



ANNEXE 3

Charges de service public de l'énergie constatées au titre de 2016 (CC'16)

Cette annexe présente les charges de service public de l'énergie constatées au titre de l'année 2016 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 2017.

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 Barthélémy, les îles bretonnes de Molène, d'Ouessant, de Sein 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 2016 ont été établies à partir de la comptabilité appropriée fournie par les fournisseurs d'électricité et de gaz naturel au 31 mars 2017 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 des charges au titre de 2016

Les différents opérateurs ayant déclaré des charges de service public de l'énergie au titre de 2016 sont listés dans le tableau suivant, qui identifie les types de charges qu'ils ont supportés.

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, EEWF a transmis à la CRE la déclaration des charges supportées au titre de 2016.

La CRE a opéré des contrôles automatiques et des contrôles par échantillonnage des charges déclarées, notamment celles des ELD.

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

		EDF	EDM	EEWF	RTE	Acheteur de dernier recours ²	ELD ³	Autres fournisseurs ⁴ dont Organismes agréés ⁵
Électricité	Contrats d'achat	✓	✓				✓	
	Complément de rémunération							
	Primes cogén. sup. 12 MW	✓						
	Effacement							
	Péréquation tarifaire dans les ZNI ⁶	✓	✓	✓				
	Dispositifs sociaux	✓	✓				✓	✓
Gaz	Obligation d'achat biométhane						✓	✓
	Dispositifs sociaux	✓					✓	✓

Les cases en gris indiquent que l'opérateur ne peut pas supporter des charges de cette nature. Les cases en blanc indiquent qu'il le peut, et la marque qu'il en a effectivement supporté en 2016.

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.

² 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.

³ Entreprises locales de distribution.

⁴ Autres qu'EDF, EDM, EEWF et les ELD.

⁵ 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 à partir du 1^{er} janvier 2017.

⁶ Hors contrats d'achat.

SOMMAIRE

A. CHARGES DE SERVICE PUBLIC EN ELECTRICITE	5
1. CHARGES DE SERVICE PUBLIC DANS LES ZONES NON INTERCONNECTEES EN DEHORS DES SURCOUTS LIES AUX CONTRATS D'ACHAT DE L'ELECTRICITE ET DES CHARGES LIEES AUX DISPOSITIFS SOCIAUX.....	5
1.1 SURCOUTS DE PRODUCTION DANS LES ZONES NON INTERCONNECTEES	6
1.1.1 Surcoûts de production supportés par EDF au titre de 2016	6
1.1.1.1 Coûts de production	6
1.1.1.2 Recettes de production	9
1.1.1.3 Surcoûts de production	10
1.1.2 Surcoûts de production supportés par EDM au titre de 2016.....	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
1.1.3 Surcoûts de production et d'achat supportés par EEFW au titre de 2016	12
1.1.3.1 Coûts supportés.....	13
1.1.3.2 Recettes	13
1.1.3.3 Surcoûts de production	13
2. SURCOUTS LIES AUX CONTRATS D'ACHAT	13
2.1 SURCOUTS D'ACHAT SUPPORTES PAR EDF EN METROPOLE CONTINENTALE AU TITRE DE 2016	14
2.1.1 Coûts liés aux contrats d'achat.....	14
2.1.1.1 Quantités d'électricité et coûts d'achat déclarés par EDF.....	14
2.1.1.2 Quantités d'électricité et coûts d'achat retenus par la CRE	15
2.1.1.3 Coût du contrôle des installations de cogénération, biomasse et biogaz.....	17
2.1.2 Coûts évités à EDF par les contrats d'achat	17
2.1.2.1 Coûts évités liés à l'énergie produite	17
2.1.2.1.1 Cas général.....	17
2.1.2.1.2 Coût évité par la production photovoltaïque	19
2.1.2.1.3 Cas particulier des installations bénéficiant d'un contrat horosaisonnalisé.....	19
2.1.2.1.4 Cas particulier des installations bénéficiant d'un contrat « appel modulable »	19
2.1.2.1.5 Cas particulier des installations de cogénération fonctionnant en mode « dispatchable » ou fonctionnant en dehors des périodes d'appel.....	20
2.1.2.2 Coût évité lié aux certificats de capacité	20
2.1.2.3 Coût total évité à EDF par les contrats d'achat	21
2.1.3 Surcoûts liés aux contrats d'achat pour EDF en 2016.....	21
2.2 SURCOUTS D'ACHAT SUPPORTES PAR LES ELD AU TITRE DE 2016	21
2.2.1 Coûts d'achat déclarés par les ELD.....	21
2.2.2 Calcul des coûts évités liés à l'énergie produite.....	21
2.2.3 Calcul des coûts évités liés aux certificats de capacité.....	22
2.2.4 Surcoûts d'achat pour les ELD en 2016	22
2.3 SURCOUTS D'ACHAT SUPPORTES PAR EDF DANS LES ZNI AU TITRE DE 2016	22
2.3.1 Coûts liés aux contrats d'achat.....	22
2.3.2 Coûts évités à EDF par les contrats d'achat	23

2.3.3	Surcoûts dus aux contrats d'achat supportés par EDF dans les ZNI	24
2.4	SURCOÛTS D'ACHAT SUPPORTES PAR EDM	24
2.4.1	Coûts liés aux contrats d'achat à Mayotte	24
2.4.2	Coûts évités à EDM par les contrats d'achat à Mayotte.....	24
2.4.3	Surcoûts dus aux contrats d'achat supportés par EDM à Mayotte	24
2.5	SURCOÛTS D'ACHAT SUPPORTES PAR EEFW	24
3.	CHARGES LIEES A LA REMUNERATION DE LA DISPONIBILITE DES COGENERATIONS DE PLUS DE 12 MW	25
3.1	MONTANT DES CHARGES CONSTATEES EN 2016.....	25
4.	COMPLEMENT DE REMUNERATION	25
5.	CHARGES LIEES AUX DISPOSITIFS SOCIAUX.....	26
5.1	CHARGES LIEES AU « TARIF DE PREMIERE NECESSITE ».....	27
5.1.1	Pertes de recettes liées au TPN.....	27
5.1.2	Surcoûts de gestion	27
5.1.3	Services liés à la fourniture.....	28
5.1.4	Bilan des charges liées au TPN.....	28
5.2	CHARGES LIEES AUX DISPOSITIFS D’AFFICHAGE DEPORTE.....	28
5.3	CHARGES LIEES AU DISPOSITIF INSTITUTE EN FAVEUR DES PERSONNES EN SITUATION DE PRECARITE.....	28
5.4	CHARGES RELATIVES AUX SERVICES LIES A LA FOURNITURE AUX BENEFICIAIRES DU CHEQUE ENERGIE	28
5.5	BILAN DES CHARGES LIEES AUX DISPOSITIFS SOCIAUX SUPPORTEES PAR OPERATEUR.....	28
B.	CHARGES DE SERVICE PUBLIC EN GAZ	29
1.	CHARGES LIEES AUX CONTRATS D’ACHATS DE BIOMETHANE.....	29
1.1	SURCOÛTS D’ACHAT.....	29
1.1.1	Coûts d'achat	29
1.1.2	Coût évité	30
1.1.3	Surcoûts d'achat.....	30
1.2	COÛTS DE GESTION	31
1.3	VALORISATION DES GARANTIES D’ORIGINE	31
1.4	BILAN.....	31
2.	CHARGES LIEES AUX DISPOSITIFS SOCIAUX.....	32
2.1	CHARGES LIEES AU « TARIF SPECIAL DE SOLIDARITE »	33
2.1.1	Déductions et versements forfaitaires liées au TSS.....	33
2.1.2	Surcoûts de gestion	34
2.1.3	Services liés à la fourniture.....	34
2.1.4	Bilan des charges liées au TSS.....	34
2.2	CHARGES LIEES AUX SERVICES DE LA FOURNITURE AUX BENEFICIAIRES DU CHEQUE ENERGIE	34
2.3	BILAN DES CHARGES LIEES AUX DISPOSITIFS SOCIAUX SUPPORTEES PAR OPERATEUR.....	34
C.	SYNTHESE.....	35
1.	CHARGES DE SERVICE PUBLIC CONSTATEES AU TITRE DE 2016.....	35
2.	DETAIL DES CHARGES CONSTATEES AU TITRE DE 2016 PAR LES OPERATEURS AUTRES QU’EDF, EDM, EEFW, RTE, ORGANISMES AGREES ET ACHETEURS DE DERNIER RECOURS.....	37

A. Charges de service public en électricité

1. CHARGES DE SERVICE PUBLIC DANS LES ZONES NON INTERCONNECTÉES EN DEHORS DES SURCÔUTS 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 2015⁷, 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 ont été définies dans la délibération du 2 février 2017⁸. La définition de la compensation des petites actions de MDE est subordonnée à la constitution d'un comité MDE dans chaque ZNI et à l'élaboration d'un plan stratégique de déploiement des actions. Dans cette attente 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.

Les modalités d'appréciation des surcoûts liés aux projets d'ouvrages de stockage d'électricité ont été définies dans la délibération du 30 mars 2017⁹. Aucun opérateur n'a déclaré de charges à ce titre, les premiers projets de stockage devant être présentés à la CRE au deuxième semestre 2017.

Pour ce qui concerne les coûts liés aux projets d'études, 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, EDM et EEFW pour l'électricité produite par les installations qu'ils exploitent.

⁷ 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.

⁸ Délibération de la CRE du 2 février 2017 portant communication relative à la méthodologie d'examen des petites actions visant la maîtrise de la demande portant sur les consommations d'électricité dans les zones non interconnectées.

⁹ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 30 mars 2017 portant communication relative à la méthodologie d'examen d'un projet d'ouvrage de stockage d'électricité dans les zones non interconnectées

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* ».

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 dus à leur fourniture étant supportées par le gestionnaire de réseau).

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 leurs clients bénéficiant du « tarif agent » si ces derniers étaient assujettis aux tarifs réglementés de vente.

* * *

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

1.1.1 Surcoûts de production supportés par EDF au titre de 2016

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 2016, à 750,3 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 2016

M€	Nature de coûts déclarés	Corse	Guadeloupe	Martinique	Guyane	Réunion	SPM	Iles bretonnes	2016
Coûts variables	Achats de combustibles hors taxes	47,7	36,3	56,9	64,7	2,0	8,7	1,7	218,0
	Personnel, charges externes et autres achats	32,7	18,7	29,2	42,8	13,4	5,3	1,5	143,6
	Impôts et taxes	12,6	13,9	7,7	22,6	14,4	0,1	0,1	71,3
	Coûts de commercialisation	7,9	10,7	11,2	4,9	13,3	0,1	0,0	48,1
	Coûts d'acquisition des quotas de gaz à effet de serre	1,6	0,6	2,0	1,5	0,1	0,2	0,0	5,8
Coûts fixes	Rémunération des capitaux	42,5	16,0	14,8	32,7	17,2	7,3	0,3	130,8
	Amortissements	17,3	14,0	10,4	13,9	9,2	3,2	0,3	68,2
	Frais de structure, de siège et prestations externes	12,7	12,8	9,7	13,6	15,5	0,0	0,0	64,4
Coût total		175,0	123,0	141,8	196,5	85,2	24,8	3,9	750,3

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 2016, le déficit de quotas d'émission d'EDF s'élevait à environ 1,1 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 2016 au 28 février 2017 qui s'élève à 5,22 €/tonne CO₂. Les coûts supportés par EDF au titre de l'acquisition des quotas viennent augmenter ses coûts de production.

Pour certaines actions de MDE éligibles à l'obtention de CEE¹⁰ EDF SEI attend la génération d'environ 2 179 GWhCumac. Ce volume des certificats vient remplir la quote-part des obligations d'EDF groupe engendrées par les consommations au périmètre d'EDF SEI et permet d'éviter l'achat du même volume sur le marché. Pour tenir compte de la valeur des CEE, les coûts commerciaux exposés ont été diminués de l'estimation du coût évité d'achat au marché du surplus de volume des CEE obtenu par rapport à l'obligation du périmètre d'EDF SEI. Pour la valorisation de ce volume, la CRE a retenu le coût moyen mensuel pondéré de cession des certificats observé sur le Registre National des Certificats d'Economies d'Energie « Emmy » qui s'élève à 1,82 €/MWh¹¹ pour des CEE classiques et à 4,82 €/MWh¹² pour les CEE portant sur des consommateurs précaires. Les recettes de la valorisation de surplus de CEE ainsi évaluées à 0,3 M€ ont été déduites des coûts commerciaux exposés par EDF SEI. Des analyses plus approfondies d'évaluation de valorisation des CEE pourront conduire à la révision de ce montant.

Recettes de production non tarifaires à retrancher des coûts de production

Les coûts de production déclarés par EDF doivent être diminués de **3,5 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 dépotage à EDF PEI ¹³ , pénalité d'un fournisseur de produits pétroliers du fait du retard de livraison du combustible
Guadeloupe	- 0,4 M€	Vente du matériel de la centrale de Jarry Nord en cours de déconstruction, TVA fictive
Martinique	- 0,5 M€	Prestations et loyer immobilier à EDF PEI, TVA fictive, location terrain
Guyane	- 0,05 M€	Divers
Réunion	- 0,2 M€	Prestations informatiques à EDF PEI
Saint-Pierre et Miquelon	- 0,5 M€	Pénalités de retard de construction de la centrale de Saint-Pierre

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.

¹⁰ Certificats d'économies d'énergie.

¹¹ Pour la période du janvier à décembre 2016.

