

ANNEXE 3

Charges de service public de l'énergie constatées au titre de 2015 (CC'15)

Cette annexe présente les charges de service public de l'énergie constatées au titre de l'année 2015 pour les différents opérateurs concernés. Les charges de services public sont présentées selon l'énergie – électricité ou gaz – qu'elles concernent, avant qu'une synthèse présente un récapitulatif de l'ensemble des charges.

Les charges ont été calculées à partir des déclarations envoyées par les opérateurs concernés avant le 31 mars 2016.

Les charges supportées par les opérateurs en métropole continentale sont séparées le cas échéant de celles supportées dans les zones non interconnectées. Est en outre précisée l'affectation des charges au compte d'affectation spécial (CAS) « Transition énergétique » ou au programme budgétaire « Service public de l'énergie » (budget général).

La notion des zones non interconnectées (ZNI) au réseau électrique de la métropole continentale couvre les territoires suivants : Corse, Martinique, Guadeloupe, La Réunion, Guyane, Mayotte, Wallis-et-Futuna, Saint-Pierre et Miquelon, Saint Martin, Saint Barthélemy, les îles bretonnes de Molène, d'Ouessant, de Sein, l'archipel des Glénan et l'île anglo-normande de Chausey. Les collectivités territoriales autonomes Polynésie française et Nouvelle-Calédonie ne sont pas assimilées aux ZNI.

Les charges de service public de l'énergie dans les ZNI sont supportées par Electricité de Mayotte (EDM) à Mayotte, par Électricité et Eau de Wallis-et-Futuna (EEWF)¹ à Wallis-et-Futuna et dans les autres territoires par la direction Systèmes Énergétiques Insulaires (SEI) du groupe Électricité de France (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.

Les charges de service public de l'énergie constatées au titre de 2015 ont été établies à partir de la comptabilité appropriée fournie par les fournisseurs d'électricité et de gaz naturel au 31 mars 2015 et contrôlée par leur commissaire aux comptes ou leur comptable public, en application des dispositions des articles L. 121-9 et L. 121-37 du code de l'énergie.

Opérateurs supportant des charges de service public de l'énergie ayant déclaré les charges au titre de 2015

Les différents opérateurs ayant déclaré des charges de service public de l'énergie au titre de 2015 sont listés dans le tableau suivant, qui identifie les types de charges qu'ils ont supportés².

L'ordonnance n° 2016-572 du 12 mai 2016 portant extension et adaptation aux îles Wallis et Futuna de diverses dispositions du code de l'énergie organise la mise en œuvre progressive de la péréquation tarifaire à partir de 2016. En conséquence, aucunes charges ne sont exposées par EEWF au titre de 2015.

La CRE a opéré des contrôles automatiques et des contrôles 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 de la CRE et du temps qui lui est imparti pour procéder à l'analyse de charges, un contrôle exhaustif n'a pas pu être mené, comme cela avait pu être le cas lors des exercices antérieurs.

¹ Société concessionnaire de la distribution publique d'électricité dans les îles Wallis et Futuna, filiale du groupe ENGIE.

² Les cases grisées indiquent que le type de charges indiqué dans la colonne ne s'applique pas à l'opérateur visé par la ligne.

		EDF	EDM	EWF	RTE	Organismes agréés ³	Acheteur de dernier recours ⁴	ELD ⁵	Autres fournisseurs ⁶
Électricité	Contrats d'achat	✓	✓					✓	
	Complément de rémunération								
	Primes cogén. sup. 12 MW	✓							
	Effacement								
	Péréquation tarifaire dans les ZNI ⁷	✓	✓						
	Dispositifs sociaux	✓	✓					✓	✓
Gaz	Obligation d'achat biométhane								✓
	Dispositifs sociaux	✓						✓	✓

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.

³ Organismes mentionnés à l'article L. 314-6-1 du code de l'énergie agréés pour la reprise de contrats d'obligation d'achat signés par EDF ou une ELD en métropole continentale.

⁴ Acheteur mentionné à l'article L. 314-26 du code de l'énergie désigné par l'autorité administrative, tenu de signer un contrat d'achat avec les producteurs bénéficiant du complément de rémunération qui en font la demande et qui justifient l'impossibilité de vendre leur électricité.

⁵ Entreprises locales de distribution

⁶ Autres qu'EDF, EDM, EWF et les ELD.

⁷ Hors contrats d'achat

SOMMAIRE

A. CHARGES DE SERVICE PUBLIC EN ÉLECTRICITÉ	5
1. CHARGES DE SERVICE PUBLIC DANS LES ZONES NON INTERCONNECTÉES EN DEHORS DES SURCOÛTS LIÉS AUX CONTRATS D'ACHAT DE L'ÉLECTRICITÉ ET DES CHARGES LIÉES AUX DISPOSITIFS SOCIAUX	5
1.1 SURCOÛTS DE PRODUCTION DANS LES ZONES NON INTERCONNECTÉES	5
1.1.1 Surcoûts de production supportés par EDF au titre de 2015	6
1.1.1.1 Coûts de production	6
1.1.1.2 Recettes de production	8
1.1.1.3 Surcoûts de production	9
1.1.2 Surcoûts de production supportés par EDM au titre de 2015	10
1.1.2.1 Coûts de production	10
1.1.2.2 Recettes de production	11
1.1.2.3 Surcoûts de production	12
2. SURCOÛTS LIÉS AUX CONTRATS D'ACHAT	12
2.1 SURCOÛTS D'ACHAT SUPPORTÉS PAR EDF EN MÉTROPOLE CONTINENTALE AU TITRE DE 2015	12
2.1.1 Coûts liés aux contrats d'achat	12
2.1.1.1 Quantités d'électricité et coûts d'achat déclarés par EDF	12
2.1.1.2 Quantités d'électricité et coûts d'achat retenus par la CRE	13
2.1.1.3 Coût du contrôle des installations de cogénération, biomasse et biogaz	15
2.1.1.4 Coûts liés à la gestion du périmètre d'équilibre dédié à l'obligation d'achat	15
2.1.2 Coûts évités à EDF par les contrats d'achat	15
2.1.2.1 Cas général	15
2.1.2.2 Coût évité par la production photovoltaïque	17
2.1.2.3 Cas particulier des installations bénéficiant d'un contrat horosaisonnalisé	18
2.1.2.4 Cas particulier des installations bénéficiant d'un contrat « appel modulable »	18
2.1.2.5 Cas particulier des installations de cogénération fonctionnant en mode « dispatchable » ou fonctionnant en dehors des périodes d'appel	18
2.1.2.6 Coût total évité à EDF par les contrats d'achat	19
2.1.3 Surcoûts liés aux contrats d'achat pour EDF en 2015	19
2.2 SURCOÛTS D'ACHAT SUPPORTÉS PAR LES ELD AU TITRE DE 2015	19
2.2.1 Coûts d'achat déclarés par les ELD	19
2.2.2 Calcul des coûts évités	19
2.2.3 Surcoûts d'achat pour les ELD en 2015	20
2.3 SURCOÛTS D'ACHAT SUPPORTÉS PAR EDF DANS LES ZNI AU TITRE DE 2015	20
2.3.1 Coûts liés aux contrats d'achat	20
2.3.2 Coûts évités à EDF par les contrats d'achat	21
2.3.3 Surcoûts dus aux contrats d'achat supportés par EDF dans les ZNI	21
2.4 SURCOÛTS D'ACHAT SUPPORTÉS PAR EDM	21
2.4.1 Coûts liés aux contrats d'achat à Mayotte	21
2.4.2 Coûts évités à EDM par les contrats d'achat à Mayotte	22
2.4.3 Surcoûts dus aux contrats d'achat supportés par EDM à Mayotte	22
3. CHARGES LIÉES À LA RÉMUNÉRATION DE LA DISPONIBILITÉ DES COGÉNÉRATIONS DE PLUS DE 12 MW	22

3.1	MONTANT DES CHARGES CONSTATÉES EN 2015.....	22
4.	CHARGES LIEES AUX DISPOSITIFS SOCIAUX.....	23
4.1	CHARGES LIÉES AU « TARIF DE PREMIÈRE NÉCESSITÉ ».....	24
4.1.1	Pertes de recettes liées au TPN.....	24
4.1.2	Surcoûts de gestion.....	24
4.1.3	Services liés à la fourniture.....	25
4.1.4	Bilan des charges liées au TPN.....	25
4.2	CHARGES LIÉES AU DISPOSITIF INSTITUÉ EN FAVEUR DES PERSONNES EN SITUATION DE PRÉCARITÉ.....	25
4.3	BILAN DES CHARGES LIÉES AUX DISPOSITIFS SOCIAUX SUPPORTÉES PAR OPÉRATEUR.....	25
B.	CHARGES DE SERVICE PUBLIC EN GAZ	26
1.	CHARGES LIÉES AUX CONTRATS D'ACHATS DE BIOMÉTHANE.....	26
1.1	SURCOÛTS D'ACHAT.....	26
1.1.1	Coûts d'achat.....	26
1.1.2	Coût évité.....	26
1.1.3	Surcoûts d'achat.....	26
1.2	COÛTS DE GESTION.....	27
1.3	VALORISATION DES GARANTIES D'ORIGINE.....	27
1.4	BILAN.....	27
2.	CHARGES LIEES AUX DISPOSITIFS SOCIAUX.....	28
2.1	DÉDUCTIONS ET VERSEMENTS FORFAITAIRES.....	29
2.2	SURCOÛTS DE GESTION.....	29
2.3	SERVICES LIÉS À LA FOURNITURE.....	30
2.4	BILAN DES CHARGES LIÉES AU TSS.....	30
C.	SYNTHÈSE.....	30
1.	CHARGES DE SERVICE PUBLIC CONSTATÉES AU TITRE DE 2015.....	30
2.	DETAIL DES CHARGES CONSTATÉES AU TITRE DE 2015 PAR LES OPERATEURS AUTRES QU'EDF, EDM, EEFW, RTE, ORGANISMES AGRÉÉS ET ACHETEURS DE DERNIER RECOURS.....	32

A. CHARGES DE SERVICE PUBLIC EN ÉLECTRICITÉ

1. CHARGES DE SERVICE PUBLIC DANS LES ZONES NON INTERCONNECTÉES EN DEHORS DES SURCÔÛTS LIÉS AUX CONTRATS D'ACHAT DE L'ÉLECTRICITÉ ET DES CHARGES LIÉES AUX DISPOSITIFS SOCIAUX

Les charges de service public dans les ZNI, en dehors des surcoûts liés aux contrats d'achat de l'électricité et des charges liées aux dispositifs sociaux, correspondent :

- aux surcoûts de production d'électricité supportés dans les territoires concernés par l'opérateur historique pour l'électricité produite par les installations qu'il exploite et mentionnés au 1° du I de l'article R. 121-28 du code de l'énergie ;
- aux surcoûts des ouvrages de stockage d'électricité gérés par le gestionnaire du système électrique mentionnés au b) du 2° de l'article L. 121-7 du code de l'énergie ;
- aux surcoûts supportés par les fournisseurs d'électricité en raison de la mise en œuvre d'actions de maîtrise de la demande portant sur les consommations d'électricité (MDE) mentionnés au d) du 2° de l'article L. 121-7 du code de l'énergie ;
- aux coûts des études mentionnés au e) du 2° de l'article L. 121-7 du code de l'énergie et supportés par un producteur ou un fournisseur en vue de la réalisation de projets d'approvisionnement électrique identifiés dans le décret relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie mentionné au premier alinéa du III de l'article L. 141-5 du code de l'énergie et conduisant à un surcoût de production au titre du a) du 2° de l'article L. 121-7 dudit code, même si le projet n'est pas mené à son terme.

Pour ce qui concerne les projets de MDE dans les ZNI, en application de la délibération du 10 juin 2015⁸, la CRE a adopté la distinction suivante entre les projets de MDE :

- les projets d'infrastructure visant la MDE qui remplissent cumulativement les deux conditions suivantes :
 - Ils visent à réduire la consommation d'électricité dans les ZNI ;
 - Ils développent une infrastructure nécessitant une dépense d'investissement d'au moins un million d'euros.
- les « petites » actions de MDE, comme par exemple le remplacement des ampoules par des ampoules basse consommation, ou le remplacement d'un parc de chauffe-eau électriques par des chauffe-eau solaires, etc.

Aucun opérateur n'a déclaré de charges au titre des projets d'infrastructure visant la MDE.

Les modalités d'appréciation des surcoûts liés aux « petites » actions de MDE ainsi que les modalités d'appréciation des surcoûts liés aux projets d'ouvrages de stockage d'électricité doivent être définies dans des délibérations spécifiques de la CRE, dont la publication n'est pas intervenue au moment de la déclaration des charges. En conséquence, aucun opérateur n'a déclaré des charges à ce titre. Cependant, dans l'attente de la publication desdites délibérations et à l'instar de traitement adopté les années précédentes, les coûts de développement des « petites » actions de MDE développées dans les ZNI par les opérateurs historiques EDF SEI et EDM sont pris en compte pour le calcul de la compensation au travers des coûts commerciaux .

Pour ce qui concerne les coûts liés aux projets d'études dans les ZNI, les modalités d'application du e) du 2° de l'article L. 121-7 doivent être précisées dans des textes réglementaires dont la publication n'est pas intervenue au moment de la déclaration des charges. En conséquence, aucun opérateur n'a déclaré de charges à ce titre.

Ainsi, les paragraphes suivants de la présente section présentent uniquement les surcoûts de production d'électricité supportés par EDF et EDM pour l'électricité produite par les installations qu'ils exploitent.

1.1 Surcoûts de production dans les zones non interconnectées

En application du a) du 2° de l'article L. 121-7 du code de l'énergie, les surcoûts de production d'électricité supportés dans les ZNI sont définis 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 à l'article L. 337-1* ».

⁸ Délibération de la CRE du 10 juin 2015 portant communication relative à la méthodologie appliquée pour l'examen d'un projet d'infrastructure visant la maîtrise de la demande portant sur les consommations d'électricité dans les ZNI.

Le a) du 1° du I de l'article R. 121-28 du code de l'énergie 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 réglementé de vente, pour la part relative à la production ».

Coûts de production

Les coûts de production à retenir doivent :

- tenir compte des éventuelles erreurs ou anomalies détectées lors du contrôle, de la qualité de la gestion du parc de production 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 non tarifaires perçues par les opérateurs, évaluées sur la base de leur déclaration.

En outre, une partie des clients bénéficient du tarif préférentiel d'achat d'électricité inférieur au tarif réglementé de vente qui peut être accordé aux clients agents actifs ou inactifs de l'opérateur. Ce tarif préférentiel est nommé le « tarif agent » et correspond à un avantage en nature supporté par l'opérateur historique. En conséquence, la perte de recette afférente est assimilée pour lui à une charge. Ainsi, les coûts de production des opérateurs sont majorés à hauteur de la part de cette perte correspondant à l'octroi du tarif agent au personnel actif et inactif de l'entité production.

Recettes de production

Les recettes de production issues des tarifs de vente dans les ZNI ne sont pas directement accessibles dans la comptabilité des opérateurs. Elles s'obtiennent en retranchant du chiffre d'affaires issu de la vente d'électricité aux tarifs de vente réglementés, celles liées à l'acheminement et 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).

Etant donnée la prise en compte des coûts de commercialisation dans le coût de production, la part des recettes issues des tarifs relative à la commercialisation n'est pas retranchée pour obtenir les recettes de production.

En outre, les recettes totales déclarées par les opérateurs ne résultaient pas de l'application stricte à la quantité d'électricité vendue dans chaque ZNI des tarifs réglementés de vente d'électricité. En effet, les recettes déclarées sont celles effectivement perçues par les opérateurs, dont une partie provient de la fourniture aux clients bénéficiant du « tarif agent » mentionné *supra*. En conséquence, les recettes déclarées par les opérateurs doivent être majorées du chiffre d'affaires supplémentaire que les entreprises auraient perçues auprès de ses clients bénéficiant du « tarif agent » si ces derniers étaient assujettis aux tarifs réglementés de vente.

* * *

Les deux sections suivantes détaillent le calcul du surcoût de production sur la base de ces deux éléments – coûts et recettes de production – successivement pour EDF et EDM.

