensuelle		Facturation semestrielle		Facturation annuelle		Coûts évités M€
	Prix de référence (€/MWh)	Quantité (GWh)	Prix de référence (€/MWh)	Quantité (GWh)	Prix de référence (€/MWh)	Quantité (GWh)	
Janvier	46,81	80	46,69	123	43,95	88	13,3
Février	41,93	117	48,90	89	43,10	82	12,8
Mars	35,36	242	44,85	83	40,91	95	16,2
Avril	35,44	262	40,73	81	39,41	77	15,6
Mai	31,78	301	37,22	111	38,92	72	16,5
Juin	32,92	334	35,32	142	39,58	72	18,9
Juillet	29,57	311	33,51	175	38,44	81	18,2
Août	24,25	322	31,29	182	36,72	70	16,1
Septembre	41,37	296	32,13	198	35,96	88	21,8
Octobre	46,81	234	33,05	175	35,67	89	19,9
Novembre	42,75	117	33,94	181	35,34	86	14,2
Décembre	46,81	98	34,94	160	35,14	82	13,1
Total 2012	35,68	2714	36,29	1700	38,61	981	196,4

2.2.1.3. Cas particulier des installations bénéficiant d'un contrat horosaisonnalisé

Certaines installations bénéficient de contrats d'achat à différenciation horosaisonniers : la rémunération du producteur par EDF dépend du moment où il produit son électricité. Les périodes horosaisonniers 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 pour l'année 2014 est égal à **62,5 M€**.

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

Les installations « dispatchables », qui font l'objet de contrats type « appel modulable », représentaient en 2014 une puissance garantie de 89 MW. Le service rendu à EDF par ces installations est double : la mise à disposition de capacités de puissance permet à EDF d'assurer ses obligations en termes de 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 dans le cadre des réserves complémentaires est retenue pour le calcul du coût évité. La prime fixe unitaire pour la puissance mise à disposition est calculée à partir de la moyenne des offres retenues dans le cadre des appels d'offres organisés par le gestionnaire de réseau de transport. Le coût fixe évité par les installations « dispatchables » est ainsi évalué à 2,4 M€.

Le coût évité « énergie » se calcule en fonction de l'utilisation effective par EDF de l'énergie achetée. L'énergie achetée pour l'ajustement est valorisée au prix des écarts à la hausse constaté sur le mécanisme d'ajustement pour chaque période d'appel considérée (soit un coût évité de 0,12 M€). L'énergie achetée pour une utilisation hors ajustement est valorisée sur la base d'une moyenne mensuelle des prix *spots* de pointe (soit un coût évité de 0,02 M€). Le coût évité à EDF en 2014 par les installations « dispatchables » bénéficiant d'un contrat de type « appel modulable » est de **2,5 M€**.

2.2.1.5. Cas particulier des installations de cogénération fonctionnant en mode « dispatchable » ou fonctionnant en dehors des périodes d'appel

À 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 d'assurer ses obligations en termes de 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.

Par ailleurs, l'arrêté du 11 octobre 2013 a modifié les conditions d'achat des installations de cogénération, en introduisant notamment une rémunération de l'électricité produite hors période d'appel au prix de règlement positif des écarts sur le mécanisme d'ajustement moyen sur la journée de production. Le coût évité de ces installations est dès lors calculé au pas journalier, et présenté dans cette section.

Les achats effectués auprès des installations de cogénération ayant fonctionné en mode « dispatchable » ou ayant produit en dehors des périodes d'appel s'élèvent à 2 721 GWh, pour un montant d'achat retenu de 380 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 pour la part aléatoire de la production, hormis la production en dehors des périodes d'appel dont le coût évité est évalué à partir des prix de marché journaliers. Ce coût évité est ainsi évalué à 105,8 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 ».

À 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 moyenne de la puissance mise à disposition de RTE dans le cadre des réserves complémentaires.

Le coût fixe évité en 2014 est évalué à 4,0 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 0,1 M€.

Le coût évité à EDF en 2014 par les installations de cogénération ayant fait l'objet d'un basculement ou d'une reconduction en mode « dispatchable » est de **110,0 M€**.

2.2.1.6 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 1 530,8 M€ (1 159,4 M€ + 196,4 M€ + 62,5 M€ + 2,5 M€ + 110,0 M€).

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

Conformément au décret n° 2004-90 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 **294,3 M€**, comme détaillé dans le tableau 2.11.

Tableau 2.11 : coût évité à EDF par les contrats d'achat dans les ZNI en 2014

	Corse	Guadeloupe	Martinique	Guyane	La Réunion	Saint-Pierre et Miquelon	Iles bretonnes	TOTAL
Quantités achetées (GWh)	1 119,2	1 159,4	983,8	88,9	2 413,7	0,0	0,014	5 765,0
Taux de pertes (%)	12,3%	12,0%	9,7%	11,9%	9,1%	2,3%	9,4%	
Quantités achetées et consommées (GWh) *	981,4	1 020,8	888,2	78,4	2 194,1	0,0	0,013	5 162,8
Part production du tarif de vente (€/MWh)	52,88	58,17	58,52	57,55	57,67	73,27	39,75	---
Coût évité par les contrats d'achat (M€)	51,9	59,4	52,0	4,5	126,5	0,0	0,0005	294,3

* Les quantités achetées doivent être diminuées de la part correspondant aux pertes, celles-ci étant intégralement prises en compte au titre des 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 2014 s'élèvent à :

- **3 758,6 M€** en métropole continentale (5 289,3 M€ de coût d'achat + 0,005 M€ de coût de contrôle des cogénérations – 1 530,8 M€ de coût évité) ;
- **1 032,2 M€** dans les ZNI (1 326,5 M€ de coût d'achat – 294,3 M€ de coût évité),

soit un total de **4 790,7 M€**

3. Charges dues à la rémunération de la disponibilité des cogénérations de plus de 12 MW

3.1. Contexte

La loi n° 2013-619 du 16 juillet 2013 portant diverses dispositions d'adaptation au droit de l'Union européenne dans le domaine du développement durable a instauré une prime transitoire à la capacité pour les centrales de cogénération de plus de 12 MW. L'article L. 314-1-1 du code de l'énergie ainsi créé disposait que les centrales de cogénération de plus de 12 MW qui sont sorties de l'obligation d'achat peuvent signer un contrat avec EDF qui rémunère la disponibilité annuelle de leur capacité de production.