¹² Pour la période du juillet à décembre 2016.

¹³ EDF Production Electrique Insulaire, filiale à 100 % du groupe EDF.

L'analyse menée les années précédentes sur la qualité de cette gestion a été reconduite sur l'exercice 2016. 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 75,6 %. Ce faible taux de disponibilité s'explique en premier lieu par des incidents fortuits observés sur la centrale de Dégrad des Cannes et par la poursuite des opérations de reprise des fissures sur le bâti des moteurs. Au total, les coûts à exclure sont évalués pour 2016 à **0,9 M€**.

Des analyses plus poussées pourront être menées les années à venir.

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 2016, à **3,3 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 et en 2016.

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 2016 de **749,2 M€** (750,3 M€ - 3,5 M€ - 0,9 M€ + 3,3 M€). La décomposition par grands postes de coûts est donnée dans le Tableau 2.

Tableau 2 : Coûts de production retenus par la CRE pour EDF dans les ZNI en 2016

M€	Nature de coûts retenus	Corse	Guadeloupe	Martinique	Guyane	Réunion	SPM	Iles bretonnes	2016	Rappel 2015 ⁽¹⁾	Evolution	
											en M€	en %
Coûts variables	Achats de combustibles hors taxes	46,2	36,3	56,9	63,8	2,0	8,7	1,7	215,6	293,8	-78,2	-27%
	Personnel, charges externes et autres achats	33,3	18,8	29,1	43,6	13,8	5,0	1,5	145,2	146,5	-1,3	-1%
	Impôts et taxes	12,6	13,9	7,7	22,6	14,4	0,1	0,1	71,3	64,7	6,6	10%
	Coûts de commercialisation	7,9	10,7	11,2	4,9	13,3	0,1	0,0	48,1	39,5	8,6	22%
	Coûts d'acquisition des quotas de gaz à effet de serre	1,6	0,6	2,0	1,5	0,1	0,2	0,0	5,8	8,9	-3,1	-34%
Coûts fixes	Rémunération des capitaux	42,5	16,0	14,8	32,7	17,2	7,3	0,3	130,8	130,6	0,2	0%
	Amortissements	17,3	14,0	10,4	13,9	9,2	3,2	0,3	68,2	69,4	-1,2	-2%
	Frais de structure, de siège et prestations externes	12,7	12,7	9,8	13,6	15,4	0,0	0,0	64,1	64,4	-0,3	0%
Coût total		174,1	123,1	141,8	196,4	85,5	24,5	3,9	749,2	817,9	-68,7	-8%

(1) Coûts tenant compte des rectifications effectuées sur l'exercice 2015 - cf. annexe 4 relative aux reliquats

Les coûts de production d'EDF SEI sont en baisse entre 2015 et 2016 (-8 %). Cette baisse s'explique principalement par la baisse des coûts d'achat des combustibles liée à deux facteurs cumulés. D'une part, elle résulte de la baisse des cours des matières premières (d'environ -39 % sur le fioul lourd et -11 % sur le fioul léger par rapport à l'année 2015). D'autre part, elle s'explique par la diminution de la sollicitation de la centrale du Vazzio en Corse (en lien avec des températures en moyenne au-dessus des normales observées et l'hydraulicité proche des maximums historiques) et par la mise à l'arrêt définitive de la centrale de Jarry Nord en Guadeloupe remplacée par la nouvelle centrale d'EDF PEI courant 2015.

Les nouvelles centrales d'EDF PEI qui se substituent aux 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 sont désormais pleinement opérationnelles. 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).

Concernant les coûts d'exploitation d'EDF SEI intégrés dans le poste de charges « personnel, charges externes et autres achats », la mise à l'arrêt de ses moyens de production s'est accompagnée en 2016 par la suite du transfert du personnel d'EDF SEI à EDF PEI et par la baisse des coûts liés aux achats de consommables et des pièces de rechange. Cette baisse est palliée par les coûts liés aux travaux de mise en sécurité des sites, à la dépollution des installations et à la préparation de leur déconstruction.

Les charges résultant de l'acquisition des quotas d'émission de gaz à effet de serre sont en diminution de (-34 %) due à l'effet conjugué de baisse du prix des quotas (5,22 €/tonne CO₂ en 2016 contre 7,5 €/tonne CO₂ en 2015) et la moindre sollicitation de la centrale du Vazzio en Corse et de la mise à l'arrêt de la centrale de Jarry en Guadeloupe en fin 2015.

Par ailleurs, les coûts de production de l'année 2016 sont marqués par la mise en service des trois nouveaux moteurs de la centrale de Saint-Martin attachée au périmètre de Guadeloupe opérée et financée par EDF SEI.

Concernant les charges financières, elles restent quasiment stables du fait de la finalisation du programme d'amortissement de la centrale de Jarry et de la mise en service en 2015 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 2016 dans les ZNI est de 910,2 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.5.1).

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 2016 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 2016, ce supplément est évalué à 9,2 M€.

Au final, le chiffre d'affaires 2016 à retenir au titre des recettes d'EDF issues des tarifs réglementés de vente dans les ZNI est donc de **919,4 M€** (910,2 M€ + 9,2 M€).

Recettes de distribution

Pour 2016, EDF a déclaré pour les ZNI – hors îles bretonnes – un montant de recettes de distribution de 346,5 M€, en hausse de 3 % par rapport à celui déclaré au titre de 2015 (336,0 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 2016, 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 **346,8 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 répartition¹⁴ 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 2016 au 1 ^{er} août 2016	A partir du 1 ^{er} août 2016
BT ≤ 36 kVA	8,9 €/client/an	9,0 €/client/an
BT > 36 kVA	55,4 €/client/an	56,0 €/client/an
HTA	69,1 €/client/an	69,8 €/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 2016 s'élèvent à **46,9 M€**.

¹⁴ Répartition des coûts de gestion de la clientèle « fournisseur 80 % / gestionnaire de réseaux 20 % ».

Recettes de production retenues

Les recettes de production dans les ZNI s'élèvent en 2016 à **217,2 M€**. Elles sont calculées comme indiqué dans le Tableau 3.

Tableau 3 : Recettes de production constatées pour EDF dans les ZNI en 2016

M€	Corse	Guadeloupe	Martinique	Guyane	Réunion	SPM	Iles bretonnes	2016
Chiffre d'affaires issu de la fourniture d'électricité ⁽¹⁾	194,9	197,3	154,5	80,4	286,6	4,8	0,9	919,4
Recettes réseau	81,0	74,6	56,5	28,1	104,7	1,6	0,4	346,8
Recettes gestion de la clientèle	9,9	9,8	8,1	2,9	15,9	0,1	0,1	46,9
Recettes brutes de production⁽²⁾	104,1	112,9	89,9	49,4	166,0	3,0	0,5	525,7
Part des recettes à considérer ⁽³⁾	39,2	14,0	30,4	39,8	26,8	3,0	0,5	153,8
Recettes de production totales⁽⁴⁾	54,6	30,0	39,8	46,7	42,3	3,3	0,5	217,2
Part production du tarif de vente ⁽⁵⁾ (€/MWh)	54,90	61,63	63,05	60,97	62,36	69,66	45,37	---

⁽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 à 749,2 M€ et 217,2 M€, le montant définitif des surcoûts de production constatés dans les ZNI pour EDF au titre de l'année 2016 s'élève à **532,0 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 2016

M€	Corse	Guadeloupe	Martinique	Guyane	Réunion	SPM	Iles bretonnes	2016	Rappel 2015 ⁽¹⁾	Evolution	
										en M€	en %
Coût de production	174,1	123,1	141,8	196,4	85,5	24,5	3,9	749,2	817,9	-68,7	-8%
Recettes de production	54,6	30,0	39,8	46,7	42,3	3,3	0,5	217,2	228,8	-11,6	-5%
Surcoûts (M€)	119,5	93,1	102,0	149,7	43,1	21,2	3,4	532,0	589,0	-57,0	-10%

⁽¹⁾ Coûts et recettes tenant compte des rectifications effectuées sur l'exercice 2015 - cf. annexe 4 relative aux reliquats

1.1.2 Surcoûts de production supportés par EDM au titre de 2016

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 2016, à 103,6 M€. La décomposition par grands postes de coûts est présentée dans le Tableau 5.

Tableau 5 : Coûts de production déclarés par EDM en 2016

M€	Nature de coûts déclarés	2016	Rappel 2015	Evolution 2015-2016	
				en M€	en %
Coûts variables	Achats de combustibles hors taxes	61,9	71,2	-9,3	-13%
	Personnel, charges externes et autres achats	17,7	19,8	-2,1	-11%
	Impôts et taxes	0,9	0,7	0,2	25%
	Coûts de commercialisation	2,4	1,5	0,9	58%
	Coûts d'acquisition des quotas de gaz à effet de serre	1,0	1,5	-0,5	-31%
Coûts fixes	Rémunération des capitaux	13,0	13,5	-0,4	-3%
	Amortissements	6,2	0,5	5,8	1219%
	Frais de structure, de siège et prestations externes	0,4	0,6	-0,2	-28%
Coût total		103,6	109,3	-5,7	-5%

Les coûts de production déclarés par EDM sont en baisse par rapport à ceux de 2015 (-5 %). Cette situation s'explique par les événements suivants :

- (baisse) En dépit de l'augmentation de la consommation (+4,4 % par rapport à l'année 2015) qui entraîne une augmentation de la production et des volumes de combustibles achetés, le coût des achats de combustibles a baissé de 13 % compte tenu d'une réduction significative du coût unitaire des combustibles.
- (baisse) Concernant les achats de quotas de CO₂, l'augmentation du volume d'émission lié à l'augmentation de la production a été largement compensé par la baisse du prix de référence des quotas qui s'établit à environ 5,1 €/t en 2016 (contre 7,6 €/tonne CO₂ au titre de 2015).
- (hausse) Du fait du retard sur le chantier de la centrale de Longoni 2, l'année 2015 était marquée par un produit de pénalité d'un montant très significatif au bénéfice d'EDM, qui venait en déduction des amortissements. Le retour à la situation normale en 2016 explique la forte variation à la hausse des amortissements par rapport à 2015.
- (hausse) L'augmentation des coûts de commercialisation est liée principalement au renforcement du portefeuille des offres de maîtrise de la demande d'électricité. Lors de l'examen des coûts de commercialisation exposés par EDM, il est apparu qu'EDM n'a pas été en mesure d'obtenir de CEE pour les actions de MDE qu'il a déployées à Mayotte. Or la valorisation de ces CEE permettrait de réduire la compensation versée au titre des charges de service public. Par conséquent, à compter de l'année 2017, il est attendu qu'EDM obtienne et valorise des CEE au titre des actions de MDE qu'il déploie. Par ailleurs, les CEE qui pourront être obtenus par EDM au titre des actions menées en 2016 et lors des années antérieures donneront lieu à une régularisation à la baisse des charges constatées au titre de ces années.
- (baisse) Comme prévu par la délibération du 13 juillet 2016 relative à l'évaluation des charges de service public de l'énergie pour 2017, les coûts liés à l'octroi de mer non récupérable – jusqu'à présent inclus dans les différents postes de charges – sont dorénavant répercutés dans les factures des consommateurs mahorais via une rémanence d'octroi de mer. Le montant associé s'élève à 0,6 M€.

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 2016. 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 2016, le taux de disponibilité moyen des installations de production d'EDM s'est élevé à 92,3 %, en hausse par rapport à 2015 (87,7 %).

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

Coûts de production éligibles à compensation

Les coûts de production pris en compte pour l'évaluation de la compensation au titre de l'année 2016 s'élèvent à **103,6 M€**.

1.1.2.2 Recettes de production

Chiffre d'affaires

Le chiffre d'affaires déclaré par EDM en 2016 s'élève à 30,9 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.5.1).

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 2016 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 2016, ce supplément est évalué à 0,2 M€.

Au final, le chiffre d'affaires 2016 à retenir au titre des recettes d'EDM issues des tarifs réglementés de vente est donc de **31,1 M€** (30,9 M€ + 0,2 M€).

Lors de l'examen du chiffre d'affaires déclaré par EDM, il est apparu que celui-ci n'intégrait pas les recettes issues des pénalités appliquées aux clients mahorais. La pertinence de cette exclusion devra être réexaminée et le cas échéant, les recettes issues des pénalités pourront donner lieu à une régularisation à la baisse des charges constatées les années antérieures.

Recettes de distribution

La disposition de l'article L. 362-4 du code de l'énergie qui prévoyait que les recettes acheminement étaient considérées égales aux coûts de réseaux réellement supportés par EDM est abrogée depuis le 1^{er} janvier 2016. Désormais, les surcoûts de réseau par rapport aux recettes tarifaires d'acheminement d'EDM – déterminées par application du TURPE – feront l'objet d'une couverture via les dotations du Fonds de péréquation de l'électricité (FPE).

Les recettes d'acheminement déterminées par application du TURPE s'élèvent en 2016 à **12,4 M€**, contre **17,4 M€** en 2015, quand elles étaient considérées égales aux coûts de réseau supportés par EDM.

Recettes de gestion de la clientèle

A Mayotte, la CRE évalue les recettes de gestion clientèle en considérant, après analyse, que les recettes de gestion clientèle représentent 65 % des coûts de gestion supportés par EDM.

Pour 2016, ces recettes sont évaluées à **1,2 M€** contre **1,0 M€** pour 2015.