1.1.1 Surcoûts de production supportés par EDF au titre de 2015

1.1.1.1 Coûts de production

Coûts de production déclarés par EDF

Les coûts de production déclarés par EDF dans les ZNI s'élèvent, pour 2015, à 825,4 M€. La décomposition par grands postes de coûts est présentée dans le tableau 1.

Tableau 1 : Coûts de production déclarés par EDF dans les ZNI en 2015

M€	Nature de coûts déclarés	Corse	Guadeloupe	Martinique	Guyane	Réunion	SPM	Iles bretonnes	2015
Coûts variables	Achats de combustibles hors taxes	78,9	40,1	86,2	72,3	2,7	12,9	1,8	295,0
	Personnel, charges externes et autres achats	35,1	22,6	29,5	40,5	12,4	5,8	1,6	147,5
	Impôts et taxes	13,1	13,3	8,6	19,7	14,5	0,0	0,1	69,5
	Coûts de commercialisation	7,2	8,4	7,6	3,7	12,5	0,1	0,0	39,5
	Coûts d'acquisition des quotas de gaz à effet de serre	3,2	0,8	2,9	1,8	0,1	0,1	0,0	8,9
Coûts fixes	Rémunération des capitaux	42,6	14,4	15,4	32,9	17,8	7,6	0,2	130,9
	Amortissements	16,0	17,7	11,4	13,8	8,5	1,6	0,3	69,4
	Frais de structure, de siège et prestations externes	12,9	13,6	11,2	12,2	14,9	0,1	0,0	64,8
Coût total		208,9	130,9	172,7	197,1	83,5	28,2	4,1	825,4

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 sur tous ses moyens de production thermiques insulaires. EDF a donc dû acquérir son déficit de quotas sur les marchés. En 2015, le déficit de quotas d'émission d'EDF s'élevait à environ 1,2 millions de tonnes. Pour la valorisation de ce volume, la CRE a retenu la moyenne des cotations observées sur le marché ICE EUA Phase 3 Daily spot du 1^{er} mars 2015 au 29 février 2016 qui s'élève à 7,5 €/tonne CO₂. Les coûts supportés par EDF au titre de l'acquisition des quotas viennent augmenter ses coûts de production.

Recettes de production non tarifaires à retrancher des coûts de production

Les coûts de production déclarés par EDF doivent être diminués de **5,0 M€** correspondants aux recettes non tarifaires. La décomposition de ces recettes par grands postes, déclarée par EDF et contrôlée par les commissaires aux comptes, est la suivante :

Corse	- 1,8 M€	Prestation de frais de transport à EDF PEI ⁹
Guadeloupe	- 0,8 M€	Vente de fioul à EDF PEI et produits divers
Martinique	- 0,8 M€	Prestation informatique à EDF PEI, TVA fictive
Guyane	- 1,3 M€	Pénalité d'un fournisseur des produits pétroliers du fait du non-respect par ce dernier des clauses contractuelles du contrat de fourniture de combustible
Réunion	- 0,3 M€	Facturation des prestations réalisées pour le compte d'EDF PEI

Coûts exclus liés 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 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 2015. 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 62 %. 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 le mouvement de grève de fin 2015. Au total, les coûts à exclure sont évalués pour 2015 à **0,8 M€**.

Autres correctifs du coût de production

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 2015, à **3,5 M€**.

La CRE a commencé à mener en 2015 des travaux visant à réexaminer les coûts retenus au titre de tarif agent. Les conclusions de ces travaux pourraient conduire à revoir postérieurement le montant retenu au titre de 2015.

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 2015, à **0,3 M€**.

Coûts de production retenus à la compensation

En considérant les coûts non retenus et les coûts supplémentaires décrits *supra*, la CRE retient un montant de coûts de production supportés par EDF dans les ZNI en 2015 de **822,7 M€** (825,4 M€ - 5,0 M€ - 0,8 M€ + 3,5 M€ - 0,3 M€). La décomposition par grands postes de coûts est donnée dans le tableau 2.

⁹ EDF Production Electrique Insulaire

Tableau 2 : Coûts de production retenus par la CRE pour EDF dans les ZNI en 2015

M€	Nature de coûts retenus	Corse	Guadeloupe	Martinique	Guyane	Réunion	SPM	Iles bretonnes	2015	Rappel 2014 ⁽¹⁾	Evolution 2014-	
											en M€	en %
Coûts variables	Achats de combustibles hors taxes	78,9	39,8	86,2	71,5	2,7	12,9	1,8	293,8	400,6	-106,7	-27%
	Personnel, charges externes et autres achats	34,1	22,7	29,1	40,0	12,6	6,2	1,6	146,4	171,1	-24,7	-14%
	Impôts et taxes	13,1	13,3	8,6	19,7	14,5	0,0	0,1	69,5	76,1	-6,7	-9%
	Coûts de commercialisation	7,2	8,4	7,6	3,7	12,5	0,1	0,0	39,5	27,0	12,5	46%
	Coûts d'acquisition des quotas de gaz à effet de serre	3,2	0,8	2,9	1,8	0,1	0,1	0,0	8,9	11,1	-2,2	-20%
Coûts fixes	Rémunération des capitaux	42,6	14,4	15,4	32,9	17,8	7,6	0,2	130,9	130,0	0,9	1%
	Amortissements	16,0	17,7	11,4	13,8	8,5	1,6	0,3	69,4	71,3	-1,9	-3%
	Frais de structure, de siège et prestations externes	12,8	13,4	11,2	12,2	14,8	0,1	0,0	64,4	67,4	-3,0	-4%
Coût total		207,8	130,6	172,3	195,7	83,6	28,6	4,1	822,7	954,5	-131,8	-14%

(1) Coûts tenant compte des rectifications effectuées sur l'exercice 2014 - cf. annexe 4 relative aux reliquats

Les coûts de production d'EDF SEI sont en baisse entre 2014 et 2015 (-14 %). Cette baisse s'explique principalement par la mise à l'arrêt complète des anciennes centrales d'EDF SEI de Port-Ouest à la Réunion, de Lucciana en Corse, de Bellefontaine en Martinique et de Jarry Nord en Guadeloupe après une phase de mise à l'arrêt progressive. Après l'arrêt de la centrale de Jarry Nord en 2015, toutes ces centrales sont en arrêt définitif et sont remplacées par les nouvelles centrales d'EDF Production Electrique Insulaire - EDF PEI - filiale à 100 % du groupe EDF. Les coûts en résultant, notamment la rémunération du capital, les achats de combustibles et les autres frais d'exploitation sont intégrés dans les coûts des contrats d'achat (cf. section A.2.3.1),

Par ailleurs, les coûts de production de l'année 2015 sont marqués par la mise en service d'une nouvelle centrale à Saint-Pierre opérée et financée par EDF SEI.

Concernant les coûts d'achat des combustibles, leur baisse s'explique principalement par l'arrêt de la centrale de Jarry et par la baisse des cours des matières premières (d'environ -34 % sur le fioul lourd et -18 % sur le fioul léger par rapport à l'année 2014).

Concernant les autres 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 des coûts liés aux achats de consommables, des quotas de gaz à effet de serre et des pièces de rechange.

Faisant suite à l'arrêt définitif de l'exploitation des centrales d'EDF SEI, 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 ».

Concernant les charges financières, elle restent stables du fait de la finalisation du programme d'amortissement de la centrale de Jarry et de la mise en service de la nouvelle centrale à Saint-Pierre.

L'augmentation des coûts de commercialisation est liée principalement au renforcement du portefeuille des actions de maîtrise de la demande d'électricité dans les ZNI et à la hausse des aides commerciales octroyées pour certaines de ces actions.

1.1.1.2 Recettes de production

Chiffre d'affaires

Le chiffre d'affaires déclaré par EDF en 2015 dans les ZNI est de 891,8 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, à la tarification spéciale « produit de première nécessité », celle-ci étant compensée par ailleurs (cf. section A.4.1).

Par ailleurs, 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. section A.1.1). 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 2015 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 2015, ce supplément est évalué à 9,0 M€.

Au final, le chiffre d'affaires 2015 à retenir au titre des recettes d'EDF issues des tarifs réglementés de vente dans les ZNI est donc de **900,8 M€** (891,8 M€ + 9,0 M€).

Recettes de distribution

Pour 2015, EDF a déclaré pour les ZNI - hors îles Bretonnes - un montant de recettes de distribution de 336,0 M€, en hausse de 1 % par rapport à celui déclaré au titre de 2014 (332,0 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 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 2015, ces recettes augmentées des recettes de distribution calculées pour les îles Bretonnes en appliquant le prix moyen de la part distribution dans les tarifs réglementés de vente à la structure de consommation de la clientèle, s'élèvent à **336,3 M€**.

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 répartition¹⁰ 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 2015 au 1 ^{er} août 2015	A partir du 1 ^{er} août 2015
BT ≤ 36 kVA	8,9 €/client/an	8,9 €/client/an
BT > 36 kVA	55,2 €/client/an	55,4 €/client/an
HTA	68,9 €/client/an	69,1 €/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 tant que gestionnaire de réseau, dans les ZNI en 2015 s'élèvent à **46,6 M€**.

Recettes de production retenues

Les recettes de production dans les ZNI s'élèvent en 2015 à **222,8 M€**. Elles sont calculées comme indiqué dans le tableau 3.

Tableau 3 : Recettes de production constatées pour EDF dans les ZNI en 2015

M€	Corse	Guadeloupe	Martinique	Guyane	Réunion	SPM	Îles bretonnes	2015
Chiffre d'affaires issu de la fourniture d'électricité ⁽¹⁾	195,3	192,3	150,7	77,5	279,1	5,0	0,8	900,8
Recettes réseau	79,6	72,7	54,9	26,8	100,5	1,6	0,3	336,3
Recettes gestion de la clientèle	9,9	10,0	8,1	2,8	15,7	0,1	0,1	46,6
Recettes brutes de production⁽²⁾	105,9	109,7	87,8	47,9	162,9	3,3	0,4	517,8
Part des recettes à considérer ⁽³⁾	41,9	12,7	31,0	40,3	28,5	3,3	0,4	158,0
Recettes de production totales⁽⁴⁾	57,8	28,7	41,4	47,5	43,5	3,4	0,5	222,8
Part production du tarif de vente ⁽⁵⁾ (€/MWh)	55,20	61,34	63,13	61,35	62,22	70,23	41,07	---

⁽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.

⁽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 à la section A.2.3, 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 (cf. section A.2.3.2).

1.1.1.3 Surcoûts de production

Les coûts et les recettes de production retenus par la CRE pour EDF SEI s'élevant respectivement de 822,7 M€ et 222,8 M€, le montant définitif des surcoûts de production constatés dans les ZNI pour EDF au titre de l'année

¹⁰ Répartition des coûts de gestion de la clientèle « fournisseur 80 % / gestionnaire de réseaux 20 % »

2015 s'élève à **599,9 M€**. Ces surcoûts relèvent du programme budgétaire « service public de l'énergie ». Leur décomposition par zone est présentée dans le tableau 4.

Tableau 4 : Surcoûts de production d'EDF dans les ZNI en 2015

M€	Corse	Guadeloupe	Martinique	Guyane	Réunion	SPM	Iles bretonnes	2015	Rappel 2014	Evolution 2014-	
										en M€	en %
Coût de production	207,8	130,6	172,3	195,7	83,6	28,6	4,1	822,7	954,2	-131,5	-14%
Recettes de production	57,8	28,7	41,4	47,5	43,5	3,4	0,5	222,8	245,0	-22,2	-9%
Surcoûts (M€)	149,9	101,8	130,9	148,2	40,2	25,2	3,7	599,9	709,2	-109,3	-15%

1.1.2 Surcoûts de production supportés par EDM au titre de 2015

1.1.2.1 Coûts de production

Coûts de production déclarés par EDM

Les coûts de production déclarés par EDM diminués des recettes non tarifaires s'élèvent, pour 2015, à 109,3 M€. La décomposition par grands postes de coûts est présentée dans le tableau 5.

Tableau 5 : Coûts de production déclarés par EDM en 2015

M€	Nature de coûts déclarés	2015	Rappel 2014	Evolution 2014-2015	
				en M€	en %
Coûts variables	Achats de combustibles hors taxes	71,2	66,8	4,4	7%
	Personnel, charges externes et autres achats	19,8	17,5	2,3	13%
	Impôts et taxes	0,7	-0,1	0,8	-955%
	Coûts de commercialisation	1,5	0,7	0,9	134%
	Coûts d'acquisition des quotas de gaz à effet de serre	1,5	1,3	0,2	17%
Coûts fixes	Rémunération des capitaux	13,5	12,1	1,3	11%
	Amortissements	0,5	-3,0	3,5	-116%
	Frais de structure, de siège et prestations externes	0,6	0,5	0,1	28%
Coût total		109,3	95,7	13,5	14%

Les coûts de production déclarés par EDM sont en hausse par rapport à ceux de 2014 (+ 14 %). Cette situation s'explique par les événements suivants :

- L'année 2015 est caractérisée par la poursuite de la croissance de la consommation (+5,6 % par rapport à l'année 2014) qui entraîne une augmentation de la production accompagnée d'une hausse des achats de combustibles et de consommables.
- En application de l'arrêté du 23 avril 2014, EDM a intégré le système d'échange des quotas d'émissions de gaz à effet de serre sur tous ses moyens de production thermiques. En 2015, en corrélation avec la croissance du volume de combustibles consommé, le déficit de quotas de CO₂ s'élevait à environ 0,2 millions de tonnes. L'augmentation du volume d'émission a coïncidé avec la hausse du prix de référence des quotas qui s'est établi à environ 7,6 €/tonne CO₂ au titre de 2015 (contre 6,8 €/tonne CO₂ au titre 2014).
- La centrale de Longoni II a été intégralement mise en service en juin 2015 ce qui a généré une augmentation de charges du capital (rémunération du capital immobilisé et amortissements).
- L'augmentation des coûts de commercialisation est liée principalement au renforcement du portefeuille des offres de maîtrise de la demande d'électricité.
- L'année 2014 a été marquée par la baisse de certains postes de charges liée notamment à la régularisation de la taxe générale sur les activités polluantes au travers du poste « impôts et taxes » et à l'ajustement de la prise en compte des ouvrages de production de Badamiers entre le périmètre de la concession et les biens propres d'EDM. Le retour à la situation normale en 2015 explique la variation de ces postes par rapport à 2014.

Lors de l'examen des coûts déclarés par EDM, il est apparu que ceux-ci intègrent les coûts liés à l'octroi de mer non récupérable. Or ces coûts devraient être répercutés dans les factures des consommateurs mahorais via une rémanence d'octroi de mer. EDM n'a pas été en mesure d'identifier ces coûts dans les délais compatibles avec le calendrier d'analyse de ses charges. Ces coûts pourront donner lieu à une régularisation à la baisse des charges constatées 2015 quand ils auront été identifiés par EDM, dans la mesure où EDM peut couvrir ces coûts par la rémanence.

Coûts exclus liés 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 2015. 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 2015, le taux de disponibilité moyen des installations de production d'EDM s'est élevé à 87,7 %.

Aucun coût n'est exclu au titre de cette vérification.

Coûts de production retenus à la compensation

Les coûts de production pris en compte à la compensation au titre de l'année 2015 s'élèvent à **109,3 M€**.

1.1.2.2 Recettes de production**Chiffre d'affaires**

Le chiffre d'affaires déclaré par EDM en 2015 s'élève à 29,2 M€. Ce montant est majoré de la perte de recettes due, à la tarification spéciale « produit de première nécessité », celle-ci étant compensée par ailleurs (cf. section A.4.1).

Par ailleurs, ce montant doit être majoré des recettes supplémentaires qu'EDM aurait obtenues auprès des clients bénéficiant du « tarif agent » si ces derniers étaient assujettis aux tarifs réglementés de vente (cf. section A.1.1). En appliquant les tarifs réglementés de vente à la structure de consommation de la clientèle au « tarif agent », on obtient les recettes qu'EDM aurait théoriquement perçues en 2015 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 2015, ce supplément est évalué à 0,2 M€.