Un arrêté du 19 décembre 2013⁹ a fixé le montant maximal de la rémunération annuelle à 45 000 € par MWe de puissance garantie. Cette rémunération est composée d'une rémunération plancher de la puissance garantie en été et en hiver et de la prise en compte de l'amortissement des investissements de rénovation. La rémunération plancher peut être diminuée en cas d'économie d'énergie primaire Ep inférieure à l'Ep de référence ou en cas de mauvaise disponibilité de l'installation.

⁹ Arrêté du 19 décembre 2013 pris en application de l'article L 314-1-1 du code de l'énergie relatif à la prime rémunérant les disponibilités des installations de cogénération supérieures à 12 MW et ayant bénéficié d'un contrat d'obligation d'achat.

Ces dispositions ont été jugées contraires à la constitution par la décision 2014-410 QPC du 18 juillet 2014 du Conseil constitutionnel (société Roquette Frères). Cependant, le Conseil constitutionnel a jugé que la remise en cause, en cours d'année, de cette rémunération aurait des conséquences manifestement excessives. En conséquence, les rémunérations dues en vertu de contrats déjà conclus au titre des périodes antérieures au 1^{er} janvier 2015 ne sont pas remises en cause.

Une disposition similaire a été réintroduite à l'article L. 314-1-1 du code de l'énergie par la loi n°2014-1545 du 20 décembre 2014 relative à la simplification de la vie des entreprises. Un nouvel arrêté reprenant l'essentiel des modalités de l'arrêté du 19 décembre 2013, a été publié le 1^{er} juillet 2015.

3.2. Montant des charges constatées

Au cours de l'année 2014, EDF a rémunéré treize installations de cogénération dans les conditions fixées par l'arrêté du 19 décembre 2013, représentant une puissance garantie totale de 909 MW en hiver et de 726 MW en été. Le montant total des primes versées au titre de la rémunération plancher de ces installations s'élève à 24,2 M€. La rémunération de l'amortissement des investissements de rénovation est prise en compte au titre de l'année 2013 et est présentée dans l'annexe 3.

Par ailleurs, les frais de certification de la disponibilité de ces installations s'élèvent à 78 k€.

Le montant total des charges à compenser en 2014 s'élève à **24,3 M€**

4. Charges dues aux dispositifs sociaux

La tarification spéciale « produit de première nécessité » est entrée en vigueur le 1^{er} janvier 2005. Elle a par la suite été renommée « tarif de première nécessité » (TPN). L'arrêté du 5 août 2008 fixe le plafond de ressources pour en bénéficier au plafond d'ouverture des droits à la couverture maladie universelle complémentaire. L'article 4-1 du décret n° 2004-325 du 8 avril 2004 relatif à la tarification spéciale de l'électricité comme produit de première nécessité prévoit en outre, 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 23 décembre 2010 a modifié l'annexe du décret n° 2004-325 du 8 avril 2004 et a revu à la hausse (+ 10 %) le niveau des réductions et des versements forfaitaires. Le chapitre 1^{er} du décret n°2012-309 du 6 mars 2012 a modifié la procédure d'attribution du TPN aux ayants droit, rendant celle-ci automatique, sauf refus exprès de leur part.

La loi n° 2013-312 du 15 avril 2013 visant à préparer la transition vers un système énergétique sobre et portant diverses dispositions sur la tarification de l'eau et sur les éoliennes a étendu les critères d'éligibilité des bénéficiaires du TPN en introduisant un critère de revenu fiscal de référence par part. Le fichier des ayants droit est désormais établi à partir d'informations provenant des organismes de sécurité sociale et de l'administration fiscale. La loi prévoit en outre l'extension du TPN aux gestionnaires de résidences sociales, au sens de l'article L.633-1 du code de l'habitation et de la construction. Elle étend aussi à tous les fournisseurs la mise en œuvre du TPN.

Le décret n°2013-1031 du 15 novembre 2013 a revu en profondeur le mécanisme en mettant en place des déductions forfaitaires en fonction de la composition du foyer et de la puissance souscrite. Avant ce décret, l'aide consistait en une réduction sur l'abonnement et sur la consommation d'électricité des 100 premiers kWh.

Par ailleurs, les charges supportées du fait du TPN 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 pertes de recettes et des coûts relatifs à la mise en œuvre du TPN, dans la limite du concours financier de l'opérateur au fonds de solidarité pour le logement (arrêté du 24 novembre 2005 fixant le pourcentage de prise en compte, dans les charges de service public de l'électricité, de la participation instituée en faveur des personnes en situation de précarité).

4.1. Charges dues au « tarif de première nécessité »

4.1.1. Pertes de recettes dues au TPN

Les pertes de recettes dues au TPN se sont élevées en 2014 à 174,9 M€, contre 98,7 M€ en 2013. Cette augmentation des pertes de recettes est principalement due à l'automatisation de la procédure d'attribution du TPN et à l'élargissement de la cible de bénéficiaires, ainsi qu'à l'application du TPN aux résidences sociales (56 000 logements bénéficiaires en 2014, pour une perte de recettes de 2,2 M€). Elle intègre également l'application rétroactive du TPN au 1^{er} novembre 2013 pour les nouveaux bénéficiaires identifiés fin 2013 (7,6 M€), ainsi que la comptabilisation des pertes de recettes en ZNI liées à l'ancien mode de fonctionnement du TPN (1,5 M€).

Au 31 décembre 2014, 2 348 000 clients bénéficiaient du TPN, soit une hausse de 44 % par rapport à fin 2013.

4.1.2. Surcoûts de gestion

Les frais spécifiques dus à la mise en œuvre du TPN sont en hausse. Ils passent de 7,1 M€ en 2013 à 10,1 M€ en 2014. Cette croissance s'explique principalement par l'augmentation du nombre de bénéficiaires du TPN. Les frais de personnel déclarés par EDF augmentent légèrement, malgré l'automatisation de la procédure d'attribution. Cette hausse s'explique par un nombre important de retraitements manuels dans les cas où la procédure d'attribution automatique n'a pas fonctionné et par les actions connexes (communication, formations interne et externe, pilotage, etc.). Le montant de ces frais de personnel a toutefois été revu à la baisse par EDF à la suite de leur analyse critique par la CRE.