Recettes de production retenues

Du fait principalement de la diminution des recettes de distribution, les recettes de production, incluant celles provenant de la vente des pertes et des services systèmes, sont en forte hausse pour 2016 à **18,3 M€**, contre **11,6 M€** pour 2015 (cf. Tableau 6).

Tableau 6 : Recettes de production constatées pour EDM au titre de 2016

en M€	2016
(+) Chiffre d'affaires issu de la fourniture d'électricité	30,9
(+) Chiffre d'affaires théorique lié aux agents EDM	0,2
Chiffre d'affaires total à considérer	31,1
(-) Recettes de distribution	12,4
(-) Recettes de gestion clientèle	1,2
(+) Recettes de vente pertes et services systèmes	1,8
Recettes brutes de production	19,2
Recettes de production totales ⁽¹⁾	18,3
Part production du tarif de vente (€/MWh)	58,71

⁽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 103,6 M€ et 18,3 M€, le montant définitif des surcoûts de production d'EDM au titre de l'année 2016 s'élève à **85,2 M€** (103,6 M€ - 18,3 M€), contre 97,7 M€ en 2015, soit une diminution de près de 13 %. Ce surcoût relève du programme budgétaire « service public de l'énergie ».

1.1.3 Surcoûts de production et d'achat supportés par EEFW au titre de 2016

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, EEFW a exposé des charges de service public de l'énergie supportées au titre de l'année 2016.

Dans ce contexte de mise en place de la péréquation tarifaire, les éléments de coûts et recettes transmis par EEFW ne sont pas ventilés entre activités de production et de distribution d'électricité. Cette assimilation n'est toutefois pas dommageable à ce stade pour le calcul des charges de service public de l'énergie, puisque l'ordonnance du 12 mai prévoit que la part acheminement des tarifs réglementés de vente dans les îles Wallis et Futuna est égale aux coûts d'utilisation des réseaux publics de distribution de l'électricité réellement supportés par EEFW, et ce jusqu'en 2020. Ainsi, la différence entre les coûts et les recettes d'EEFW relatifs aux activités électriques correspond aux surcoûts de production et d'achat supportés par EEFW du fait de la péréquation tarifaire.

Néanmoins la variation des coûts d'utilisation des réseaux supportés par EEFW se répercutera intégralement dans les charges de service public jusqu'à cette date.

L'arrêté du 29 juin 2016 relatif à la procédure et aux conditions d'alignement des tarifs réglementés de vente de l'électricité dans les îles Wallis et Futuna sur les tarifs réglementés de vente en vigueur en métropole institue notamment la péréquation tarifaire à partir du 1^{er} juillet 2016 aux 50 premiers kilowattheures consommés par mois par abonné (avant d'étendre ce volume sur les semestres suivants). Au-delà des volumes précités qui délimitent le périmètre péréqué pour l'année 2016, les prix de l'énergie restent fixés par le cahier des charges de concession, et ce jusqu'au 1^{er} janvier 2020. Par conséquent, le calcul des charges de service public de l'énergie supportées par EEFW se limite aux kWh péréqués, qui représentent 10,8 % du volume d'électricité vendu au deuxième semestre 2016 (5,6 % du volume vendu sur l'ensemble de l'année 2016).

1.1.3.1 Coûts supportés

Les coûts retenus sont calculés au prorata du volume péréqué sur la base des coûts totaux supportés par EEFW du fait de l'exploitation de son réseau de distribution, de son parc de production et des contrats d'achat conclus avec des producteurs tiers. L'intégralité des contrats d'achat d'énergie correspond à des contrats d'achat d'électricité photovoltaïque hors obligation d'achat.

Les coûts constatés s'élèvent, pour 2016, à **0,50 M€**, dont 43 % au titre des combustibles (0,22 M€). La décomposition par grands postes de coût est présentée dans le Tableau 7.

Tableau 7 : Coûts constatés pour 2016

M€	Nature de coûts déclarés	2016 constaté périmètre péréqué	Part dans le total (en %)
Coûts variables	Achats de combustibles hors taxes	0,22	43,2%
	Personnel, charges externes et autres achats	0,15	30,6%
	Coûts de commercialisation	0,00	0,0%
	Coûts d'acquisition des quotas de gaz à effet de serre	0,00	0,0%
Coûts fixes	Rémunération des capitaux	0,01	2,2%
	Amortissements	0,02	4,8%
	Fonctions support	0,10	18,9%
Coût total hors achat d'énergie		0,50	99,7%
Coût achat d'énergie		0,002	0,3%
Coût total		0,50	100,0%

1.1.3.2 Recettes

Les recettes constatées correspondant au périmètre péréqué s'élèvent à **0,14 M€** pour 2016.

1.1.3.3 Surcoûts de production

Les coûts et les recettes prévisionnels retenus par la CRE s'élevant respectivement à 0,50 M€ et 0,14 M€, le montant des surcoûts de production et d'achat d'énergie prévisionnels pour 2016 s'élève à **0,36 M€** pour EEFW. Ce surcoût relève du programme budgétaire « service public de l'énergie ».

2. SURCOUTS LIES AUX CONTRATS D'ACHAT

Contrats d'achat éligibles à la compensation

Les surcoûts d'achat supportés en 2016, en métropole continentale et dans les ZNI, sont dus aux contrats d'achat suivants :

- les contrats relevant de l'obligation d'achat (article L. 314-1 du code l'énergie) ;
- les contrats d'achat conclus à l'issue d'appels d'offres (1^o 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 ».

Coût évités liés à l'énergie produite

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 (coût évité « énergie »), 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* ».

Coût évité lié aux certificats de capacité

En métropole continentale, le coût évité comprend en outre une part « capacité ». En effet, le mécanisme de capacité étant entré en vigueur au 1^{er} janvier 2017, la valeur des certificats de capacité liés à ces installations s'ajoute au coût évité par l'acquisition de l'énergie. L'article L. 335-5 du code de l'énergie dispose que les gestionnaires de contrats d'obligation d'achat en métropole continentale sont subrogés aux producteurs pour la délivrance des garanties de capacité et la responsabilité des éventuels écarts. Les gestionnaires de contrats d'obligation d'Achat ont notamment l'obligation de faire certifier les installations dont ils ont la gestion pour chaque Année de Livraison. En application des dispositions de l'article L. 121-24 du code de l'énergie, la valeur des certificats de capacité acquises dans ce cadre est déduite des charges de service public et le montant des éventuelles pénalités est ajouté aux charges de service public constatées pour l'acquéreur.

* * *

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, Électricité de Mayotte et EEWf. L'éventuel Acheteur en dernier recours mentionné à l'article L. 314-26 du code de l'énergie est également concerné par des dispositions de calcul de surcoût liés aux contrats d'achat. Cependant, il n'a pas été désigné à ce jour et ne fait donc l'objet d'aucune section au sein de cette annexe.

2.1 Surcoûts d'achat supportés par EDF en métropole continentale au titre de 2016

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 2016 sont présentés dans le Tableau 8.

Au titre de 2016, **44,6 TWh** ont été déclarés par EDF pour un coût d'achat de **6 128,4 M€**.

Tableau 8 : Quantités d'électricité et coûts d'achat déclarés par EDF pour 2016

	Cogénération (combustible fossile)	Cogénération (combustible fossile) dispatchable	Diesel dispatchable	Hydraulique	Eolien	Incinération	Biogaz	Biomasse	Photovoltaïque	Autres (*)	TOTAL
Janvier (GWh)	333,7	842,5	0,2	504,9	2 715,4	190,6	147,6	192,6	414,2	0,0	5 341,7
Février (GWh)	298,5	795,4	0,0	579,3	2 747,8	168,9	139,1	186,6	436,3	0,0	5 352,0
Mars (GWh)	324,0	766,6	0,0	604,6	2 334,0	183,5	149,9	197,8	572,0	0,0	5 132,3
Avril (GWh)	0,0	1,4	0,0	676,2	1 603,9	134,5	136,9	200,5	602,2	0,8	3 356,4
Mai (GWh)	0,0	0,0	0,0	683,9	1 480,5	143,4	146,5	207,5	696,5	0,0	3 358,3
Juin (GWh)	0,0	0,2	0,0	646,7	1 025,2	142,0	143,2	180,1	731,4	0,0	2 868,8
Juillet (GWh)	0,0	0,0	0,1	380,2	975,2	191,9	150,1	208,2	859,7	0,0	2 765,5
Août (GWh)	0,0	0,0	0,1	235,3	1 136,7	176,4	147,4	203,4	846,6	0,0	2 745,9
Septembre (GWh)	0,0	0,0	0,0	179,2	955,5	171,6	138,8	184,9	785,0	0,0	2 415,0
Octobre (GWh)	0,0	20,8	0,0	184,4	1 346,4	143,7	153,9	173,2	626,4	1,0	2 649,9
Novembre (GWh)	318,4	727,7	0,2	351,3	2 194,6	185,7	146,7	205,0	486,2	0,0	4 615,7
Décembre (GWh)	381,8	837,3	0,0	329,4	1 429,1	194,8	160,0	186,0	484,4	0,0	4 002,7
Quantités (GWh)	1 656,4	3 992,0	0,7	5 355,2	19 944,3	2 027,0	1 760,1	2 325,8	7 540,9	1,8	44 604,2
Quantités déclarées en 2015** (GWh)	1 776,3	3 464,7	0,4	4 751,3	20 089,3	2 161,9	1 602,5	1 978,2	6 736,0	156,2	42 716,8
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
Coût d'achat (M€)	192,7	511,7	5,1	400,0	1 761,9	115,6	245,1	321,2	2 575,0	0,2	6 128,4
Coût d'achat déclaré en 2015** (M€)	218,9	463,6	7,1	351,4	1 779,4	125,1	194,4	271,0	2 515,5	14,4	5 940,8
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

* Autres = centrales thermiques à fourniture partiellement garantie, petites installations et surplus des ELD (RS41).

** Les quantités et les coûts d'achats total et unitaire 2014 et 2015 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 et des conditions prévues par les cahiers des charges des appels d'offres) 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, 325 000 en 2015 et 340 000 en 2016). 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 73 contrats hors photovoltaïque sur un total de 4 276 et sur 127 contrats photovoltaïques sur un total de 337 329. Ces contrôles ont permis de détecter certaines anomalies et de les corriger, conduisant à réduire les coûts d'achat pris en compte de 210 k€ au titre de l'année 2016¹⁵ et de 434 k€ au titre des années 2008 à 2015 (pris en compte dans les reliquats, voir annexe 4).

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'optimiser cette tâche de contrôle.

Les quantités d'électricité et coûts d'achat retenus par la CRE en métropole continentale pour 2016 sont détaillés dans le Tableau 9.

¹⁵ Le tableau 8 inclut déjà les corrections apportées par EDF à sa déclaration.

Tableau 9 : Quantités d'électricité et coûts d'achat retenus par la CRE pour 2016

	Cogénération (combustible fossile)	Cogénération (combustible fossile) dispatchable	Diesel dispatchable	Hydraulique	Eolien	Incinération	Biogaz	Biomasse	Photovoltaïque	Autres*	TOTAL
Janvier (GWh)	333,7	842,5	0,2	504,9	2 715,4	190,6	147,6	192,6	414,2	0,0	5 341,7
Février (GWh)	298,5	795,4	0,0	579,3	2 747,8	168,9	139,1	186,6	436,3	0,0	5 352,0
Mars (GWh)	324,0	766,6	0,0	604,6	2 334,0	183,5	149,9	197,8	572,0	0,0	5 132,3
Avril (GWh)	0,0	1,4	0,0	676,2	1 603,9	134,5	136,9	200,5	602,2	0,8	3 356,4
Mai (GWh)	0,0	0,0	0,0	683,9	1 480,5	143,4	146,5	207,5	696,5	0,0	3 358,3
Juin (GWh)	0,0	0,2	0,0	646,7	1 025,2	142,0	143,2	180,1	731,4	0,0	2 868,8
Juillet (GWh)	0,0	0,0	0,1	380,2	975,2	191,9	150,1	208,2	859,7	0,0	2 765,5
Août (GWh)	0,0	0,0	0,1	235,3	1 136,7	176,4	147,4	203,4	846,6	0,0	2 745,9
Septembre (GWh)	0,0	0,0	0,0	179,2	955,5	171,6	138,8	184,9	785,0	0,0	2 415,0
Octobre (GWh)	0,0	20,8	0,0	184,4	1 346,4	143,7	153,9	173,2	626,4	1,0	2 649,9
Novembre (GWh)	318,4	727,7	0,2	351,3	2 194,6	185,7	146,7	205,0	486,2	0,0	4 615,7
Décembre (GWh)	381,8	837,3	0,0	329,4	1 429,1	194,8	160,0	186,0	484,4	0,0	4 002,7
Quantités (GWh)	1 656,4	3 992,0	0,7	5 355,2	19 944,3	2 027,0	1 760,1	2 325,8	7 540,9	1,8	44 604,2
Quantités retenues en 2015** (GWh)	1 776,3	3 464,7	0,4	4 751,3	20 089,3	2 161,9	1 602,5	1 978,2	6 736,0	156,2	42 716,8
Quantités retenues en 2014** (GWh)	2 255,5	2 720,5	1,0	5 426,0	16 255,3	2 421,2	1 393,0	1 585,5	5 408,5	119,6	37 588,1
Coût d'achat (M€)	192,7	511,7	5,1	400,0	1 761,9	115,6	245,0	321,2	2 575,0	0,2	6 128,4
Coût d'achat retenu en 2015** (M€)	218,9	463,6	7,1	351,4	1 779,4	125,1	194,4	271,0	2 515,5	14,4	5 940,8
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 unitaire (€/MWh)	116,4	128,2	7 535,1	74,7	88,3	57,0	139,2	138,1	341,5	89,8	137,4
Coût d'achat retenu en 2015** (M€)	123,2	133,8	19 852,4	74,0	88,6	57,9	121,3	137,0	373,4	92,2	139,1
Coût d'achat retenu en 2014** (M€)	127,3	139,6	8 789,1	71,8	88,6	56,8	113,7	133,3	421,9	91,3	141,1

* Autres = centrales thermiques à fourniture partiellement garantie, petites installations et surplus des ELD (RS41).