Au final, le chiffre d'affaires 2015 à retenir au titre des recettes d'EDM issues des tarifs réglementés de vente est donc de **29,4 M€** (29,2 M€ + 0,2 M€).

Recettes de distribution

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. Ainsi, les coûts de distribution supportés par EDM en 2015 s'élèvent à **17,4 M€** et se répartissent comme suit :

- coûts de distribution (hors services systèmes et pertes, et incluant une rémunération à 7,25 % des capitaux) : 16,1 M€
- achat des services systèmes : 0,26 M€
- achat des pertes : 1,0 M€

Recettes de gestion de la clientèle

En l'absence du TURPE, qui fixe une valeur normative de la composante de gestion clientèle pour le gestionnaire de réseau, la clef de répartition normative de 80/20 ne peut être utilisée pour déterminer les recettes de gestion clientèle d'EDM. De ce fait, à 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 2015, ces recettes sont évaluées à **1,0 M€**.

Recettes de production retenues

Les recettes de production, incluant celles provenant de la vente des pertes et des services systèmes, s'établissent, pour 2015, à **11,6 M€** (cf. tableau 6).

Tableau 6 : Recettes de production constatées pour EDM au titre de 2015

en M€	2015
(+) Chiffre d'affaires issu de la fourniture d'électricité	29,2
(+) Chiffre d'affaires théorique lié aux agents EDM	0,2
Chiffre d'affaires total à considérer	29,4
(-) Recettes de distribution	17,4
(-) Recettes de gestion clientèle	1,0
(+) Recettes de vente pertes et services systèmes	1,3
Recettes brutes de production	12,2
Recettes de production totales ⁽¹⁾	11,6
Part production du tarif de vente (€/MWh)	38,50

⁽¹⁾ Résultat de la diminution des recettes brutes de production de la part des recettes issues de la vente des kWh produits dans le cadre des contrats d'achat, traités à la section A.2.4.2.

1.1.2.3 Surcoûts de production

Les coûts et recettes de production d'EDM retenus par la CRE étant respectivement de 109,3 M€ et 11,6 M€, le montant définitif des surcoûts de production d'EDM au titre de l'année 2015 s'élève à **97,7 M€**. Ce surcoût relève du programme budgétaire « service public de l'énergie ».

2. SURCÔÛTS LIES AUX CONTRATS D'ACHAT

Les surcoûts d'achat supportés en 2015, 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 de l'énergie) ;
- les contrats d'achat conclus à l'issue d'appels d'offres (1° de l'article L. 311-12 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. 311-12 et L. 121-27 du code précité (2° du I de l'article R. 121-28 du code précité), dits contrats de gré-à-gré ;
- les contrats de type « appel modulable » concernant des installations dites « dispatchables ».

En application 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 le coût évité par l'acquisition de cette électricité, qui est évalué de la manière suivante :

- en métropole continentale, 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* » ;
- dans les ZNI, les coûts évités sont calculés « *par rapport à la part relative à la production dans les tarifs réglementés de vente d'électricité* ».

Les sections suivantes présentent les résultats de l'évaluation des surcoûts liés aux contrats d'achat en métropole continentale pour EDF et pour les ELD, et, dans les ZNI, pour EDF et pour Électricité de Mayotte.

2.1 Surcoûts d'achat supportés par EDF en métropole continentale au titre de 2015

2.1.1 Coûts liés aux contrats d'achat

2.1.1.1 Quantités d'électricité et coûts d'achat déclarés par EDF

Les quantités d'électricité et coûts d'achat déclarés par EDF en métropole continentale au titre de l'année 2015 sont présentés dans le tableau 7.

Au titre de 2015, **42,5 TWh** ont été déclarés par EDF pour un coût d'achat de **5 919,6 M€**.

Tableau 7 : Quantités d'électricité et coûts d'achat déclarés par EDF pour 2015

	Cogénération (combustible fossile)	Cogénération (combustible fossile) dispatchable	Diesel dispatchable	Hydraulique	Eolien	Incinération	Biogaz	Biomasse	Photovoltaïque	Autres (*)	TOTAL
Janvier (GWh)	358,5	759,7	0,0	499,9	2 176,4	212,9	131,8	142,3	369,9	0,0	4 651,5
Février (GWh)	322,1	699,0	0,0	499,0	1 807,8	190,9	117,5	146,0	381,5	0,0	4 163,7
Mars (GWh)	349,4	679,2	0,0	630,6	1 908,0	219,8	128,2	158,5	462,3	0,0	4 536,0
Avril (GWh)	0,0	1,2	0,0	626,1	1 376,5	152,5	123,8	153,0	552,9	0,8	2 986,6
Mai (GWh)	0,0	0,0	0,0	593,5	1 518,8	173,4	129,7	163,9	607,7	0,0	3 187,0
Juin (GWh)	0,0	0,0	0,0	429,7	1 199,9	158,2	130,0	146,8	698,4	0,0	2 763,0
Juillet (GWh)	0,0	1,4	0,0	262,2	1 338,4	178,3	135,4	177,2	755,8	0,0	2 848,8
Août (GWh)	0,0	0,0	0,0	233,5	1 077,0	181,1	138,6	179,5	701,9	0,0	2 511,7
Septembre (GWh)	0,0	0,1	0,0	206,0	1 585,7	157,7	135,2	183,9	679,6	0,0	2 948,2
Octobre (GWh)	0,0	11,0	0,0	223,9	1 218,2	143,5	144,6	157,8	566,8	0,6	2 466,3
Novembre (GWh)	340,9	618,6	0,1	248,6	2 438,4	198,8	139,2	176,9	502,5	0,0	4 663,9
Décembre (GWh)	396,4	694,6	0,0	293,8	2 444,1	198,0	148,5	179,6	436,4	0,0	4 791,4
Quantités (GWh)	1 767,3	3 464,7	0,4	4 746,7	20 089,3	2 164,9	1 602,5	1 965,4	6 715,7	1,4	42 518,3
Quantités déclarées en 2014** (GWh)	2 255,5	2 720,5	1,0	5 428,0	16 255,3	2 421,2	1 393,0	1 585,5	5 408,5	119,6	37 588,1
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	4 232,1	91,2	37 120,0
Coût d'achat (M€)	217,8	463,6	7,1	351,0	1 779,6	125,3	194,7	268,9	2 511,6	0,1	5 919,6
Coût d'achat déclaré en 2014** (M€)	287,0	379,8	8,5	389,9	1 439,8	137,5	158,4	211,4	2 281,7	10,9	5 304,9
Coût d'achat déclaré en 2013** (M€)	849,8	64,2	8,9	376,1	1 341,2	158,0	127,5	176,4	2 007,8	8,5	5 118,4

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

** Les quantités et les coûts d'achats total et unitaire 2013 et 2014 tiennent compte des reliquats retenus dans l'annexe 4

2.1.1.2 Quantités d'électricité et coûts d'achat retenus par la CRE

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 très forte croissance (de 4 500 en 2007 à 157 000 en 2011, 234 000 en 2012, 300 000 en 2014 et 325 000 en 2015). Ce nombre ne permet pas de procéder à une vérification individuelle des coûts des contrats.

Sur la base des résultats des contrôles qu'elle a effectués, la CRE a demandé à EDF des compléments sur 189 contrats hors photovoltaïque sur un total de 3 928 et sur 15 contrats photovoltaïques sur un total de 321 009. Ces contrôles ont permis de détecter certaines anomalies et de les corriger, conduisant à réduire les coûts d'achat pris en compte au titre de l'année 2015 de 390 k€.

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 79 contrats, soit environ 2 % du nombre de contrats commentés (4 867 au total), 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 2015 sont détaillés dans le tableau 8.

Tableau 8 : Quantités d'électricité et coûts d'achat retenus par la CRE pour 2015

	Cogénération (combustible fossile)	Cogénération (combustible fossile) dispatchable	Diesel dispatchable	Hydraulique	Eolien	Incinération	Biogaz	Biomasse	Photovoltaïque	Autres [*]	TOTAL
Janvier (GWh)	358,5	759,7	0,0	499,9	2 176,4	212,9	131,8	142,3	369,9	0,0	4 651,5
Février (GWh)	322,1	699,0	0,0	499,0	1 807,8	190,9	117,5	146,0	381,5	0,0	4 163,7
Mars (GWh)	349,4	679,2	0,0	630,6	1 908,0	219,8	128,2	158,5	462,3	0,0	4 536,0
Avril (GWh)	0,0	1,2	0,0	626,1	1 376,5	152,5	123,8	153,0	552,9	0,8	2 986,6
Mai (GWh)	0,0	0,0	0,0	593,5	1 518,8	173,4	129,7	163,9	607,7	0,0	3 187,0
Juin (GWh)	0,0	0,0	0,0	429,7	1 199,9	158,2	130,0	146,8	698,4	0,0	2 763,0
Juillet (GWh)	0,0	1,4	0,0	262,2	1 338,4	178,3	135,4	177,2	755,8	0,0	2 848,8
Août (GWh)	0,0	0,0	0,0	233,5	1 077,0	181,1	138,6	179,5	701,9	0,0	2 511,7
Septembre (GWh)	0,0	0,1	0,0	206,0	1 585,7	157,7	135,2	183,9	679,6	0,0	2 948,2
Octobre (GWh)	0,0	11,0	0,0	223,9	1 218,2	143,5	144,6	157,8	566,8	0,6	2 466,3
Novembre (GWh)	340,9	618,6	0,1	248,6	2 438,4	198,8	139,2	176,9	502,5	0,0	4 663,9
Décembre (GWh)	396,4	694,6	0,0	293,8	2 444,1	198,0	148,5	179,6	436,4	0,0	4 791,4
Quantités (GWh)	1 767,3	3 464,7	0,4	4 746,7	20 089,3	2 164,9	1 602,5	1 965,4	6 715,7	1,4	42 518,3
Quantités retenues en 2014** (GWh)	2 255,5	2 720,5	1,0	5 428,0	16 255,3	2 421,2	1 393,0	1 585,5	5 408,5	119,6	37 588,1
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	4 232,1	91,2	37 120,0
Coût d'achat (M€)	217,8	463,6	7,1	351,0	1 779,6	125,3	194,4	268,9	2 511,4	0,1	5 919,2
Coût d'achat retenu en 2014** (M€)	287,0	379,8	8,5	389,9	1 439,8	137,5	158,4	211,4	2 281,7	10,9	5 304,9
Coût d'achat retenu en 2013** (M€)	849,8	64,2	8,9	376,1	1 341,2	158,0	127,5	176,4	2 007,8	8,5	5 118,4
Coût d'achat unitaire (€/MWh)	123,3	133,8	19 852,4	73,9	88,6	57,9	121,3	136,8	374,0	88,6	139,2
Coût d'achat unitaire 2014** (€/MWh)	127,3	139,6	8 789,1	71,8	88,6	56,8	113,7	133,3	421,9	91,3	141,1
Coût d'achat unitaire 2013** (€/MWh)	132,9	223,6	16 209,3	67,5	88,2	56,7	107,5	128,9	474,4	93,2	137,9

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

** Les quantités et les coûts d'achats total et unitaire 2013 et 2014 tiennent compte des reliquats retenus dans l'annexe 4

Le volume d'énergie acheté sous obligation d'achat augmente de 13,5 % en 2015 par rapport à 2014, à 42,5 GWh. Cette hausse est liée à la croissance en volume des filières éolienne (+3,8 TWh) et photovoltaïque (+1,3 TWh), partiellement contrebalancée par la faible production hydroélectrique comparée à l'année 2014 (-0,7 TWh). Le coût d'achat unitaire moyen du MWh diminue de 1,4 % pour s'établir à 139,2 €/MWh. Le coût d'achat total s'élève à **5 919,2 M€** pour 2015.

Les filières prépondérantes en volume sont l'éolien (47 % des volumes achetés), le photovoltaïque (16 %) et l'hydraulique (11 %).

Les coûts d'achat de l'électricité d'origine photovoltaïque sont en hausse de 10,1 %, pour atteindre 2 511 M€. Les volumes produits augmentent de +24,2 % pour atteindre 6 716 GWh. Le coût d'achat unitaire passe à 374 €/MWh en 2015, soit une baisse de 11 % par rapport à 2014, en raison du raccordement de nouvelles installations bénéficiant de tarifs plus faibles que la moyenne du parc. La production d'électricité d'origine photovoltaïque représente 42 % du coût d'achat total.

Les volumes produits par la filière éolienne augmentent de 23,6 %, soit +3 834 GWh, sous l'effet notamment de la croissance du parc en termes de puissance installée (+1 060 MW, soit une hausse de 12 %). Les coûts d'achat croissent au même rythme, pour s'établir à 1 780 M€, le coût d'achat unitaire restant stable à 88,6 €/MWh.

Les quantités achetées auprès des installations de cogénération augmentent de 5,2 %, pour atteindre 5 232 GWh. Le coût d'achat unitaire diminue de 2,8 % sous l'effet notamment de la baisse du prix du gaz pour atteindre 130 €/MWh.

La production hydroélectrique sous obligation d'achat régresse de 12,6 % en 2015 soit -681 GWh, sous l'effet d'une moins bonne hydraulité par rapport à l'année 2014. Le coût d'achat baisse quant à lui de 10 % et s'établit à 351 M€, malgré une hausse du coût unitaire moyen de 2,9 % (73,9 €/MWh en 2015). Les coûts d'achat retenus intègrent les recettes perçues par EDF au titre de la résiliation anticipée d'un contrat HR97 (87 k€).

Les filières biomasse et biogaz voient leurs volumes achetés augmenter respectivement de 24 % et 15 %. Les coûts d'achat unitaires augmentent respectivement de 2,6 % et 6,8 %, 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 7,4 MW, ainsi qu'une installation de 17 MW issue de l'appel d'offres de 2010 et deux installations bénéficiant du régime de l'arrêté tarifaire de 2011 et représentant 13,7 MW ont été mises en service en 2015. Pour la filière biogaz, 63 nouvelles installations représentant 39 MW sont comptabilisées en 2015 sous le régime de l'arrêté tarifaire de 2011, pour une puissance totale du parc de 313 MW à fin 2015.

Les volumes achetés à la filière incinération décroissent de 11 % pour atteindre 2 165 GWh. Les coûts d'achat s'élèvent à 125 M€ pour l'année 2015.

Le parc des installations dispatchables diminue en 2015, avec 67 MW de puissance garantie à la fin de l'année. Les volumes produits diminuent et représentent 0,4 GWh en 2015, en raison d'appels moins nombreux qu'en 2014.

2.1.1.3 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.

Les coûts des contrôles effectués au titre de l'année 2015 et dont les résultats sont stabilisés à la date de déclaration des charges représentent **267,3 k€**.

2.1.1.4 Coûts liés à la gestion du périmètre d'équilibre dédié à l'obligation d'achat

EDF a déclaré au titre de l'année 2015 des coûts liés à la gestion du périmètre d'équilibre dédié à l'obligation d'achat. Ces coûts ont trait aux frais de fonctionnement du périmètre d'équilibre facturés par RTE et ERDF (26,1 k€), aux frais d'accès au marché *spot* (353,4 k€). Ils incluent par ailleurs les frais de certification des installations sous obligation d'achat au titre du mécanisme de capacité (201,8 k€).

La CRE avait indiqué dans sa délibération de proposition des charges 2013¹¹ qu'elle ne pouvait, « *en l'état de la rédaction des dispositions des articles L.121-6 et suivants du code de l'énergie, inclure [les coûts de gestion attachés à la mise en œuvre de l'obligation d'achat] dans les charges à couvrir au titre des charges de service public de l'électricité.* »

Les dispositions en question n'ayant pas, à la date de la présente délibération, été modifiées de façon à permettre la compensation des coûts de gestion de l'obligation d'achat, l'analyse exposée dans la délibération du 9 octobre 2012 trouve à s'appliquer, et les coûts exposés par EDF au titre de la gestion du périmètre d'équilibre dédié à l'obligation d'achat ne peuvent dès lors pas être intégrés au montant des charges à compenser.

2.1.2 Coûts évités à EDF par les contrats d'achat

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* ».

2.1.2.1 Cas général

La méthodologie d'évaluation du coût évité par EDF en métropole est détaillée dans les délibérations de la CRE du 25 juin 2009¹² et du 16 décembre 2014¹³. 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 de celles-ci est présenté dans les sections A.2.1.2.2 à A.2.1.2.5.

