



ANNEXE 3

Charges de service public de l'énergie constatées au titre de 2017 (CC' 17)

Cette annexe présente les charges de service public de l'énergie constatées au titre de l'année 2017 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 supportées par les opérateurs en métropole continentale sont séparées le cas échéant de celles supportées dans les zones non interconnectées. Est en outre précisée l'affectation des charges au compte d'affectation spécial (CAS) « Transition énergétique » ou au programme budgétaire « Service public de l'énergie » (budget général).

La notion des zones non interconnectées (ZNI) au réseau électrique de la métropole continentale couvre les territoires suivants : Corse, Martinique, Guadeloupe, La Réunion, Guyane, Mayotte, Wallis-et-Futuna, Saint-Pierre et Miquelon, Saint Martin, Saint Barthélemy, les îles bretonnes de Molène, d'Ouessant, de Sein 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 2017 ont été établies à partir de la comptabilité appropriée fournie par les fournisseurs d'électricité et de gaz naturel au 31 mars 2018 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 2017

Les différents opérateurs ayant déclaré des charges de service public de l'énergie au titre de 2017 sont listés dans le tableau suivant, qui identifie les types de charges qu'ils ont supportés.

La CRE a opéré des contrôles automatiques et des contrôles par échantillonnage des charges déclarées, notamment celles des entreprises locales de distribution (ELD).

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

		EDF	EDM	EETF	RTE	Acheteur de dernier recours ²	ELD ³	Autres fournisseurs ⁴ dont Organismes agréés ⁵
Electricité	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 supportées en 2017.

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, EETF et les entreprises locales de distribution.

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 entreprise locale de distribution en métropole continentale à partir du 1^{er} janvier 2017.

⁶ Hors contrats d'achat.

SOMMAIRE

A. CHARGES DE SERVICE PUBLIC EN ELECTRICITE	6
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.....	6
1.1 SURCOUTS DE PRODUCTION DANS LES ZONES NON INTERCONNECTEES	7
1.1.1 Surcoûts de production supportés par EDF au titre de 2017	7
1.1.1.1 Coûts de production	7
1.1.1.2 Recettes de production	11
1.1.1.3 Surcoûts de production	13
1.1.2 Surcoûts de production supportés par EDM au titre de 2017	13
1.1.2.1 Coûts de production	13
1.1.2.2 Recettes de production	14
1.1.2.3 Surcoûts de production	15
1.1.3 Surcoûts de production et d'achat supportés par EEFW au titre de 2017	15
1.1.3.1 Coûts supportés.....	16
1.1.3.2 Recettes	16
1.1.3.3 Surcoûts de production	16
1.2 COÛTS LIES AUX PROJETS D'ETUDES	16
2. SURCOUTS LIES AUX CONTRATS D'ACHAT	17
2.1 SURCOUTS D'ACHAT SUPPORTES PAR EDF EN METROPOLE CONTINENTALE AU TITRE DE 2017	17
2.1.1 Coûts liés aux contrats d'achat.....	17
2.1.1.1 Quantités d'électricité et coûts d'achat déclarés par EDF.....	17
2.1.1.2 Quantités d'électricité et coûts d'achat retenus par la CRE	18
2.1.1.3 Coût du contrôle des installations de cogénération, biomasse et biogaz.....	19
2.1.2 Coûts évités à EDF par les contrats d'achat	19
2.1.2.1 Coûts évités liés à l'énergie produite	19
2.1.2.1.1 Cas général.....	19
2.1.2.1.2 Coût évité par la production photovoltaïque	21
2.1.2.1.3 Cas particulier des installations bénéficiant d'un contrat horosaisonnalisé.....	22
2.1.2.2 Cas particulier des installations bénéficiant d'un contrat « appel modulable »	22
2.1.2.3 Cas particulier des installations de cogénération fonctionnant en mode « dispatchable » ou fonctionnant en dehors des périodes d'appel.....	22
2.1.2.3.1 Coût évité lié aux certificats de capacité	23
2.1.2.4 Coût total évité à EDF par les contrats d'achat	24
2.1.3 Surcoûts liés aux contrats d'achat pour EDF en 2017	24
2.2 SURCOUTS D'ACHAT SUPPORTES PAR LES ENTREPRISES LOCALES DE DISTRIBUTION AU TITRE DE 2017	24
2.2.1 Coûts d'achat déclarés par les entreprises locales de distribution.....	24
2.2.2 Calcul des coûts évités liés à l'énergie produite.....	25
2.2.3 Calcul des coûts évités liés aux certificats de capacité.....	25
2.2.4 Surcoûts d'achat pour les entreprises locales de distribution en 2017	26
2.3 SURCOUTS D'ACHAT SUPPORTES PAR LES ORGANISMES AGREES AU TITRE DE 2017	26

2.3.1	Coûts d'achat déclarés par les Organismes agréés	26
2.3.2	Calcul des coûts évités liés à l'énergie produite.....	26
2.3.3	Calcul des coûts évités liés aux certificats de capacité.....	26
2.3.4	Surcoûts d'achat pour les Organismes agréés au titre de 2017	26
2.4	SURCOÛTS D'ACHAT SUPPORTES PAR EDF DANS LES ZNI AU TITRE DE 2017	26
2.4.1	Coûts liés aux contrats d'achat.....	26
2.4.2	Coûts évités à EDF par les contrats d'achat en ZNI	27
2.4.3	Surcoûts dus aux contrats d'achat supportés par EDF dans les ZNI	28
2.5	SURCOÛTS D'ACHAT SUPPORTES PAR EDM	28
2.5.1	Coûts liés aux contrats d'achat à Mayotte	28
2.5.2	Coûts évités à EDM par les contrats d'achat à Mayotte.....	28
2.5.3	Surcoûts dus aux contrats d'achat supportés par EDM à Mayotte	28
2.6	SURCOÛTS D'ACHAT SUPPORTES PAR EEFW.....	29
3.	CHARGES LIEES A LA REMUNERATION DE LA DISPONIBILITE DES COGENERATIONS DE PLUS DE 12 MW 29	
3.1	MONTANT DES CHARGES CONSTATEES EN 2017	29
4.	COMPLEMENT DE REMUNERATION	29
5.	COÛTS LIES A LA CONCLUSION ET A LA GESTION DES CONTRATS D'OBLIGATION D'ACHAT ET DE COMPLEMENT DE REMUNERATION EN METROPOLE CONTINENTALE	31
6.	BILAN DES CHARGES LIEES AUX CONTRATS D'OBLIGATION D'ACHAT ET DE COMPLEMENT DE REMUNERATION EN METROPOLE CONTINENTALE AU TITRE DE 2017	32
7.	CHARGES LIEES AUX CONTRATS D'EFFACEMENT.....	32
7.1	CONTEXTE JURIDIQUE	32
7.2	MONTANT DES CHARGES CONSTATEES AU TITRE DE 2017	32
8.	CHARGES LIEES AUX DISPOSITIFS SOCIAUX.....	33
8.1	CHARGES LIEES AU « TARIF DE PREMIERE NECESSITE ».....	34
8.1.1	Pertes de recettes liées au TPN	34
8.1.2	Surcoûts de gestion	34
8.1.3	Services liés à la fourniture.....	34
8.1.4	Bilan des charges liées au TPN.....	35
8.2	CHARGES LIEES AUX DISPOSITIFS D'AFFICHAGE DEPORTE.....	35
8.3	CHARGES LIEES AU DISPOSITIF INSTITUTE EN FAVEUR DES PERSONNES EN SITUATION DE PRECARITE	35
8.4	CHARGES RELATIVES AUX SERVICES LIES A LA FOURNITURE AUX BENEFICIAIRES DU CHEQUE ENERGIE	35
8.5	BILAN DES CHARGES LIEES AUX DISPOSITIFS SOCIAUX SUPPORTEES PAR OPERATEUR.....	35
B.	CHARGES DE SERVICE PUBLIC EN GAZ	36
1.	CHARGES LIEES AUX CONTRATS D'ACHATS DE BIOMETHANE.....	36
1.1	SURCOÛTS D'ACHAT.....	36
1.1.1	Coûts d'achat	36
1.1.2	Coût évité	37
1.1.3	Surcoûts d'achat.....	37
1.2	COÛTS DE GESTION	37
1.3	VALORISATION DES GARANTIES D'ORIGINE	38
1.4	BILAN.....	38
2.	CHARGES LIEES AUX DISPOSITIFS SOCIAUX.....	39

2.1	CHARGES LIEES AU « TARIF SPECIAL DE SOLIDARITE »	40
2.1.1	Déductions et versements forfaitaires liées au TSS.....	40
2.1.2	Surcoûts de gestion	40
2.1.3	Services liés à la fourniture.....	41
2.1.4	Bilan des charges liées au TSS.....	41
2.2	CHARGES LIEES AUX SERVICES DE LA FOURNITURE AUX BENEFICIAIRES DU CHEQUE ENERGIE	41
2.3	BILAN DES CHARGES LIEES AUX DISPOSITIFS SOCIAUX SUPPORTEES PAR OPERATEUR.....	41
C.	SYNTHESE.....	41
1.	CHARGES DE SERVICE PUBLIC CONSTATEES AU TITRE DE 2017.....	41
2.	DETAIL DES CHARGES CONSTATEES AU TITRE DE 2017 PAR LES OPERATEURS AUTRES QU'EDF, EDM, EEFW, EDF PEI, RTE, ORGANISMES AGREES ET ACHETEURS DE DERNIER RECOURS.....	43

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, appelé cadre territorial de compensation. La CRE a été saisie au premier semestre 2018 de ces cadres pour l'ensemble des ZNI concernées. Dans l'attente de la validation et de la mise œuvre de ceux-ci, et à l'instar du 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. Au 31 octobre 2017, la CRE a été saisie des premiers projets de stockage. La CRE délibérera sur le niveau de compensation attribué à chaque projet au cours de l'année 2018. Ainsi aucun opérateur n'a déclaré de charges à ce titre pour l'année 2017.

Pour ce qui concerne les coûts liés aux projets d'étude, seul EDF PEI¹⁰ a exposé à la compensation les coûts liés à une étude en Corse.

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

¹⁰ EDF Production Electrique Insulaire, filiale à 100 % du groupe EDF

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

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 résultent 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 2017

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 2017, à 724,8 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 2017

M€	Nature de coûts déclarés	Corse	Guadeloupe	Martinique	Guyane	Réunion	SPM	Iles bretonnes	2017
Coûts variables	Achats de combustibles hors taxes	43,5	30,6	48,6	39,8	3,1	9,9	1,4	177,0
	Personnel, charges externes et autres achats	31,9	21,2	27,3	40,2	10,5	5,0	1,6	137,6
	Impôts et taxes	13,0	12,8	8,2	22,5	16,1	0,1	0,1	72,8
	Coûts de commercialisation	8,8	19,2	15,2	5,3	16,1	0,1	0,0	64,7
	Coûts d'acquisition des quotas de gaz à effet de serre	2,3	0,9	2,4	1,6	0,1	0,2	0,0	7,4
Coûts fixes	Rémunération des capitaux	41,0	14,8	14,2	33,6	16,6	6,9	0,3	127,4
	Amortissements	17,7	13,8	10,9	15,5	8,6	3,2	0,3	69,9
	Frais de structure, de siège et prestations externes	13,0	13,9	10,0	14,8	16,4	0,0	0,0	68,0
Coût total		171,2	127,1	136,7	173,3	87,5	25,3	3,6	724,8

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 acquiescer son déficit de quotas sur les marchés. En 2017, le déficit de quotas d'émission d'EDF s'élevait à environ 1,15 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 2017 au 28 février 2018 qui s'élève à 6,43 €/tonne CO₂. Les coûts supportés par EDF au titre de l'acquisition des quotas viennent augmenter ses coûts de production.