4.1.3. Services liés à la fourniture

Les charges imputables aux services liés à la fourniture des clients au TPN se sont élevées en 2014 à 4,0 M€. Elles ont augmenté de plus de 50 % par rapport à 2013 (2,5 M€).

4.1.4. Bilan des charges liées au TPN

Le total des charges à compenser à EDF en 2014 au titre du « tarif de première nécessité » s'élève à **188,9 M€** ZNI incluses.

4.2. 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 **23,3 M€**. Ce montant représente la totalité des versements d'EDF aux fonds de solidarité pour le logement en 2014, dans la mesure où il est inférieur au plafond fixé à 20 % des charges liées au TPN.

Les charges à compenser à EDF en 2014 au titre des dispositifs sociaux s'élèvent finalement à **212,2 M€**, contre 130,0 M€ en 2013.

B. Charges supportées par les entreprises locales de distribution constatées au titre de 2014

1. Surcoûts dus aux contrats d'achat

Les surcoûts d'achat supportés par les entreprises locales de distributions (ELD) en 2014 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).

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

La CRE ne prend pas en compte le coût d'achat exposé si une incertitude demeure sur la conformité du coût exposé avec les conditions de rémunération prévues par les arrêtés tarifaires correspondants. Le nombre de contrats des ELD traités est en croissance constante (de 1 554 en 2009 à 12 750 en 2012, 15 291 en 2013 et 17 241 en 2014). Ce nombre ne permet pas de procéder à une vérification individuelle des coûts des contrats. La CRE a demandé aux ELD les factures et les détails de calculs pour les contrats présentant les écarts les plus importants entre les montants exposés et les montants normatifs à disposition de la CRE.

Les réponses apportées n'ont pas permis de valider sans réserve la totalité de ces contrats et ont nécessité la correction de certains montants exposés. Les informations fournies par les ELD ont mis en évidence une confusion récurrente quant à l'application des formules d'indexation des différents arrêtés tarifaires photovoltaïques. Une autre difficulté consiste dans l'identification par les producteurs ou par les ELD des bons coefficients d'indexation pour toutes les filières de production. La CRE constate que les factures sont souvent établies par les producteurs sans suivi régulier ou contrôle spécifique de la part des ELD.

Conformément au mécanisme introduit par la loi de finances rectificative pour 2011, les coûts évités sont calculés par référence aux tarifs de cession pour le volume d'achat se substituant aux quantités d'électricité acquises à ces tarifs et aux prix de marché de l'électricité pour le volume restant. La CRE doit donc désormais vérifier dans quel périmètre a été injectée l'électricité issue des contrats d'obligation d'achat, afin de savoir si cette électricité se substitue à de l'énergie achetée au prix de marché ou au tarif de cession.

En 2014, 7 ELD se sont approvisionnées à la fois aux tarifs de cession et sur le marché. Elles ont cependant toutes injecté la totalité de l'énergie issue des contrats d'obligation d'achat dans le périmètre de vente aux tarifs réglementés de vente, et leur coût évité est donc calculé en référence aux tarifs de cession.

Les surcoûts retenus au titre de l'obligation d'achat s'élèvent ainsi, en 2014, à **193,0 M€** en hausse de 9 % par rapport à 2013. Cette augmentation s'explique notamment par le développement de la filière photovoltaïque. Les surcoûts d'achat de cette filière s'élèvent à 121 M€, bien supérieurs à ceux de l'éolien (39 M€) et de la biomasse (12 M€).

2. Charges dues aux dispositifs sociaux

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.

Au total, les surcoûts de gestion se sont élevés en 2014 à **0,84 M€** dont 0,77 M€ de frais de personnel. Ce surcoût a progressé de 12 % par rapport à 2013 (0,75 M€), en raison notamment de l'augmentation du nombre de bénéficiaires : +59 %, soit 67 820 clients bénéficiaires à fin 2014.

La CRE constate une forte disparité dans les coûts de gestion exposés à la compensation. Le niveau de ces coûts, rapportés au nombre de clients bénéficiaires, diverge fortement entre les fournisseurs (de 2 à 137 € par client), qu'il y ait recours ou non à un prestataire extérieur. Les frais de mise en œuvre peuvent ainsi représenter jusqu'à 83 % du total des charges retenues au titre de l'application du TPN.

Les charges relatives à la tarification spéciale « produit de première nécessité » sont évaluées, pour 2014, à **5,9 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 2014, cette compensation s'élève à **0,6 M€** pour l'ensemble des ELD ayant déclaré des charges afférentes à ce dispositif.

Les charges dues aux dispositifs sociaux s'élèvent, pour 2014, à **6,5 M€** (5,9 M€ + 0,6 M€), en augmentation de 93 % par rapport à 2013.

3. Détail des charges constatées par les ELD au titre de 2014

Le montant total des charges supportées par les ELD en 2014 s'élève à **199,5 M€** dont 193,0 M€ dus aux contrats d'achat et 6,5 M€ aux dispositifs sociaux. Les principaux éléments de calcul sont indiqués dans le tableau 2.12.