** 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 4,4% en 2016 par rapport à 2015, et atteint 44,6 TWh. Cette hausse est liée à la croissance en volume des photovoltaïque (+0,8 TWh), hydraulique (+0,6 TWh), ainsi que des cogénérations (+0,4 TWh). Le coût d'achat unitaire moyen du MWh diminue de 1,2 % pour s'établir à 137,4 €/MWh. Le coût d'achat total s'élève à **6 128,4 M€** pour 2016.

Les filières prépondérantes en volume sont l'éolien (44,7 % des volumes achetés), le photovoltaïque (17 %), la cogénération (13 %), et l'hydraulique (12 %).

Les coûts d'achat de l'électricité d'origine photovoltaïque sont en hausse de 2,4 %, pour atteindre 2 575 M€. Les volumes produits augmentent de +11,9 % pour atteindre 7 541 GWh. Le coût d'achat unitaire passe à 341 €/MWh en 2016, soit une baisse de 8,6 % par rapport à 2015, 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 diminuent de 0,7 %, soit une baisse de 145 GWh, malgré la croissance du parc en termes de puissance installée (+1 090 MW, soit une hausse de 11 %) notamment en raison de conditions météorologiques défavorables observées pendant le mois de décembre 2016. Les coûts d'achat diminuent de 1%, et s'établissent à 1 762 M€, le coût d'achat unitaire a diminué de 0,3 % et atteint 88,3 €/MWh.

Les quantités achetées auprès des installations de cogénération augmentent de 8 %, pour atteindre 5 648 GWh. Le coût d'achat unitaire diminue de 4 % pour atteindre 125 €/MWh.

La production hydroélectrique sous obligation d'achat progresse de 13 % en 2016 soit + 604 GWh, sous l'effet d'une meilleure hydraulité par rapport à l'année 2015. Le coût augmente quant à lui de 14 % et s'établit à 400 M€, le coût unitaire moyen augmentant de 1 % (74,7 €/MWh en 2016).

Le volume acheté pour la filière biomasse a augmenté de 19 % et le coût d'achat unitaire reste relativement stable pour cette filière biomasse (+0,8 %). Une installation de 21,5 MW issue de l'appel d'offres de 2010 a par ailleurs été mise en service en 2016.

Le volume produit sous obligation d'achat pour la filière biogaz a progressé de 10 %, le coût d'achat unitaire a quant à lui augmenté de 14,7 % en raison de l'application de l'arrêté du 30 octobre 2015 qui a permis la revalorisation à la hausse du tarif d'achat pour les installations de méthanisation. Par ailleurs, 63 nouvelles installations représentant 22 MW ont été mises en service en 2016 sous le régime de l'arrêté tarifaire de 2011, pour une puissance totale du parc de 341 MW à fin 2016. Les coûts d'achat retenus intègrent les recettes perçues par EDF au titre de la résiliation anticipée de deux contrats biogaz (73 k€).

Les volumes achetés à la filière incinération diminuent de 6 % pour atteindre 2 027 GWh. Les coûts d'achat s'élèvent à 116 M€ pour l'année 2016.

Le parc des installations dispatchables diminue en 2016, avec 27 MW de puissance garantie à la fin de l'année. Les volumes produits s'élèvent à 0,7 GWh et augmentent de 0,3 GWh par rapport à 2015.

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 2016 et dont les résultats sont stabilisés à la date de déclaration des charges représentent **318,5 k€**.

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 Coûts évités liés à l'énergie produite

2.1.2.1.1 Cas général

La méthodologie d'évaluation du coût évité par EDF en métropole est détaillée dans les délibérations de la CRE du 25 juin 2009¹⁶, du 16 décembre 2014¹⁷, du 25 mai 2016¹⁸, du 14 décembre 2016¹⁹ et du 22 juin 2017²⁰. 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.2.1.2.1.2 à A.2.1.2.1.5.

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 court terme 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-heure 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 2016, ce qui ne préjuge pas de la valeur qui pourrait être retenue par la CRE dans le cadre d'exercices futurs.

Dans le cas général, le coût évité est calculé par référence à la moyenne mensuelle de la référence de prix retenue. 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 pour EDF s'élève pour l'année 2016 à **1 261 M€** (hors coût évité de la capacité, et hors contrats photovoltaïques, contrats à différenciation horosaisonnrière, contrats « appel modulable » et cogénérations fonctionnant en mode « dispatchable »), alors qu'il était de 1 255 M€ en 2015. Cette hausse s'explique par l'augmentation des volumes produits sous obligation d'achat, en partie contrebalancée par la baisse constatée en moyenne sur les prix de marché.

Coût évité par la production quasi-certaine

La puissance quasi-certaine retenue pour l'année 2016 est indiquée dans le Tableau 10.

¹⁶ 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.

¹⁷ 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 continental.

¹⁸ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 25 mai 2016 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.

¹⁹ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 14 décembre 2016 portant communication relative à la méthodologie de calcul du coût évité par l'électricité produite sous obligation d'achat et à la valorisation des certificats de capacité attachés à la production sous obligation d'achat.

²⁰ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 22 juin 2017 portant communication relative à la méthodologie de calcul du coût évité par l'électricité produite sous obligation d'achat et à la valorisation des certificats de capacité attachés à la production sous obligation d'achat.

Tableau 10 : Puissance quasi-certaine retenue pour 2016

	Puissance quasi-certaine (MW)
Ruban de base	1 100
Surplus de production Q1 ²¹	2 400
Surplus de production M11 ²²	2 200
Surplus de production M12 ²³	2 200

Les références de coût évité retenues pour chaque bloc de puissance quasi-certaine sont indiquées dans le Tableau 11.

Tableau 11 : Prix de marché retenus pour 2016, en €/MWh

Ruban	Q1	M11	M12
40,25	45,58	56,47	87,38

Ainsi, le coût évité par la production quasi-certaine, correspondant à 18,1 TWh, est de **860,2 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 **400,8 M€**. Ce montant est détaillé dans le Tableau 12.

Tableau 12 : Prix de marché mensuels et coût évité à EDF par les contrats d'achat en 2016 (hors contrats photovoltaïques, contrats horosaisonnalisés, contrats « appel modulable » et cogénérations « dispatchables »)

Mois	Prix mensuel	Quantité hors éolien	Prix pondéré éolien	Quantité éolien	Coût évité
	(€/MWh)	(GWh)	(€/MWh)	(GWh)	(M€)
Janvier	31,86	341	23,83	959	33,7
Février	24,59	364	18,59	1 104	29,5
Mars	26,29	407	18,79	580	21,6
Avril	24,99	653	23,60	1 102	42,3
Mai	23,60	703	21,91	962	37,7
Juin	27,32	648	26,82	524	31,7
Juillet	29,50	571	27,48	457	29,4
Août	28,97	428	26,90	618	29,0
Septembre	36,30	351	32,12	454	27,3
Octobre	52,86	317	48,23	827	56,7
Novembre	63,43	306	49,37	627	50,3
Décembre	49,45	63	123,77	67	11,5
Total 2016	31,5	5 153	29	8 282	400,8

Pour le mois de décembre, la valeur du prix pondéré pour l'éolien est sensiblement plus élevée que celles des autres mois. Cela s'explique par la quantité spécialement basse de production éolienne aléatoire sur ce mois (67 GWh). L'indicateur du prix pondéré correspond au ratio entre la valorisation faite de la production éolienne divisée par cette même production, il peut donc atteindre des valeurs importantes si la production est plus basse qu'à l'accoutumée comme cela a été constaté sur le mois de décembre 2016.

²¹ Premier trimestre

²² Novembre

²³ Décembre

2.1.2.1.2 Coût évité par la production photovoltaïque

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

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

Le coût évité par la production photovoltaïque en 2016 s'élève ainsi à **253,1 M€**. Ce montant est détaillé dans le Tableau 13.

Tableau 13 : Prix de référence et coût évité à EDF par les contrats d'achat photovoltaïques en 2016

Mois	Facturation mensuelle		Facturation semestrielle		Facturation annuelle		Coûts évités M€
	Prix de référence (€/MWh)	Quantité (GWh)	Prix de référence (€/MWh)	Quantité (GWh)	Prix de référence (€/MWh)	Quantité (GWh)	
Janvier	36,55	139	38,77	162	38,65	113	15,7
Février	26,73	214	38,48	118	37,24	105	14,1
Mars	26,19	340	34,67	113	35,63	119	17,1
Avril	25,19	406	29,51	100	34,01	97	16,5
Mai	24,43	479	26,99	127	33,62	90	18,2
Juin	28,92	474	26,96	167	32,78	90	21,2
Juillet	31,47	553	27,36	206	31,56	100	26,2
Août	30,00	551	27,85	213	31,12	82	25,0
Septembre	39,35	431	29,55	249	31,12	105	27,6
Octobre	56,46	312	32,84	210	31,68	104	27,8
Novembre	63,69	182	36,58	207	32,38	97	22,3
Décembre	54,60	185	39,75	205	32,84	94	21,4
Total 2016	34,12	4267	32,33	2078	33,69	1197	253,1

2.1.2.1.3 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 de court terme, qui sont moyennées au pas mensuel selon les différentes périodes horosaisonnaires. Le coût évité correspondant pour l'année 2016 est égal à **48,6 M€**.

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

Les installations « dispatchables », qui font l'objet de contrats type « appel modulable », représentaient en 2016 une puissance garantie de 67 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 1,6 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 0,04 M€). L'énergie achetée pour une utilisation hors ajustement est valorisée sur la base d'une moyenne mensuelle des prix de court terme aux heures de pointe, soit un coût évité de 0,02 M€.

Le coût évité à EDF en 2016 par les installations « dispatchables » bénéficiant d'un contrat de type « appel modulable » est de **1,7 M€**.

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

À l'instar des contrats de type « appel modulable », le basculement en mode « dispatchable » d'une installation de cogénération traduit la mise à disposition de capacité de puissance au bénéfice d'EDF. 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 3 992 GWh, pour un montant d'achat retenu de 512 M€.

Coût évité hors mode « dispatchable »

Le coût évité par les achats effectués aux installations de cogénération en dehors des périodes pour lesquelles ces unités fonctionnent en mode « dispatchable » 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 journaliers. Ce coût évité est ainsi évalué à 152,4 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 4,8 M€.

Le coût évité à EDF en 2016 par les installations de cogénération ayant fait l'objet d'un basculement ou d'une reconduction en mode « dispatchable » est de **157,2 M€**.

2.1.2.2 Coût évité lié aux certificats de capacité

Dans ses délibérations du 14 décembre 2016 et du 22 juin 2017, la CRE a défini les principes de prise en compte des revenus liés aux garanties de capacité respectivement pour l'Année de Livraison 2017 (la première année concernée par le mécanisme) puis pour l'ensemble des Années de Livraison du mécanisme de capacité. Au titre de l'année 2016, une seule enchère a été organisée par EPEX Spot (le 15 décembre 2016) permettant aux différents acteurs de marché, d'échanger des certificats portant sur l'Année de Livraison 2017. Le coût évité lié aux certificats de capacité au titre de l'année 2016 porte ainsi uniquement sur la valorisation qui aurait pu être faite, à l'occasion de cette enchère, des certificats obtenus pour l'Année de Livraison 2017.

En 2016, EDF a obtenu 53 775 certificats de capacité pour l'Année de Livraison 2017 (soit 5 377,5 MW) répartis de la manière suivante selon les filières :

	Cogénération	Hydraulique	Eolien	Incinération	Photovoltaïque	Biomasse	Biogaz	Autres
Quantité de certificats de capacité pour l'AL 2017	17 525	7 722	17 651	5 011	2 122	2 749	992	4

Le prix résultant de l'enchère EPEX Spot du 16 décembre 2016 est de 999,98 €/certificat de capacité. Le coût évité total retenu pour EDF au titre de l'année 2016 est de **53,8 M€** répartis de la manière suivante : 17,5 M€ pour le programme budgétaire « service public de l'énergie » et 36,2 M€ pour le CAS « transition énergétique ».

	Cogénération	Hydraulique	Eolien	Incinération	Photovoltaïque	Biomasse	Biogaz	Autres
Coût évité par les certificats de capacité (M€)	17,5	7,7	17,7	5,0	2,1	2,7	1,0	0,0

2.1.2.3 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 **1 775,2 M€** (1 261,0 M€ + 253,1 M€ + 48,6 M€ + 1,7 M€ + 157,2 M€ + 53,8 M€).

2.1.3 Surcoûts liés aux contrats d'achat pour EDF en 2016

Les surcoûts supportés par EDF résultant des contrats d'achat en 2016 s'élèvent à **4 353,5 M€** en métropole continentale (6 128,4 M€ de coût d'achat + 0,3 M€ de coût de contrôle des cogénérations - 1 775,2 M€ de coût évité).