Pour les actions de MDE éligibles à l'obtention de CEE¹¹, EDF SEI attend la génération d'environ 3 407 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, pour la période de janvier à décembre 2017, à 3,25 €/MWh pour des CEE classiques et à 4,74 €/MWh pour les CEE portant sur des consommateurs précaires. Les recettes de la valorisation de surplus de CEE ainsi évaluées à 4,5 M€ ont été déduites des coûts commerciaux exposés par EDF SEI. Des analyses plus approfondies d'évaluation de la valorisation des CEE pourront conduire à la révision de ce montant. Par ailleurs, la CRE rappelle qu'elle attend de la part d'EDF SEI, au plus tard pour le 15 octobre 2018, une note expliquant la gestion des CEE par EDF en mettant au regard le volume d'actions de MDE et le volume de CEE obtenus depuis 2010 et la manière dont ils ont été valorisés.

Contrat d'exploitation et de maintenance passé avec EDF PEI pour les TAC à la Réunion

A la suite de l'arrêt de la centrale diesel Port Ouest d'EDF SEI à la Réunion en 2012-2013 et de son remplacement par la centrale Port Est d'EDF PEI, les seuls moyens de production thermique exploités à ce jour par EDF SEI à la Réunion sont les turbines à combustion (TAC) de Port Est (2 x 40 MW) situées à proximité de la nouvelle centrale d'EDF PEI. Afin de mettre à profit les possibles synergies, EDF SEI a passé en 2017 un contrat d'exploitation et de maintenance avec EDF PEI pour ces TAC. Ce contrat se décompose en une part fixe annuelle d'environ 1 M€ (main d'œuvre et encadrement, dépenses d'exploitation) et en une part variable (entretien fortuit ponctuel, pièces de rechange, maintenance préventive et réglementaire non récurrente, etc.). Bien que la sous-traitance à EDF PEI de l'exploitation et de la maintenance de ces TAC paraisse pertinente, la CRE a des interrogations sur les modalités de ce contrat qui ne permettent pas à première vue de garantir que l'exploitation et la maintenance seront réalisées de manière efficace et dans un but de minimiser les coûts. A ce titre, la CRE demande à EDF SEI de lui transmettre d'ici le 15 octobre 2018 une note :

- démontrant la pertinence de la solution retenue et les économies de charges de service publique engendrées ;
- démontrant que les coûts de cette prestation couverts par le contrat de sous-traitance ne sont pas déjà couverts par la compensation versée à EDF PEI dans le cadre du contrat de gré-à-gré pour sa centrale de Port Est ;
- démontrant l'adéquation de la prime fixe avec les coûts anticipés par EDF SEI sur cette centrale et les coûts historiques associés les dernières années ;
- expliquant s'il serait envisageable de mettre en concurrence cette prestation.

Exhaustivité des charges et produits déclarés dans la comptabilité appropriée au périmètre de l'activité production d'EDF dans les ZNI

Lors de l'analyse par les services de la CRE des charges et produits déclarés par EDF pour son activité de production dans les ZNI, il est apparu que certains postes, non déclarés jusqu'à aujourd'hui, semblent pouvoir être assimilés à des charges et produits d'exploitation. Si c'est effectivement le cas, il conviendrait de les prendre en compte dans

¹¹ Certificats d'économies d'énergie

le calcul des charges de service public de l'énergie. Ces postes, qui relèvent des charges centrales, concernent en particulier la taxe d'apprentissage, la formation professionnelle continue et le CICE (crédit d'impôt compétitivité emploi). Le délai contraint d'analyse des déclarations des opérateurs n'a pas permis aux services de la CRE d'approfondir suffisamment le sujet. Ainsi cette année, pour les charges constatées d'EDF dans les ZNI au titre de 2017, la CRE a décidé de retenir les mêmes postes de charges centrales que les années passées. Ainsi les charges et produits relevant de la taxe d'apprentissage, de la formation professionnelle continue et du CICE¹² n'ont pas été pris en compte. Des travaux plus approfondis sur le sujet de l'exhaustivité des charges et produits seront menés par la CRE avec le concours d'EDF SEI. Ces travaux pourront éventuellement conduire à intégrer de nouveaux postes dans la comptabilité appropriée d'EDF pour les ZNI pour les années à venir et les années passées.

Correctifs appliqués au coût de production

Exclusion des coûts des réparations à St Barthélémy et St Martin suite au passage des ouragans Irma et Maria

Le passage des ouragans Irma et Maria en septembre 2017 dans les îles du Nord (Saint Martin et Saint Barthélémy) a endommagé le système électrique de ces territoires. Afin de rétablir la production d'électricité et de réparer les actifs de production, EDF a engagé des frais en 2017 à hauteur de 1,9 M€ (1,4 M€ pour St Martin et 0,5 M€ pour St Barthélémy). Les réparations se poursuivent en 2018 et EDF estime que les dépenses s'élèveront aux environs de 5,8 M€ en 2018 pour l'activité de production. Ces charges pourront en grande partie, voire en totalité, être couvertes par les assurances au-delà de la franchise de 3,5 M€. En attendant de connaître parfaitement les coûts couverts par les assurances et les coûts restants à la charge d'EDF, la CRE ne retient pas dans les charges constatées au titre de 2017 le coût de **1,9 M€** lié aux réparations dans les îles du Nord.

Lorsque la totalité des dépenses de réparation aura été effectuée et que la totalité des remboursements des assurances aura été perçue, EDF pourra déclarer à la CRE les coûts non couverts par les assurances et restant à sa charge. Ces coûts résultant seront pris en compte dans les reliquats pour le calcul de la compensation versée à EDF à condition qu'EDF démontre, d'une part, que ces coûts constituent des coûts efficaces pour la remise en état des moyens de production, et d'autre part, qu'EDF a fait son maximum en termes de négociation au près des assurances pour obtenir un remboursement.

Les effets de trésorerie liés à la couverture des coûts par les assurances et par les charges de SPE postérieure aux dépenses ne seront pas pris en compte dans le calcul de la compensation au titre des charges de SPE.

Recettes de production non tarifaires à retrancher des coûts de production

Les coûts de production déclarés par EDF doivent être diminués de **3,3 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
Guadeloupe	- 0,3 M€	Divers
Martinique	- 0,6 M€	Location terrain, TVA fictive, prestations SI et télécom à EDF PEI
Guyane	- 0,5 M€	Divers
Réunion	- 0,2 M€	Vente de déchets

Coûts exclus liés la gestion des moyens de production

La CRE s'est assurée que les coûts d'exploitation des unités de production déclarés étaient bien liés aux seules particularités du parc de production inhérentes à la nature des ZNI, et non à une éventuelle mauvaise gestion de la production ou des systèmes électriques insulaires.

L'analyse menée les années précédentes sur la qualité de cette gestion a été reconduite sur l'exercice 2017. 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 réelle des groupes diesel de la centrale de Dégrad des Cannes en Guyane s'établit en moyenne sur l'année 2017 à 63,1 %. Corrigé des impacts directs du conflit social de mars-avril 2017 sur la disponibilité des moteurs (absence de maintenance préventive sur cette période et arrêt des visites programmées qui étaient en cours), le taux de disponibilité reste de 66,3 %. Ce faible taux de disponibilité s'explique par des incidents fortuits

¹² Ces charges et produits dépendent des comptes n° 631210, 631310, 633320 et F698930. Leur somme au titre de l'année 2017 pour la Corse, la Guadeloupe, la Guyane, la Martinique, la Réunion et Saint-Pierre-et-Miquelon représente un produit de 1,1 M€.

observés sur la centrale, par la poursuite des opérations de reprise des fissures sur le bâti des moteurs et de remplacement des tuyauteries, et par la nécessité de fabriquer des pièces de rechange sur mesure ce qui rallonge les délais d'approvisionnement. Au total, les coûts à exclure sont évalués pour 2017 à **2,5 M€**.

Coûts supplémentaires 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 dans les ZNI du « tarif agent » aux effectifs de l'entité production d'EDF. Le montant correspondant est évalué, pour 2017, à **3,3 M€**.

Coûts de production retenus à la compensation

En considérant les coûts non retenus et les coûts supplémentaires décrits *supra*, la CRE retient un montant de coûts de production supportés par EDF dans les ZNI en 2017 de **720,4 M€** (724,8 M€ - 1,9 M€ - 3,3 M€ - 2,5 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 2017

M€	Nature de coûts retenus	Corse	Guadeloupe	Martinique	Guyane	Réunion	SPM	Iles bretonnes	2017	Rappel 2016 ⁽¹⁾	Evolution	
											en M€	en %
Coûts variables	Achats de combustibles hors taxes	42,0	30,6	48,6	37,4	3,1	9,9	1,4	173,0	215,9	-42,9	-20%
	Personnel, charges externes et autres achats	32,4	19,6	27,3	40,5	10,8	5,2	1,6	137,4	145,4	-8,0	-5%
	Impôts et taxes	13,0	12,8	8,2	22,5	16,1	0,1	0,1	72,8	71,4	1,4	2%
	Coûts de commercialisation	8,8	19,2	15,2	5,3	16,1	0,1	0,0	64,7	48,1	16,5	34%
	Coûts d'acquisition des quotas de gaz à effet de serre	2,3	0,9	2,4	1,6	0,1	0,2	0,0	7,4	5,8	1,5	26%
Coûts fixes	Rémunération des capitaux	41,0	14,8	14,2	33,6	16,6	6,9	0,3	127,4	130,8	-3,4	-3%
	Amortissements	17,7	13,7	10,9	15,5	8,6	3,2	0,3	69,9	68,2	1,7	2%
	Frais de structure, de siège et prestations externes	13,0	13,9	9,9	14,7	16,3	0,0	0,0	67,8	64,2	3,6	6%
Coût total		170,2	125,5	136,7	171,1	87,8	25,6	3,6	720,4	750,0	-29,6	-4%

(1) Coûts tenant compte des rectifications effectuées sur l'exercice 2016 - cf. annexe 4 relative aux reliquats

Les coûts de production d'EDF dans les ZNI sont en légère baisse entre 2016 et 2017 (- 4 %). Cette baisse s'explique principalement par la baisse du coût d'achat des combustibles.

Le coût d'achat de combustible pour EDF dans les ZNI au titre d'une année résulte de deux paramètres : l'achat réel du combustible sur le marché l'année en question, et le dénouement des swaps¹³. En 2017, le coût d'achat des combustibles sur le marché pour EDF connaît une hausse d'environ 12 % par rapport à 2016 en raison d'une hausse importante des cours des matières premières (environ + 37 % sur le fioul lourd et + 17 % sur le fioul léger entre décembre 2016 et décembre 2017) en partie contrebalancée par une sollicitation légèrement plus faible des moyens thermiques d'EDF pour les raisons suivantes :

- La forte disponibilité hydraulique du barrage de Petit Saut en Guyane grâce à une bonne hydraulité et des performances opérationnelles du barrage permet de porter la part de l'hydraulique à environ 60 % dans le mix électrique guyanais en 2017 (contre seulement 47 % en 2016). Les moyens de production thermique ont par conséquent été moins sollicités. La disponibilité de la centrale de Dégrad des Cannes a par ailleurs été négativement impactée par la grève au printemps 2017, les visites programmées et les fortuits liés à l'ancienneté de la centrale.
- La consommation et la production d'électricité en 2017 en Guadeloupe ont connu une baisse à la suite des dégâts causés par l'ouragan Irma sur les îles de Saint Martin et Saint Barthélemy. Par ailleurs, la centrale géothermique de Bouillante, suite à son rachat en 2016, a connu une forte augmentation de sa production. Ces deux causes expliquent la baisse de la production thermique d'EDF SEI en Guadeloupe.