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 décembre.

Le coût évité par la part aléatoire est calculé par référence aux prix de marché de l'électricité.

Dans le cadre de la mise en place d'un périmètre d'équilibre dédié à la production sous obligation d'achat, effectif depuis le 1^{er} juillet 2015, le coût évité par la production aléatoire est calculé par référence à un prix de court terme visant à refléter la valorisation de cette électricité, en application des principes définis par la délibération du 16 décembre 2014. Ce prix de court terme est calculé par pas demi-horaire comme la moyenne pondérée des prix *spot*, de l'indice de prix moyen pondéré horaire pour les échanges infra-journaliers et du prix de règlement des écarts facturé ou acquitté par RTE au gestionnaire du périmètre d'équilibre dédié à l'obligation d'achat par les volumes correspondants. Le facteur correctif η prévu par la délibération du 16 décembre 2014 a été pris égal à 1 pour l'évaluation du coût évité en 2015, ce qui ne préjuge pas de la valeur qui pourrait être retenue par la CRE dans le cadre d'exercices futurs.

Pour la période du 1^{er} janvier au 30 juin 2015, le coût évité par la part aléatoire est évalué, comme précédemment, par référence aux prix de marché *spot*.

¹¹ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 9 octobre 2012 portant proposition relative aux charges de service public de l'électricité et à la contribution unitaire pour 2013.

¹² Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 25 juin 2009 relative à l'évolution des principes de calcul du coût évité par l'électricité produite sous obligation d'achat en métropole continentale.

¹³ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 16 décembre 2014 portant communication relative à l'évolution de la méthodologie de calcul du coût évité par l'électricité produite sous obligation d'achat en métropole continentale. Une nouvelle délibération de la CRE, du 25 mai 2016, vient modifier pour les années 2016 et suivantes les modalités de calcul du coût évité pour le calcul des charges constatées.

Dans le cas général, le coût évité est calculé par référence à la moyenne mensuelle de la référence de prix retenue (respectivement prix spot et prix de court terme pour les 1^{er} et 2nd semestre 2015). Pour la filière éolienne, 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 de marché.

Le coût évité obtenu s'élève pour l'année 2015 à **1 255,5 M€** (hors contrats PV, contrats à différenciation horosaisonnaire, contrats « appel modulable » et cogénérations fonctionnant en mode « dispatchable »), alors qu'il était de 1 159,4 M€ en 2014. Cette hausse s'explique par l'augmentation des volumes produits sous obligation d'achat, en partie contrebalancée par la baisse des prix de marché.

Coût évité par la production quasi-certaine

La puissance quasi-certaine retenue pour l'année 2015 est indiquée dans le tableau 9.

Tableau 9 : Puissance quasi-certaine retenue pour 2015

	Puissance quasi-certaine (MW)
Ruban de base	1 000
Surplus de production Q1 ¹⁴	2 200
Surplus de production M11 ¹⁵	2 500
Surplus de production M12 ¹⁶	2 500

Les références de coût évité retenues pour chaque bloc de puissance quasi-certaine sont indiquées dans le tableau 10.

Tableau 10 : Prix de marché retenus pour 2015, en €/MWh

Ruban	Q1	M11	M12
42,81	52,21	43,55	41,84

Ainsi, le coût évité par la production quasi-certaine, correspondant à 17,2 TWh, est de **779,3 M€**.

Coût évité par la production aléatoire relevant du cas général

Le coût évité par la production aléatoire relevant du cas général (hors contrats photovoltaïques, contrats à différenciation horosaisonnaire, contrats « appel modulable » et cogénérations « dispatchables ») s'élève à **476,2 M€**. Ce montant est détaillé dans le tableau 11.

¹⁴ Premier trimestre

¹⁵ Novembre

¹⁶ Décembre

Tableau 11 : Prix de marché mensuels et coût évité à EDF par les contrats d'achat en 2015 (hors contrats PV, contrats horsaisonnalisés, contrats « appel modulable » et cogénérations « dispatchables »)

Mois	Prix mensuel	Quantité hors éolien	Prix pondéré éolien	Quantité éolien	Coût évité
	(€/MWh)	(GWh)	(€/MWh)	(GWh)	
Janvier	41,33	285	32,38	670	33,5
Février	50,15	289	43,40	448	33,9
Mars	43,78	387	26,26	404	27,6
Avril	39,54	624	37,64	891	58,2
Mai	26,48	651	25,64	1 017	43,3
Juin	32,10	529	30,11	715	38,5
Juillet	37,19	460	31,93	837	43,8
Août	31,25	446	29,68	576	31,0
Septembre	36,91	408	38,08	1 100	56,9
Octobre	43,89	378	42,84	716	47,3
Novembre	38,52	279	37,36	677	36,1
Décembre	33,66	303	23,78	665	26,0
Total 2015	36,9	5 040	33	8 717	476,2

2.1.2.2 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 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 de référence horaires retenus (respectivement prix spot et prix de court terme pour les 1^{er} et 2nd semestre 2015) pondérés par les coefficients de production horsaisonniers 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 2015 s'élève ainsi à **260,8 M€**. Ce montant est détaillé dans le tableau 12.

Tableau 12 : Prix de référence et coût évité à EDF par les contrats d'achat PV en 2015

Mois	Facturation mensuelle		Facturation semestrielle		Facturation annuelle		Coûts évités
	Prix de référence	Quantité	Prix de référence	Quantité	Prix de référence	Quantité	
	(€/MWh)	(GWh)	(€/MWh)	(GWh)	(€/MWh)	(GWh)	M€
Janvier	45,69	128	37,81	137	35,11	104	14,7
Février	52,64	181	45,57	104	35,68	97	17,7
Mars	44,48	259	46,54	95	36,48	108	19,9
Avril	40,43	375	44,60	89	37,01	88	22,4
Mai	27,54	407	39,86	118	36,48	83	18,9
Juin	35,51	452	38,47	163	36,81	83	25,4
Juillet	40,89	459	38,58	200	38,29	96	30,2
Août	33,76	416	36,69	206	39,42	80	24,8
Septembre	39,25	351	36,05	228	39,22	101	25,9
Octobre	46,88	262	36,41	204	39,22	100	23,7
Novembre	42,76	202	38,73	206	39,22	94	20,3
Décembre	37,18	155	39,53	190	38,97	91	16,8
Total 2015	39,10	3649	39,02	1940	37,63	1127	260,8

2.1.2.3 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. À cette fin, le calcul est fondé sur les valeurs horaires des prix spot et des prix de court terme, respectivement pour les 1^{er} et 2nd semestre 2015. Le coût évité correspondant pour l'année 2015 est égal à **56,3 M€**.

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

Les installations « dispatchables », qui font l'objet de contrats type « appel modulable », représentaient en 2015 une puissance garantie de 78 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 2,2 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 0,01 M€). L'énergie achetée pour une utilisation hors ajustement est valorisée sur la base d'une moyenne mensuelle des prix de référence (respectivement prix spot et prix de court terme pour les 1^{er} et 2nd semestre 2015) aux heures de pointe, soit un coût évité de 0,01 M€.

Le coût évité à EDF en 2015 par les installations « dispatchables » bénéficiant d'un contrat de type « appel modulable » est de **2,2 M€**.

2.1.2.5 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. 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 pendant au moins un mois de l'année en mode « dispatchable » ou ayant produit en dehors des périodes d'appel s'élèvent à 3 465 GWh, pour un montant d'achat retenu de 464 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 référence (prix spot et prix de court terme respectivement pour les 1^{er} et 2nd semestre 2015) journaliers. Ce coût évité est ainsi évalué à 143,8 M€.

Coût évité en mode « dispatchable »

Le calcul du coût évité par les achats effectués en mode « dispatchable » 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 0,2 M€.

Le coût évité à EDF en 2015 par les installations de cogénération ayant fait l'objet d'un basculement ou d'une reconduction en mode « dispatchable » est de **144,0 M€**.

2.1.2.6 Coût total évité à EDF par les contrats d'achat

Le coût total évité à EDF par les contrats d'achat en métropole continentale est de **1 718,8 M€** (1 255,5 M€ + 260,8 M€ + 56,3 M€ + 2,2 M€ + 144,0 M€).

2.1.3 Surcoûts liés aux contrats d'achat pour EDF en 2015

Les surcoûts supportés par EDF résultant des contrats d'achat en 2015 s'élèvent à **4 200,7 M€** en métropole continentale (5 919,2 M€ de coût d'achat + 0,3 M€ de coût de contrôle des cogénérations - 1 718,8 M€ de coût évité).

Ce montant se répartit de la manière suivante :

- 3 739,4 M€ au titre des charges relevant du CAS « transition énergétique » ;
- 461,3 M€ au titre des charges relevant du programme budgétaire « service public de l'énergie ».

2.2 Surcoûts d'achat supportés par les ELD au titre de 2015

2.2.1 Coûts d'achat déclarés par les ELD

135 ELD ont déclaré des charges supportées au titre des contrats d'achat en 2015. Parmi elles, neuf ELD ont annoncé des surplus de production dus à l'obligation d'achat et revendus à EDF.

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, 17 241 en 2014 et 18 687 en 2015). 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 calculés par 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. Il apparaît que dans de nombreux cas, les factures peuvent être établies par les producteurs sans suivi régulier ou contrôle spécifique de la part des ELD.

Les volumes et les coûts d'achat corrigés de surplus retenus au titre de 2015 s'élèvent respectivement à 1,8 TWh et à **278,1 M€**.

2.2.2 Calcul des coûts évités

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 vérifie donc 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 2015, neuf ELD se sont approvisionnées à la fois aux tarifs de cession et sur le marché. Huit d'entre elles ont 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, tandis que pour la dernière il prend en compte les tarifs de cession et les prix de marché *spot*.

Au total le coût évité est évalué à **67,4 M€** en 2015.

2.2.3 Surcoûts d'achat pour les ELD en 2015

Les surcoûts retenus au titre de l'obligation d'achat s'élèvent ainsi, en 2015, à **210,7 M€** (278,1 M€ - 67,4 M€), en hausse de 9 % par rapport à 2014. Cette augmentation s'explique notamment par le développement de la filière photovoltaïque. Les surcoûts d'achat de cette filière s'élèvent à 127 M€, bien supérieurs à ceux de l'éolien (49 M€) et de la biomasse (12 M€).

Ce montant se répartit de la manière suivante :

- 204,8 M€ au titre des charges relevant du CAS « transition énergétique » ;
- 5,9 M€ au titre des charges relevant du programme budgétaire « service public de l'énergie ».

Les principaux éléments de calcul des surcoûts d'achat par ELD sont indiqués dans le tableau 25.

2.3 Surcoûts d'achat supportés par EDF dans les ZNI au titre de 2015

2.3.1 Coûts liés aux contrats d'achat

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 :

- d'une facture d'indemnisation d'un producteur photovoltaïque émise par EDF au titre d'un défaut de réseau ;
- d'une prime fixe mensuelle indument versée par EDF à un producteur éolien.

Les montants retenus au titre des contrats d'achat 2015 en ZNI sont présentés dans le tableau 13.

Tableau 13 : Quantités d'électricité et coûts d'achat retenus pour EDF dans les ZNI pour 2015

	Corse		Guadeloupe		Martinique		Guyane		Réunion		SPM		Îles Bretonnes		Total		Rappel 2014*		Rappel 2013*		
	GWh	M€	GWh	M€	GWh	M€	GWh	M€	GWh	M€	GWh	M€	GWh	M€	GWh	M€	GWh	M€	GWh	M€	
Interconnexion	692,1	39,9	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	692,1	39,9	625,9	49,8	645,0	47,4
Bagasse-charbon	---	---	462,6	83,3	---	---	---	---	1 438,4	199,9	---	---	---	---	---	1 901,0	283,2	2 011,0	283,5	2 104,9	311,5
Thermique	427,6	153,2	1 113,1	272,1	905,9	260,4	59,1	11,9	667,7	204,9	---	---	---	---	---	3 173,3	902,6	2 223,5	709,2	909,5	312,0
Incinération	---	---	---	---	24,1	1,6	---	---	---	---	---	---	---	---	---	24,1	1,6	22,3	1,6	15,8	1,0
Hydraulique	43,5	2,6	20,8	2,8	0,0	0,0	15,0	1,7	2,9	0,2	---	---	---	---	82,3	7,3	108,8	9,4	101,1	8,8	
Eolien	24,2	2,5	52,5	5,8	2,3	0,2	---	---	15,6	1,8	---	---	---	---	94,6	10,4	102,7	11,0	94,3	10,4	
Géothermie	---	---	82,8	9,9	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	82,8	9,9	74,9	8,6	80,8	10,1	
Biomasse	---	---	-0,1	0,0	---	---	11,5	2,6	---	---	---	---	---	---	11,4	2,6	11,9	2,7	12,8	3,2	
Biogaz	10,2	0,9	0,1	0,0	0,9	0,1	---	---	15,4	1,5	---	---	---	---	26,5	2,6	26,2	2,5	26,3	2,5	
Photovoltaïque	141,4	61,4	97,6	41,1	80,2	34,8	52,7	23,6	233,9	109,4	---	---	0,0	0,0	605,8	270,2	586,3	261,9	557,8	251,8	
Total	1 339,0	260,5	1 829,4	415,0	1 013,3	297,0	138,3	39,9	2 373,9	517,7	0,0	0,0	0,013	0,008	6 693,9	1 530,1	5 793,5	1 340,4	4 548,3	958,6	

* montants tenant compte des rectifications effectuées sur les exercices 2013 et 2014 - cf. annexe 4

L'augmentation des volumes achetés et des coûts afférents dans les ZNI en 2015 par rapport à 2014 résulte de plusieurs facteurs mais s'explique essentiellement par la mise en service progressive des centrales de production d'EDF PEI, ainsi que par une hydraulité inférieure à la normale dans la plupart des territoires :

- L'année 2015 se caractérise ainsi par une hydraulité particulièrement faible en Corse et en Guyane, contrairement à La Réunion où l'année 2015 a été chaude et pluvieuse. Au total, on observe une baisse de 7 % de la production hydraulique (EDF et tiers), ce qui concourt à une sollicitation plus fréquente des centrales thermiques et des interconnexions dans le cas de la Corse ;
- La très forte croissance des coûts d'achat de la filière thermique est aussi liée à la mise en service des derniers moteurs de la centrale d'EDF PEI de Pointe Jarry en Guadeloupe au premier semestre 2015, ainsi que des derniers moteurs de la centrale de Bellefontaine en Martinique et de Lucciana en Corse courant 2014 ;
- La production des centrales bagasse-charbon est en baisse pour la deuxième année consécutive en 2015, ce qui s'explique principalement par des indisponibilités fortuites importantes sur les centrales guadeloupéennes d'Albioma ;
- Après une année 2014 marquée par un recul de la production géothermique du fait de travaux de maintenance importants sur l'installation Bouillante 2, l'année 2015 est marquée par un retour de la production géothermique à son niveau de 2013 ;
- La production de l'usine d'incinération d'ordures ménagères en Martinique montre une progression en 2015 pour la deuxième année consécutive ;
- Après une année 2014 marquée par une production relativement élevée des parcs éoliens, la production éolienne retrouve en 2015 son niveau de 2013 ;

- Le ralentissement de l'accroissement de la production d'électricité photovoltaïque observé en 2014 se confirme en 2015. Les volumes déclarés et le coût d'achat associé ont ainsi progressé de seulement 3 % entre 2014 et 2015, comme entre 2013 et 2014, contre 12 % entre 2012 et 2013. Cette filière renouvelable reste de loin la plus coûteuse par MWh produit ;
- La production des installations biomasse et biogaz est quant à elle caractérisée par une grande stabilité depuis 2013.

Le coût d'achat total retenu dans les ZNI s'élève à **1 530,1 M€** en 2015, soit une augmentation de près de 14 % par rapport à 2014.