Ce montant se répartit de la manière suivante :

- 3 908,3 M€ au titre des charges relevant du CAS « transition énergétique » ;
- 445,2 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 2016

2.2.1 Coûts d'achat déclarés par les ELD

133 ELD ont déclaré des charges supportées au titre des contrats d'achat en 2016. 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, 18 687 en 2015 et 19 674 en 2016). 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 réside 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 2016 s'élèvent respectivement à 1,9 TWh et à **280,1 M€**.

2.2.2 Calcul des coûts évités liés à l'énergie produite

Conformément au mécanisme introduit par la loi de finances rectificative pour 2011, les coûts évités énergie 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. Les ELD ont déclaré donc dans quel périmètre a été injectée l'électricité issue des contrats d'obligation d'achat, pour indiquer à la CRE si cette électricité se substitue à de l'énergie achetée au prix de marché ou au tarif de cession. La CRE a posé des questions complémentaires lorsque des incertitudes demeuraient.

En 2016, treize ELD se sont approvisionnées à la fois aux tarifs de cession et sur le marché. Onze 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 énergie est donc calculé uniquement en référence aux tarifs de cession, tandis que pour les autres il prend en compte les tarifs de cession et les prix de marché spot.

Au total le coût évité énergie est évalué à **74,4 M€** en 2016.

2.2.3 Calcul des coûts évités liés aux certificats de capacité

Dans ses délibérations du 14 décembre 2016 et du 22 juin 2017, la CRE a défini les principes de prise en compte des revenus liés aux garanties de capacité respectivement pour l'Année de Livraison 2017 (la première année concernée par le mécanisme) puis pour l'ensemble des Années de Livraison du mécanisme de capacité.

Au titre de l'année 2016, une seule enchère a été organisée par EPEX Spot (le 15 décembre 2016) permettant aux différents acteurs de marché, d'échanger des certificats portant sur l'Année de Livraison 2017. Le coût évité lié aux certificats de capacité au titre de l'année 2016 porte ainsi uniquement sur la valorisation qui aurait pu être faite, à l'occasion de cette enchère, des certificats de capacité pour l'Année de Livraison 2017 dont disposaient alors les ELD.

Les ELD ont déclaré les volumes de certificats de capacité qu'elles avaient obtenus en amont de cette enchère pour les installations sous obligation d'achat dont elles ont la gestion. La CRE a corrigé des erreurs manifestes dans les déclarations de certaines ELD (installations déclarées mais n'étant pas sous obligation d'achat ou erreur de saisie). Toutefois, la CRE a relevé un certain nombre de déclarations qui étaient incomplètes ce qui a empêché leur prise en compte. Le coût évité correspondant sera pris en compte l'année prochaine en tant que reliquat positif au titre de l'année 2016.

120,7 MW de certificats de capacité ont été valorisés au prix de l'enchère du 15 décembre 2016 soit 999,8 €/certificats de capacité.

Au total le coût évité capacité est évalué à **1,2 M€** en 2016.

2.2.4 Surcoûts d'achat pour les ELD en 2016

Les surcoûts retenus au titre de l'obligation d'achat s'élèvent ainsi, en 2016, à **204,5 M€** (280,1 M€ - 74,4 M€ - 1,2 M€), en baisse de 3 % par rapport à 2015. Malgré la croissance du volume de production cette diminution s'explique par la baisse du prix du gaz naturel répercuté dans les prix d'achat de l'électricité produite par les installations de cogénération, par les premières facturations des installations photovoltaïques à l'issue des appels d'offres dont les prix d'achat ont connus une baisse importante et par le début de la mise en œuvre du mécanisme de la valorisation de capacité.

Ce montant se répartit de la manière suivante :

- 200,7 M€ au titre des charges relevant du CAS « transition énergétique » ;
- 3,8 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 27.

2.3 Surcoûts d'achat supportés par EDF dans les ZNI au titre de 2016

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 après quelques modifications relativement mineures apportées après échange avec l'Opérateur.

Les montants retenus au titre des contrats d'achat 2016 en ZNI sont présentés dans le Tableau 14.

Tableau 14 : Quantités d'électricité et coûts d'achat retenus pour EDF dans les ZNI pour 2016

	Corse		Guadeloupe		Martinique		Guyane		Réunion		SPM		Îles Bretonnes		Total		Rappel 2015*		Rappel 2014*		
	GWh	M€	GWh	M€	GWh	M€	GWh	M€	GWh	M€	GWh	M€	GWh	M€	GWh	M€	GWh	M€	GWh	M€	
Interconnexion	662,6	32,0	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	662,6	32,0	692,1	39,9	625,9	49,8
Bagasse-charbon	---	---	561,6	95,7	---	---	---	---	1 382,4	204,8	---	---	---	---	---	1 944,0	300,5	1 901,0	297,6	2 011,0	283,5
Thermique	454,6	147,7	1 026,4	253,6	937,8	230,7	92,2	16,8	788,6	204,8	---	---	---	---	---	3 299,6	853,6	3 173,3	902,8	2 223,5	708,3
Incinération	---	---	---	---	27,3	1,9	---	---	---	---	---	---	---	---	---	27,3	1,9	24,1	1,6	22,3	1,6
Hydraulique	51,4	3,5	33,7	4,4	---	---	21,4	2,4	1,5	0,1	---	---	---	---	---	107,9	10,3	83,7	7,4	113,9	10,1
Éolien	32,6	2,5	53,3	5,4	1,3	0,1	---	---	18,4	2,2	---	---	---	---	---	105,6	10,3	94,2	10,3	102,7	11,0
Géothermie	---	---	84,1	14,2	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	84,1	14,2	82,8	9,9	74,9	8,6
Biomasse	---	---	---	---	---	---	11,7	2,6	---	---	---	---	---	---	---	11,7	2,6	11,4	2,6	11,9	2,7
Biogaz	9,2	0,8	---	---	0,7	0,1	---	---	17,1	1,7	---	---	---	---	---	26,9	2,6	28,1	2,7	26,2	2,5
Photovoltaïque	150,6	64,4	91,2	38,3	77,6	33,5	53,5	25,0	248,4	115,2	---	---	0,0	0,0	---	621,4	276,4	616,8	273,8	587,1	262,2
Total	1 361,0	250,9	1 850,4	411,6	1 044,6	266,3	178,8	46,8	2 456,4	528,8	0,0	0,0	0,010	0,006	6 891,2	1 504,4	6 707,4	1 548,7	5 799,4	1 340,4	

* montants tenant compte des rectifications effectuées sur les exercices 2014 et 2015 - cf. annexe 4

Le coût d'achat total retenu pour EDF SEI s'élève à **1 504,4 M€** en 2016.

La légère augmentation des volumes achetés d'environ +3 % et la légère baisse des coûts afférents d'environ -3 % en 2016 par rapport à 2015 résultent de plusieurs facteurs mais s'expliquent essentiellement par une aug-

mentation de la production thermique et par une baisse des coûts des combustibles. Les principaux facteurs par filières sont les suivants :

- L'année 2016 est marquée par une augmentation de la production thermique afin de compenser des baisses de production de la filière hydraulique en Guyane (faible hydraulité) et à la Réunion (faible hydraulité, avarie sur un groupe du barrage Takamaka), de la filière bagasse/charbon à la Réunion (avaries) et une moindre disponibilité des interconnexions en Corse (l'indisponibilité de la liaison SACOI en Corse au printemps 2016 est due à des travaux de maintenance).
- La baisse des coûts d'achat de la filière thermique, malgré une hausse de la production, est due à la baisse significative des prix des combustibles entre 2015 et 2016.
- Malgré la réduction de la production des centrales bagasse/charbon à la Réunion, la production de cette filière au totale sur tous les territoires est plus élevée en 2016 qu'en 2015 car l'année 2015 avait été marquée par des conflits sociaux et des pannes majeurs impactant les centrales d'Albioma en Guadeloupe.
- Contrairement aux conditions en Guyane et à la Réunion, l'hydraulité en Corse est particulièrement élevée en 2016 ce qui n'était pas le cas en 2015, grâce à des conditions climatiques favorables proches des maxima historiques dans les premiers et derniers mois de l'année. L'hydraulité est également plus propice en Guadeloupe. La hausse globale de la production hydraulique dans les ZNI en 2016 par rapport à 2015 s'explique également par des défaillances techniques et des avaries qui avaient impacté des ouvrages hydrauliques en 2015 en Guadeloupe et en Guyane.
- La production éolienne est significativement plus élevée en 2016 qu'en 2015 pour plusieurs raisons : de meilleures conditions de vent à la Réunion, la mise en service de la centrale Eole Petite Place de 2,5 MW en Guadeloupe et des indisponibilités importantes qui avaient touché les installations éoliennes du Cap Corse en 2015. Malgré l'augmentation de la production, le coût d'achat total reste identique en raisons d'une baisse des coûts d'achat des installations mises en service en 2000 ou 2001 et bénéficiant d'un contrat d'achat Eole 2005. En effet, pour ces contrats, au bout de 15 ans, la prime fixe n'est plus facturée.
- Les deux installations de géothermie en Guadeloupe ont été réunies sous un unique contrat d'achat de gré-à-gré en janvier 2016. Auparavant, l'une bénéficiait d'un contrat de gré-à-gré et l'autre d'un tarif d'obligation d'achat. Ce passage à un unique contrat a permis une optimisation de la gestion du réservoir géothermique et ainsi une meilleure production.
- Après les avaries subies en 2015, la production de l'usine d'incinération d'ordures ménagères en Martinique est revenue à son niveau habituel.
- Le ralentissement de l'accroissement de la production d'électricité photovoltaïque observé les années passées se confirme en 2016. Les volumes déclarés et le coût d'achat associé ont ainsi progressé de seulement 1 % entre 2015 et 2016, contre 3 %/an les deux années précédentes et contre 12 % entre 2012 et 2013. La croissance de la production observée en 2016 est principalement due à la mise en service des installations issues de l'appel d'offres pour les installations photovoltaïques avec stockage.
- La production et les coûts d'achat associés aux installations biomasse et biogaz sont relativement stables. La baisse de production et de coût pour la filière biogaz n'est pas représentative de la réalité mais est due à un retard de facture qui n'interviendra qu'en 2017.

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, le coût évité par les contrats d'achat dans les ZNI est calculé en valorisant l'électricité achetée par EDF à la part production des tarifs de vente. Le coût évité s'élève à **376,1 M€**, comme détaillé dans le Tableau 15.

Tableau 15 : Coût évité à EDF par les contrats d'achat dans les ZNI en 2016

	Corse	Guadeloupe	Martinique	Guyane	Réunion	SPM	Iles bretonnes	2016
Quantités achetées (GWh)	1 361,0	1 850,4	1 044,6	178,8	2 456,4	0,0	0,010	6 891,2
Taux de pertes (%)	12,2%	12,1%	8,9%	11,2%	8,2%	6,2%	7,8%	
Quantités achetées et consommées (GWh) *	1 194,6	1 626,7	951,8	158,8	2 254,6	0,0	0,010	6 186,5
Part production du tarif de vente (€/MWh)	54,90	61,63	63,05	60,97	62,36	69,66	45,37	---
Coût évité par les contrats d'achat (M€)	65,6	100,2	60,0	9,7	140,6	0,00	0,0004	376,1

* 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 2016 s'élèvent à **1 128,3 M€** dans les ZNI (1 504,4 M€ de coût d'achat – 376,1 M€ de coût évité). Ce montant se répartit par compte de financement budgétaire de la manière suivante :

- 253,5 M€ au titre des charges relevant du CAS « transition énergétique » ;
- 874,8 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 16.

Tableau 16 : Surcoûts dus aux contrats d'achat d'EDF dans les ZNI en 2016

M€	Corse	Guadeloupe	Martinique	Guyane	Réunion	SPM	Iles bretonnes	2016
Coût d'achat	250,9	411,6	266,3	46,8	528,8	0,0	0,006	1 504,4
Coût évité	65,6	100,2	60,0	9,7	140,6	0,0	0,000	376,1
Surcoûts	185,3	311,3	206,3	37,1	388,3	0,0	0,006	1 128,3
<i>dont ENR OA affectées au CAS</i>	59,4	38,5	29,5	23,3	102,8	0,0	0,006	253,5
<i>dont ENR hors OA affectées au budget</i>	0,1	9,6	0,0	2,0	0,0	0,0	0,0	11,6
<i>dont autres contrats affectés au budget</i>	125,9	263,2	176,8	11,8	285,4	0,0	0,0	863,2

2.4 Surcoûts d'achat supportés par EDM

2.4.1 Coûts liés aux contrats d'achat à Mayotte

En 2016, EDM a supporté des charges liées à l'obligation d'achat pour la filière photovoltaïque. Les volumes d'électricité achetés par EDM sont en baisse de 3,8 % par rapport à 2015. 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 2016. Les volumes d'achat s'élèvent, pour 2016, à 16,4 GWh pour un montant de **7,4 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 **0,9 M€**, comme détaillé dans le Tableau 17.

Tableau 17 : Coût évité à EDM par les contrats d'achat en 2016

Quantités achetées	16,4 GWh
<i>Taux de pertes</i>	<i>7,88 %</i>
Quantités achetées et consommées ⁽¹⁾	15,1 GWh
<i>Part production dans le tarif de vente</i>	<i>58,71 €/MWh</i>
Coût évité par les contrats d'achat	0,9 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 2016 s'élèvent à **6,5 M€** (7,4 M€ - 0,9 M€). Ces surcoûts relèvent du CAS « transition énergétique ».