Concernant, le mécanisme de couverture de l'achat des combustibles, le dénouement des swaps est négatif pour EDF en 2017 (- 21 M€) car les prix de marché en 2017 sont supérieurs aux prix d'achat garantis par la couverture mise en place par EDF en 2016¹⁴. A l'inverse, le dénouement des swaps était positif en 2016 (+ 40 M€) car les prix de marché en 2016 étaient inférieurs aux prix d'achat garantis par la couverture mise en place en 2015.

Ainsi, malgré une hausse du coût d'achat des combustibles sur le marché, le coût global du poste combustible en 2017 pour EDF est inférieur à celui en 2016 en raison du mécanisme de couverture financière de l'achat des combustibles.

Le poste de charge correspondant aux autres achats connaît également une baisse qui s'explique principalement par :

- Une diminution de la consommation d'urée et d'huile, et d'autres achats divers, du fait de la moindre sollicitation des centrales thermiques ou de fortuits (Martinique, Guyane) ;

¹³ Mécanisme financier de couverture des achats de combustible

¹⁴ La hausse importante des coûts des matières premières entre 2016 et 2017 explique le fait que le prix des swaps contractualisés en 2016 est inférieur au prix spot en 2017.

- Une baisse liée aux achats importants en 2016 non reproduits en 2017 dans les communes de l'intérieur en Guyane (pièces pour les moteurs diesel, matériel électrique).

Enfin, les charges financières sont en légère baisse du fait de l'absence de mise en service importante en 2017.

Les baisses de coûts de production en 2017 sont en partie contrebalancées par des hausses au niveau d'autres postes de charges.

L'augmentation des coûts de commercialisation (+ 34 %) est liée 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.

Les charges résultant de l'acquisition des quotas d'émission de gaz à effet de serre sont en augmentation (+ 26 %) en raison de la hausse prix des quotas (6,43 €/tonne CO₂ en 2017 contre 5,22 €/tonne CO₂ en 2016).

Enfin, dans les charges fixes couvrant les frais de structure et de siège, les frais communs et les prestations externes, les frais d'assurance connaissent une augmentation importante entre 2016 et 2017 suite à la mise à jour complète des bases des sinistres en rétention par EDF Assurances¹⁵. Par ailleurs, la création dans les différents territoires de postes de directeurs adjoints en charge du développement et de la transition énergétique a conduit à augmenter les frais de la direction d'EDF SEI.

1.1.1.2 Recettes de production

Chiffre d'affaires

Le chiffre d'affaires déclaré par EDF en 2017 dans les ZNI est de 907,3 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.8.1).

Par ailleurs, ce montant doit être majoré des recettes supplémentaires qu'EDF aurait obtenues auprès des clients bénéficiant du « tarif agent »¹⁶ si ces derniers étaient assujettis aux tarifs réglementés de vente. 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 2017 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 2017, ce supplément est évalué à 9,5 M€.

Il est à noter que jusqu'à l'année dernière, pour calculer ces recettes supplémentaires, seuls les clients affectés au TRV bleu dans la base de données d'EDF et bénéficiant du « tarif agent » étaient considérés. Cette année, lors de l'analyse de la déclaration d'EDF, les services de la CRE ont détecté que des clients affectés au TRV vert dans la base de données, en particulier des CCAS¹⁷, bénéficient également du tarif préférentiel. Or la vente d'électricité à ces clients doit aussi être prise en compte dans le calcul du supplément de recettes tarifaires à considérer. A défaut de disposer de données précises dans le temps imparti, le supplément lié à ces clients bénéficiant du « tarif agent » et classés dans le TRV vert, a été calculé de la même manière que pour les clients classés dans le TRV bleu. Dorénavant il sera nécessaire qu'EDF identifie précisément dans sa déclaration de charges tous les clients bénéficiant du « tarif agent » dans les ZNI et qu'EDF transmette les données nécessaires pour estimer finement la perte de chiffre d'affaires qui en découle. Sur ce fondement, d'éventuels ajustements pourront être opérés sur les années passées.

Au final, le chiffre d'affaires 2017 à retenir au titre des recettes d'EDF issues des tarifs réglementés de vente dans les ZNI est donc de **916,8 M€** (907,3 M€ + 9,5 M€).

Recettes de distribution

Pour 2017, EDF a déclaré pour les ZNI – hors îles bretonnes – un montant de recettes de distribution de 348,8 M€, en hausse de 0,7 % par rapport à celui déclaré au titre de 2016 (346,5 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.

¹⁵ Cette mise à jour a conduit à diminuer fortement les frais d'assurance en 2015 et 2016 en raison de régularisations liées aux exercices antérieurs. A l'inverse, en 2017, les dépenses liées aux sinistres en rétention ont fortement augmenté.

¹⁶ Tous les clients qui bénéficient du « tarif agent » dans les ZNI, et non pas uniquement les agents d'EDF affectés à la production, sont ici pris en compte.

¹⁷ Caisse centrale d'activités sociales

La CRE retient les recettes de distribution déclarées par EDF. Pour 2017, 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 **349,2 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 répartition¹⁸ 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 2017 au 1 ^{er} août 2017	A partir du 1 ^{er} août 2017
BT ≤ 36 kVA	9,0 €/client/an	7,0 €/client/an
BT > 36 kVA	56,0 €/client/an	100,0 €/client/an
HTA	69,8 €/client/an	200,0 €/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 2017 s'élèvent à **44,6 M€**.

Recettes de production retenues

Les recettes de production dans les ZNI s'élèvent en 2017 à **222,0 M€**. Elles sont calculées comme indiqué dans le Tableau 3.

Tableau 3 : Recettes de production constatées pour EDF dans les ZNI en 2017

M€	Corse	Guadeloupe	Martinique	Guyane	Réunion	SPM	Îles bretonnes	2017
Chiffre d'affaires issu de la fourniture d'électricité ⁽¹⁾	198,3	190,9	152,7	79,8	289,3	5,0	0,8	916,8
Recettes réseau	82,7	73,3	56,4	28,1	106,7	1,8	0,3	349,2
Recettes gestion de la clientèle	9,5	9,2	7,6	2,8	15,2	0,2	0,1	44,6
Recettes brutes de production⁽²⁾	106,0	108,3	88,8	48,9	167,5	3,1	0,4	523,0
Part des recettes à considérer ⁽³⁾	37,9	13,2	30,6	41,6	24,5	3,1	0,4	151,2
Recettes de production totales⁽⁴⁾	56,3	29,4	40,5	50,2	41,9	3,3	0,5	222,0
Part production du tarif de vente ⁽⁵⁾ (€/MWh)	55,02	61,79	63,89	61,34	62,61	67,41	45,78	---

(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.2.44, 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.2.4.2).

Taux de pertes électriques

Le taux de pertes électriques représente la part de l'électricité injectée dans le réseau qui n'est pas distribuée aux clients finals d'EDF SEI. Ces pertes sont de deux natures : techniques et non-techniques. Les pertes techniques résultent du transit d'énergie dans le réseau (pertes par effet joule par exemple). Il est possible de les réduire mais pas de les supprimer. Leur volume dépend directement des caractéristiques des ouvrages existants et de leurs modes d'exploitation. Les pertes non techniques ou « commerciales » résultent quant à elles de dysfonctionnements des processus de mesure, de relève, de comptabilisation, de facturation et de recouvrement de l'énergie consommée par la clientèle. Leur importance dépend directement de la qualité de gestion de la clientèle. Aujourd'hui, EDF

¹⁸ Répartition des coûts de gestion de la clientèle « fournisseur 80 % / gestionnaire de réseaux 20 % ».

SEI suit uniquement le taux de pertes électriques totales (i.e. la somme des pertes techniques et non techniques), par rapport à l'électricité totale injectée sur le réseau, à partir de son bilan électrique.

Le taux de pertes électriques est un indicateur de performance qui permet d'évaluer les efforts du GRD et du fournisseur en matière d'exploitation du réseau et de gestion de la clientèle. Cet indicateur est suivi par la CRE dans le cadre des dotations au titre du fonds de péréquation de l'électricité (FPE)¹⁹.

Par ailleurs, le taux de pertes intervient dans le calcul des recettes de production du fournisseur historique et dans le calcul du coût évité à EDF SEI par les contrats d'achat.

La quantité d'électricité perdue correspond à l'écart entre la production électrique injectée sur le réseau et la consommation soutirée. Pour déterminer les taux de pertes électriques, mensuels ou annuels, EDF SEI se base sur les données réelles de production. Par contre, la consommation d'électricité est en partie estimée. En effet, les compteurs d'une majorité des consommateurs n'étant relevés qu'une fois par an, il est nécessaire d'estimer l'énergie en compteur. Or aujourd'hui dans les ZNI, ces estimations sont fondées sur la consommation réelle de l'année passée sans retraitement des conditions climatiques. Par conséquent, le taux de perte déterminé, mensuel ou annuel, ne reflète pas parfaitement la réalité du système électrique et peut connaître des variations importantes d'un mois sur l'autre ou d'une année sur l'autre, sans réalité physique sous-jacente.

La CRE s'interroge donc sur la méthode de calcul du taux de pertes et demande à EDF SEI de lui fournir d'ici le 15 octobre 2018 une note présentant : la méthode actuelle de calcul du taux de pertes électriques, les problématiques qui en découlent ainsi que les conséquences sur les charges de SPE, et enfin, les pistes de réflexion pour améliorer la détermination du taux perte au plus proche de la réalité physique.

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 720,4 M€ et 222,0 M€, le montant définitif des surcoûts de production constatés dans les ZNI pour EDF au titre de l'année 2017 s'élève à **498,4 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 2017

M€	Corse	Guadeloupe	Martinique	Guyane	Réunion	SPM	Iles bretonnes	2017	Rappel 2016 ⁽¹⁾	Evolution	
										en M€	en %
Coût de production	170,2	125,5	136,7	171,1	87,8	25,6	3,6	720,4	750,0	-29,6	-4%
Recettes de production	56,3	29,4	40,5	50,2	41,9	3,3	0,5	222,0	217,2	4,8	2%
Surcoûts (M€)	113,9	96,1	96,2	120,9	46,0	22,3	3,2	498,4	532,8	-34,3	-6%

(1) Coûts et recettes tenant compte des rectifications effectuées sur l'exercice 2016 - cf. annexe 4 relative aux reliquats

1.1.2 Surcoûts de production supportés par EDM au titre de 2017

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 2017, à 105,6 M€. La décomposition par grands postes de coûts est présentée dans le Tableau 5.