Tableau 2.12 : charges supportées par les ELD au titre de 2014

ELD	Charges dues aux contrats d'achats				Charges sociales	Charges constatées en 2014
	quantité achetée ¹	coût d'achat	coût évité	surcoût		
	MWh	k€	k€	k€		
ES ENERGIES STRASBOURG	140 407,9	43 427,3	4 535,1	38 892,2	2 005,8	40 898,1
Régie d'Électricité du Département de la Vienne SOREGIES	201 541,9	46 612,3	6 767,7	39 844,5	402,1	40 246,6
Régie du syndicat intercommunal (fournisseur) SEOLIS DEUX SEVRES SIEDS	407 970,1	52 781,3	13 377,5	39 403,9	415,6	39 819,5
SAEML UEM USINE D'ELECTRICITE DE METZ	124 158,1	17 175,5	5 105,1	12 070,4	448,7	12 519,1
S.I.C.A.E. REGION DE PITHIVIERS	193 773,0	17 589,6	7 487,3	10 102,3	59,0	10 161,4
S.I.C.A.E. de la SOMME et du CAMBRAISIS	93 595,0	8 963,2	3 429,9	5 533,3	129,8	5 663,1
Coopérative d'Électricité SAINT-MARTIN DE LONDRES	18 886,8	5 663,8	738,0	4 925,8	89,2	5 015,0
Régie d'Électricité U.E.M. NEUF BRISACH	19 825,8	3 893,2	601,8	3 291,4	29,0	3 320,4
Coopérative de droit suisse ELEKTRA BIRSECK	23 917,9	3 858,1	795,8	3 062,2	39,8	3 102,0
SICAE du CARMAUSIN	7 615,7	3 016,8	266,7	2 750,1	17,5	2 767,6
GAZ ÉLECTRICITÉ DE GRENOBLE	29 924,5	3 958,3	1 801,0	2 157,3	442,6	2 599,9
Régie Municipale d'Électricité CREUTZWALD	28 139,6	3 350,4	946,1	2 404,3	41,9	2 446,3
SOREA	29 986,2	3 021,7	935,4	2 086,3	19,7	2 106,0
EPIC ENERGIES SERVICES LAVAUR - Pays de Cocagne	12 211,3	2 152,8	383,6	1 769,1	46,4	1 815,5

ELD	Charges dues aux contrats d'achats				Charges sociales	Charges constatées en 2014
	quantité achetée ¹	coût d'achat	coût évité	surcoût		
	MWh	k€	k€	k€		
S.I.C.A.E. DE LA REGION DE PRECY SAINT-MARTIN	6 949,1	1 828,9	214,6	1 614,3	10,2	1 624,5
S.I.C.A.E. OISE	2 791,8	1 449,7	79,9	1 369,8	185,8	1 555,7
Énergie Développement Services du BRIANÇONNAIS	38 677,1	2 657,1	1 169,4	1 487,7	26,0	1 513,7
ENERGIE ET SERVICES DE SEYSEL (SAEML)	2 817,4	1 475,0	87,5	1 387,4	52,4	1 439,8
SICAE EST	6 346,0	1 430,2	216,5	1 213,6	58,6	1 272,2
LES USINES MUNICIPALES D'ERSTEIN	7 456,6	1 568,7	311,3	1 257,4	14,8	1 272,2
Régie municipale d'Électricité SAVERDUN	6 259,2	1 391,7	193,8	1 197,9	18,3	1 216,2
Régie du Syndicat Électrique Intercommunal PAYS CHARTRAIN	58 337,0	3 370,7	2 305,9	1 064,8	132,0	1 196,8
Régie d'Électricité du Syndicat du SUD DE LA REOLE	2 175,3	1 146,9	68,9	1 078,0	14,3	1 092,3
GASCOGNE ENERGIES SERVICES AIRE SUR L'ADOUR (ex Régies Municipales)	2 542,2	1 167,3	97,3	1 070,0	17,3	1 087,3
Régie Communale d'Électricité MONTATAIRE	14 023,6	1 766,0	767,9	998,1	76,2	1 074,2
VIALIS - REGIE MUNICIPALE DE COLMAR	1 494,3	775,1	49,8	725,3	179,1	904,3
Régie Municipale d'Électricité MAZERES	1 605,8	854,6	54,1	800,4	6,8	807,3
Régie Communale d'Électricité MONTDIDIÉ	15 218,0	1 438,4	668,5	769,9	19,7	789,6
Régie Municipale d'Électricité et de Gaz Energie Services Occitans CARMAUX ENEO	7 527,8	1 140,4	427,8	712,6	72,5	785,2
SICAE de l'Aisne	1 372,6	757,1	46,8	710,2	51,0	761,2
R.S.E. REGIE SERVICES ENERGIE AMBERIEUX	1 133,1	634,7	33,8	600,9	14,3	615,2
Société d'Électricité Régionale des CANTONS DE LASSIGNY & LIMITROPHES	3 638,8	640,2	127,0	513,2	41,6	554,9

ELD	Charges dues aux contrats d'achats				Charges sociales	Charges constatées en 2014
	quantité achetée ¹	coût d'achat	coût évité	surcoût		
	MWh	k€	k€	k€		
Régie municipale d'Électricité VARILHES	1 032,6	548,5	42,0	506,4	8,9	515,3
S.I.C.A.E. E.L.Y. :RÉGION EURE & LOIR YVELINES	1 054,1	402,0	41,8	360,2	11,4	371,6
Energies Services LANNEMEZAN	534,6	324,8	18,1	306,7	45,1	351,8
Régie Intercommunale d'Électricité NIEDERBRONN REICHSHOFFEN	591,0	316,7	17,7	299,0	6,1	305,1
Régie Municipale d'Énergie Électrique QUILLAN	3 622,6	399,3	126,5	272,8	21,2	294,0
Régie Municipale d'Électricité CAZÈRES	600,2	288,6	22,7	265,9	20,7	286,6
Société d'économie mixte locale DREUX - GEDIA	64,6	32,6	2,0	30,6	210,2	240,8
Régie Municipale d'Électricité BAZAS	492,4	239,4	16,8	222,5	12,5	235,1
Régie du Syndicat Intercommunal d'Énergies VALLÉE DE THÔNES	376,9	219,8	12,0	207,8	16,9	224,7
Régie d'Électricité d'Elbeuf	114,5	54,6	3,7	50,9	168,2	219,1
Syndicat d'Électricité SYNERGIE MAURIENNE	360,5	214,9	11,5	203,4	4,0	207,4
Régie d'Électricité SAINT-QUIRC - CANTE - LISSAC - LABATUT	324,7	198,7	11,6	187,1	2,8	189,9
Régie Municipale d'Électricité GIGNAC	358,5	171,5	11,1	160,3	20,8	181,2
Régie municipale d'Électricité TARASCON-SUR-ARIÈGE	7 683,4	461,8	298,4	163,4	13,5	176,9
Régie d'Énergies SAINT-MARCELLIN	219,9	118,7	12,4	106,3	53,3	159,6
Régie Municipale d'Électricité SALLANCHES	273,0	133,8	12,1	121,7	22,4	144,2
Régie Municipale d'Électricité LA BRESSE	6 208,5	472,3	331,6	140,7	2,7	143,4
Régie Municipale d'Électricité MONTESQUIEU VOLVESTRE	256,8	141,3	8,9	132,4	8,9	141,3