Il est à noter que l'octroi de mer facturé à EDF par les producteurs tiers n'est pas compensé par la CSPE, dans la mesure où les coûts correspondants sont couverts pour EDF par la rémanence d'octroi de mer. Cependant, lors de l'examen des coûts déclarés par EDF il est apparu que les coûts d'achat de certains producteurs facturés à EDF et déclarés par cette dernière dans les charges constatées pourraient comporter une composante résiduelle relative à l'octroi de mer. EDF n'a pas été en mesure d'identifier ces coûts dans les délais compatibles avec le calendrier d'analyse de ses charges. Ces coûts pourront donner lieu à une régularisation à la baisse des charges constatées 2015 quand ils auront été identifiés.

2.3.2 Coûts évités à EDF par les contrats d'achat

En application du a) du 2° du I de l'article R. 121-28 du code de l'énergie, 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 EDF valorisée à cette part production est évaluée à **363,7 M€**, comme détaillé dans le tableau 14.

Tableau 14 : Coût évité à EDF par les contrats d'achat dans les ZNI en 2015

	Corse	Guadeloupe	Martinique	Guyane	Réunion	SPM	Iles bretonnes	2015
Quantités achetées (GWh)	1 339,0	1 829,4	1 013,3	138,3	2 373,9	0,0	0,013	6 693,9
Taux de pertes (%)	12,4%	12,4%	10,1%	11,9%	8,1%	2,9%	7,9%	
Quantités achetées et consommées (GWh) *	1 172,9	1 601,8	910,9	121,9	2 181,6	0,0	0,012	5 989,1
Part production du tarif de vente (€/MWh)	55,20	61,34	63,13	61,35	62,22	70,23	41,07	---
Coût évité par les contrats d'achat (M€)	64,7	98,3	57,5	7,5	135,7	0,00	0,0005	363,7

* 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.

2.3.3 Surcoûts dus aux contrats d'achat supportés par EDF dans les ZNI

Les surcoûts supportés par EDF résultant des contrats d'achat en 2015 s'élèvent à **1 166,4 M€** dans les ZNI (1 530,1 M€ de coût d'achat – 363,7 M€ de coût évité). Ce montant se répartit par compte de financement budgétaire de la manière suivante :

- 247,6 M€ au titre des charges relevant du CAS « transition énergétique » ;
- 918,8 M€ au titre des charges relevant du programme budgétaire « service public de l'énergie ».

La décomposition des surcoûts supportés par EDF par zone et par compte de financement budgétaire est présentée dans le tableau 15.

Tableau 15 : Surcoûts dus aux contrats d'achat d'EDF dans les ZNI en 2015

M€	Corse	Guadeloupe	Martinique	Guyane	Réunion	SPM	Iles bretonnes	2015
Coût d'achat	260,5	415,0	297,0	39,9	517,7	0,0	0,008	1 530,1
Coût évité	64,7	98,3	57,5	7,5	135,7	0,0	0,000	363,7
Surcoûts	195,7	316,7	239,5	32,4	382,0	0,0	0,007	1 166,4
dont ENR OA affectées au CAS	56,7	40,9	30,6	21,7	97,6	0,0	0,007	247,6
dont ENR hors OA affectées au budget	0,0	5,0	0,0	2,0	0,0	0,0	0,0	7,0
dont autres contrats affectés au budget	139,0	270,8	208,9	8,7	284,4	0,0	0,0	911,9

2.4 Surcoûts d'achat supportés par EDM

2.4.1 Coûts liés aux contrats d'achat à Mayotte

En 2015, EDM a supporté des charges liées à l'obligation d'achat qui résultent du développement de la filière photovoltaïque. Les volumes d'électricité achetés par EDM sont en hausse de 3 % par rapport à 2014. 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 2015. Les volumes d'achat s'élèvent, pour 2015, à 17,0 GWh pour un montant de 7,7 M€.

La CRE a retenu, au titre des contrats d'achat à Mayotte, l'intégralité des quantités d'électricité et coûts d'achat transmis par EDM.

2.4.2 Coûts évités à EDM par les contrats d'achat à Mayotte

En application du 2° du I de l'article R. 121-28 du code de l'énergie, 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 (cf. section A.1.1.2.2), est évaluée à 0,6 M€, comme détaillé dans le tableau 16.

Tableau 16 : Coût évité à EDM par les contrats d'achat en 2015

Quantités achetées	17,0 GWh
<i>Taux de pertes</i>	<i>8,56 %</i>
Quantités achetées et consommées ⁽¹⁾	15,5 GWh
<i>Part production dans le tarif de vente</i>	<i>38,50 €/MWh</i>
Coût évité par les contrats d'achat	0,6 M€

⁽¹⁾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

2.4.3 Surcoûts dus aux contrats d'achat supportés par EDM à Mayotte

Les surcoûts supportés par EDM résultant des contrats d'achat en 2015 s'élèvent à **7,1 M€** (7,7 M€ - 0,6 M€). Ces surcoûts relèvent du CAS « transition énergétique ».

3. CHARGES LIEES À LA RÉMUNÉRATION DE LA DISPONIBILITÉ DES COGÉNÉRATIONS DE PLUS DE 12 MW

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 2013 a fixé le montant maximal de la rémunération annuelle à 45 000 € par MW_e 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.

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.

3.1 Montant des charges constatées en 2015

Au cours de l'année 2015, EDF a rémunéré 21 installations de cogénération de plus de 12 MW dans les conditions fixées par l'arrêté du 1^{er} juillet 2015. Le montant total des primes versées au titre de la rémunération plancher de ces installations s'élève à 32,1 M€. La rémunération de l'amortissement des investissements de rénovation est prise en compte au titre des années 2013 et 2014, et est présentée dans l'annexe 4.

Par ailleurs, les frais de certification de la disponibilité de ces installations s'élèvent à 201 k€.

Le montant total des charges à compenser en 2015 s'élève à **32,3 M€**. Ce coût relève du programme budgétaire « service public de l'énergie ».

4. CHARGES LIEES AUX DISPOSITIFS SOCIAUX

Le tarif de première nécessité

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).

En application des articles R. 337-1 à R. 337-3, deux catégories de clients bénéficiant du TPN sont distinguées :

- les personnes physiques titulaires d'un contrat de fourniture d'électricité se voient appliquer une déduction forfaitaire sur le prix de leur fourniture pour leur résidence principale, qui dépend du nombre d'unités de consommation du foyer et de la puissance souscrite ;
- et, depuis le 15 novembre 2013¹⁷, dans le cas d'une résidence sociale au sens de l'article L. 633-1 du code de la construction et de l'habitation dont les résidents ne disposent pas d'un contrat individuel de fourniture, le gestionnaire de ladite résidence perçoit une déduction sur le prix de fourniture contractuellement établi entre le gestionnaire et son fournisseur d'électricité, qui est calculée en fonction du nombre de logements de la résidence sociale concernée.

L'article R. 337-13 du code de l'énergie prévoit en outre, pour les personnes physiques bénéficiaires de la tarification de première nécessité, la gratuité de la mise en service et une réduction de 80 % sur les frais de déplacement pour impayés.

Les pertes de recettes et coûts de gestion supplémentaires liés à la mise en œuvre du TPN font l'objet d'une compensation au profit des opérateurs concernés. Les coûts de gestion supplémentaires supportés par les fournisseurs correspondent aux frais spécifiques dus à la mise en œuvre du TPN (gestion d'un centre d'appel, envoi et traitement des attestations, affranchissement et retour par lettre T, développement d'outils informatiques, etc.).

Par ailleurs, en application de l'article L. 337-3-1 du code de l'énergie, les fournisseurs d'électricité doivent proposer à leurs clients bénéficiant du TPN une offre de transmission des données de consommation, exprimées en euros, au moyen d'un dispositif déporté d'affichage en temps réel. Les coûts correspondants sont compensés, dans la limite d'un montant unitaire maximal par ménage fixé par arrêté. Aucun coût n'a été constaté à ce titre en 2015.

Rappel sur l'historique récent du dispositif

Le dispositif du TPN a subi des modifications structurantes au cours des trois dernières années qui se sont traduites par une évolution du nombre de bénéficiaires et des charges supportées par les fournisseurs en conséquence.

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. Précédemment, les ayants droit souhaitant bénéficier du dispositif devaient en faire la demande expresse.

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. 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. La loi prévoit en outre l'extension 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.

Dispositif institué en faveur des personnes en situation de précarité

Les charges supportées du fait du TPN permettent aux opérateurs de bénéficier d'une compensation en cas de participation aux fonds de solidarité logement. 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 logement¹⁸.

¹⁷ Cette nouvelle catégorie des bénéficiaires du TPN a été introduite par 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.

¹⁸ 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.

Dispositions applicables aux bénéficiaires du chèque énergie

La loi n°2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte a instauré le chèque énergie. L'article L. 124-1 du code de l'énergie définit le chèque énergie comme « un titre spécial de paiement permettant aux ménages dont le revenu fiscal de référence est, compte tenu de la composition du ménage, inférieur à un plafond d'acquitter tout ou partie du montant des dépenses d'énergie relatives à leur logement ou des dépenses qu'ils assument pour l'amélioration de la qualité environnementale ou la capacité de maîtrise de la consommation d'énergie de ce logement comprises parmi celles mentionnées à l'article 200 quater du code général des impôts. »

Afin d'être généralisé au plus tard le 1^{er} janvier 2018, le chèque énergie est mis en place progressivement en commençant par le remplacement des tarifs sociaux dans les départements de l'Ardèche, de l'Aveyron, des Côtes d'Armor et du Pas de Calais à compter de mai 2016. Les caractéristiques du chèque énergie, en tant que titre spécial de paiement, ont été déterminées par le décret n°2016-555 du 6 mai 2016. Les coûts relatifs au chèque énergie ne font pas partie du périmètre des charges de service public de l'énergie.

En revanche, en application de l'article R. 124-16 du code de l'énergie, les bénéficiaires du chèque énergie prévu à l'article L. 124-1 dudit code bénéficient des mêmes réductions portant sur les services liés à la fourniture que les clients bénéficiant du TPN, à savoir la gratuité de la mise en service et une réduction de 80 % sur les frais de déplacement pour impayés. Les coûts supportés par les fournisseurs à ce titre sont intégrés au périmètre des charges de service public de l'énergie. Aucun coût n'a été constaté à ce titre en 2015.

* * *

Au titre de l'année 2015 les charges liées aux dispositifs sociaux ont été supportées par EDF en métropole continentale et en ZNI, par EDM à Mayotte, par 129 ELD et 8 fournisseurs alternatifs¹⁹ en métropole continentale.

4.1 Charges liées au « tarif de première nécessité »

4.1.1 Pertes de recettes liées au TPN

Au 31 décembre 2015, le nombre de foyers ayant bénéficié du TPN au titre de 2015 s'élève à environ 3 240 000 (prenant en compte environ 62 300 logements dans les résidences sociales), soit une hausse de 28 % par rapport à 2014 (~ 2 522 000).

L'introduction du revenu fiscal de référence par part comme l'un des critères d'éligibilité du TPN a ouvert 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, l'administration fiscale n'était pas en mesure de déterminer les ayants-droit avant 2015. Ainsi, la mise en œuvre effective du TPN a eu lieu à Mayotte à partir de juin 2015 pour environ 1 250 foyers sur 20 000 identifiés comme des bénéficiaires potentiels par l'administration fiscale. L'attribution du TPN à Mayotte augmentera progressivement pendant les années à venir.

La CRE a vérifié la cohérence des informations transmises par les opérateurs, notamment le nombre de bénéficiaires mentionnés et les pertes de recettes supportées. Ces vérifications ont notamment conduit à opérer des corrections de certains montants exposés.

Pour 2015, le total des déductions et versements forfaitaires retenus après les corrections opérées par la CRE s'élève à **246,9 M€**. Ce montant est en augmentation de 35 % par rapport à 2014 (182,8 M€) en raison principalement de l'automatisation de la procédure d'attribution du TPN et de l'élargissement de la cible de bénéficiaires, ainsi que de l'application du TPN aux résidences sociales (pour une perte de recettes de 2,6 M€). Ce montant intègre également l'application rétroactive par EDF du TPN au 1^{er} novembre 2013 pour les nouveaux bénéficiaires identifiés fin 2013, ainsi que la hausse rétroactive des TRV faisant suite à la décision du Conseil d'État du 11 avril 2014 pour la période du 23 juillet 2012 au 31 juillet 2013, pendant laquelle le TPN était calculé comme un pourcentage du TRV. En effet, EDF n'a pas distingué cette régularisation dans sa déclaration des charges supportées au titre de l'année 2015.

4.1.2 Surcoûts de gestion

La CRE a vérifié les justificatifs d'évaluation des surcoûts de gestion exposés par les opérateurs. Des corrections ont été opérées sur les montants déclarés par certains d'entre eux.

Les frais spécifiques dus à la mise en œuvre du TPN sont en baisse, et passent de 11,8 M€ en 2014 à **11,3 M€** en 2015 (dont 4,6 M€ de frais de personnel). Cette baisse s'explique principalement par la baisse constatée pour EDF des dépenses d'évolution des systèmes d'information effectuées en 2014 à la suite des évolutions

¹⁹ Engie, Direct Energie, Proxelia, Selia, Planete Oui, Gedia Energies & Services, Enercoop, Energem.

réglementaires détaillées supra, qui n'ont pas été reconduites en 2015. Les frais de prestation externes supportés par EDF ne sont pas distingués entre ceux relevant de la métropole et ceux relevant des ZNI.

À l'instar de remarques formulées l'année précédente, 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 opérateurs (de 1,3 à 100 € par client), selon qu'il y ait ou non recours à un prestataire extérieur.

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 2015 à **9,4 M€**. Elles ont augmenté de plus de 124 % par rapport à 2014 (4,2 M€), hausse s'expliquant par l'augmentation du nombre de bénéficiaires du TPN, mais également par la déclaration a posteriori par EDF de pertes de recettes liées à des services effectués en 2014 mais qui n'avaient pas été déclarés en raison d'un dysfonctionnement du système informatique d'EDF. EDF n'a pas non plus distingué cette régularisation dans sa déclaration au titre de 2015.

4.1.4 Bilan des charges liées au TPN

Le total des charges à compenser aux opérateurs en 2015 au titre du « tarif de première nécessité » s'élève à **267,7 M€**, ZNI incluses (246,9 M€ + 11,3 M€ + 9,4 M€).

4.2 Charges liées au dispositif institué en faveur des personnes en situation de précarité

En application des dispositions réglementaires, la compensation des charges dues aux versements effectués aux fonds de solidarité logement au titre du dispositif institué en faveur des personnes en situation de précarité s'effectue, pour chaque opérateur, à hauteur de 20 % de ses charges dues au titre du TPN.

Pour 2015, cette compensation s'élève à **26,6 M€** pour l'ensemble des opérateurs ayant déclaré des charges afférentes à ce dispositif (contre 24,3 M€ en 2014). Le montant des versements d'EDF aux fonds de solidarité logement en 2015 est compensé en totalité dans la mesure où il est inférieur au plafond fixé à 20 % de ses charges liées au TPN. Ce n'est pas le cas pour l'ensemble des fournisseurs.

4.3 Bilan des charges liées aux dispositifs sociaux supportées par opérateur

Les charges à compenser aux opérateurs en 2015 au titre des dispositifs sociaux en métropole continentale et dans les ZNI s'élèvent à **294,3 M€** (267,7 M€ + 26,6 M€), contre 223,1 M€ en 2014. Ces surcoûts relèvent du programme budgétaire « service public de l'énergie ».

Les détails de charges par type d'opérateur sont indiqués dans le tableau 17. Les détails par ELD et pour les autres fournisseurs sont indiqués dans le tableau 25.