Tableau 5 : Coûts de production déclarés par EDM en 2017

M€	Nature de coûts déclarés	2017	Rappel 2016	Evolution 2016-2017	
				en M€	en %
Coûts variables	Achats de combustibles hors taxes	60,8	61,9	-1,1	-2%
	Personnel, charges externes et autres achats	19,8	17,7	2,1	12%
	Impôts et taxes	0,7	0,9	-0,1	-16%
	Coûts de commercialisation	3,2	2,4	0,8	33%
	Coûts d'acquisition des quotas de gaz à effet de serre	1,3	1,0	0,3	25%
Coûts fixes	Rémunération des capitaux	13,0	13,0	0,0	0%
	Amortissements	6,2	6,2	0,0	0%
	Frais de structure, de siège et prestations externes	0,5	0,4	0,1	14%
Coût total		105,6	103,6	2,0	2%

Les coûts de production déclarés par EDM sont en hausse par rapport à ceux de 2016 (+2 %). Cette situation s'explique par les facteurs suivants :

¹⁹ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 22 mars 2018 portant décision sur les niveaux de dotation au titre du fonds de péréquation de l'électricité (FPE) pour EDF SEI au titre des années 2018 à 2021 et sur le cadre de régulation associé

- L'augmentation des coûts de commercialisation (+33 %) liée au nombre croissant d'actions de maîtrise de la demande d'électricité effectuées à Mayotte, concernant notamment les aides en faveur de bâtiments performants et les aides en faveur des entreprises et collectivités. D'autre part, EDM n'a pas été en mesure d'obtenir de CEE pour les actions de MDE qu'elle a déployées à Mayotte en 2017, malgré les démarches entreprises. La valorisation de ces CEE permettrait de réduire la compensation versée au titre des charges de service public. Par conséquent, les CEE qui pourront être obtenus par EDM au titre des actions menées en 2017 et lors des années antérieures donneront lieu à une régularisation à la baisse des charges constatées au titre de ces années.
- La hausse des charges résultant de l'acquisition des quotas d'émission de gaz à effet de serre (+ 25 %) en raison de la hausse du prix de référence des quotas qui s'établit à environ 6,1 €/tonne CO₂ en 2017 (contre 5,1 €/tonne CO₂ en 2016).
- L'augmentation des charges de personnel, charges externes et autres achats résultant principalement de la revalorisation des salaires, de la hausse des charges sociales et de l'augmentation de la consommation de lubrifiant (liée à la croissance de la production et au remplacement total de l'huile de certains groupes afin d'en améliorer la qualité).

En dépit de l'augmentation de la consommation (+3,2 % par rapport à l'année 2016) qui entraîne une croissance de la production et des volumes de combustibles achetés, le coût des achats de combustibles a baissé de 2 %. En effet, la couverture des achats de carburant effectuée par EDM sur l'année 2017 s'est dénouée en faveur d'EDM, entraînant une baisse du coût unitaire des combustibles par rapport à 2016.

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 2017. 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 2017, le taux de disponibilité moyen des installations de production d'EDM s'est élevé à 89,1 %, en légère baisse par rapport à 2016 (92,3 %). Le taux de disponibilité en 2016 était toutefois particulièrement élevé au regard des années antérieures (87,7% en 2015 et 89,6 % en 2014).

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 2017 s'élèvent à **105,6 M€**.

1.1.2.2 Recettes de production

Chiffre d'affaires

Le chiffre d'affaires déclaré par EDM en 2017 s'élève à 32,0 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.8.1).

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 2017 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 2017, ce supplément est évalué à 0,2 M€. A l'instar d'EDF, il conviendra de s'assurer que l'ensemble des clients bénéficiant du tarif agent, y compris les sites bénéficiant du TRV vert, sont pris en compte pour calculer ces recettes supplémentaires,

Au final, le chiffre d'affaires 2017 à retenir au titre des recettes d'EDM issues des tarifs réglementés de vente est donc de **32,2 M€** (32,0 M€ + 0,2 M€).

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 2017 à **12,7 M€**, contre **12,4 M€** en 2016.

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 2017, ces recettes sont évaluées à **1,5 M€** contre **1,2 M€** pour 2016.

Recettes de production retenues

Les recettes de production, incluant celles provenant de la vente des pertes et des services systèmes, sont en légère hausse en 2017 et s'élèvent à **19,0 M€**, contre **18,3 M€** pour 2016 (cf. Tableau 6). Cette évolution provient principalement d'une augmentation du chiffre d'affaires en lien avec la hausse de la consommation (+3,2 % par rapport à l'année 2016).

Tableau 6 : Recettes de production constatées pour EDM au titre de 2017

en M€	2017
(+) Chiffre d'affaires issu de la fourniture d'électricité	32,0
(+) Chiffre d'affaires théorique lié aux agents EDM	0,2
Chiffre d'affaires total à considérer	32,2
(-) Recettes de distribution	12,7
(-) Recettes de gestion clientèle	1,5
(+) Recettes de vente pertes et services systèmes	2,0
Recettes brutes de production	20,0
Recettes de production totales ⁽¹⁾	19,0
Part production du tarif de vente (€/MWh)	58,79

⁽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.2.5.2.

1.1.2.3 Surcoûts de production

Les coûts et recettes de production d'EDM retenus par la CRE étant respectivement de 105,6 M€ et 19 M€, le montant définitif des surcoûts de production d'EDM au titre de l'année 2017 s'élève à **86,5 M€** (105,6 M€ - 19 M€), contre 85,2 M€ en 2016, soit une augmentation de 1,5 %. 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 2017

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, depuis le 1^{er} juillet 2016, la mise en œuvre progressive de la péréquation tarifaire.

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 étend notamment la péréquation tarifaire :

- à partir du 1^{er} juillet 2016 pour les 50 premiers kilowattheures consommés par mois par abonné ;
- à partir du 1^{er} janvier 2017 pour les 100 premiers kilowattheures consommés par mois par abonné ;
- à partir du 1^{er} juillet 2017 pour les 150 premiers kilowattheures consommés par mois par abonné.

Au-delà des volumes précités qui délimitent le périmètre péréqué pour l'année 2017, 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 24,6 % du volume d'électricité vendu en 2017 (au second semestre 2016 ils représentaient 10,8 % de la consommation).

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 2017, à **2,43 M€**, dont 41 % au titre des combustibles (0,99 M€). La décomposition par grands postes de coût est présentée dans le Tableau 7.

Tableau 7 : Coûts constatés pour 2017 au périmètre péréqué

M€	Nature de coûts déclarés	2017	Part dans le total (en %)	Rappel 2016 (S2)
Coûts variables	Achats de combustibles hors taxes	0,99	40,6%	0,22
	Personnel, charges externes et autres achats	0,85	34,8%	0,15
	Coûts de commercialisation	0,00	0,0%	0,00
	Coûts d'acquisition des quotas de gaz à effet de serre	0,00	0,0%	0,00
Coûts fixes	Rémunération des capitaux	0,08	3,3%	0,01
	Amortissements	0,22	9,1%	0,02
	Fonctions support	0,29	11,9%	0,10
Coût total hors achat d'énergie		2,42	99,7%	0,50
Coût achat d'énergie		0,007	0,3%	0,002
Coût total		2,43	100%	0,50

Evolution par rapport aux coûts constatés au titre de 2016

Le principal facteur d'augmentation des différents postes coûts par rapport à l'année 2016 est l'élargissement de l'assiette de kWh péréqués au cours de l'année 2017 (qui passe de 10,8 % au S2 2016 à 24,6 % en moyenne sur l'année 2017).

1.1.3.2 Recettes

Les recettes constatées correspondant au périmètre péréqué s'élèvent à **0,64 M€** au titre de l'année 2017 (contre 0,14 M€ en 2016).

1.1.3.3 Surcoûts de production

Les coûts et les recettes prévisionnels retenus par la CRE s'élevant respectivement à 2,43 M€ et 0,64 M€, le montant des surcoûts de production et d'achat d'énergie prévisionnels au titre de l'année 2017 s'élève à **1,8 M€** pour EEFW (contre 0,36 M€ en 2016). Ce surcoût relève du programme budgétaire « service public de l'énergie ».

1.2 Coûts liés aux projets d'études

Pour ce qui concerne les coûts liés aux projets d'études, seule EDF PEI a exposé à la compensation les coûts de l'étude relative à la chaîne d'approvisionnement gazière en Corse. La Programmation Pluriannuelle de l'Energie pour la Corse adoptée en fin 2015²⁰ prévoit explicitement la réalisation d'une telle étude et la possibilité pour celle-ci de bénéficier d'une compensation dans le cadre du e) eu 2° de l'article L. 121-7 du code de l'énergie. Son cahier des charges a été approuvé par le ministre en charge de l'énergie. Ainsi, EDF PEI expose à la compensation les coûts afférents pour un montant total de **0,2 M€**. L'intégralité de ce coût est retenue. Il est affecté au programme budgétaire « service public de l'énergie ».

²⁰ Décret n° 2015-1697 du 18 décembre 2015 relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie de Corse.

2. SURCOUTS LIES AUX CONTRATS D'ACHAT

Contrats d'achat éligibles à la compensation

Les surcoûts d'achat supportés en 2017, 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° 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 entreprises locales de distribution (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 2017

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 2017 sont présentés dans le Tableau 8.

Au titre de 2017, **48,0 TWh** ont été déclarés par EDF pour un coût d'achat de **6 685,9 M€**.

Tableau 8 : Quantités d'électricité et coûts d'achat déclarés par EDF pour 2017

	Cogénération (combustible fossile)	Cogénération (combustible fossile) dispatchable	Diesel dispatchable	Hydraulique	Eolien	Incinération	Biogaz	Biomasse	Photovoltaïque	Autres (*)	TOTAL
Janvier (GWh)	384,4	933,4	0,0	334,0	1 909,4	189,9	158,3	190,2	498,7	0,0	4 598,4
Février (GWh)	346,8	822,7	0,0	473,0	2 421,7	174,3	145,5	183,5	471,4	0,0	5 038,8
Mars (GWh)	375,9	812,7	0,0	632,8	2 513,9	194,2	163,0	199,4	619,5	0,0	5 511,5
Avril (GWh)	0,0	1,6	0,0	502,4	1 379,4	151,4	155,6	189,3	763,1	0,9	3 143,7
Mai (GWh)	0,0	0,0	0,0	595,5	1 400,8	162,8	154,2	201,5	812,2	0,0	3 326,9
Juin (GWh)	0,0	0,1	0,0	417,4	1 397,2	171,6	151,5	186,4	885,1	0,1	3 209,5
Juillet (GWh)	0,0	0,0	0,0	272,1	1 619,1	188,9	159,6	210,3	917,5	2,9	3 370,4
Août (GWh)	0,0	0,1	0,0	210,3	1 171,7	171,8	161,6	203,5	875,5	4,2	2 798,8
Septembre (GWh)	0,0	0,1	0,0	187,7	1 560,3	161,3	160,0	194,0	812,6	3,8	3 079,8
Octobre (GWh)	0,0	9,0	0,0	165,7	1 975,6	129,2	171,7	211,4	718,6	5,6	3 386,8
Novembre (GWh)	354,9	742,0	0,1	260,6	2 183,2	169,5	166,2	196,3	571,5	6,1	4 650,4
Décembre (GWh)	409,8	870,6	0,2	465,8	3 154,8	175,6	168,4	194,6	458,1	6,5	5 904,5
Quantités (GWh)	1 871,8	4 192,4	0,3	4 517,3	22 687,1	2 040,6	1 915,6	2 360,5	8 403,7	30,1	48 019,4
Quantités déclarées en 2016** (GWh)	1 683,4	3 992,0	0,7	5 399,7	19 961,2	2 034,2	1 774,7	2 325,8	7 569,2	59,7	44 800,4
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	6 738,7	159,3	42 722,5
Coût d'achat (M€)	249,8	618,7	2,3	352,6	2 000,1	114,8	281,8	326,5	2 737,2	2,2	6 685,9
Coût d'achat déclaré en 2016** (M€)	196,0	511,7	5,1	401,6	1 763,4	116,2	246,9	321,2	2 579,6	6,6	6 148,4
Coût d'achat déclaré en 2015** (M€)	218,9	463,6	7,1	351,4	1 779,6	125,1	194,4	271,0	2 516,1	14,7	5 941,8

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 et 357 000 en 2017). 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 110 contrats hors photovoltaïque sur un total de 4 513 et sur 203 contrats photovoltaïques sur un total de 352 058. Ces contrôles ont permis de détecter certaines anomalies et de les corriger.