2.5 Surcoûts d'achat supportés par EEFW

Dans le contexte de la mise en place de la péréquation tarifaire aux îles Wallis et Futuna, les coûts d'achat – peu significatifs – n'ont pas été distingués des coûts de production. Cette assimilation n'est toutefois pas dommageable à ce stade pour le calcul des charges de service public de l'énergie car les coûts d'achat et les coûts de production d'EEFW relèvent tout deux du budget général. De ce fait, l'évaluation du surcoût d'achat a été intégrée dans le calcul du surcoût de production pour les charges constatées au titre de 2016 (cf. section A.1.1.3).

3. CHARGES LIEES A LA REMUNERATION DE LA DISPONIBILITE DES COGENERATIONS 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 E_p inférieure à l' E_p 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 2016

Au cours de l'année 2016, EDF a rémunéré 23 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 50,6 M€. La rémunération de l'amortissement des investissements de rénovation prise en compte au titre de l'année 2016 s'élève à 1,1 M€.

EDF a également versé des primes pour la rémunération plancher d'installations au titre des années 2014 et 2015 et au titre de la rémunération de l'amortissement des investissements de rénovation au titre des années 2013, 2014 et 2015. Ces montants sont présentés dans l'annexe 4.

Par ailleurs, les frais de certification de la disponibilité de ces installations s'élèvent à 132 k€.

Le montant total des charges à compenser en 2016 s'élève à **51,9 M€**. Ce coût relève du programme budgétaire « service public de l'énergie ».

4. COMPLEMENT DE REMUNERATION

La loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance a créé les articles L. 314-18 à L. 314-27 du code de l'énergie, qui instaurent un nouveau dispositif de soutien aux énergies renouvelables et à la cogénération : le complément de rémunération. L'introduction de ce mécanisme de soutien, qui prend la forme d'une prime versée aux producteurs en complément de la valorisation de leur production sur les marchés, est rendue nécessaire par les lignes directrices de la Commission européenne sur les aides d'État dans les domaines de l'énergie et de la protection de l'environnement. Il sera formalisé par un contrat conclu avec EDF, qui sera dès lors responsable du paiement de la prime et supportera en conséquence les charges de service public correspondantes.

Les dispositions ont été précisées dans un décret définissant les installations pouvant bénéficier de l'obligation d'achat et du complément de rémunération²⁴ et dans un décret définissant les modalités d'application du complément de rémunération²⁵.

Les modalités d'application sont déclinées par filière au sein d'arrêtés tarifaires ou de cahiers des charges, dans le cas où des appels d'offres sont organisés. Les premiers arrêtés tarifaires ou de cahiers des charges reposant sur ce mécanisme de soutien ont finalement été publiés en fin d'année 2016.

²⁴ Décret n° 2016-691 du 28 mai 2016 définissant les listes et les caractéristiques des installations mentionnées aux articles L. 314-1, L. 314-2, L. 314-18, L. 314-19 et L. 314-21 du code de l'énergie.

²⁵ Décret n° 2016-682 du 27 mai 2016 relatif à l'obligation d'achat et au complément de rémunération prévus aux articles L. 314-1 et L. 314-18 du code de l'énergie et complétant les dispositions du même code relatives aux appels d'offres et à la compensation des charges de service public de l'électricité.

Pour cette raison, aucun contrat de complément de rémunération n'a été conclu par EDF et les charges correspondantes supportées au titre de 2016 sont égales à **0 M€**.

5. 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 2013²⁶, 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, à compter du 1^{er} janvier 2018, 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.

Rappel sur l'historique récent du dispositif

Le dispositif du TPN a subi des modifications structurantes au cours des dernières années qui se sont traduites par une 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 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 logement²⁷.

²⁶ 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.

²⁷ 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.

* * *

Au titre de l'année 2016 les charges liées aux dispositifs sociaux ont été supportées par EDF en métropole continentale et en ZNI, par EDM à Mayotte, par 128 ELD et 10 fournisseurs alternatifs²⁸ en métropole continentale.

5.1 Charges liées au « tarif de première nécessité »

5.1.1 Pertes de recettes liées au TPN

Au 31 décembre 2016, le nombre de foyers ayant bénéficié du TPN au titre de 2016 s'élève à environ 3 200 000 (prenant en compte environ 80 600 logements dans les résidences sociales), soit un nombre quasiment stable par rapport à 2015 (~ 3 240 000).

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. L'attribution du TPN à Mayotte augmente progressivement avec environ 4 200 foyers ayant bénéficié du TPN au titre de 2016 contre environ 1 250 foyers en 2015 sur 20 000 bénéficiaires potentiels identifiés par l'administration fiscale.

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 2016, le total des déductions et versements forfaitaires retenus après les corrections opérées par la CRE s'élève à **259,5 M€**. Ce montant est en augmentation de 5 % par rapport à 2015 (246,9 M€) en raison principalement de la régularisation des factures des clients ayant perdu leur droit du TPN au profit du chèque énergie.

5.1.2 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 11,3 M€ en 2015 à **9,7 M€** en 2016 (dont 4,4 M€ de frais de personnel). Cette baisse s'explique principalement par l'organisation du travail de back-office d'EDF plus efficace notamment en lien avec l'évolution des systèmes d'information effectuée en 2014. 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

²⁸ Engie, Direct Energie, Lampiris France, Proxelia, Selia, Oui Energy, Gedia Energies & Services, Enercoop, Energem, Energies du Santerre.

fortement entre les opérateurs (de 0,3 à 180 € par client), selon qu'il y ait ou non recours à un prestataire extérieur.

5.1.3 Services liés à la fourniture

Les charges imputables aux services liés à la fourniture des clients au TPN se sont élevées en 2016 à **8,0 M€**. Elles ont baissé de 16 % par rapport à 2015 (9,4 M€). Cette baisse s'explique par le fait qu'en raison d'un dysfonctionnement de son système informatique EDF avait déclaré a posteriori les pertes de recettes liées à des services effectués en 2014 dont la régularisation ne pouvait pas être distinguée de sa déclaration au titre de 2015.

5.1.4 Bilan des charges liées au TPN

Le total des charges à compenser aux opérateurs en 2016 au titre du « tarif de première nécessité » s'élève à **277,3 M€**, ZNI incluses (259,5 M€ + 9,7 M€ + 8,0 M€).

5.2 Charges liées aux dispositifs d'affichage déporté

Seule EDF a déclaré pour l'année 2016 des éléments relatifs à la conception et au développement du dispositif d'affichage déporté dont le coût a été évalué par EDF à 0,9 M€. En l'absence de déploiement effectif du dispositif ce coût n'est pas retenu pour la compensation au titre de 2016. En revanche, il sera examiné et pourra donner lieu à la compensation dès lors que le dispositif sera effectivement mis en œuvre.

5.3 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 2016, cette compensation s'élève à **27,3 M€** pour l'ensemble des opérateurs ayant déclaré des charges afférentes à ce dispositif (contre 26,6 M€ en 2015). Le montant des versements d'EDF aux fonds de solidarité logement en 2016 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.

5.4 Charges relatives aux services liés à la fourniture aux bénéficiaires du chèque énergie

Du fait de l'expérimentation sur quatre départements développée en cours d'année 2016, seuls deux fournisseurs ont déclaré des charges relatives aux services liés à la fourniture aux bénéficiaires du chèque énergie pour un total de **0,15 M€**.

5.5 Bilan des charges liées aux dispositifs sociaux supportées par opérateur

Les charges à compenser aux opérateurs en 2016 au titre des dispositifs sociaux en métropole continentale et dans les ZNI s'élèvent à **304,7 M€** (277,3 M€ + 27,3 M€ + 0,15 M€), contre 294,3 M€ en 2015. Ces surcoûts relèvent du programme budgétaire « service public de l'énergie ».

Les détails de charges par type d'opérateur sont indiqués dans le Tableau 18. Les détails par ELD et pour les autres fournisseurs sont indiqués dans le Tableau 27.

Tableau 18 : Charges liées aux dispositifs sociaux supportées par les opérateurs au titre de 2016

	Charges supportées au titre du TPN				Charges retenues au titre du FSL	Pertes de recette au titre du Chèque Energie	Total à compenser en 2016	Charges retenues en 2015**
	Nombre de bénéficiaires en fin 2016	Pertes de recette	Frais de mise en œuvre	Total retenu au titre du TPN				
		M€	M€	M€				
EDF	2 643 957	231,9	8,0	239,9	22,5	0,1	262,5	256,4
EDF MC*	2 351 772	209,0	6,3	215,3	21,9	0,1	237,3	234,9
EDF ZNI	292 185	22,9	1,7	24,6	0,6	0,0	25,2	21,5
EDM	4 218	0,2	0	0,2	0,0	0,0	0,2	0,1
ELD	108 677	8,2	1,0	9,2	0,7	0,0	9,9	9,0
Autres fournisseurs	442 278	27,2	0,7	27,9	4,1	0,0	32,0	28,9
Total	3 199 130	267,5	9,7	277,3	27,3	0,2	304,7	294,3

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

** Coûts tenant compte des rectifications effectuées sur l'exercice 2015 - cf. annexe 4 relative aux reliquats.

B. Charges de service public en gaz

1. CHARGES LIEES AUX CONTRATS D'ACHATS DE BIOMETHANE

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 2016 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.

Huit fournisseurs ont supporté des charges liées à l'achat de biométhane en 2016.

Vingt-six installations ont produit du biométhane au cours de l'année 2016, dont neuf installations mises en service en 2016.

1.1 Surcoûts d'achat

1.1.1 Coûts d'achat

La CRE a vérifié, comme les années précédentes, la cohérence des données physiques (capacité maximale de production et production mensuels déclarés) et des tarifs d'achat pratiqués en application de l'arrêté tarifaire en vigueur sur les vingt-six contrats déclarés. Le dépassement de la capacité maximale de production des installations a été la problématique la plus fréquemment soulevée par la CRE. Le contrat type proposé par le ministre en charge de l'énergie dispose en effet qu'au troisième mois de dépassement de cette capacité, le producteur doit notifier au préfet une nouvelle capacité maximale de production puis demander un avenant à son contrat d'achat auprès de son acheteur. La quantité de gaz en dépassement et le coût d'achat associé ne sont pas comptabilisés dans le calcul des charges de service public.

Le nombre de contrats est en croissance (6 en 2014, 15 en 2015 et 26 en 2016). Ce nombre permet de procéder à une vérification individuelle des contrats. Toutefois, un effort supplémentaire d'explication des règles de la comptabilité appropriée a été rendue nécessaire par la croissance du nombre d'acheteurs (2 en 2014, 4 en 2015, 8 en 2016).

Les quantités de gaz et les coûts d'achat retenus au titre de l'année 2016 sont présentés dans le Tableau 19.

Tableau 19 : Quantité de gaz et coûts d'achat retenus pour 2016

	PEG Nord	Trading Region South (TRS)	TOTAL
Janvier (GWh)	8,1	3,2	11,3
Février (GWh)	9,2	3,9	13,0
Mars (GWh)	11,2	0,4	11,6
Avril (GWh)	11,8	3,2	15,0
Mai (GWh)	12,4	3,8	16,2
Juin (GWh)	12,8	4,1	16,9
Juillet (GWh)	13,4	6,0	19,4
Août (GWh)	14,1	5,1	19,2
Septembre (GWh)	15,6	5,3	21,0
Octobre (GWh)	16,4	7,1	23,5
Novembre (GWh)	15,9	6,4	22,4
Décembre (GWh)	17,6	6,7	24,3
Quantité (GWh)	158,7	55,2	213,9
Quantité 2015 (GWh)	79,3	1,3	80,6
Quantité 2014 (GWh)	33,0	0	33,0
Coût d'achat (k€)	16 989,5	4 760,2	21 749,7
Coût d'achat 2015 (k€)	8 596,3	122,7	8 719,0
Coût d'achat 2014 (k€)	3 374,4	0	3 374,4
Coût d'achat unitaire (€/MWh)	107,1	86,2	101,7
Coût d'achat unitaire 2015 (€/MWh)	108,4	97,8	108,2
Coût d'achat unitaire 2014 (€/MWh)	102,4	NA	102,4

Le volume de biométhane acheté et le coût d'achat ont doublé entre 2015 et 2016.

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.

Vingt-deux installations sont situées sur le Point d'Echange de Gaz (PEG) Nord et quatre installations dans la Trading Region South (TRS). Les prix mensuels au PEG Nord et dans la zone TRS et les coûts évités correspondants sont présentés dans le Tableau 20. Les coûts évités sont présentés dans le tableau synthétique 22.

Tableau 20 : Prix de marché retenus par zone d'équilibrage

	Janv.	Févr.	Mars	Avril	Mai	Juin	Juillet	Août	Sept.	Oct.	Nov.	Déc.
PEG Nord (€/MWh)	14,16	12,57	12,57	12,20	13,12	14,33	14,29	12,51	12,47	15,80	18,11	18,19
TRS (€/MWh)	14,59	13,04	12,88	12,27	13,63	14,61	15,32	15,15	16,26	16,84	19,87	21,56

Le coût évité aux acheteurs pour les quantités de biométhane achetés est de **3 194 k€**.

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 2016 s'élèvent au total à **18 556 k€** (21 750 k€ - 3 194 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 21 expose les frais de gestion constatés des acheteurs de biométhane pour les années 2015 et 2016.