Tableau 17 : Charges liées aux dispositifs sociaux supportées par les opérateurs au titre de 2015

	Charges supportées au titre du TPN				Charges retenues au titre du FSL	Total à compenser en 2015	Charges retenues en 2014
	Nombre de bénéficiaires en fin 2015	Pertes de recette	Frais de mise en œuvre	Total retenu au titre du TPN			
		M€	M€	M€	M€	M€	M€
EDF	2 839 731	224,6	9,4	234,1	22,3	256,4	212,2
EDF MC*	2 566 044	205,0	7,9	212,9	21,9	234,9	195,7
EDF ZNI	273 687	19,6	1,5	21,1	0,4	21,5	16,6
EDM	1 246	0,1	0	0,1	0,0	0,1	0,0
ELD	99 430	7,3	1,0	8,3	0,6	8,9	6,5
Autres fournisseurs	295 732	24,3	0,9	25,2	3,6	28,9	4,3
Total	3 236 139	256,4	11,3	267,7	26,6	294,3	223,1

* Les frais de prestation externes supportés par EDF ne sont pas distingués entre ceux relevant de la métropole et ceux relevant des ZNI

B. CHARGES DE SERVICE PUBLIC EN GAZ

1. CHARGES LIÉES AUX CONTRATS D'ACHATS DE BIOMÉTHANE

L'obligation d'achat de biométhane injecté a été mise en place par l'article L. 446-2 du code de l'énergie. Le tarif d'achat est défini dans l'arrêté du 23 novembre 2011 fixant les conditions d'achat du biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel.

L'article L. 121-36 du code de l'énergie dispose que les charges imputables aux obligations de service public assignées aux fournisseurs de gaz naturel au titre de l'obligation d'achat du biométhane sont compensées.

En application de l'article R. 121-27 du code de l'énergie, les charges constatées au titre de 2015 sont égales aux surcoûts d'achat constatés, augmentés des frais de gestion supportés par les fournisseurs, diminués du montant des valorisations financières des garanties d'origines.

Quatre fournisseurs ont supporté des charges liées à l'achat de biométhane en 2015.

Quinze installations ont produit du biométhane au cours de l'année 2015, dont sept installations mises en service en 2015.

1.1 Surcoûts d'achat

1.1.1 Coûts d'achat

La CRE a vérifié les coûts d'achat déclarés par les acheteurs au regard de l'arrêté du 23 novembre 2011 susvisé et des dispositions des articles R. 446-1 et suivants du code de l'énergie.

Les coûts d'achat du biométhane injecté en 2015 représentent 8,7 M€.

1.1.2 Coût évité

Le coût évité constaté est calculé en prenant comme référence de prix la moyenne mensuelle du prix sur le marché de gros du gaz naturel de la zone d'équilibrage.

Treize installations sont situées sur le Point d'Echange de Gaz (PEG) Nord et deux installations dans la Trading Region South (TRS). Les quantités achetées, les coûts d'achat, les prix mensuels au PEG Nord et dans la zone TRS et les coûts évités correspondants sont présentés dans le tableau 18.

Tableau 18 : Calcul du coût évité en 2015 par zone d'équilibrage

Année 2015	Coût d'achat (k€)	PEG Nord		TRS		Coût évité (k€)
		Quantité (MWh)	Prix de marché (€/MWh)	Quantité (MWh)	Prix de marché (€/MWh)	
Janvier	377	3 447	20,34	0	21,10	70
Février	426	4 047	22,99	0	23,25	93
Mars	567	5 172	22,05	0	22,40	114
Avril	615	5 571	21,99	0	22,03	122
Mai	648	6 027	20,77	0	21,23	125
Juin	736	7 007	20,66	0	21,13	145
Juillet	678	6 306	20,88	31	21,25	132
Août	766	6 920	19,51	81	20,16	137
Septembre	898	8 126	19,10	110	19,35	157
Octobre	986	8 978	18,43	107	18,55	167
Novembre	981	8 983	17,40	84	17,80	158
Décembre	1 041	8 719	15,94	841	17,39	154
Total	8 719	79 303		1 254		1 575

1.1.3 Surcoûts d'achat

Les surcoûts d'achat de chaque acheteur sont calculés comme la différence entre les coûts d'achat de biométhane et les coûts évités liés aux quantités de gaz injecté. Les surcoûts d'achat constatés pour le biométhane injecté 2015 s'élèvent au total à **7 144 k€** (8 719 k€ - 1 575 k€).

1.2 Coûts de gestion

La CRE a vérifié les justificatifs d'évaluation des coûts de gestion exposés par les opérateurs. Des corrections ont été opérées afin de ne prendre en compte que les coûts liés à la mise en œuvre du dispositif.

Le tableau 19 expose les frais de gestion constatés des acheteurs de biométhane pour les années 2014 et 2015.

Tableau 19 : Frais de gestion supportés par les acheteurs de biométhane au titre de 2014 et 2015

k€	Constaté 2014	Constaté 2015
Frais de personnel	60	67
Frais de gestion supplémentaires : SI, prestations externes...	3	1
Frais supportés au titre de l'inscription au registre national des garanties d'origine	3	14
Coûts de gestion	66	82

Les coûts de gestion 2015 s'élèvent à **82 k€**. Alors que le nombre de contrats a doublé, les coûts de gestion ont quant à eux augmenté de 24 %, traduisant l'importance des frais fixes.

1.3 Valorisation des garanties d'origine

Le I de l'article R. 121-31 précise que le montant des charges imputables à l'achat de biométhane injecté est « réduit d'une part, fixée par arrêté du ministre chargé de l'énergie, du montant des valorisations financières des garanties d'origine ». Cette part a été fixée à 75 % par arrêté du 23 novembre 2011²⁰. Lorsque le biométhane est utilisé en tant que carburant, le fournisseur peut conserver la totalité de la valorisation financière des garanties d'origine.

Le montant des valorisations financières des garanties d'origine venant en déduction des charges de service public en 2015 s'élève à **94 k€**.

La CRE a fait évoluer les déclarations des acheteurs concernant la valorisation des garanties d'origine, afin de disposer des données et des justifications adéquates lui permettant de vérifier les éléments déclarés. Les déclarations de certains fournisseurs ont nécessité des corrections de la CRE.

1.4 Bilan

Les charges constatées au titre de 2015 s'élèvent à **7 132 k€** en prenant en compte les éléments détaillés ci-dessus. Ce coût relève du CAS « transition énergétique ».

Les détails de l'évaluation des charges par opérateur sont indiqués dans le tableau 20 et leur évolution par rapport aux coûts constatés au titre de 2014 dans le tableau 21.

Tableau 20 : Charges constatées au titre de 2015

Opérateur	Volume acheté (kWh)	Coût d'achat (€)	Coût évité (€)	Surcoût d'achat (€)	Coûts de gestion (€)	Valorisation des garanties d'origine venant en déduction des charges (€)	Charges constatées au titre de 2015 (€)
DIRECT ENERGIE	2 054 510	255 749	36 622	219 128	12 683	0	231 811
ENGIE	64 463 764	6 944 686	1 259 831	5 684 855	60 530	70 733	5 674 652
Total Energie Gaz	13 265 801	1 450 974	264 912	1 186 062	3 020	23 345	1 165 738
SEGE	773 180	67 568	13 446	54 123	5 413	0	59 536
SAVE	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL	80 557 255	8 718 977	1 574 810	7 144 167	81 646	94 077	7 131 736

²⁰ Arrêté du 23 novembre 2011, fixant la part du montant des valorisations financières des garanties d'origine (GO) venant en réduction des charges de service public portant sur l'achat de biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel donnant droit à compensation.

Tableau 21 : Evolution des charges constatées au titre de 2015 par rapport aux charges constatées au titre de 2014

k€	Constaté 2014	Constaté 2015
Surcoûts d'achat constatés	2 672	7 144
Coûts de gestion constatés	6	82
Valorisation des GO	51	94
Charges	2 687	7 132

2. CHARGES LIEES AUX DISPOSITIFS SOCIAUX

Le tarif spécial de solidarité

Les fournisseurs de gaz naturel alimentant des clients en situation de précarité au tarif spécial de solidarité (TSS) bénéficient de la compensation des charges imputables aux missions de service public en application de l'article L. 121-35 du code de l'énergie.

En application de l'article R. 445-9 du code de l'énergie, trois catégories de clients bénéficiant du TSS sont distinguées :

- les clients titulaires d'un contrat individuel se voient appliquer une déduction forfaitaire sur le prix de leur fourniture pour leur résidence principale, qui dépend du nombre d'unités de consommation du foyer et de la consommation ;
- les clients résidant dans un logement chauffé collectivement perçoivent un versement forfaitaire dépendant du nombre d'unités de consommation du foyer ;
- et, depuis le 15 novembre 2013²¹, dans le cas d'une résidence sociale au sens de l'article L. 633-1 du code de l'habitation et de la construction dont les résidents ne disposent pas d'un contrat individuel de fourniture, le gestionnaire de ladite résidence perçoit une déduction sur le prix de fourniture contractuellement établi entre le gestionnaire et son fournisseur de gaz naturel, qui est calculée en fonction du nombre de logements de la résidence sociale concernée.

De plus, les clients titulaires d'un contrat individuel peuvent prétendre à la gratuité des mises en service ainsi qu'à une réduction de 80 % sur les interventions pour impayés, à l'instar des bénéficiaires de la tarification de l'électricité comme produit de première nécessité (cf. section A.4).

Les pertes de recettes et coûts supplémentaires supportés par les fournisseurs du gaz naturel en raison de la mise en œuvre du TSS font l'objet d'une compensation au profit des opérateurs concernés.

Par ailleurs, en application de l'article L. 445-6 du code de l'énergie, les fournisseurs de gaz naturel doivent proposer à leurs clients bénéficiant du TSS une offre de transmission des données de consommation, exprimées en euros, au moyen d'un dispositif déporté. Les coûts correspondants sont compensés, dans la limite d'un montant unitaire maximal par ménage fixé par arrêté. Aucun coût n'a été constaté à ce titre en 2015.

Rappel sur l'historique récent du dispositif

Le dispositif du TSS a subi des modifications structurantes au cours des trois dernières années qui se sont traduites par l'évolution du nombre de bénéficiaires et des charges supportées par les fournisseurs en conséquence.

Le chapitre I^{er} du décret n°2012-309 du 6 mars 2012 a modifié la procédure d'attribution du TSS aux ayants droit, rendant celle-ci automatique, sauf refus exprès de leur part.

Le décret n°2012-309 du 6 mars 2012 relatif à l'automatisation des procédures d'attribution des tarifs sociaux de l'électricité et du gaz naturel a prolongé la durée des droits au TSS de six mois au-delà du moment où le bénéficiaire ne respecte plus les critères d'attribution.

²¹ Cette nouvelle catégorie des bénéficiaires du TSS a été introduite par 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.

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 les critères d'éligibilité des bénéficiaires du TSS en introduisant un critère de revenu fiscal de référence par part. Le fichier des ayants droit est désormais établi à partir d'information provenant des organismes d'assurance maladie et de l'administration fiscale.

En application de l'arrêté du 21 mars 2014 le niveau de déductions et versements forfaitaires a été revu à la hausse à partir du 1^{er} avril 2014 pour compenser en totalité l'instauration de la contribution climat énergie prévue à l'article 32 de la loi n° 2013-1278 du 29 décembre 2013 de finances pour 2014.

Dispositions applicables aux bénéficiaires du chèque énergie

La loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte a instauré le chèque énergie. L'article L. 124-1 du code de l'énergie définit le chèque énergie comme « *un titre spécial de paiement permettant aux ménages dont le revenu fiscal de référence est, compte tenu de la composition du ménage, inférieur à un plafond d'acquitter tout ou partie du montant des dépenses d'énergie relatives à leur logement ou des dépenses qu'ils assument pour l'amélioration de la qualité environnementale ou la capacité de maîtrise de la consommation d'énergie de ce logement comprises parmi celles mentionnées à l'article 200 quater du code général des impôts.* »

Afin d'être généralisé au plus tard le 1^{er} janvier 2018, le chèque énergie est mis en place progressivement en commençant par le remplacement des tarifs sociaux TPN et TSS dans les départements de l'Ardèche, de l'Aveyron, des Côtes d'Armor et du Pas de Calais à compter de mai 2016. Les caractéristiques du chèque énergie, en tant que titre spécial de paiement, ont été déterminées par le décret n° 2016-555 du 6 mai 2016. Les coûts relatifs au chèque énergie ne font pas partie du périmètre des charges de service public de l'énergie.

En revanche, en application de l'article R. 124-16 du code de l'énergie, les bénéficiaires du chèque énergie prévu à l'article L. 124-1 dudit code bénéficient des mêmes réductions portant sur les services liés à la fourniture, à savoir la gratuité de la mise en service et une réduction de 80 % sur les frais de déplacement pour impayés. Les coûts supportés par les fournisseurs à ce titre sont intégrés au périmètre des charges de service public de l'énergie.

2.1 Déductions et versements forfaitaires

Le nombre de foyers (prenant en compte 49 000 logements dans les résidences sociales) ayant bénéficié du TSS en 2015 (~ 1 314 000) est en augmentation de plus de 23 % par rapport à 2014 (~ 1 066 000). Si le nombre constaté est désormais supérieur au nombre prévisionnel de bénéficiaires, il reste inférieur au nombre estimé d'ayants droit.

La CRE a vérifié la cohérence des informations transmises par les fournisseurs, notamment le nombre de bénéficiaires mentionnés et les pertes de recettes supportées. Ces vérifications ont notamment conduit à réduire le montant des charges déclarées par UEM et la Régie de Villard-Bonnot, de 0,5 k€ au total.

Par ailleurs, une correction a été opérée sur le montant déclaré par UNIPER au titre des déductions forfaitaires accordées aux gestionnaires de résidences sociales, le montant initialement déclaré correspondant à un nombre de bénéficiaires erroné.

Pour 2015, le total des déductions et versements forfaitaires retenus après les corrections opérées par la CRE s'élève à **89,7 M€**. Ce montant est en augmentation de 21 % par rapport à 2014 (74,3 M€) en cohérence avec l'augmentation du nombre de clients bénéficiaires du TSS.

2.2 Surcoûts de gestion

Les surcoûts de gestion supportés par les fournisseurs correspondent aux frais spécifiques dus à la mise en œuvre du tarif spécial de solidarité (gestion d'un centre d'appel, envoi et traitement des attestations, affranchissement et retour par lettre T, développement d'outils informatiques, etc.).

La CRE a vérifié les justificatifs d'évaluation des surcoûts de gestion exposés par les fournisseurs. Des corrections ont été opérées sur les montants déclarés par certains d'entre eux. La déclaration de frais de gestions externes (règlement des factures Acticall et Xerox²²) sans déduction de la TVA représente l'erreur de déclaration la plus récurrente. Un fournisseur a exposé à la compensation les honoraires des commissaires aux comptes qui, en application de l'article L. 121-35 du code de l'énergie, restent à la charge des fournisseurs. Comme suite aux échanges avec les services de la CRE, un fournisseur a revu à la baisse l'estimation du coût horaire de travail de son personnel en charge de la gestion du dispositif du TSS, un autre a corrigé une inversion commise entre les coûts liés au TPN et ceux liés au TSS.

²² Ces factures correspondent à la prestation d'un service de gestion des attestations des ayants droit.

Le montant total des frais déclarés exclu de la compensation est de 4,4 k€. Les fournisseurs concernés par les ajustements sont Ene'O, Gazélec de Péronne, Énergies et Services de Lannemezan, SAVE, Total Énergie Gaz et UNIPER.

Au total, les surcoûts de gestion se sont élevés en 2015 à **5,1 M€**, dont 0,9 M€ de frais de personnel des fournisseurs. Ce surcoût est équivalent à celui constaté en 2014 (5,0 M€). Ce phénomène s'explique par la combinaison de l'augmentation du nombre de bénéficiaire et de l'amortissement des dépenses liées à l'automatisation de l'attribution du bénéfice du TSS aux habitants des résidences sociales (travaux de développement des systèmes informatiques ; modification des clauses du marché avec XEROX et Acticall ; frais de gestion directe).

À l'instar de remarques formulées l'année précédente, la CRE constate une forte disparité dans les coûts de gestion exposés à la compensation autant qu'un resserrement de la fourchette. Les coûts de gestion exposés, rapportés au nombre de clients bénéficiaires, varient de 2,20 € par client à 45,00 € par client, qu'il y ait recours ou non à un prestataire extérieur. Ceci s'explique notamment par le fait que les textes règlementaires en vigueur ne définissent pas clairement le périmètre des frais de gestion liés à la mise en œuvre du TSS éligibles à la compensation. Les valeurs observées sont néanmoins en baisse globalement de 17 % par rapport à l'année précédente et d'un quart à un tiers pour les valeurs extrêmes.