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 2017 sont détaillés dans le Tableau 9.

Tableau 9 : Quantités d'électricité et coûts d'achat retenus par la CRE pour 2017

	Cogénération (combustible fossile)	Cogénération (combustible fossile) dispatchable	Diesel dispatchable	Hydraulique	Eolien	Incinération	Biogaz	Biomasse	Photovoltaïque	Autres *	TOTAL
Janvier (GWh)	384,4	933,4	0,0	334,0	1 909,4	189,9	158,3	190,2	498,7	0,0	4 598,4
Février (GWh)	346,8	822,7	0,0	473,0	2 421,7	174,3	145,5	183,5	471,4	0,0	5 038,8
Mars (GWh)	375,9	812,7	0,0	632,8	2 513,9	194,2	163,0	199,4	619,5	0,0	5 511,5
Avril (GWh)	0,0	1,6	0,0	502,4	1 379,4	151,4	155,6	189,3	763,1	0,9	3 143,7
Mai (GWh)	0,0	0,0	0,0	595,5	1 400,8	162,8	154,2	201,5	812,2	0,0	3 326,9
Juin (GWh)	0,0	0,1	0,0	417,4	1 397,2	171,6	151,5	186,4	885,1	0,1	3 209,5
Juillet (GWh)	0,0	0,0	0,0	272,1	1 619,1	188,9	159,6	210,3	917,5	2,9	3 370,4
Août (GWh)	0,0	0,1	0,0	210,3	1 171,7	171,8	161,6	203,5	875,5	4,2	2 798,8
Septembre (GWh)	0,0	0,1	0,0	187,7	1 560,3	161,3	160,0	194,0	812,6	3,8	3 079,8
Octobre (GWh)	0,0	9,0	0,0	165,7	1 975,6	129,2	171,7	211,4	718,6	5,6	3 386,8
Novembre (GWh)	354,9	742,0	0,1	260,6	2 183,2	169,5	166,2	196,3	571,5	6,1	4 650,4
Décembre (GWh)	409,8	870,6	0,2	465,8	3 154,8	175,6	168,4	194,6	458,1	6,5	5 904,5
Quantités (GWh)	1 871,8	4 192,4	0,3	4 517,3	22 687,1	2 040,6	1 915,6	2 360,5	8 403,7	30,1	48 019,4
Quantités retenus en 2016** (GWh)	1 683,4	3 992,0	0,7	5 399,7	19 961,2	2 034,2	1 774,7	2 325,8	7 569,2	59,7	44 800,4
Quantités retenus 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	6 738,7	159,3	42 722,5
Coût d'achat (M€)	249,8	618,7	2,3	352,6	2 000,1	114,8	281,8	326,5	2 737,2	2,2	6 685,9
Coût d'achat retenu en 2016** (M€)	196,0	511,7	5,1	401,6	1 763,4	116,2	246,9	321,2	2 579,6	6,6	6 148,4
Coût d'achat retenu en 2015** (M€)	218,9	463,6	7,1	351,4	1 779,6	125,1	194,4	271,0	2 516,1	14,7	5 941,8
Coût d'achat unitaire (€/MWh)	133,5	147,6	7 191,2	78,1	88,2	56,3	147,1	138,3	325,7	71,5	139,2
Coût d'achat retenu en 2016** (M€)	116,4	128,2	7 535,1	74,4	88,3	57,1	139,2	138,1	340,8	109,8	137,2
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	92,3	139,1

* Autres = centrales thermiques à fourniture partiellement garantie, petites installations, gaz de mines 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 7,2 % en 2017 par rapport à 2016, et atteint 48,0 TWh. Cette hausse est liée à la croissance en volume de la production éolienne (+2,7 TWh), photovoltaïque

(+0,8 TWh) et issue des installations de cogénération (+389 GWh). Seule la filière hydraulique accuse une baisse de production entre 2017 et 2016 (- 882 GWh) en raison d'un productible moins favorable. Le coût d'achat unitaire moyen du MWh augmente de 2,0 % pour s'établir à 139,2 €/MWh. Le coût d'achat total s'élève à **6 685,9 M€** pour 2017.

Les filières prépondérantes en volume de production sont l'éolien (47 % des volumes achetés), le photovoltaïque (18 %), la cogénération (13 %), et l'hydraulique (9 %).

Les coûts d'achat de l'électricité d'origine photovoltaïque sont en hausse de 6 %, pour atteindre 2 737 M€. Les volumes produits augmentent de +11 % pour atteindre 8 404 GWh. Le coût d'achat unitaire s'est établi à 326 €/MWh en 2017, soit une baisse de 4 % par rapport à 2016, 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 41 % du coût d'achat total.

Les volumes produits par la filière éolienne augmentent de 14 %, soit une hausse de 2 726 GWh, en raison de la croissance du parc en termes de puissance installée mais également des conditions météorologiques qui avaient été particulièrement défavorables en 2016. Les coûts d'achat augmentent de 13 %, et s'établissent à 2 000 M€, le coût d'achat unitaire a diminué de 0,2 % et atteint 88,2 €/MWh.

Les quantités achetées auprès des installations de cogénération augmentent de 11 %, pour atteindre 6 064 GWh. Le coût d'achat unitaire augmente de 15 %, notamment sous l'effet de l'augmentation du prix du gaz, pour atteindre 143 €/MWh.

La production hydroélectrique sous obligation d'achat diminue de 16 % en 2017 soit - 882 GWh, sous l'effet d'une moins bonne hydraulité par rapport à l'année 2016. Le coût diminue quant à lui de 12 % et s'établit à 353 M€, le coût unitaire moyen augmentant de 5 % (78,1 €/MWh en 2017).

Le volume acheté pour la filière biomasse a augmenté de 1,5 % et le coût d'achat unitaire reste relativement stable pour cette filière biomasse (+0,2 %).

Le volume produit sous obligation d'achat pour la filière biogaz a progressé de 8 %, le coût d'achat unitaire a quant à lui augmenté de 6 % 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 et dont certaines installations bénéficient à compter de l'année 2017 via la signature d'un avenant à leur contrat d'achat. Par ailleurs, 48 nouvelles installations représentant 20 MW ont été mises en service en 2017 sous le régime de l'arrêté tarifaire de 2011.

Les volumes achetés à la filière incinération augmentent de 0,3 % pour atteindre 2 041 GWh. Les coûts d'achat s'élèvent à 115 M€ pour l'année 2017.

Le parc des installations dispatchables diminue en 2017, avec 22 MW de puissance garantie à la fin de l'année. Les volumes produits s'élèvent à 0,3 GWh et diminuent de 0,4 GWh par rapport à 2016.

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 2017 et dont les résultats sont stabilisés à la date de déclaration des charges représentent **240,7 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 2009²¹, du 16 décembre 2014²², du 25 mai 2016²³, du 14 décembre 2016²⁴ et du 22 juin 2017²⁵. 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.2.1.2.3.

Le coût évité par la production quasi-certaine en 2017 est calculé en fonction des prix de marché à terme et des recettes des ventes réalisées par EDF OA dans le cadre des appels d'offres qu'elle organise. 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-horaire comme la moyenne pondérée des prix spot, de l'indice de prix moyen pondéré horaire pour les échanges infra-journaliers et du prix de règlement des écarts facturé ou acquitté par RTE au gestionnaire du périmètre d'équilibre dédié à l'obligation d'achat par les volumes correspondants. Le facteur correctif η prévu par la délibération du 16 décembre 2014 a été pris égal à 1 pour l'évaluation du coût évité en 2017, 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 2017 à **1 401 M€** (hors coût évité de la capacité, et hors contrats photovoltaïques, contrats à différenciation horosaisonnalière, contrats « appel modulable » et cogénérations fonctionnant en mode « dispatchable »), alors qu'il était de 1 261 M€ en 2015. Cette hausse s'explique par l'augmentation des volumes produits sous obligation d'achat, appuyée par la hausse constatée en moyenne sur les prix de marché servant à la valorisation de ces volumes produits.

Coût évité par la production quasi-certaine

La puissance quasi-certaine retenue pour l'année 2017 est indiquée dans le Tableau 10.

Tableau 10 : Puissance quasi-certaine retenue pour 2016

	Puissance quasi-certaine (MW)
Ruban de base	1 100
Surplus de production Q1 ²⁶	2 200
Surplus de production M11 ²⁷	1 800
Surplus de production M12 ²⁸	1 800

²¹ 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.

²² 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.

²³ 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.

²⁴ 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.

²⁵ 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.

²⁶ Premier trimestre

²⁷ Novembre

²⁸ Décembre

Les références de coût évité retenues pour chaque bloc de puissance quasi-certaine sont indiquées dans le Tableau 11. Elles correspondent pour les produits « ruban » et « Q1 » à la moyenne des cotations de marché observées respectivement au cours des années 2015/2016 et pour les produits « M11 » et « M12 » aux résultats des ventes organisées par EDF OA au cours du deuxième semestre 2017. Ce changement méthodologique a été apporté par la délibération n° 2017-156 du 22 juin 2017 et est devenu effectif le 1^{er} juillet 2017.

Tableau 11 : Prix de marché retenus pour 2017, en €/MWh

Ruban	Q1	M11	M12
35,72	44,59	59,30	62,44

Ainsi, le coût évité par la production quasi-certaine, correspondant à 17,0 TWh, est de **716,5 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 horosaisonnnière, contrats « appel modulable » et cogénérations « dispatchables ») s'élève à **684,6 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 2017 (hors contrats photovoltaïques, contrats horosaisonnialisés, 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	68,56	277	101,44	334	52,9
Février	50,08	381	43,80	999	62,8
Mars	34,28	484	31,81	940	46,5
Avril	34,19	620	31,46	843	47,7
Mai	33,59	717	30,76	847	50,1
Juin	31,47	593	27,19	861	42,1
Juillet	34,06	524	31,39	1 065	51,3
Août	31,29	449	28,57	618	31,7
Septembre	36,29	416	29,77	1 024	45,6
Octobre	49,13	384	44,97	1 421	82,8
Novembre	62,60	402	51,33	786	65,5
Décembre	55,94	635	42,92	1 634	105,7
Total 2017	41,7	5 882	39	11 372	684,6

Pour le mois de janvier, 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 (334 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 janvier 2017.