Tableau 21 : Frais de gestion supportés par les acheteurs de biométhane au titre de 2015 et 2016

k€	Constaté 2015	Constaté 2016
Frais de personnel	67	88
Frais de gestion supplémentaires : SI, prestations externes...	1	58
Frais supportés au titre de l'inscription au registre national des garanties d'origine	14	25
Coûts de gestion	82	171

Les coûts de gestion 2016 s'élèvent à **171 k€**. Alors que le nombre de contrats a augmenté de 73 %, les coûts de gestion ont quant à eux augmenté de 109 %, 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 2011²⁹. Lorsque le biométhane est utilisé en tant que carburant, le fournisseur peut toutefois 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 2016 s'élève à **138 k€**.

La CRE note que 42 % des garanties d'origine valorisées le sont sous la forme de carburant pour véhicules, si la même règle de partage de la valorisation financière était appliquée à ces garanties d'origine, le montant venant en déduction des charges de service public serait plus que doublé.

1.4 Bilan

Les charges constatées au titre de 2016 s'élèvent à **18 588 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 22 et leur évolution par rapport aux coûts constatés au titre de 2015 dans le Tableau 23.

²⁹ 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 22 : Charges constatées au titre de 2016

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 2016 (€)
DIRECT ENERGIE	7 237 586	888 657	104 713	783 944	12 477	11 250	785 170
ENGIE	120 121 235	12 871 433	1 733 927	11 137 506	73 168	40 751	11 169 923
TOTAL	13 385 915	1 464 150	190 645	1 273 505	5 445	85 188	1 193 762
SEGE	42 680 601	3 758 168	678 331	3 079 837	32 496	3	3 112 329
SAVE	7 059 145	797 809	106 789	691 020	30 520	1 209	720 331
GEG	6 011 437	720 889	103 507	617 382	5 281	0	622 663
SVD17	402 980	42 321	7 330	34 991	3 268	0	38 259
TERREAL	16 990 025	1 206 292	268 819	937 472	8 423	0	945 895
TOTAL	213 888 924	21 749 718	3 194 062	18 555 656	171 077	138 402	18 588 331

Tableau 23 : Evolution des charges constatées au titre de 2016 par rapport aux charges constatées au titre de 2015

k€	Constaté 2015	Constaté 2016
Surcoûts d'achat constatés	7 144	18 556
Coûts de gestion constatés	82	171
Valorisation des GO	94	138
Charges	7 132	18 588

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 2013³⁰, 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.

³⁰ 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.

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.5).

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, à compter du 1^{er} janvier 2018, 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 2016.

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.

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 Charges liées au « tarif spécial de solidarité »

2.1.1 Déductions et versements forfaitaires liées au TSS

Le nombre de foyers (prenant en compte 50 000 logements dans les résidences sociales) ayant bénéficié du TSS en 2016 (~ 1 586 000) est en augmentation de près de 21 % par rapport à 2015 (~ 1 314 000). 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 Energis Saint-Avold, SDV17 et la Régie de Villard-Bonnot, de 65 k€ au total.

Pour 2016, le total des déductions et versements forfaitaires retenus après les corrections opérées par la CRE s'élève à **104,9 M€**. Ce montant est en augmentation de 17 % par rapport à 2015 (89,7 M€) en cohérence avec l'augmentation du nombre de clients bénéficiaires du TSS.

2.1.2 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. Un fournisseur n'a pas déduit la TVA dans sa déclaration de frais de gestions externes (règlement des factures Acticall et Xerox³¹). 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 confusion commise entre les coûts liés au TPN et ceux liés au TSS.

Le montant total des frais déclarés exclu de la compensation est de 4,6 k€. Les fournisseurs concernés par les ajustements sont Gazélec de Péronne, Gascogne Énergies et Services, et UNIPER.

Au total, les surcoûts de gestion se sont élevés en 2016 à **4,6 M€**, dont 0,7 M€ de frais de personnel des fournisseurs. Ce surcoût est en diminution de 10 % par rapport à celui constaté en 2015 (5,1 M€). Ce phénomène s'explique par la combinaison de l'augmentation du nombre de bénéficiaires 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 € par client à 83 € par client, qu'il y ait recours ou non à un prestataire extérieur. Ceci s'explique notamment par le fait que les textes réglementaires 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 stables par rapport à l'année précédente.

2.1.3 Services liés à la fourniture

Le montant des charges relatives aux services liés à la fourniture retenues pour 2016 s'élève à **1,1 M€**. Ces charges sont en légère hausse par rapport à celles constatées en 2015 (1,0 M€), ce qui est cohérent avec l'augmentation du nombre de bénéficiaires du TSS.

2.1.4 Bilan des charges liées au TSS

Le total des charges à compenser aux opérateurs en 2016 au titre du « tarif spécial de solidarité » s'élève à **110,6 M€** (104,9 M€ + 4,6 M€ + 1,1 M€).

2.2 Charges liées aux services de la fourniture aux bénéficiaires du chèque énergie

Du fait de l'expérimentation sur quatre départements développée en cours d'année 2016, seuls deux fournisseurs ont déclaré des charges liées au chèque énergie pour un total de **0,015 M€**.

2.3 Bilan des charges liées aux dispositifs sociaux supportées par opérateur

Le total des charges à compenser aux fournisseurs au titre de 2016 s'élève à **110,6 M€** (110,6 M€ + 0,015 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 24. Les détails par ELD et pour les autres fournisseurs sont indiqués dans le Tableau 27.

³¹ Ces factures correspondent à la prestation d'un service de gestion des attestations des ayants droit.

Tableau 24 : Charges liées aux dispositifs sociaux supportées par les opérateurs au titre de 2016

	Nombre de bénéficiaires en fin 2016	Pertes de recette	Frais de mise en œuvre	Pertes de recette au titre du Chèque Energie	Total à compenser en 2016	Charges retenues en 2015*
		M€	M€	M€	M€	M€
EDF	137 342	16,2	0,3	0,0	16,5	15,0
ELD	29 341	2,2	0,2	0,0	2,4	2,2
Autres fournisseurs	1 419 757	87,6	4,1	0,02	91,8	78,5
Total	1 586 440	106,0	4,6	0,02	110,6	95,7

* Coûts tenant compte des rectifications effectuées sur l'exercice 2015 - cf. annexe 4 relative aux reliquats.

C. Synthèse

1. CHARGES DE SERVICE PUBLIC CONSTATEES AU TITRE DE 2016

Le montant total des charges de service public de l'énergie constatées au titre de 2016 s'élève à **6 796,2 M€**.

Ce montant se répartit de la manière suivante :

- 4 387,6 M€ au titre des charges relevant du CAS « transition énergétique » ;
- 2 408,6 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 25.

La comparaison de ce montant avec les charges constatées au titre de l'année 2015, ainsi qu'avec la prévision des charges au titre de 2016 est fournie dans le Tableau 26.

Tableau 25 : Charges de service public de l'énergie constatées au titre de 2016

	en M€	EDF			EDM	EEWF	RTE	Acheteur de dernier recours	ELD	Autres fournisseurs dont Organismes agréés	Charges constatées au titre de 2016	
		hors ZNI	en ZNI	Total EDF								
Electricité	Contrats d'achat ⁽¹⁾	CAS	3 908,3	253,5	4 161,8	6,5			200,7		4 369,0	5 692,8
		Budget	445,2	874,8	1 320,0				3,8		1 323,8	
	Complément de rémunération	CAS			0,0						0,0	0,0
		Budget			0,0						0,0	
	Prime cogénération > 12 MW	Budget	51,9		51,9						51,9	51,9
	Effacement	CAS									0,0	0,0
	Péréquation tarifaire dans les ZNI hors contrats d'achat	Budget		532,0	532,0	85,2	0,4				617,6	617,6
Dispositifs sociaux ⁽²⁾		Budget	237,3	25,2	262,5	0,2			9,9	32,0	304,7	304,7
Gaz	Obligation d'achat biométhane	CAS							0,6	18,0	18,6	18,6
		Budget	16,5		16,5				2,4	91,8	110,6	110,6
Total		4 659,2	1 685,4	6 344,6	92,0	0,4	0,0	0,0	217,5	141,7	6 796,2	
	Electricité	4 642,7	1 685,4	6 328,2	92,0	0,4	0,0	0,0	214,5	32,0	6 667,0	
	Gaz	16,5	0,0	16,5	0,0	0,0	0,0	3,0	109,7	129,2		
	CAS	3 908,3	253,5	4 161,8	6,5	0,0	0,0	201,3	18,0	4 387,6		
	Budget	750,9	1 431,9	2 182,9	85,5	0,4	0,0	16,2	123,7	2 408,6		

⁽¹⁾ Les contrats d'achat dans les ZNI en plus des 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 26 : Comparaison des charges de service public prévisionnelles et constatées au titre de 2016, ainsi qu'avec les charges constatées au titre de 2015

		Charges constatées au titre de 2016	Charges constatées au titre de 2015 ⁽¹⁾	Evolution 2016-2015		Charges prévues mises à jour au titre de 2016	Evolution 2016-2016 reprév		
				en M€	en %		en M€	en %	
Electricité	Contrats d'achat	CAS	4 369,0	4 209,7	159,3	4%	5 082,1	-713,1	-14%
		Budget	1 323,8	1 415,8	-91,9	-6%	1 301,2	22,6	2%
	Complément de rémunération	CAS	0,0	0,0	0,0	0%	0,5	-0,5	-100%
		Budget	0,0	0,0	0,0	0%	0,0	0,0	0%
	Prime cogénérations > 12 MW	Budget	51,9	53,9	-2,0	-4%	68,2	-16,3	-24%
	Effacement	CAS	0,0	0,0	0,0	0%	0,0	0,0	0%
	Péréquation tarifaire dans les ZNI hors contrats d'achat	Budget	617,6	686,7	-69,1	-10%	663,2	-45,6	-7%
	Dispositifs sociaux	Budget	304,7	294,3	10,4	4%	317,7	-13,0	-4%
Gaz	Obligation d'achat biométhane	CAS	18,6	7,1	11,5	161%	20,9	-2,4	-11%
		Budget	110,6	95,7	14,9	16%	99,5	11,2	11%
Total			6 796,2	6 763,2	33,0	0%	7 553,3	-757,1	-10%
		Electricité	6 667,0	6 660,3	6,6	0%	7 432,9	-765,9	-10%
		Gaz	129,2	102,9	26,3	26%	120,4	8,8	7%
		CAS	4 387,6	4 216,8	170,8	4%	5 103,5	-716,0	-14%
		Budget	2 408,6	2 546,4	-137,8	-5%	2 449,8	-41,2	-2%

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

Évolution par rapport aux charges prévisionnelles mises à jour au titre de 2016

Les charges constatées au titre de 2016 sont inférieures de 757 M€ à la mise à jour de la prévision effectuée au titre de cette même année. Les principales explications de cet écart sont les suivantes :

- (baisse) La baisse des surcoûts d'achat en métropole pour EDF, résultant de la hausse observée des prix de marché de gros de l'électricité et de la baisse du coût d'achat total notamment pour les filières éolienne (production moins importante que prévue), photovoltaïque (baisse du coût d'achat moyen) et biomasse (décalage de la mise en service d'installations), ainsi que la déduction de la valorisation des certificats de capacité liés aux installations sous obligation d'achat ;
- (baisse) S'agissant de la péréquation tarifaire dans les ZNI (hors contrat d'achat), la baisse est principalement liée à l'évaluation de la part production des recettes d'EDM dont le mécanisme de calcul a été modifié. Si auparavant les recettes acheminement ont été considérées égales aux coûts de réseaux réellement supportés par EDM, désormais, les surcoûts de réseau par rapport aux recettes tarifaires d'acheminement d'EDM feront l'objet d'une couverture via les dotations du Fonds de péréquation de l'électricité ;
- (baisse) L'application de la prime rémunérant les cogénérations de plus de 12 MW moins importante que prévu ;
- (légère baisse) S'agissant des dispositifs sociaux, l'évolution de l'écart entre les charges retenues et les charges prévisionnelles mises à jour au titre de 2016 suit l'évolution du nombre de bénéficiaires des dispositifs sociaux.

Évolution par rapport aux charges constatées au titre de 2015

Les charges constatées au titre de 2016 sont supérieures de 33 M€ au montant des charges constatées au titre de l'année précédente (2015). Les principales explications de cet écart sont les suivantes :

- (hausse) La hausse des coûts d'achat en métropole, résultant de l'augmentation de la production des filières hydraulique, biomasse, biogaz, photovoltaïque et cogénération conjuguée à une légère diminution, en moyenne, des prix de marchés d'une année sur l'autre. Cette hausse a été partiellement compensée par la valorisation des certificats de capacité liés aux installations sous obligation d'achat ;
- (hausse) La hausse des charges liées aux dispositifs sociaux en électricité et en gaz, en raison d'un nombre de bénéficiaires plus important ;

- (hausse) La hausse des surcoûts d'achat de biométhane injecté, liée au développement de la filière ;
- (baisse) S'agissant de la péréquation tarifaire dans les ZNI (hors contrat d'achat), la tendance est inverse en raison de plusieurs facteurs. D'un côté, les prix de marché des matières premières ont été moins élevés qu'en 2015, la centrale du Vazzio en Corse a été moins sollicité en raison de températures moyennes au-dessus des normales, le niveau d'hydraulicité a été proche des maximums historiques, la centrale de Jarry Nord en Guadeloupe a été mise à l'arrêt en 2015. De l'autre côté, le mécanisme d'évaluation de la part production des recettes d'EDM a été modifié comme mentionné *supra*.