ELD	Charges dues aux contrats d'achats				Charges sociales	Charges constatées en 2014
	quantité achetée ¹	coût d'achat	coût évité	surcoût		
	MWh	k€	k€	k€		
S.I.C.A.E. CANTONS DE LA FERTE-ALAIS & LIMITROPHES	254,8	141,3	8,0	133,3	7,4	140,7
Régie Municipale de Distribution d'Énergie VILLARD BONNOT	7 717,5	500,6	386,3	114,3	13,6	127,9
Régie Électrique Municipale PRATS DE MOLLO LA PRESTE	2 833,8	215,2	93,3	121,8	3,0	124,9
Régie Municipale d'Électricité LOOS	29,6	16,2	1,6	14,6	109,4	123,9
Régie Municipale d'Électricité CAZOULS LÈS BÉZIERS	192,5	111,7	7,6	104,1	18,2	122,3
Régie Communale d'Électricité UCKANGE	787,2	138,5	37,3	101,1	19,1	120,2
SAEML HUNELEC Service de Distribution Public HUNELEC	148,3	90,1	4,7	85,4	26,6	112,0
Régie Municipale d'Électricité ENERGIS SAINT-AVOLD	116,2	63,3	4,1	59,2	51,6	110,9
Régie Gaz Électricité de la Ville BONNEVILLE	209,9	93,6	9,6	84,0	18,3	102,3
Régie Électrique ALLEVARD	193,8	101,4	11,0	90,4	10,0	100,4
S.I.V.U. LABERGEMENT SAINTE-MARIE	1 851,4	180,3	85,2	95,0	4,1	99,1
Coopérative d'Électricité VILLIERS SUR MARNE	56,4	29,2	2,1	27,0	44,1	71,2
Régie Communale d'Électricité GATTIÈRES	136,1	71,8	5,0	66,8	2,2	69,0
GAZ DE BARR	139,6	59,3	4,2	55,1	12,1	67,2
Régie Municipale d'Électricité AMNÉVILLE	102,5	58,2	3,7	54,5	10,5	65,0
GAZELEC DE PERONNE	45,6	16,5	1,9	14,6	47,1	61,8
Régie Municipale d'Électricité ARIGNAC	189,0	65,5	6,2	59,3	0,7	60,0
Régie Municipale d'Électricité SAINT-PIERRE D'ALLEVARD	89,6	53,0	5,0	48,0	4,7	52,7
Régie Électrique GERVANS	92,0	53,9	3,1	50,9	-	50,9
Régie d'Électricité BITCHE	54,7	31,2	1,8	29,3	21,2	50,5

ELD	Charges dues aux contrats d'achats				Charges sociales	Charges constatées en 2014
	quantité achetée ¹	coût d'achat	coût évité	surcoût		
	MWh	k€	k€	k€		
Régie Électrique AIGUEBLANCHE	91,2	51,4	2,8	48,6	1,5	50,0
Régie Municipale d'Électricité VINAY	131,4	48,6	7,3	41,3	8,7	50,0
Régie Municipale d'Électricité et de Télédistribution MARANGE SILVANGE TERNEL	37,0	22,3	1,5	20,7	27,1	47,8
S.I.C.A.E. VALLEE DU SAUSSERON	81,3	38,9	3,2	35,7	11,0	46,7
Régie Municipale d'Électricité ROMBAS	63,1	34,9	2,6	32,2	13,7	46,0
Régie Municipale d'Électricité HOMBURG HAUT	36,2	17,9	1,0	16,9	26,8	43,8
Régie Municipale d'Électricité SALINS LES BAINS	53,1	30,6	2,3	28,3	14,7	43,0
Régie SDED EROME	76,8	45,8	4,3	41,5	1,1	42,7
Régie d'Électricité SCHOENECK	66,9	37,7	2,0	35,7	4,4	40,0
Régie Communale de Distribution d'Electricité MITRY MORY	51,2	26,2	1,3	24,9	9,5	34,4
Régie Municipale de Distribution d'Électricité de HAGONDANGE	40,4	23,4	1,6	21,9	11,2	33,1
Régie Municipale d'Électricité LARUNS	72,5	33,3	3,7	29,6	2,9	32,4
S.A.I.C. PERS LOISINGES	65,9	35,7	3,3	32,4	-	32,4
R.M.E.T. TALANGE	38,0	21,0	1,3	19,7	12,5	32,1
Régie Électrique Communale BOZEL	55,8	32,6	1,8	30,8	1,0	31,8
Régie de Distribution d'Énergie Électrique SAINT-MARTIN SUR LA CHAMBRE	53,1	29,4	1,5	27,8	0,0	27,8
Régie municipale d'Électricité MIRAMONT DE COMMINGES	41,2	26,0	1,7	24,2	3,3	27,5
Régie d'électricité TOURS EN SAVOIE	46,5	25,7	1,9	23,8	0,4	24,2
Régie Municipale Multiservices de LA REOLE	24,3	10,8	0,9	9,8	12,8	22,7