2.3 Services liés à la fourniture

Le montant des charges relatives aux services liés à la fourniture retenues pour 2015 s'élève à **1,0 M€**. Ces charges sont en légère hausse par rapport à celles constatées en 2014 (0,9 M€), ce qui est cohérent avec l'augmentation du nombre de bénéficiaires du TSS.

2.4 Bilan des charges liées au TSS

Le total des charges à compenser aux fournisseurs au titre de 2015 s'élève donc à **95,7 M€** (89,7 M€ + 5,1 M€ + 1,0 M€). Ces surcoûts relèvent du programme budgétaire « service public de l'énergie ».

Les détails de charges par type d'opérateur sont indiqués dans le tableau 22. Les détails par ELD et pour les autres fournisseurs sont indiqués dans le tableau 25.

Tableau 22 : Charges liées aux dispositifs sociaux supportées par les opérateurs au titre de 2015

	Nombre de bénéficiaires en fin 2015	Pertes de recette	Frais de mise en œuvre	Total à compenser en 2015	Charges retenues en 2014*
		M€	M€	M€	M€
EDF	131 271	14,7	0,3	15,0	11,5
ELD	26 785	2,0	0,2	2,2	1,7
Autres fournisseurs	1 156 356	73,9	4,6	78,5	67,3
Total	1 314 412	90,6	5,1	95,7	80,5

* Coûts tenant compte des rectifications effectuées sur l'exercice 2014 - cf. annexe 4 relative aux reliquats.

C. SYNTHÈSE

1. CHARGES DE SERVICE PUBLIC CONSTATÉES AU TITRE DE 2015

Le montant total des charges de service public de l'énergie constatées au titre de 2015 s'élève à **6 712,0 M€**.

Ce montant se répartit de la manière suivante :

- 4 205,9 M€ au titre des charges relevant du CAS « transition énergétique » ;
- 2 506,0 M€ au titre des charges relevant du programme budgétaire « service public de l'énergie ».

Le détail de la répartition par type de charges, par type d'opérateur, ainsi que de la distinction entre les charges relevant du CAS « transition énergétique » et du programme budgétaire « service public de l'énergie » est fournie dans le tableau 23.

La comparaison de ce montant avec les charges constatées au titre de l'année 2014, ainsi qu'avec la prévision des charges au titre de 2015 est fournie dans le tableau 24.

Tableau 23 : Charges de service public de l'énergie constatées au titre de 2015

	en M€	EDF			EDM	EEWF	RTE	Organismes agréés	Acheteur de dernier recours	ELD	Autres fournisseurs	Charges constatées au titre de 2015	
		hors ZNI	en ZNI	Total EDF									
Electricité	Contrats d'achat ⁽¹⁾	CAS	3 739,4	247,6	3 987,0	7,1				204,8		4 198,8	5 584,9
		Budget	461,3	918,8	1 380,1					5,9		1 386,1	
	Complément de rémunération	CAS			0,0							0,0	0,0
		Budget			0,0							0,0	
	Prime cogénérations > 12 MW	Budget	32,3		32,3							32,3	32,3
	Effacement	CAS										0,0	0,0
	Péréquation tarifaire dans les ZNI hors contrats d'achat	Budget		599,9	599,9	97,7						697,6	697,6
Dispositifs sociaux ⁽²⁾		Budget	234,9	21,5	256,4	0,1				8,9	28,9	294,3	294,3
Gaz	Obligation d'achat biométhane	CAS									7,1	7,1	7,1
		Budget	15,0		15,0					2,2	78,5	95,7	95,7
Total			4 482,9	1 787,8	6 270,7	104,9	0,0	0,0	0,0	221,8	114,5	6 712,0	
Electricité			4 467,9	1 787,8	6 255,7	104,9	0,0	0,0	0,0	219,6	28,9	6 609,1	
Gaz			15,0	0,0	15,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,2	85,7	102,9	
CAS			3 739,4	247,6	3 987,0	7,1	0,0	0,0	0,0	204,8	7,1	4 205,9	
Budget			743,5	1 540,2	2 283,8	97,8	0,0	0,0	0,0	17,1	107,4	2 506,0	

(1) Les contrats d'achat dans les ZNI en plus aux contrats d'obligation d'achat intègrent les contrats négociés entre EDF SEI et les producteurs tiers.

(2) Les frais de prestations externes supportés par EDF ne sont pas distingués entre ceux relevant de la métropole et ceux relevant des ZNI.

Tableau 24 : Comparaison des charges de service public prévisionnelles et constatées au titre de 2015, ainsi qu'avec les charges constatées au titre de 2014

	en M€	Charges constatées au titre de 2015	Charges constatées au titre de 2014 ⁽¹⁾	Evolution 2015-2014		Charges prévisionnelles au titre de 2015	Evolution 2015-2015 prév		
				en M€	en %		en M€	en %	
Electricité	Contrats d'achat	CAS	4 198,8	3 750,0	448,8	12%	4 033,8	165,0	4%
		Budget	1 386,1	1 264,9	121,2	10%	1 249,0	137,1	11%
	Complément de rémunération	CAS	0,0	0,0	0,0	0%	0,0	0,0	0%
		Budget	0,0	0,0	0,0	0%	0,0	0,0	0%
	Prime cogénérations > 12 MW	Budget	32,3	33,1	-0,7	-2%	0,0	32,3	0%
	Effacement	CAS	0,0	0,0	0,0	0%	0,0	0,0	0%
	Péréquation tarifaire dans les ZNI hors contrats d'achat	Budget	697,6	800,8	-103,1	-13%	707,9	-10,3	-1%
Dispositifs sociaux		Budget	294,3	223,1	71,2	32%	350,2	-55,9	-16%
Gaz	Obligation d'achat biométhane	CAS	7,1	2,7	4,4	165%	7,2	-0,1	-2%
		Budget	95,7	80,5	15,2	19%	112,7	-17,0	-15%
Total		6 712,0	6 155,0	557,0	9%	6 460,9	251,1	4%	
Electricité		6 609,1	6 071,8	537,3	9%	6 340,9	268,2	4%	
Gaz		102,9	83,2	19,7	24%	120,0	-17,1	-14%	
CAS		4 205,9	3 752,7	453,3	12%	4 041,0	164,9	4%	
Budget		2 506,0	2 402,3	103,7	4%	2 419,8	86,2	4%	

(1) Montant intégrant les reliquats présentés à l'annexe 4 de la présente délibération.

Évolution par rapport aux charges initialement prévues au titre de 2015

Les charges constatées au titre de 2015 sont supérieures de 251 M€ à la prévision effectuée au titre de cette même année. Les principales explications de cet écart sont suivantes :

- La hausse des surcoûts d'achat en métropole pour EDF, résultant de la baisse observée des prix de marché de gros de l'électricité ;

- S'agissant de la péréquation tarifaire dans les ZNI (hors contrat d'achat), la tendance est inverse en raison de prix de marché des matières premières moins élevés que prévus ;
- L'application de la prime rémunérant les cogénérations de plus de 12 MW, qui n'avait pas été intégré à la prévision des charges au titre de 2015 en raison de l'incertitude législative entourant le dispositif au moment de la prévision ;
- S'agissant des dispositifs sociaux, les charges retenues sont inférieures à la prévision en raison d'un nombre de bénéficiaires moins important que prévu.

Évolution par rapport aux charges constatées au titre de 2014

Les charges constatées au titre de 2015 sont supérieures de 557 M€ au montant des charges constatées au titre de l'année précédente (2014). Les principales explications de cet écart sont suivantes :

- La hausse des surcoûts d'achat en métropole, résultant du développement des filières en bénéficiant, et notamment les filières éolien et photovoltaïque, et de la baisse observée des prix de marché de gros de l'électricité ;
- La hausse des charges liées aux dispositifs sociaux en électricité et en gaz, en raison d'un nombre de bénéficiaires plus important ;
- La hausse des surcoûts d'achat de biométhane injecté, liée au développement de la filière ;
- S'agissant de la péréquation tarifaire dans les ZNI (hors contrat d'achat), la tendance est inverse en raison de prix de marché des matières premières moins élevés qu'en 2014 et du remplacement progressif des anciennes centrales d'EDF SEI par les centrales d'EDF PEI ce qui s'accompagne d'une baisse des coûts de production pour EDF SEI et une augmentation des coûts d'achat exposés au titre des contrats d'achat.

2. DETAIL DES CHARGES CONSTATÉES AU TITRE DE 2015 PAR LES OPERATEURS AUTRES QU'EDF, EDM, EEFW, RTE, ORGANISMES AGRÉÉS ET ACHETEURS DE DERNIER RECOURS

Le tableau 25 présente les détails des charges constatées au titre de 2015 par les opérateurs autres qu'EDF, EDM, EEFW, RTE, organismes agréés et acheteurs de dernier recours.

Tableau 25 : Détails des charges constatées au titre de 2015 par les opérateurs autres qu'EDF, EDM, EEFW, RTE, organismes agréés et acheteurs de dernier recours

	Electricité						Gaz			Montant de la compensation				
	Quantité achetée	Charges dues aux contrats d'achats			Dispositifs sociaux	Obligation d'achat biométhane	Dispositifs sociaux	Budget						
		Coût d'achat	Coût évité	Surcoût d'achat				CAS	Budget	Total	dont CAS	dont Budget		
				Total									dont CAS	dont Budget
MWh	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€				
ANTARGAZ									101 503	101 503	0	101 503		
CALED									22 094	22 094	0	22 094		
Centrale Electrique VONDERSCHEEP	37	16 249	1 552	14 697	14 697	0	693			15 390	14 697	693		
Coopérative de droit suisse ELEKTRA BIRSECK	25 371	4 193 367	925 517	3 267 850	3 267 850	0	46 492			3 314 342	3 267 850	46 492		
Coopérative d'Electricité SAINT-MARTIN DE LONDRES	36 157	7 770 806	1 211 211	6 559 595	6 559 595	0	102 847			6 662 442	6 559 595	102 847		
Coopérative d'Electricité VILLIERS SUR MARNE	69	34 596	2 585	32 011	32 011	0	45 403			77 414	32 011	45 403		
DIRECT ENERGIE	0	0	0	0	0	0	6 932 275	231 811	1 335 989	8 500 076	231 811	8 268 264		
ENERCOOP	0	0	0	0	0	0	52 222			52 222	0	52 222		
ENERGEM	0	0	0	0	0	0	5 020		2 144	7 164	0	7 164		
Energie Développement Services du BRIANÇONNAIS	39 113	2 869 510	1 174 291	1 695 219	1 695 219	0	27 831			1 722 551	1 695 219	27 331		
ENERGIE ET SERVICES DE SEYSSSEL (SAEML)	2 991	1 511 596	96 881	1 414 715	1 414 715	0	84 250		298	1 499 263	1 414 715	84 548		
Energies Services LANNEMEZAN	575	328 451	20 471	307 979	307 979	0	81 676		27 890	417 635	307 979	109 555		
ENGIE (ex-GDF SUEZ SA)	0	0	0	0	0	0	21 811 499	5 674 652	72 366 924	99 853 074	5 674 652	94 178 422		
ENI GAS & POWER France									3 075 732	3 075 732	0	3 075 732		
EDN France Energie Solutions SAS									186 178	186 178	0	186 178		
EPIC ENERGIES SERVICES LAVALUR - Pays de Cogané	13 696	2 402 790	463 140	1 939 650	1 939 650	0	57 263		11 352	2 008 265	1 939 650	68 616		
ES ENERGIES STRASBOURG	127 536	43 122 117	4 121 293	39 000 824	37 927 892	1 072 932	2 738 314		404 891	42 144 029	37 927 892	4 216 137		
GAS NATURAL EUROPE (ex Gas Natural Commercialisation France SA)									111 170	111 170	0	111 170		
GASCOGNE ENERGIES SERVICES AIRE SUR L'ADOUR (ex Régies Municipales)	2 712	1 215 106	92 100	1 123 005	1 123 005	0	25 463		16 470	1 164 938	1 123 005	41 933		
GAZ DE BARR	135	61 147	4 296	56 851	56 851	0	18 218		24 057	89 124	56 851	42 273		
Gaz de Bordeaux									1 148 739	1 148 739	0	1 148 739		
Gaz de Paris									274 464	274 464	0	274 464		
GAZ ELECTRICITE DE GRENOBLE	34 185	4 195 809	1 836 630	2 358 980	448 677	1 910 302	687 102		116 916	3 162 998	448 677	2 714 320		
GAZELEC DE PERONNE	167	43 262	5 361	37 901	37 901	0	64 005		21 480	123 386	37 901	85 485		
Gazprom Marketing and Trading France									239 996	239 996	0	239 996		
GEDIA ENERGIES & SERVICES	0	0	0	0	0	0	5 533			5 533	0	5 533		
LAMPPIRS France									145 044	145 044	0	145 044		
LES USINES MUNICIPALES D'ERSIEN	7 001	1 500 534	251 825	1 248 709	927 979	320 729	29 414			1 278 123	927 979	350 143		
PLANETE OUI	0	0	0	0	0	0	57 624			57 624	0	57 624		
PROXELIA	0	0	0	0	0	0	14 299			14 299	0	14 299		
R.M.E.T. TALANGE	35	19 249	1 298	17 951	17 951	0	38 371			54 322	17 951	36 371		
R.S.E. REGIE SERVICES ENERGIE AMBERIEUX	1 270	662 497	40 607	621 890	621 890	0	20 573			642 463	621 890	20 573		
Régie Communale de Distribution d'Electricité MITRY MORY	66	31 459	1 844	29 615	29 615	0	22 227			51 842	29 615	22 227		