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 **337,7 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 2017

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	80,38	200	46,72	183	34,42	116	28,6
Février	52,88	234	54,22	130	35,88	107	23,3
Mars	34,77	376	52,87	121	36,64	122	24,0
Avril	33,13	551	46,16	111	37,49	101	27,2
Mai	33,92	568	41,33	146	38,67	98	29,1
Juin	33,00	582	38,71	202	39,19	101	31,0
Juillet	35,25	558	35,65	247	39,68	113	32,9
Août	32,14	544	33,69	239	39,93	92	29,2
Septembre	38,21	425	34,13	272	39,83	115	30,1
Octobre	51,85	375	35,96	229	39,53	114	32,2
Novembre	65,45	241	38,20	224	39,58	107	28,5
Décembre	61,49	143	41,00	212	39,76	102	21,6
Total 2015	40,79	4798	39,99	2317	38,33	1289	337,7

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 2017 est égal à **51,6 M€**.

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

Les installations « dispatchables », qui font l'objet de contrats type « appel modulable », représentaient en 2017 une puissance garantie de 26 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 0,5 M€.

Le coût évité « énergie » se calcule en fonction de l'utilisation effective par EDF de l'énergie achetée. L'énergie achetée pour l'ajustement est valorisée au prix des écarts à la hausse constaté sur le mécanisme d'ajustement pour chaque période d'appel considérée (soit un coût évité de 0,01 M€). L'énergie achetée pour une utilisation hors ajustement est valorisée sur la base d'une moyenne mensuelle des prix de court terme aux heures de pointe, soit un coût évité de 0,02 M€.

Le coût évité à EDF en 2017 par les installations « dispatchables » bénéficiant d'un contrat de type « appel modulable » est de **0,5 M€**.

2.1.2.3 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 4 192 GWh, pour un montant d'achat retenu de 619 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 225,4 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 4,5 M€.

Le coût évité à EDF en 2017 par les installations de cogénération ayant fait l'objet d'un basculement ou d'une reconduction en mode « dispatchable » est de **229,9 M€**.

2.1.2.3.1 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 2017, les enchères suivantes ont été organisées par EPEX Spot permettant de valoriser les Années de Livraison 2017, 2018 et 2019 :

Résultat des enchères (€/MW)	AL 2017	AL 2018	AL 2019
27/04/2017	10 491,4		
09/11/2017		9 310,0	
14/12/2017		9 375,3	12 999,8

Le coût évité lié aux certificats de capacité au titre de l'année 2017 porte ainsi uniquement sur la valorisation qui aurait pu être faite, à l'occasion de cette enchère, des certificats obtenus par EDF OA pour les Années de Livraison 2017, 2018 et 2019 :

Volume de certificats pouvant être valorisés (MW)	AL 2017	AL 2018	AL 2019
27/04/2017	119,0		
09/11/2017		2 911,3	
14/12/2017		2 898,3	2 908,3

Ces certificats sont répartis par filière de la manière suivante :

Quantité de certificats de capacité (MW)	AL 2017	AL 2018	AL 2019
Eolien	50,2	1 936,6	1 019,1
Hydraulique	14,8	1 120,5	58,1
Biogaz	5,2	283,3	140,1
Biomasse		244,9	121,9

Cogénération	29,6	1 604,6	788,6
Incinération		398,5	166,3
Photovoltaïque	19,3	220,6	113,9
Autre		0,6	0,3
Total	119,0	5 809,5	2 908,3

Le coût évité total retenu pour EDF au titre de l'année 2017 est de **93,3 M€** répartis de la manière suivante : 25,6 M€ pour le programme budgétaire « service public de l'énergie » et 67,8 M€ pour le CAS « transition énergétique ».

	Coût évité par les certificats de capacité (M€)
Cogénération	25,5
Hydraulique	17,9
Eolien	31,8
Incinération	5,9
Biogaz	4,5
Biomasse	3,9
Photovoltaïque	3,7
Autre	0,0
Total	93,3

2.1.2.4 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 **2 114,2 M€** (1 401,1 M€ + 337,8 M€ + 51,6 M€ + 0,5 M€ + 229,9 M€ + 93,3 M€).

2.1.3 Surcoûts liés aux contrats d'achat pour EDF en 2017

Les surcoûts supportés par EDF résultant des contrats d'achat en 2016 s'élèvent à **4 572,0 M€** en métropole continentale (6 685,9 M€ de coût d'achat + 0,2 M€ de coût de contrôle des cogénérations - 2 114,2 M€ de coût évité).

Ce montant se répartit de la manière suivante :

- 4 053,4 M€ au titre des charges relevant du CAS « transition énergétique » ;
- 518,6 M€ au titre des charges relevant du programme budgétaire « service public de l'énergie ».

2.2 Surcoûts d'achat supportés par les entreprises locales de distribution au titre de 2017

2.2.1 Coûts d'achat déclarés par les entreprises locales de distribution

131 entreprises locales de distribution ont déclaré des charges supportées au titre des contrats d'achat en 2017. Parmi elles, cinq opérateurs 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 entreprises locales de distribution 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, 19 674 en 2016 et 20 615 en 2017). Ce nombre ne permet pas de procéder à une vérification individuelle des coûts des contrats. La CRE a demandé aux opérateurs 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 entreprises locales de distribution 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 acheteurs obligés 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 entreprises locales de distribution. Une difficulté nouvelle réside dans la déclaration des recettes relatives à la valorisation de la capacité.

Les volumes et les coûts d'achat corrigés de surplus retenus au titre de 2017 s'élèvent respectivement à 2,3 TWh et à **335,0 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 entreprises locales de distribution ont donc déclaré 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 procédé à des interrogations complémentaires lorsque des incertitudes demeuraient.

L'entrée en vigueur du mécanisme de capacité au 1^{er} janvier 2017 a rendu possible la modification des modes d'approvisionnement des entreprises locales de distribution. Afin de bénéficier des certificats de capacité liés aux tarifs de cession, celles-ci peuvent décider d'approvisionner leurs clients aux tarifs règlementés de vente exclusivement à partir du tarif de cession. Dans ce cas, une part importante de la production sous OA permettra d'approvisionner les clients en « Offre de Marché » ou compte-tenu des volumes correspondants, sera vendue sur le marché *spot*.

Lorsque les entreprises locales de distribution ont choisi de vendre sur les marchés de gros de l'électricité issue de l'obligation d'achat, cette activité peut soit être réalisée directement par l'opérateur soit être assurée par un tiers. Le coût évité énergie correspondant a été évalué en prenant en compte les prix de marché *spot* (cf. section A.2.1.2.1.1). Pour les entreprises locales de distribution qui ont décidé de substituer l'intégralité de l'électricité produite sous obligation d'achat aux tarifs de cession en l'injectant sur le périmètre de vente aux tarifs règlementés de vente, le coût évité énergie correspondant est calculé uniquement en référence aux tarifs de cession. Enfin, pour les entreprises locales de distribution dont la gestion de l'électricité produite sous obligation d'achat repose sur les deux principes exposés ci-dessus, le coût évité énergie est calculé de manière différenciée, par rapport aux tarifs de cession ou par rapport aux prix de marché, selon l'utilisation que l'opérateur a faite de l'énergie produite.

En 2017, 106 entreprises locales de distribution ont injecté la totalité de l'énergie issue des contrats d'obligation d'achat dans le périmètre de vente aux tarifs règlementés de vente, et leur coût évité énergie est donc calculé uniquement en référence aux tarifs de cession. Les autres ont choisi de vendre l'intégralité de l'électricité issue de l'obligation d'achat sur les marchés de gros ou ont un mode d'approvisionnement conduisant à tenir compte à la fois des tarifs de cession et des prix de marché *spot*.

Au total le coût évité énergie est évalué à **103,4 M€** en 2017.

2.2.3 Calcul des coûts évités liés aux certificats de capacité

Pour la valorisation des certificats de capacité, la méthodologie rappelée à la section A.2.1.2.3.1 est appliquée aux entreprises locales de distribution :

Volume de certificats pouvant être valorisés (MW)	AL 2017	AL 2018	AL 2019
27/04/2017	145,8		
09/11/2017		117,9	
14/12/2017		128,5	27,5

Le coût évité total retenu pour les entreprises locales de distribution au titre de l'année 2017 est de **4,2 M€**.

2.2.4 Surcoûts d'achat pour les entreprises locales de distribution en 2017

Les surcoûts retenus au titre de l'obligation d'achat s'élèvent ainsi, en 2017, à **227,5 M€** (335,0 M€ - 103,4 M€ - 4,2 M€), en augmentation de 11 % par rapport à 2016.

Ce montant se répartit de la manière suivante :

- 217,3 M€ au titre des charges relevant du CAS « transition énergétique » ;
- 10,2 M€ au titre des charges relevant du programme budgétaire « service public de l'énergie ».

Les principaux éléments de calcul des surcoûts d'achat par entreprises locales de distribution sont indiqués dans le Tableau 29.

2.3 Surcoûts d'achat supportés par les Organismes agréés au titre de 2017

2.3.1 Coûts d'achat déclarés par les Organismes agréés

Un seul Organisme agréé (Enercoop) a déclaré des charges au titre des contrats d'achat pour l'année 2017. Les volumes et les coûts d'achat déclarés s'élèvent respectivement à 0,25 GWh et à **0,14 M€**.

2.3.2 Calcul des coûts évités liés à l'énergie produite

Le calcul du coût évité pour les Organismes agréés prend en compte les prix de marché *spot* (cf. section A.2.1.2.1.1).

Au total le coût évité prévisionnel lié à l'énergie produite est évalué à **0,01 M€**.

2.3.3 Calcul des coûts évités liés aux certificats de capacité

Pour la valorisation des certificats de capacité, la méthodologie rappelée à la section A.2.1.2.3.1 est appliquée aux Organismes agréés.

Le portefeuille du seul Organisme agréé ayant déclaré des contrats d'achat au titre de 2017 a conduit à un nombre de certificats de capacité à valoriser nul. Par conséquent, le coût évité lié aux certificats de capacité est évalué à **0,0 M€** au titre de 2017.

2.3.4 Surcoûts d'achat pour les Organismes agréés au titre de 2017

Le surcoût total dû aux contrats d'achat pour les Organismes agréés en 2017 s'élève à **0,13 M€** (0,14 M€ - 0,01 M€ - 0,00 M€). Ce montant de surcoût relève entièrement du CAS « transition énergétique ». Les principaux éléments de calcul des surcoûts d'achat par opérateur sont indiqués dans le Tableau 27.

2.4 Surcoûts d'achat supportés par EDF dans les ZNI au titre de 2017

2.4.1 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 2017 en ZNI sont présentés dans le Tableau 14.