ELD	Charges dues aux contrats d'achats				Charges sociales	Charges constatées en 2014
	quantité achetée ¹	coût d'achat	coût évité	surcoût		
	MWh	k€	k€	k€		
Régie d'Electricité du Morel	40,6	23,1	1,4	21,7	0,2	21,9
Régie Municipale d'Électricité ROQUEBILLIERE	35,9	19,4	1,3	18,1	2,9	21,1
Régie Municipale d'Électricité SAINT-PRIVAT LA MONTAGNE	34,7	21,0	1,1	19,9	0,9	20,8
Régie Municipale d'Électricité BEAUVOIS EN CAMBRESIS	45,8	21,4	1,3	20,1	-	20,1
Régie Communale d'Électricité SAINTE-MARIE AUX CHENES	30,4	15,8	1,1	14,7	3,3	18,0
Régie Municipale de Distribution CLOUANGE	25,1	13,7	0,7	13,0	4,3	17,3
Régie Municipale d'Électricité de SAINT-AVRE	33,3	18,1	1,7	16,5	0,5	16,9
S.I.C.A.E. CARNIN	51,9	16,9	1,5	15,3	1,0	16,4
Régie Municipale d'Électricité MONTOIS LA MONTAGNE	13,6	7,0	0,6	6,4	9,8	16,3
Régie Municipale d'Électricité MARTRES TOLOSANE	17,8	9,7	0,6	9,0	6,9	16,0
Régie Électrique TIGNES	211,7	20,7	6,6	14,1	1,8	15,9
Régie Municipale d'Électricité de la ville de SARRE UNION	11,6	7,2	0,4	6,8	9,0	15,8
Régie Municipale d'Électricité ALLEMONT	33,5	16,0	1,9	14,1	1,7	15,8
Centrale Électrique VONDERSCHEER	32,0	14,7	1,3	13,4	0,7	14,1
S.I.V.U. d'Électricité LUZ SAINT-SAUVEUR - ESQUIEZE SERE - ESTERRE	172,7	17,1	5,6	11,5	1,8	13,4
Régie Électrique DALOU	22,0	13,2	1,0	12,2	0,8	13,0
Régie Municipale Électrique LES HOUCHES	25,0	11,6	1,0	10,6	1,2	11,8
Régie Électrique MONTVALEZAN	35,1	12,7	1,4	11,4	0,2	11,5
Régie Municipale d'Électricité SÉCHILLENNE	26,9	11,9	1,5	10,4	1,0	11,4

ELD	Charges dues aux contrats d'achats				Charges sociales	Charges constatées en 2014
	quantité achetée ¹	coût d'achat	coût évité	surcoût		
	MWh	k€	k€	k€		
Régie Municipale d'Électricité GANDRANGE BOUSSANGE	17,9	9,5	0,6	8,9	1,4	10,3
Régie Électrique Municipale SAINT-LAURENT DE CERDANS	12,3	7,6	0,6	7,0	3,2	10,1
Régie Communale d'Électricité PIERREVILLERS	15,5	9,2	0,5	8,7	0,5	9,3
Régie Communale Électrique SAULNES	11,3	5,8	0,4	5,3	3,9	9,2
Régie Municipale d'Électricité MOUTARET	18,1	9,5	1,0	8,5	0,4	8,9
Régie Électrique VILLARODIN BOURGET	18,0	8,9	0,5	8,4	-	8,4
Régie Électrique FONTAINE AU PIRE	7,1	3,6	0,2	3,4	4,5	7,8
Régie Électrique LA CABANASSE	15,2	7,8	0,6	7,2	0,5	7,7
Régie Municipale d'Électricité SAINTE-MARIE DE CUINES	15,0	8,0	0,5	7,5	0,0	7,5
Régie Électrique MERCUS GARRABET	11,1	5,9	0,5	5,4	1,7	7,2
Régie Municipale d'Électricité VICDESSOS	10,7	6,3	0,4	5,9	1,2	7,1
Régie Électrique Municipale LA CHAPELLE	15,0	7,4	0,8	6,6	0,2	6,8
Régie d'Électricité VALMEINIER	15,0	7,4	0,8	6,7	0,1	6,7
Régie Électrique CAPVERN LES BAINS	10,5	4,9	0,6	4,3	2,3	6,7
Régie Électrique SAINTE-FOY TARENTEISE	14,8	6,9	0,7	6,2	0,4	6,6
Régie Municipale d'Électricité PRESLE	12,8	6,9	0,8	6,1	0,5	6,6
Régie d'Électricité PINSOT	10,3	6,1	-	6,1	0,4	6,6
Régie Municipale d'Électricité LA CHAMBRE	11,6	6,1	0,6	5,5	0,5	6,0

ELD	Charges dues aux contrats d'achats				Charges sociales	Charges constatées en 2014
	quantité achetée ¹	coût d'achat	coût évité	surcoût		
	MWh	k€	k€	k€		
Régie Municipale d'Électricité MERENS LES VALS	10,2	6,0	0,5	5,6	0,3	5,9
Régie Municipale d'Électricité PONTAMAFREY MONTPASCAL	11,4	6,2	0,4	5,8	-	5,8
Régie Municipale d'Électricité SAINT-PAUL CAP DE JOUX	5,9	2,5	0,1	2,4	3,1	5,4
SEM BEAUVOIS DISTRELEC	3,2	1,5	0,1	1,4	3,6	5,0
Régie d'Électricité LA FERRIERE D'ALLEVARD	9,2	4,2	0,6	3,6	0,5	4,1
Régie Électrique AVRIEUX	6,7	3,9	0,4	3,5	-	3,5
Régie municipale d'Électricité QUIÉ	3,1	1,8	0,1	1,7	0,4	2,1
Régie Municipale Électrique SAINT-LÉONARD DE NOBLAT	878,4	35,9	37,1	-1	2,9	1,6
Régie Électrique Municipale VILLAROGER	1,3	0,8	0,1	0,7	0,1	0,8

¹ nette du surplus revendu à EDF

C. Charges supportées par les fournisseurs alternatifs constatées au titre de 2014

La loi n° 2013-312 du 15 avril 2013 visant à préparer la transition vers un système énergétique sobre et portant diverses dispositions sur la tarification de l'eau et sur les éoliennes étend la mission de mise en œuvre du TPN à l'ensemble des fournisseurs d'électricité. Les fournisseurs alternatifs peuvent donc proposer le TPN à leurs clients, et être compensés des surcoûts en résultant, dans les conditions définies à l'article L.121-8 du code de l'énergie.

Sur l'ensemble des fournisseurs alternatifs, six ont déclaré des charges en 2014 au titre de la mise en œuvre du TPN représentant un montant total de **4,0 M€**, pour 48 774 bénéficiaires. Le détail est donné dans le tableau suivant.