	Electricité						Gaz			Montant de la compensation		
	Quantité achetée	Coût d'achat	Coût évité	Charges dues aux contrats d'achats			Dispositifs sociaux	Obligation d'achat biométhane	Dispositifs sociaux	Total	dont CAS	dont Budget
				Surcoût d'achat								
				Total	dont CAS	dont Budget						
MWh	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	
Régie Communale d'Electricité GATTIERES	139	73 470	6 107	67 363	67 363	0	1 931			69 294	67 363	1 931
Régie Communale d'Electricité MONTAIRE	14 051	1 767 411	677 917	1 089 493	1 42 471	947 022	74 834			1 164 327	1 42 471	1 021 856
Régie Communale d'Electricité MONTDIDIER	15 309	1 450 121	613 695	836 426	836 426	0	25 063			861 489	836 426	25 063
Régie Communale d'Electricité PIERREVILLERS	17	9 466	574	8 892	8 892	0	507			9 399	8 892	507
Régie Communale d'Electricité SAINT-MARIE AUX CHENES	35	17 506	1 313	16 193	16 193	0	3 510			19 702	16 193	3 510
Régie Communale d'Electricité LUCKANGE	786	138 221	38 924	99 297	34 356	64 941	22 652			121 949	34 356	87 593
Régie Communale Electrique SAULNES	14	7 286	536	6 749	6 749	0	5 095			11 845	6 749	5 095
Régie de Distribution d'Énergie Electrique SAINT-MARTIN SUR LA CHAMBRE	53	29 862	1 627	28 235	28 235	0	410			28 645	28 235	410
Régie d'Electricité SAINT-QUIRC - CANTE - LISSAC - LABATUT	375	213 325	14 085	199 240	199 240	0	3 963			203 204	199 240	3 963
Régie d'Electricité BITCHE	54	30 396	1 905	28 491	28 491	0	22 736			51 227	28 491	22 736
Régie d'Electricité COUNOZOUIS	10	3 676	261	3 416	3 416	0	0			3 416	3 416	0
Régie d'Electricité d'Etbeuf	139	65 332	4 783	60 549	60 549	0	230 277			290 826	60 549	230 277
Régie d'Electricité du Département de la Vienne SORGIES	272 383	54 059 457	9 689 165	44 370 293	44 370 293	0	440 439		16 411	44 827 142	44 370 293	456 850
Régie d'Electricité du Moret	39	24 084	1 410	22 675	22 675	0	559			23 234	22 675	559
Régie d'Electricité du Syndicat du SUD DE LA REOLE	2 332	1 163 041	79 259	1 083 782	1 083 782	0	15 091			1 098 873	1 083 782	15 091
Régie d'Electricité LA FERRIERE D'ALLEVARD	9	4 221	536	3 684	3 684	0	543			4 227	3 684	543
Régie d'Electricité PINSOT	10	6 072	599	5 473	5 473	0	234			5 707	5 473	234
Régie d'Electricité SCHOENECK	72	39 341	2 219	37 122	37 122	0	5 676			42 797	37 122	5 676
Régie d'Electricité TOURS EN SAVOIE	44	24 451	1 844	22 608	22 608	0	507			23 115	22 608	507
Régie d'Electricité U.E.M. NEUF BRISACH	24 492	4 183 953	1 106 125	3 077 828	3 077 828	0	39 047			3 116 875	3 077 828	33 047
Régie d'Énergies SAINT-MARCELLIN	278	144 070	16 199	127 870	127 870	0	43 145			171 015	127 870	43 145
Régie du Syndicat Electrique Intercommunal PAYS CHARTRAIN	60 018	3 810 816	2 457 363	1 353 453	1 353 453	0	229 619			1 583 072	1 353 453	229 619
Régie du syndicat intercommunal (fournisseur) SEOLIS DEUX SEVRES SIEDS	478 731	60 688 107	16 748 817	43 939 290	43 939 290	0	504 654			44 443 944	43 939 290	504 654
Régie du Syndicat Intercommunal d'Énergies VALLEE DE THONES	414	230 260	13 411	216 849	216 849	0	29 961			246 810	216 849	29 961
Régie Electrique ALGUEBLANCHE	89	49 814	2 918	46 895	46 895	0	2 327			49 222	46 895	2 327
Régie Electrique ALLEVARD	198	99 809	11 330	88 479	88 479	0	9 259			97 738	88 479	9 259
Régie Electrique AVRIER	7	3 947	428	3 519	3 519	0	0			3 519	3 519	0
Régie Electrique CAPVERN LES BAINS	17	7 162	975	6 187	6 187	0	1 901			8 088	6 187	1 901
Régie Electrique Communale AUSSOIS	14	4 846	705	4 141	4 141	0	0			4 141	4 141	0
Régie Electrique Communale BOZEL	57	32 149	1 804	30 345	30 345	0	1 810			32 155	30 345	1 810
Régie Electrique DALOU	37	18 231	1 407	16 824	16 824	0	1 396			18 220	16 824	1 396
Régie Electrique FONTAINE AU PIRE	10	4 592	322	4 270	4 270	0	2 833			7 103	4 270	2 833
Régie Electrique GERVANS	94	54 523	3 253	51 269	51 269	0	0			51 269	51 269	0
Régie Electrique LA CABANASSE	14	7 329	657	6 673	6 673	0	825			7 498	6 673	825
Régie Electrique MERCIUS GARRABET	11	5 971	480	5 491	5 491	0	1 668			7 159	5 491	1 668
Régie Electrique MONTVALEZAN	40	14 483	1 993	12 490	12 490	0	360			12 850	12 490	360
Régie Electrique Municipale LA CHAPELLE	20	8 818	1 082	7 736	7 736	0	554			8 290	7 736	554
Régie Electrique Municipale PRATS DE MOLLO LA PRESTE	2 697	204 624	99 040	105 584	105 584	0	4 907			110 491	105 584	4 907
Régie Electrique Municipale SAINT-LAURENT DE CERDANS	13	8 268	683	7 585	7 585	0	6 290			13 875	7 585	6 290
Régie Electrique Municipale VILLAROGER	2	985	84	901	901	0	152			1 053	901	152
Régie Electrique PETIT OEUR	4	2 308	201	2 106	2 106	0	252			2 359	2 106	252
Régie Electrique SAINTE-FOY TARENTAISE	18	7 420	925	6 494	6 494	0	616			7 110	6 494	616
Régie Electrique TIGNES	208	19 173	6 586	12 587	12 587	0	608			13 195	12 587	608
Régie Electrique VILLARODIN BOURGET	21	10 216	610	9 606	9 606	0	0			9 606	9 606	0
Régie Gaz Electricité de la Ville BONNEVILLE	149	62 701	5 214	57 487	57 487	0	25 341			82 828	57 487	25 341
Régie Intercommunale d'Electricité NIEDERBRONN REICHSHOFFEN	616	328 546	21 868	306 677	306 677	0	20 148			326 825	306 677	20 148
Régie Municipale de Distribution CLOUANGE	25	13 724	749	12 975	12 975	0	5 768			18 743	12 975	5 768
Régie Municipale de Distribution d'Electricité de HAGONDANGE	36	20 915	1 530	19 385	19 385	0	14 109			33 493	19 385	14 109
Régie Municipale de Distribution d'Énergie VILLARD BONNOT	11 611	895 843	405 864	489 979	489 979	0	14 507		6 816	511 305	489 979	21 325
Régie Municipale d'Electricité MARTRES TOLOSANE	19	10 075	715	9 360	9 360	0	9 023			18 384	9 360	9 023
Régie Municipale d'Electricité ALLEMONT	36	16 280	2 064	14 215	14 215	0	1 641			15 856	14 215	1 641
Régie Municipale d'Electricité AMNEVILLE	103	56 172	4 103	52 070	52 070	0	12 030			64 100	52 070	12 030
Régie Municipale d'Electricité ARIGNAC	278	83 603	9 075	74 528	74 528	0	971			75 499	74 528	971
Régie Municipale d'Electricité BAZAS	529	247 349	19 147	228 201	228 201	0	15 703		9 252	253 156	228 201	24 955
Régie Municipale d'Electricité CAZÈRES	601	292 699	23 188	269 512	269 512	0	22 042			291 554	269 512	22 042
Régie Municipale d'Electricité CAZOUIS LES BÉZIERS	233	126 622	10 532	116 090	116 090	0	11 076			127 166	116 090	11 076
Régie Municipale d'Electricité CREUTZWALD	30 295	3 443 511	1 132 453	2 311 059	1 218 447	1 092 612	51 410			2 362 468	1 218 447	1 144 022
Régie Municipale d'Electricité de SAINT-AURE	34	18 841	1 765	17 076	17 076	0	1 156			18 232	17 076	1 156
Régie Municipale d'Electricité de la ville de SARRE UNION	24	10 676	709	9 967	9 967	0	13 585			23 552	9 967	13 585
Régie Municipale d'Electricité ENVERGIS SAINT-AVOLD	115	63 396	4 296	59 100	59 100	0	73 255		59 154	118 309	59 100	132 409
Régie Municipale d'Electricité et de Gaz Energie Services Occitans CARMALUX ENEO	7 782	1 124 812	441 054	683 759	172 472	511 286	83 890		46 422	816 070	172 472	643 598
Régie Municipale d'Electricité et de Télédistribution MARANGE SILVANGE TERNEL	37	21 560	1 623	19 937	19 937	0	23 943			43 880	19 937	23 943
Régie Municipale d'Electricité GANDRANGE BOUSSANGE	21	10 461	788	9 673	9 673	0	1 844			11 517	9 673	1 844
Régie Municipale d'Electricité GIGNAC	407	190 166	13 413	176 753	176 753	0	21 102			197 855	176 753	21 102
Régie Municipale d'Electricité HOMBURG HAUT	35	16 680	1 064	15 616	15 616	0	38 221			53 837	15 616	38 221
Régie Municipale d'Electricité LA BRESSE	6 837	504 887	117 193	387 694	387 694	0	6 431			394 125	387 694	6 431
Régie Municipale d'Electricité LA CHAMBRE	97	22 574	3 443	19 131	19 131	0	1 598			20 729	19 131	1 598
Régie Municipale d'Electricité LARUNS	74	33 904	3 907	29 997	29 997	0	2 512			32 509	29 997	2 512
Régie Municipale d'Electricité LOS	34	17 934	1 521	16 413	16 413	0	128 930			145 343	16 413	128 930
Régie Municipale d'Electricité MAZÈRES	1 721	871 255	62 002	809 253	809 253	0	16 550			825 803	809 253	16 550

	Electricité						Gaz			Montant de la compensation		
	Quantité achetée	Coût d'achat	Coût évité	Surcoût d'achat			Dispositifs sociaux	Obligation d'achat biométhane	Dispositifs sociaux	Total	dont CAS	dont Budget
				Total	dont CAS	dont Budget						
				€	€	€						
MWh	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€		
Régie Municipale d'Electricité MERENS LES VALS	11	6 305	484	5 821	5 821	0	329			6 150	5 821	329
Régie municipale d'Electricité MIRAMONT DE COMINGES	78	33 695	3 101	30 593	30 593	0	3 640			34 233	30 593	3 540
Régie Municipale d'Electricité MONTESQUIEU VOLVESTRE	292	153 239	10 841	142 399	142 399	0	10 381			152 779	142 399	10 381
Régie Municipale d'Electricité MONTOS LA MONTAGNE	17	8 389	772	7 616	7 616	0	12 729			20 345	7 616	12 729
Régie Municipale d'Electricité MOUTART	19	9 657	1 155	8 502	8 502	0	412			8 914	8 502	412
Régie Municipale d'Electricité PONTAMAFREY MONTPASCAL	13	7 349	553	6 795	6 795	0	0			6 795	6 795	0
Régie Municipale d'Electricité PRESLE	16	7 801	941	6 859	6 859	0	704			7 564	6 859	704
Régie municipale d'Electricité QUIÉ	3	1 779	72	1 707	1 707	0	571			2 278	1 707	571
Régie Municipale d'Electricité ROMBAS	70	38 223	3 266	34 957	34 957	0	17 115			52 073	34 957	17 115
Régie Municipale d'Electricité ROUEILLIERE	37	19 902	1 409	18 493	18 493	0	2 667			21 160	18 493	2 667
Régie Municipale d'Electricité SAINTE-MARIE DE CUINES	17	8 881	629	8 252	8 252	0	983			9 235	8 252	983
Régie Municipale d'Electricité SAINT-PAUL CAP DE JOUX	6	2 512	145	2 367	2 367	0	3 577			5 944	2 367	3 577
Régie Municipale d'Electricité SAINT-PIERRE D'ALLEVARD	97	54 460	5 510	48 949	48 949	0	5 194			54 144	48 949	5 194
Régie Municipale d'Electricité SAINT-PIRY LA MONTAGNE	34	20 625	1 384	19 241	19 241	0	1 244			20 485	19 241	1 244
Régie Municipale d'Electricité SALINS LES BAINS	62	33 827	2 773	31 054	31 054	0	18 927			49 981	31 054	18 927
Régie Municipale d'Electricité SALLANCHES	300	139 536	10 496	129 040	129 040	0	20 934			149 973	129 040	20 934
Régie municipale d'Electricité SAVERDUN	6 306	1 392 458	205 326	1 187 132	1 187 132	0	29 166			1 216 298	1 187 132	29 166
Régie Municipale d'Electricité SECHLIENNE	29	12 475	1 677	10 798	10 798	0	792			11 590	10 798	792
Régie municipale d'Electricité TARRSON SUR ABEGE	4 804	295 655	182 583	113 072	113 072	0	15 183			128 255	113 072	15 183
Régie municipale d'Electricité VARILHES	1 005	519 037	43 706	475 330	475 330	0	12 061			487 392	475 330	12 061
Régie Municipale d'Electricité VIDESSOS	11	6 422	428	5 994	5 994	0	590			6 584	5 994	590
Régie Municipale d'Electricité VINAY	156	54 593	9 114	45 478	45 478	0	8 871			54 349	45 478	8 871
Régie Municipale d'Electricité Quillan	5 566	628 258	207 943	420 315	420 315	0	23 154			443 469	420 315	23 154
Régie Municipale Electricité LES MOUCHES	29	12 324	1 223	11 101	11 101	0	2 695			13 797	11 101	2 695
Régie Municipale Electricité SAINT-LEONARD DE NOBLAT	636	26 717	40 910	-14 193	-14 193	0	3 403			-10 790	-14 193	3 403
Régie Municipale Multiservices de LA REOLE	25	10 969	987	9 981	9 981	0	15 905		12 401	38 287	9 981	28 305
Régie SDED EROME	77	46 152	4 040	42 112	42 112	0	998			43 109	42 112	998
S.I.C.A.E. CANTONS DE LA FERTE-ALEAIS & LIMITOPHES	251	134 924	8 716	126 208	126 208	0	9 441			135 649	126 208	9 441
S.I.C.A.E. CARNIN	54	17 413	1 666	15 747	15 747	0	1 386			17 133	15 747	1 386
S.I.C.A.E. DE LA REGION DE PRECY SAINT-MARTIN	6 545	1 751 643	209 629	1 542 014	1 542 014	0	19 311			1 561 325	1 542 014	19 311
S.I.C.A.E. de la SOMME et du CAMBRAIS	127 118	12 049 460	4 859 700	7 189 759	7 189 759	0	139 405			7 329 164	7 189 759	139 405
S.I.C.A.E. E.L.Y. REGION Eure & Loir YVELINES	1 159	426 675	48 818	377 857	377 857	0	20 101			397 959	377 857	20 101
S.I.C.A.E. OISE	44 503	5 044 441	1 670 822	3 373 620	3 373 620	0	248 360			3 621 979	3 373 620	248 360
S.I.C.A.E. REGION DE PITHIVIERS	210 363	19 311 851	8 137 656	11 174 195	11 174 195	0	144 644			11 318 840	11 174 195	144 644
S.I.C.A.E. VALLEE DU SAUSSERON	85	41 222	3 459	37 764	37 764	0	30 820			68 583	37 764	30 820
S.I.V.O.M. LABERGEMENT SAINTE-MARIE	1 711	166 991	78 948	88 043	88 043	0	9 592			97 635	88 043	9 592
S.I.V.U. d'Electricité LUZ SAINT-SALVEUR - ESQUIEZE SERE - ESTERRE	196	19 601	6 850	12 752	12 752	0	2 989			15 740	12 752	2 989
SAEM LIEM USINE D'ELECTRICITE DE METZ	116 216	16 733 852	5 339 494	11 394 358	11 394 358	0	818 533		54 421	12 267 311	11 394 358	872 953
SAEM HUNELEC Service de Distribution Public HUNELEC	141	85 182	4 917	80 264	80 264	0	26 547			106 811	80 264	26 547
SAVE								0	76 942	76 942	0	76 942
SELA	0	0	0	0	0	0	2 688			2 688	0	2 688
SEM BEAUVOIS DISTRELEC	36	16 594	964	15 630	15 630	0	11 738			27 368	15 630	11 738
SICAE de l'Aisne	2 620	1 016 096	93 412	922 684	922 684	0	64 161			986 845	922 684	64 161
SICAE du CARMAUSIN	8 372	3 224 176	297 283	2 926 893	2 926 893	0	28 830			2 955 724	2 926 893	28 830
SICAE EST	7 625	1 615 303	274 714	1 340 589	1 340 589	0	74 757			1 415 346	1 340 589	74 757
Société d'économie mixte locale DREUX - GEDIA	74	35 808	2 346	33 462	33 462	0	223 399		147 397	404 198	33 462	370 736
Société d'Electricité Régionale des CANTONS DE LASSIGNY & LIMITOPHES	5 363	878 116	191 363	686 753	686 753	0	76 905			763 658	686 753	76 905
SOCIÉTÉ EUROPÉENNE DE GESTION DE L'ÉNERGIE								59 536		59 536	59 536	0
SOCIÉTÉ VALMY DÉFENSE 17 SVD 17									395 857	395 857	0	395 857
SOREA	28 292	2 951 174	938 559	2 012 615	2 012 615	0	39 666			2 052 281	2 012 615	39 666
SOVEN									67 023	67 023	0	67 023
Syndicat d'Electricité SYNERGIE MAURIENNE	10 852	1 009 779	326 097	683 682	683 682	0	4 775			688 457	683 682	4 775
Total Energie Gaz (Tegaz)								1 165 738	147 050	1 312 788	1 165 738	147 050
VALIS - REGIE MUNICIPALE DE COLMAR	1 738	821 716	51 430	770 287	770 287	0	278 909		76 175	1 049 192	770 287	278 909
TOTAL	1 819 289	278 135 599	67 442 852	210 692 748	204 772 923	5 919 824	37 800 115	7 131 736	80 750 643	336 375 242	211 904 659	124 470 582