Tableau 14 : Quantités d'électricité et coûts d'achat retenus pour EDF dans les ZNI pour 2017

	Corse		Guadeloupe		Martinique		Guyane		Réunion		SPM		Îles Bretonnes		Total		Rappel 2016*		Rappel 2015*		
	GWh	M€	GWh	M€	GWh	M€	GWh	M€	GWh	M€	GWh	M€	GWh	M€	GWh	M€	GWh	M€	GWh	M€	
Interconnexion	679,7	34,2	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	679,7	34,2	662,6	32,0	692,1	39,9
Bagasse-charbon	---	0,0	548,7	101,4	---	---	---	---	1 398,0	232,6	---	---	---	---	---	1 946,8	334,1	1 944,0	305,5	1 901,0	299,0
Thermique	530,2	143,8	946,2	211,1	922,1	213,5	59,1	14,9	864,1	196,1	---	---	---	---	---	3 321,6	779,3	3 299,6	853,6	3 173,3	902,8
Incinération	---	---	---	---	5,3	0,3	---	---	---	---	---	---	---	---	---	5,3	0,3	27,3	1,9	24,1	1,6
Hydraulique	41,6	2,8	37,6	4,9	---	---	18,0	1,8	1,5	0,1	---	---	---	---	---	98,6	9,6	108,0	10,6	83,7	7,4
Eolien	22,4	1,9	51,0	6,2	0,7	0,1	---	---	14,0	1,7	---	---	---	---	---	88,1	9,8	105,6	10,3	94,2	10,3
Géothermie	---	---	112,2	19,2	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	112,2	19,2	84,1	14,2	82,8	9,9
Biomasse	---	---	---	---	---	---	10,3	2,5	---	---	---	---	---	---	---	10,3	2,5	11,7	2,7	11,4	2,6
Biogaz	8,2	0,8	---	---	0,9	0,1	---	---	13,3	1,4	---	---	---	---	---	22,4	2,3	27,6	2,7	28,1	2,7
Photovoltaïque	176,1	69,6	87,8	37,0	74,3	32,3	52,0	23,9	243,9	113,2	---	---	0,0	0,0	---	634,1	276,0	633,1	280,7	618,9	274,5
Total	1 458,1	253,0	1 783,4	379,7	1 003,3	246,2	139,4	43,1	2 534,8	545,1	0,0	0,0	0,020	0,009	6 919,1	1 467,2	6 903,6	1 514,1	6 709,6	1 550,7	

* montants tenant compte des rectifications effectuées sur les exercices 2015 et 2016 - cf. annexe 4

Le coût d'achat total retenu pour EDF SEI s'élève à **1 467,2 M€** en 2017.

Les volumes achetés restent quasiment constants (+0,2 %) et les coûts correspondants en baisse d'environ 3 % en 2017 par rapport à 2016. Ceci résulte de plusieurs facteurs mais s'explique essentiellement par une augmentation de la production thermique contrebalancé par une baisse du coût d'achat unitaire de cette filière. Les principaux facteurs par filières sont les suivants :

- Le volume d'achat total n'est qu'en légère hausse, malgré la poursuite du développement des filières renouvelables, à cause d'une baisse de la consommation totale (événements en Guyane, à Saint-Barthélemy et Saint-Martin, cumulée à l'effet année bissextile observé en 2016), associée à une baisse des achats éoliens, hydrauliques, d'incinération et de biogaz.
- L'année 2017 est marquée par une augmentation des achats de production thermique (+ 1 %), même si des disparités apparaissent entre les territoires. Ainsi en Guyane, la production des groupes de secours baisse significativement (- 36 %) par rapport à 2016 grâce à un contexte hydraulique extrêmement favorable. Au contraire en Corse à cause d'une diminution de la production d'origine renouvelable, la production des groupes de PEI se retrouve en hausse (+17%).
- Les coûts d'achat de la filière thermique diminuent de 9 % par rapport à 2016, malgré une hausse du prix des combustibles. Ce phénomène est dû à la couverture des SWAP, puisque sans celle-ci, le coût d'achat par MWh augmente de 2 % entre 2016 et 2017. Des SWAP importants avaient été payés en 2016 (67,4 M€) contrairement à 2017 où les SWAP représentent 33,6 M€ de produits financiers.
- L'hydraulicité en Corse en 2017 a été marquée par une sécheresse exceptionnelle à l'été qui a perduré jusqu'à mi-décembre, contrairement à l'année précédente où les conditions climatiques avaient été plus favorables à la production hydraulique. Les achats de production hydraulique, en baisse sur ce territoire, se retrouvent donc pour l'ensemble des territoires moins importants en 2017 qu'en 2016 malgré une hausse de la production hydraulique guadeloupéenne, liée à la mise en service du site de La rose en janvier 2017, avec 2,4 MW de puissance installée.
- La production éolienne est significativement moins élevée en 2017 qu'en 2016 (- 17 %) à cause de moins bonnes conditions climatiques à la Réunion et en Corse, associées à une indisponibilité du seul site de production éolien à la Martinique.
- La baisse du mix ENR de la Corse (faible hydraulicité, moindre productible éolien) a provoqué une progression des importations électriques de 3 %, avec une importation stable sur SACOI et une augmentation des importations sur SARCO.
- La production photovoltaïque est quasiment stable entre 2016 et 2017 (+0,2 %). Cette faible hausse, malgré une augmentation du parc installé, est dû à de mauvaises conditions climatiques. La production décroît ainsi dans tous les territoires, sauf en Corse (+ 17 %), où la progression de la production est principalement liée à une augmentation du parc installé. Le coût d'achat associé à l'ensemble de la filière est lui en baisse (- 2 %). Des déconnexions ont eu lieu à la Réunion (70 heures) et en Corse (220 heures), où le seuil de déconnexion de 30 % a été franchi.
- Suite au rachat et à l'optimisation des installations de géothermie guadeloupéennes en 2016, leur production est de nouveau en hausse (+33% par rapport à 2016, qui était déjà en hausse de 2% par rapport à 2015).
- La production de l'usine d'incinération d'ordures ménagères de Martinique diminue fortement, mais cette baisse reste fictive puisque seule la production des trois premiers mois a été déclarée, le contrat d'achat étant arrivé à échéance. La production du reste de l'année fera l'objet de reliquat pour les prochaines déclarations.
- L'intégralité de la production biomasse est assurée par la centrale de Kourou en Guyane. La production diminue de 12% en 2017 par rapport à 2016, avec une baisse de la production entre les mois d'avril et juin pendant le mouvement social guyanais.
- Malgré la hausse de la production des centrales bagasse/charbon à la Réunion, la production totale de cette filière sur tous les territoires reste stable (+0,1 %) suite à des mouvements sociaux et des arrêts programmés sur la centrale d'Albioma Le Moule (Guadeloupe). La production de la filière biogaz est en baisse de 4 % sur l'ensemble des territoires.

2.4.2 Coûts évités à EDF par les contrats d'achat en ZNI

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 **374,7 M€**, comme détaillé dans le Tableau 15.

Tableau 15 : Coût évité à EDF par les contrats d'achat dans les ZNI en 2017

	Corse	Guadeloupe	Martinique	Guyane	Réunion	SPM	Iles bretonnes	2017
Quantités achetées (GWh)	1 458,1	1 783,4	1 003,3	139,4	2 534,8	0,0	0,020	6 919,1
Taux de pertes (%)	14,1%	12,7%	9,5%	13,8%	9,1%	5,5%	6,9%	
Quantités achetées et consommées (GWh) *	1 252,0	1 556,3	907,5	120,1	2 304,5	0,0	0,019	6 140,4
Part production du tarif de vente (€/MWh)	55,02	61,79	63,89	61,34	62,61	67,41	45,78	---
Coût évité par les contrats d'achat (M€)	68,9	96,2	58,0	7,4	144,3	0,00	0,0009	374,7

* Les quantités achetées doivent être diminuées de la part correspondant aux pertes, celles-ci étant intégralement prises en compte au titre des surcoûts de production.

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

Les surcoûts supportés par EDF résultant des contrats d'achat en 2017 s'élèvent à **1 092,5 M€** dans les ZNI (1 467,2 M€ de coût d'achat - 374,7 M€ de coût évité). Ce montant se répartit par compte de financement budgétaire de la manière suivante :

- 252,6 M€ au titre des charges relevant du CAS « transition énergétique » ;
- 839,9 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 2017

M€	Corse	Guadeloupe	Martinique	Guyane	Réunion	SPM	Iles bretonnes	2017
Coût d'achat	253,0	379,7	246,2	43,1	545,1	0,0	0,009	1 467,2
Coût évité	68,9	96,2	58,0	7,4	144,3	0,0	0,001	374,7
Surcoûts	184,1	283,5	188,2	35,7	400,9	0,0	0,008	1 092,5
dont ENR OA affectées au CAS	63,3	38,4	28,0	22,0	100,9	0,0	0,008	252,6
dont ENR hors OA affectées au budget	0,1	13,3	0,0	1,9	0,0	0,0	0,0	15,3
dont autres contrats affectés au budget	120,8	231,9	160,2	11,8	300,0	0,0	0,0	824,6

2.5 Surcoûts d'achat supportés par EDM

2.5.1 Coûts liés aux contrats d'achat à Mayotte

En 2017, EDM a supporté des charges liées à l'obligation d'achat pour la filière photovoltaïque. Les volumes d'électricité achetés par EDM sont en hausse de 11,8 % par rapport à 2016. Le seuil de déconnexion pour les énergies intermittentes, relevé à 32 % en 2017, n'a pas été franchi et aucune déconnexion d'installation photovoltaïque n'a donc eu lieu. Les volumes d'achat s'élèvent, pour 2017, à 18,5 GWh pour un montant de **8,2 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 pour 2017.

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

En application des dispositions 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 **1,0 M€**, comme détaillé dans le Tableau 17.

Tableau 17 : Coût évité à EDM par les contrats d'achat en 2017

Quantités achetées	18,5 GWh
Taux de pertes	8,61 %
Quantités achetées et consommées ⁽¹⁾	16,9 GWh
Part production dans le tarif de vente	58,79 €/MWh
Coût évité par les contrats d'achat	1,0 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

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

Les surcoûts supportés par EDM résultant des contrats d'achat en 2017 s'élèvent à **7,2 M€** (8,2 M€ - 1 M€). Ces surcoûts relèvent du CAS « transition énergétique ».

2.6 Surcoûts d'achat supportés par EEWf

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'EEWF 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 2017 (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 2017

Le dispositif de rémunération de la disponibilité des cogénérations de plus de 12 MW ayant pris fin au 31 décembre 2016, EDF n'a pas versé de rémunération à des installations dans le cadre de cet arrêté et au titre de 2017.

EDF a en revanche versé des primes pour la rémunération plancher d'installations au titre des années 2014, 2015 et 2016 et au titre de la rémunération de l'amortissement des investissements de rénovation au titre des années 2014, 2015 et 2016. Ces montants sont présentés dans l'annexe 4.

Par ailleurs, EDF a supporté 63 k€ de frais de certification de la disponibilité des cogénérations par RTE, cette donnée étant nécessaire au calcul de la rémunération due à chaque installation. RTE a fourni les certificats de disponibilité portant sur la période novembre et décembre 2016 au cours du 1^{er} trimestre 2017 et EDF a été facturé de cette prestation en conséquence.

Le montant total des charges à compenser en 2017 s'élève à **63 k€**. Ce coût relève du programme budgétaire « service public de l'énergie ».

4. COMPLEMENT DE REMUNERATION

Le dispositif de complément de rémunération a été introduit aux articles L. 314-18 à L. 314-27 du code de l'énergie par la loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte. Ces dispositions prévoient que les producteurs d'électricité à partir d'énergie renouvelable commercialiseront leur énergie directement sur les marchés. Une prime viendra compenser l'écart entre la rémunération tirée de cette vente et un niveau de rémunération de référence fixé selon le type d'installations, dans le cadre d'un arrêté tarifaire, ou résultant d'une procédure de mise en concurrence. L'évolution du système d'obligation d'achat vers cette forme de mécanisme de soutien a été 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. La prime est par ailleurs versée par EDF qui supporte en conséquence les charges de service public correspondantes.