	Nombre de bénéficiaires	Pertes de recette	Frais de mise en œuvre	Charges supportées au titre du TPN en 2014
	-	k€	K€	k€
Direct Energie	33 587	1 864,9	315,7	2 180,5
ENGIE (ex-GDF SUEZ SA)	14 677	1 258,6	487,6	1 746,2
PLANETE OUI	382	12,1	12,2	24,3
PROXELIA	95	5,4	6,8	12,2
SELIA	8	0,7	1,1	1,7

	Nombre de bénéficiaires	Pertes de recette	Frais de mise en œuvre	Charges supportées au titre du TPN en 2014
	-	k€	K€	k€
Energem	25	0,7	-	0,7

Conformément à l'arrêté du 24 novembre 2005, la compensation des charges dues au dispositif institué en faveur des personnes en situation de précarité s'effectue, pour chaque fournisseur alternatif, à hauteur de 20 % des charges dues au TPN, dans la limite des versements effectués au fonds de solidarité pour le logement. Pour 2014, cette compensation s'élève à **0,3 M€** pour l'ensemble des fournisseurs alternatifs ayant déclaré des charges afférentes à ce dispositif.

Les charges dues aux dispositifs sociaux s'élèvent, pour 2014, à **4,3 M€** (4,0 M€ + 0,3 M€).

D. Charges supportées par Electricité de Mayotte constatées au titre de 2014

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.

La loi n°2013-312 du 15 avril 2013 visant à préparer la transition vers un système énergétique sobre et portant diverses dispositions sur la tarification de l'eau et sur les éoliennes a étendu les critères d'éligibilité du TPN en introduisant un critère de revenu fiscal de référence par part. Cette extension des critères d'éligibilité a eu pour effet de permettre l'application du TPN à Mayotte, ce qui n'était pas possible auparavant en raison de l'absence d'organisme d'assurance maladie sur ce territoire.

Pour autant, en 2014, l'administration fiscale n'était pas encore en mesure de déterminer les ayants-droit. Ainsi, la mise en œuvre du TPN n'a pas eu lieu en 2014 à Mayotte. La perspective de sa mise en œuvre n'a pas induit de frais supplémentaires pour EDM au titre de l'exercice 2014. Aucun bénéficiaire potentiel n'a, à ce jour, demandé spontanément à bénéficier du TPN.

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 coûts liés aux actions conduites en faveur de la maîtrise de la demande d'électricité, à l'instar de la méthodologie appliquée pour EDF.

L'année 2014 est caractérisée par une continuité de la croissance de la consommation (+5 % par rapport à l'année 2013).

Les coûts de production déclarés par EDM s'élèvent, pour 2014, à **94,5 M€**. Ces coûts sont en baisse par rapport à ceux de 2013 (- 3 %). Cette situation s'explique par deux événements exceptionnels :

- EDM a découvert qu'elle n'était redevable de la Taxe générale sur les activités polluantes (TGAP) qu'à partir de l'année 2014. Ainsi, le montant de la TGAP 2013 repris en 2014 a diminué les coûts au travers du poste « impôts et taxes ».
- afin d'actualiser les clauses du contrat de concession datant du 15 avril 1997 obsolètes au regard des évolutions législatives et réglementaires relatives au service public de l'électricité un avenant à ce contrat a été conclu le 1^{er} octobre 2014 entre l'autorité concédante et EDM. En application de cet avenant les ouvrages de production de Badamiers sont sortis du périmètre de la concession pour intégrer les biens propres d'EDM. Dans le cadre de cette mise en conformité réglementaire, les provisions pour renouvellement de ces ouvrages de production ont donc été reprises, l'obligation contractuelle correspondante disparaissant à cette occasion.

En application de l'arrêté du 23 avril 2014, EDM a intégré le système d'échange des quotas de CO₂. En 2014, le déficit de quotas d'émission d'EDM s'élevait à environ 0,2 millions de tonnes. Les coûts supportés par EDM au titre de l'acquisition des quotas viennent augmenter ses coûts de production de **1,3 M€**

Les coûts de production pris en compte au titre de l'année 2014 s'élèvent à **95,7 M€** (94,5 M€ + 1,3 M€).

1.2. Coûts exclus de la gestion des moyens de production

L'analyse menée par la CRE les années précédentes sur la conformité de la gestion des moyens de production aux règles de préséance économique a été reconduite sur l'exercice 2014. 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 2014, le taux de disponibilité du principal moyen de production de l'île s'est élevé à 89,6 %.

2. Recettes de production

Les recettes de production en 2014 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 2014 (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 2014 s'élèvent à **22,2 M€** et se répartissent comme suit :

- coûts de distribution (hors services systèmes et pertes, et incluant une rémunération à 7,25 % des capitaux) : 21,6 M€
- achat des services systèmes : 0,25 M€
- achat des pertes : 0,4 M€

2.2. Recettes de gestion de la clientèle

A 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 supportés par EDM.

Pour 2014, ces recettes sont évaluées à **1,2 M€**

2.3. Recettes de production

Les recettes totales d'EDM en 2014 (augmentées des recettes théoriques qu'EDM aurait perçues auprès de ses agents si ces derniers étaient assujettis aux tarifs réglementés) s'élèvent à **27,6 M€**

Les recettes de production, incluant celles provenant de la vente des pertes et des services systèmes, s'établissent, pour 2014, à **4,5 M€** (cf. tableau 2.13).

Tableau 2.13 : recettes de production constatées par EDM au titre de 2014

(+) Recettes constatées 2014	27,4 M€
(+) Recettes théoriques agents EDM 2014	0,2 M€
Recettes totales 2014 à considérer	27,6 M€
(-) Recettes de distribution 2014	21,6 M€
(-) Recettes de gestion clientèle 2014	1,2 M€
(+) Recettes de vente pertes et services systèmes	0,65 M€
Recettes brutes de production	4,8 M€
Recettes de production 2014*	4,5 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 D.4.