2. DETAIL DES CHARGES CONSTATEES AU TITRE DE 2016 PAR LES OPERATEURS AUTRES QU'EDF, EDM, EEWf, RTE, ORGANISMES AGREES ET ACHETEURS DE DERNIER RECOURS

Le Tableau 27 présente les détails des charges constatées au titre de 2016 par les opérateurs autres qu'EDF, EDM, EEWf, RTE, organismes agréés et acheteurs de dernier recours.

Tableau 27 : Détails des charges constatées au titre de 2016 par les opérateurs autres qu'EDF, EDM, EEWf, RTE, organismes agréés et acheteurs de dernier recours

	Electricité							Gaz			Montant de la compensation		
	Quantité achetée	Coût d'achat	Coût évité énergie	Coût évité capacité	Surcoût d'achat			Dispositifs sociaux Budget	Obligation d'achat biométhane CAS	Dispositifs sociaux Budget	Total	dont CAS	dont Budget
					Total	dont CAS	dont Budget						
					€	€	€						
MWh	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€		
R.S.E. REGIE SERVICES ENERGIE AMBRIEUX	1 159	615 384	37 581	0	577 803	577 803	0	28 535			606 338	577 803	28 535
SICAE de l'Aisne	2 886	1 068 931	101 966	1 000	965 965	965 965	0	54 995			1 020 960	965 965	54 995
Energie Développement Services du BRIANCONNAIS	32 582	2 415 453	1 027 953	31 999	1 355 501	1 355 501	0	30 939			1 386 440	1 355 501	30 939
Régie Municipale d'Electricité ROQUEBILIERE	37	19 162	1 491	0	17 672	17 672	0	2 188			19 839	17 672	2 168
Régie Communale d'Electricité GATTIÈRES	141	76 191	6 580	0	69 611	69 611	0	1 887			71 498	69 611	1 887
Régie Electrique DALOU	37	18 284	1 623	0	16 661	16 661	0	2 065			18 726	16 661	2 065
Régie municipale d'Electricité VARIJUES	1 002	518 381	63 279	2 000	453 102	453 102	0	12 276			465 378	453 102	12 276
Régie Municipale d'Electricité VICDESSOS	11	6 698	481	0	6 217	6 217	0	584			6 801	6 217	584
Régie Municipale d'Electricité MAZERES	1 729	863 365	61 767	3 000	798 598	798 598	0	16 063			814 661	798 598	16 063
Régie Municipale d'Electricité ARIGNAC	307	88 455	10 728	0	77 727	77 727	0	1 399			79 125	77 727	1 399
Régie Electrique MERCUS GARRABET	11	5 747	479	0	5 268	5 268	0	1 771			7 039	5 268	1 771
Régie Municipale d'Electricité MERENS LES VALS	11	6 656	621	0	6 035	6 035	0	282			6 296	6 035	262
Régie municipale d'Electricité QUIÉ	3	1 779	79	0	1 701	1 701	0	695			2 395	1 701	695
Régie municipale d'Electricité TARASCON-SUR-ARIEGE	5 234	304 327	179 546	5 000	119 781	119 781	0	22 917			142 698	119 781	22 917
Régie municipale d'Electricité SAVERDUN	5 990	1 506 907	192 905	5 000	1 309 002	1 309 002	0	29 337			1 338 339	1 309 002	29 337
Régie d'Electricité SAINT-QUIRC - CANTE - LISSAC - LABATUT	410	220 239	16 276	0	203 963	203 963	0	4 799			208 762	203 963	4 799
S.I.C.A.E. DE LA REGION DE PRECY SAINT-MARTIN	7 140	1 895 931	224 187	9 000	1 662 745	1 662 745	0	19 553			1 682 298	1 662 745	19 553
Régie Municipale d'Electricité QuILLAN	5 433	584 852	201 828	2 000	381 023	381 023	0	24 743			405 766	381 023	24 743
S.I.V.O.M. LABERGEMENT SAINTE-MARIE	2 128	191 143	96 955	0	94 188	94 188	0	10 484			104 672	94 188	10 484
Régie SDED EROME	78	46 476	4 094	0	42 381	42 381	0	1 924			44 305	42 381	1 924
Régie Electrique GERVANS	98	57 641	3 488	0	54 153	54 153	0	0			54 153	54 153	0
Société d'économie mixte locale DREUIL - GEDIA	64	31 701	2 034	0	29 667	29 667	0	236 020		110 484	376 171	29 667	346 505
Simetis Collectivités	69 136	3 782 926	3 430 544	0	352 381	352 381	0	222 550			574 931	352 381	222 550
Régie Municipale d'Electricité CAZERES	593	286 645	23 325	0	263 320	263 320	0	24 314			287 634	263 320	24 314
Régie Municipale d'Electricité MARTRES TOLOSANE	20	10 049	771	0	9 278	9 278	0	7 497			16 775	9 278	7 497
Régie municipale d'Electricité MIRAMONT DE COMMINGS	110	42 084	4 528	0	37 557	37 557	0	1 583			39 140	37 557	1 583
Régie Municipale Multiservices de LA REOLE	22	9 942	867	0	9 074	9 074	0	19 074		13 421	41 569	9 074	32 495
Régie d'Electricité du Syndicat du SUD DE LA REOLE	3 238	1 304 933	113 488	0	1 191 445	1 191 445	0	24 319			1 215 763	1 191 445	24 319
Régie Municipale d'Electricité BAZAS	526	242 451	18 871	0	223 580	223 580	0	13 306		10 167	247 063	223 580	23 473
Régie Municipale d'Electricité GIGNAC	429	195 508	15 974	0	179 535	179 535	0	21 577			201 112	179 535	21 577
Régie Municipale d'Electricité CAZOUQS LES BEZIERS	220	117 561	9 694	0	107 867	107 867	0	9 364			117 231	107 867	9 364
Coopérative d'Electricité SAINT-MARTIN DE LONDRES	45 738	9 278 364	1 597 180	15 000	7 666 184	7 666 184	0	100 292			7 766 476	7 666 184	100 292
GAZ ELECTRICITE DE GRENOBLE	47 320	4 829 174	2 404 505	91 998	2 332 671	795 318	1 537 353	728 895	622 663	133 686	3 817 914	1 417 980	2 399 934
Régie d'Electricité SAINT-MARCELLIN	273	141 699	14 311	0	127 388	127 388	0	47 041			174 429	127 388	47 041
Régie Municipale d'Electricité ALLEMONT	41	18 023	2 122	0	15 901	15 901	0	1 135			17 036	15 901	1 135
Régie Municipale d'Electricité SECHILLENNE	30	12 766	1 569	0	11 197	11 197	0	848			12 045	11 197	848
Régie Municipale de Distribution d'Énergie VILLARD BONNOT	16 423	1 335 964	520 484	0	815 480	815 480	0	16 260		5 399	837 138	815 480	21 658
Régie Municipale d'Electricité VINAY	160	54 891	8 210	0	46 680	46 680	0	11 179			57 859	46 680	11 179
Régie Electrique ALLEVARD	208	104 769	10 787	0	93 982	93 982	0	10 859			104 841	93 982	10 859
Régie d'Electricité LA FERRIERE D'ALLEVARD	9	4 240	482	0	3 758	3 758	0	850			4 608	3 758	850
Régie Municipale d'Electricité MOUTARET	19	9 550	995	0	8 555	8 555	0	301			8 856	8 555	301
Régie d'Electricité PINSOT	10	6 048	534	0	5 514	5 514	0	523			6 037	5 514	523
Régie Municipale d'Electricité SAINT-PIERRE D'ALLEVARD	111	58 561	5 729	0	52 832	52 832	0	6 799			59 631	52 832	6 799
Régie Municipale d'Electricité SALINS LES BAINS	56	29 897	2 497	0	27 400	27 400	0	19 975			47 374	27 400	19 975
GASCOGNE ENERGIES SERVICES AIRE SUR L'ADOUR (ex Régies Municipales)	2 944	1 265 958	98 155	0	1 167 803	1 167 803	0	18 980		12 656	1 186 838	1 167 803	31 035
S.I.C.A.E. REGION DE PITHIERS	147 029	13 938 258	6 054 592	296 994	7 586 673	7 586 673	0	109 887			7 696 560	7 586 673	109 887
Régie Communale Electrique SAULNES	11	5 600	479	0	5 121	5 121	0	5 525			10 646	5 121	5 525
SAEMILIEM USINE D'ELECTRICITE DE METZ	125 177	17 279 470	5 698 169	159 997	11 421 304	11 421 304	0	973 238			12 476 663	11 421 304	1 055 359
Régie Communale d'Electricité PIERREVILLERS	18	9 843	752	0	9 091	9 091	0	141			9 231	9 091	141

	Electricité							Gaz		Montant de la compensation			
	Charges dues aux contrats d'achats							Dispositifs sociaux	Obligation d'achat biométhane	Dispositifs sociaux	Total	dont CAS	dont Budget
	Quantité achetée	Coût d'achat	Coût évité énergie	Coût évité capacité	Surcoût d'achat								
					Total	dont CAS	dont Budget	Budget	CAS	Budget	€	€	€
GAZELEC DE PERONNE	154	40 078	4 929	0	35 149	35 149	0	58 437		16 050	109 636	35 149	74 487
Régie Communale d'Electricité MONTDIDIER	11 722	1 141 832	484 017	13 000	644 815	644 815	0	22 099			666 914	644 815	22 099
Régie Municipale d'Electricité SAINT-PAUL CAP DE JOUX	5	2 005	113	0	1 892	1 892	0	2 885			4 777	1 892	2 885
SICAE du CARRAUSIN	8 798	3 283 056	331 766	5 000	2 946 270	2 946 270	0	34 757			2 981 028	2 946 270	34 757
Régie Municipale d'Electricité et de Gaz Energie Services Occitans CARMALUX ENED	8 237	1 152 200	462 321	20 000	669 880	253 602	416 277	91 404		58 779	820 063	253 602	566 460
EPIC ENERGIES SERVICES LAVALUR - Pays de Coccagne	13 671	2 394 998	512 211	0	1 882 788	1 882 788	0	66 627		11 655	1 961 070	1 882 788	78 283
Régie d'Electricité du Département de la Vienne SOREGIES	296 425	55 656 471	12 399 623	178 996	49 077 851	43 077 851	0	522 284		16 735	43 616 871	43 077 851	539 020
Régie Municipale Electrique SAINT-LEONARD DE NOBLAT	636	53 677	30 934	0	22 742	22 742	0	2 952			25 694	22 742	2 952
Régie Municipale d'Electricité LA BRESSE	8 263	593 454	357 120	14 000	222 334	222 334	0	7 171			229 505	222 334	7 171
S.I.C.A.E. CANTONS DE LA FERTÉ-ALAIS & LIMITROPHES	277	146 015	9 700	0	136 315	136 315	0	12 051			148 365	136 315	12 051
Coopérative d'Electricité VILLIERS SUR MARNE	58	28 780	2 245	0	26 535	26 535	0	50 513			77 048	26 535	50 513
S.I.C.A.E. VALLEE DU SAUSSERON	81	38 340	3 269	0	35 071	35 071	0	26 295			61 367	35 071	26 295
DIRECT ENERGIE	0	0	0	0				7 040 652	785 170	2 827 501	10 653 323	785 170	9 868 153
ENERCOOP	0	0	0	0				59 837			59 837	0	59 837
ENERGEM	0	0	0	0				8 430		3 260	11 690	0	11 690
ENI GAS & POWER France										3 549 337	3 549 337	0	3 549 337
CALED										21 202	21 202	0	21 202
ANTARGAZ										144 509	144 509	0	144 509
SAVE									720 331	117 619	837 950	720 331	117 619
Gaz de Bordeaux										1 208 195	1 208 195	0	1 208 195
LAMPIRIS France	0	0	0	0				209 248		221 510	430 758	0	430 758
Gaz de Paris										226 725	226 725	0	226 725
Veolia Eau REGIONGAZ										42 637	42 637	0	42 637
EON France Energie Solutions SAS										87 977	87 977	0	87 977
GAS NATURAL EUROPE (ex Gas Natural Commercialisation France SA)										12 119	12 119	0	12 119
Gazprom Marketing and Trading France										254 904	254 904	0	254 904
SOVEN										20 633	20 633	0	20 633
Total Energie Gaz (Tegaz)	0	0	0	0				0	1 193 762	142 120	1 335 882	1 193 762	142 120
SOCIETE VALMY DEFENSE 17 SVD 17										38 259	330 226	38 259	330 226
ENGIE	0	0	0	0				24 494 428	11 169 923	83 820 777	119 485 127	11 169 923	108 315 205
GEDIA ENERGIES & SERVICES	0	0	0	0				8 545			8 545	0	8 545
PROXELIA	0	0	0	0				10 555			10 555	0	10 555
SELIA	0	0	0	0				3 921			3 921	0	3 921
SOCIETE EUROPEENNE DE GESTION DE L'ENERGIE									3 112 329		3 112 329	3 112 329	0
OUI ENERGY	0	0	0	0				112 210			112 210	0	112 210
ENERGIES DU SANTERRE	0	0	0	0				27 150			27 150	0	27 150
PICDY										200	200	0	200
ALSEN										1 039	1 039	0	1 039
SECH (Société d'Energies et de Combustibles Havraise) Terreal										1 010	1 010	0	1 010
TOTAL	1 962 137	280 137 765	74 382 528	1 206 976	204 548 261	200 702 173	3 846 068	41 913 506	15 568 331	94 147 662	359 197 760	219 290 505	139 907 255