3. Surcoûts de production

Les coûts et recettes de production d'EDM retenus par la CRE pour 2014 étant respectivement de 95,7 M€ et 4,5 M€, le montant définitif des surcoûts de production d'EDM au titre de l'année 2014 s'élève à **91,2 M€**

4. Surcoûts dus à l'obligation d'achat

En 2014, 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 sont en hausse de 1 % par rapport à 2013. Le seuil de déconnexion de 30 % pour les énergies intermittentes n'a pas été franchi et aucune déconnexion d'installation photovoltaïque n'a donc eu lieu en 2014. Les volumes d'achat s'élèvent, pour 2014, à 16,6 GWh pour un montant de 7,5 M€.

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. L'électricité achetée par EDM, valorisée à la part production, est évaluée à **0,2 M€**, comme détaillé dans le tableau 2.14.

Les surcoûts supportés par EDM résultant des contrats d'achat en 2014 s'élèvent à **7,2 M€**

Tableau 2.14 : surcoûts dus aux contrats d'achat supportés par EDM au titre de 2014

(+) Coût d'achat 2014	7,5 M€
Quantités achetées en 2014	16,6 GWh
Taux de pertes en 2014	8,6 %
Quantités achetées et consommées ¹⁰	15,2 GWh
Part production dans le tarif de vente	15,83 €/MWh
(-) Coût évité par les contrats d'achat	0,2 M€
Surcoûts d'achat en 2014	7,2 M€

5. Bilan de charges d'Electricité de Mayotte

Les charges de service public de l'électricité supportées par Electricité de Mayotte en 2014 s'élèvent à **98,5 M€** (91,2 M€ au titre de surcoûts de production et 7,2 M€ au titre de surcoûts d'achat).

¹⁰ 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

E. Charges de service public constatées au titre de 2014

Le montant total des charges de service public de l'électricité constatées au titre de 2014 s'élève à **6 037,0 M€**. La répartition est fournie dans le tableau 2.15.

Tableau 2.15 : charges de service public constatées au titre de 2014

	Charges constatées au titre de 2014 (M€)	Charges constatées au titre de 2013 (M€) ⁽¹⁾	Charges constatées au titre de 2012 (M€) ⁽¹⁾	Principales justifications de la variation 2013-2014
EDF	5 734,7	5 000,3	4 628,1	
Surcoûts contrats d'achat (hors ZNI)	3 758,6	3 309,3	3 087,0	Développement des filières éolien et photovoltaïque associé à une baisse des prix de marché, en partie contrebalancé par l'arrivée à échéance d'une part du parc de cogénération.
Prime aux cogénérations de plus de 12 MW	24,3	0,7	0,0	Entrée en vigueur de la prime, dont seule une partie est comptabilisée au titre de 2013.
Surcoûts ZNI	1 739,6	1 560,0	1 449,7	
<i>Surcoûts de production</i>	707,4	841,2	881,7	Mise à l'arrêt progressive des moyens de production d'EDF SEI remplacés par ceux d'EDF PEI accompagnée par un transfert du personnel et par la baisse des coûts d'exploitation dont notamment des coûts d'achat des combustibles
<i>Surcoûts contrats d'achat</i>	1 032,2	718,9	568,0	Entrée en service des centrales thermiques de Bellefontaine, de Lucciana et de Jarry (mise en service partielle) exploitées par EDF PEI. Fonctionnement de la centrale de Port Est en année pleine pour la première fois. L'hydraulicité faible
Charges dispositions sociales	212,2	130,4	91,5	Hausse du nombre de bénéficiaires du TPN de 42 % entre 2013 et 2014.
ELD	199,5	187,2	366,9	Développement de la filière photovoltaïque
Fournisseurs alternatifs	4,3	0,0	0,0	Elargissement du TPN à l'ensemble des fournisseurs d'électricité.
EDM	98,5	94,4	82,5	
<i>Surcoûts de production</i>	91,2	87,6	76,5	Intégration de la centrale de Badamiers en bien propres d'EDM. Rattrapage de recettes de ventes d'électricité au titre de l'année 2013 (cf. annexe 4)
<i>Surcoûts contrats d'achat</i>	7,2	6,7	6,0	Hausse de la production photovoltaïque.
Total	6 037,0	5 282,0	5 077,5	

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

La comparaison des charges de service public prévisionnelles et constatées au titre de 2014 est fournie dans le tableau 2.16.

L'écart entre les charges prévisionnelles et les charges constatées au titre de 2014 (- 148,7 M€) (cf. tableau 2.16) s'explique essentiellement par l'erreur de prévision des charges dues aux dispositifs sociaux sur le périmètre EDF, qui sont moins importantes que prévues du fait d'un nombre de bénéficiaires du TPN moins important que celui estimé (écart d'environ 1,4 millions de bénéficiaires).

L'écart relatif aux surcoûts de production supportés par EDF en métropole s'explique principalement par la baisse des prix de marché, en partie contrebalancée par un développement des filières sous obligation d'achat moins important que prévu.

L'écart observé dans les ZNI s'explique principalement par une consommation d'électricité moins importante que prévue et la diminution des coûts d'exploitation afférents aux centrales thermiques d'EDF SEI due à leur arrêt progressif plus importante qu'estimée initialement.

L'écart observé sur les ELD s'explique par une surestimation de développement et de la production de l'ensemble de filières mais essentiellement de la filière éolienne.

Tableau 2.16 : comparaison des charges de service public prévisionnelles et constatées au titre de 2014

	Charges constatées au titre de 2014 (M€)	Charges prévisionnelles au titre de 2014 (M€)	Evolution, (M€)	Evolution, (%)
EDF	5 734,7	5 842,1	-107,4	-2%
Surcoûts contrats d'achat (hors ZNI)	3 758,6	3 654,3	104,3	3%
Prime aux cogénérations de plus de 12 MW	24,3	45,0	-20,7	-46%
Surcoûts ZNI	1 739,6	1 809,8	-70,2	-4%
<i>Surcoûts de production</i>	707,4	714,8	-7,4	-1%
<i>Surcoûts contrats d'achat</i>	1 032,2	1 095,0	-62,8	-6%
Charges dispositions sociales	212,2	333,0	-120,8	-36%
ELD	199,5	227,6	-28,2	-12%
Fournisseurs alternatifs	4,3	10,9	-6,6	-61%
EDM	98,5	105,0	-6,5	-6%
Total	6 037,0	6 185,7	-148,7	-2%