Cette prime consiste en une prime proportionnelle à l'électricité produite, de laquelle est déduite la valorisation des garanties de capacité, et à laquelle est ajoutée une prime de gestion :

$$CR = \underbrace{\text{Energie} * (T_e - M_0)}_{\text{Prime à l'électricité}} - \underbrace{(Nb_{\text{capa}} \cdot \text{prix}_{\text{réf, capa}})}_{\text{Capacité}} + \underbrace{\text{Energie} * P_{\text{gestion}}}_{\text{Prime de gestion}}$$

La prime à l'électricité peut être qualifiée de prime variable, dans la mesure où son montant s'ajuste pour compenser la différence entre un niveau de tarif de référence T_e et un revenu marché de référence M_0 . Elle garantit ainsi aux producteurs un niveau de rémunération sur le long terme proche du tarif de référence tout en les intégrant aux marchés de gros de l'électricité. Les dispositions ont été précisées dans un décret définissant les installations pouvant bénéficier de l'obligation d'achat et du complément de rémunération²⁹ et dans un décret définissant les modalités d'application du complément de rémunération³⁰.

Les cadres de soutien de plusieurs filières ont été déclinés sous les formes suivantes et permettent à des producteurs de signer des contrats de complément de rémunération³¹ :

- Filière éolien terrestre : un arrêté concerne les installations pour lesquelles une demande de contrat a été envoyée au cours de l'année 2016 quelle que soit leur puissance, un arrêté concerne les installations de six aérogénérateurs au maximum pour lesquelles une demande de contrat a été envoyée à partir du 1^{er} janvier 2017. Un appel d'offres concerne les installations composées de plus de six aérogénérateurs ;
- Filière photovoltaïque : trois appels d'offres sont dédiés aux installations photovoltaïques au sol, sur bâtiments et innovantes ;
- Filière autoconsommation : un appel d'offres permet aux installations produisant de l'électricité à partir d'énergies renouvelables et autoconsommant une partie de celle-ci de bénéficier d'une prime pour l'énergie autoconsommée et pour l'énergie vendue ;
- Filière cogénération au gaz : un arrêté concerne les installations de puissance électrique inférieure à 1 MW et un appel d'offres permet aux producteurs d'installations de cogénération au gaz de puissance électrique supérieure à 12 MW de bénéficier d'un contrat de 4 ans durant lesquels ils construiront une installation de cogénération alimentée au bois-énergie qui bénéficiera alors d'un contrat de complément de rémunération d'une durée de 20 ans ;
- Filière hydro-électricité : un arrêté concerne les installations de puissance inférieure à 1 MW et un appel d'offres concerne les installations de puissance supérieure ;
- Filière biomasse – bois énergie : un appel d'offres concerne les installations de puissance électrique comprise entre 0,3 et 25 MW ;
- Filière méthanisation : un appel d'offres concerne les installations de puissance électrique comprise entre 0,5 et 5 MW ;
- Filière stations d'épuration : un arrêté concerne les installations utilisant le biogaz issu du traitement des eaux usées urbaines ou industrielles d'une puissance comprise entre 500 kW et 12 MW ;
- Filière géothermie : un arrêté concerne les installations utilisant l'énergie extraite de gîtes géothermiques, quelle que soit leur puissance ;
- Un appel d'offres dédié aux filières photovoltaïque et éolien d'une puissance de 200 MW.

Montant des charges constatées en 2017

Les charges constatées au titre de l'année 2017 pour EDF concernent deux installations et sont détaillées dans le Tableau 18.

Tableau 18 : Charges supportées par EDF au titre de 2017

	Hydraulique	Eolien	Total

²⁹ 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.

³⁰ 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.

³¹ Cette liste est potentiellement non exhaustive.

Puissance installée (MW)	1	2	3,1
Energie produite (GWh)	0,3	3,7	4,0
Charges (M€)	0,0	0,2	0,2

Les charges supportées par EDF résultant des contrats de complément de rémunération en 2017 s'élèvent à **0,2 M€** et relèvent du CAS « transition énergétique ».

5. COÛTS LIÉS A LA CONCLUSION ET A LA GESTION DES CONTRATS D'OBLIGATION D'ACHAT ET DE COMPLÉMENT DE RÉMUNÉRATION EN METROPOLE CONTINENTALE

La loi de finances rectificative pour 2016 a introduit, à compter du 1^{er} janvier 2017, la compensation des coûts directement induits par la conclusion et la gestion des contrats d'obligation d'achat et de complément de rémunération pour les gestionnaires de ces contrats d'obligation d'achat. Cette mesure a été introduite au 5° de l'article L. 121-7 du code de l'énergie. Cet article dispose notamment que ces coûts sont imputables aux charges de ces opérateurs « dans la limite des coûts qu'une entreprise moyenne, bien gérée et adéquatement équipée des moyens nécessaires, aurait encourus ».

En application des dispositions de cet article, les règles relatives à la comptabilité appropriée délibérées par la CRE le 22 février 2018 permettent aux gestionnaires de contrats d'obligation d'achat et de complément de rémunération – EDF, les entreprises locales de distribution (ELD) et les Organismes agréés – de déclarer les coûts correspondants qu'ils ont supportés au titre de 2017.

Au titre des coûts prévisionnels liés à la conclusion et à la gestion des contrats d'obligation d'achat (et de complément de rémunération), les opérateurs ont déclaré des coûts correspondant au fonctionnement du périmètre d'équilibre dédié aux installations sous obligation d'achat pour les installations dont ces opérateurs ont la gestion ou, le cas échéant, aux coûts de gestion facturés par les agrégateurs qu'ils ont chargés de le faire à leur place, ainsi qu'aux coûts de suivi et à la comptabilité de ces contrats, et à des charges de ressources humaines, d'infrastructure et de prestations informatiques.

La CRE a analysé les déclarations effectuées par les opérateurs et a pu consulter dans ce cadre un certain nombre de justificatifs (factures, bulletin de salaire, etc.).

La CRE a exclu les coûts dont la compensation n'est pas prévue par la loi, notamment les frais correspondant à la certification des déclarations de charges des opérateurs (en application de l'article L. 121-9 du code de l'énergie) ainsi que les activités de démarchage par les Organismes agréés d'installations bénéficiant d'un contrat d'obligation d'achat.

Lorsque les montants déclarés par les opérateurs étaient manifestement élevés au regard du critère d'efficacité introduit au 5° de l'article L. 121-7 du code de l'énergie (cf. *supra*), la CRE a interrogé les opérateurs concernés qui ont alors apporté des corrections à leurs déclarations.

La CRE a relevé toutefois qu'un certain nombre de *clés de répartition* nécessaires pour estimer les coûts supportés uniquement au titre de l'activité dédiée aux contrats d'obligation d'achat et de complément de rémunération (comme par exemple la répartition du coût du matériel informatique entre cette activité et les autres activités de l'opérateur) n'ont pas systématiquement fait l'objet d'un audit et d'une attestation des CAC dans le cadre des déclarations des charges. Toute déclaration de coûts de gestion pour les années ultérieures non accompagnée de telles attestations sera considérée comme injustifiée et ne pourra donner lieu à compensation.

Le montant finalement retenu au titre de l'année 2017 s'élève à **49,6 M€** :

M€	EDF	ELD	Organismes agréés	Total
Montant prévisionnel mis à jour au titre de 2017	44,7	3,2	0,004	47,9

Montant retenu au titre de 2017	43,2	6,4	0,003	49,6
Variation	-1,5	+3,2	-0,001	+1,7

Ce montant relève du CAS « transition énergétique ».

6. BILAN DES CHARGES LIEES AUX CONTRATS D'OBLIGATION D'ACHAT ET DE COMPLEMENT DE REMUNERATION EN METROPOLE CONTINENTALE AU TITRE DE 2017

En prenant en compte (i) les surcoûts d'achat évalués pour EDF, les entreprises locales de distribution et les Organismes agréés (cf. sections A 2.1.3, A 2.2.4 et A 2.3.4 respectivement), (ii) les charges liées au dispositif de complément de rémunération supportées par EDF (cf. section A 4) et (iii) les coûts liés à la conclusion et à la gestion des contrats d'obligation d'achat et de complément de rémunération (cf. section A 5), les charges résultant des contrats d'obligation d'achat et de complément de rémunération en métropole continentale prévues par EDF, entreprises locales de distribution et les Organismes agréés en 2017 s'élèvent à **4 849,9 M€**.

Ce montant se répartit de la manière suivante :

- 4 321,2 M€ au titre des charges relevant du CAS « transition énergétique » ;
- 528,8 M€ au titre des charges relevant du programme budgétaire « service public de l'énergie ».

Les principaux éléments sont indiqués dans le Tableau 19.

Tableau 19 : Bilan des charges liées aux contrats d'obligation d'achat et de complément de rémunération en métropole continentale au titre de 2017

en M€		EDF	ELD	Organismes agréés	Total 2017	
Surcoûts d'achat	CAS	4 053,4	217,3	0,1	4 270,8	4 799,6
	Budget	518,5	10,2	0,0	528,8	
Complément de rémunération	CAS	0,2			0,2	0,2
	Budget	0,0			0,0	
Coût de gestion des contrats	CAS	43,2	6,9	0,0	50,1	50,1
	Total	4 615,4	234,4	0,1	4 849,9	
	CAS	4 096,9	224,2	0,1	4 321,2	
	Budget	518,5	10,2	0,0	528,8	

7. CHARGES LIEES AUX CONTRATS D'EFFACEMENT

7.1 Contexte juridique

La loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte a intégré aux charges de service public de l'électricité un volet relatif à la valorisation de l'effacement de consommation. En particulier, l'article L. 121-8-1 du code de l'énergie dispose que « les charges imputables aux missions de service public comprennent les coûts supportés par le gestionnaire du réseau public de transport d'électricité résultant de la mise en œuvre des appels d'offres incitant au développement des effacements de consommation mentionnés à l'article L. 271-4 ».

Ce dispositif a remplacé la prime aux opérateurs d'effacement abrogée par cette même loi.

7.2 Montant des charges constatées au titre de 2017

Le premier appel d'offres « effacement » s'inscrivant dans le cadre de l'article L. 271-4 du code de l'énergie a été lancé le 14 décembre 2017 et porte sur l'année 2018.

RTE n'a pas déclaré de charges pour la mise en œuvre des contrats d'effacement en 2017.

8. 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 2013³², 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.).

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 1^{er} du décret n° 2012-309 du 6 mars 2012 a modifié la procédure d'attribution du TPN aux ayants droit, rendant celle-ci automatique, sauf refus exprès de leur part. Précédemment, les ayants droit souhaitant bénéficier du dispositif devaient en faire la demande expresse.

La loi n° 2013-312 du 15 avril 2013 visant à préparer la transition vers un système énergétique sobre et portant diverses dispositions sur la tarification de l'eau et sur les éoliennes a étendu les critères d'éligibilité des bénéficiaires du TPN en introduisant un critère de revenu fiscal de référence par part. Le fichier des ayants droit est désormais établi à partir d'informations provenant des organismes de sécurité sociale et de l'administration fiscale. Cette extension des critères d'éligibilité a eu pour effet de permettre l'application du TPN à Mayotte, ce qui n'était pas possible auparavant en raison de l'absence d'organisme d'assurance maladie sur ce territoire. La loi prévoit en outre l'extension à tous les fournisseurs la mise en œuvre du TPN.

Le décret n° 2013-1031 du 15 novembre 2013 a revu en profondeur le mécanisme en mettant en place des réductions 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 logement³³.

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.* »

³² 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.

³³ 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.

Afin d'être généralisé à partir du 1^{er} janvier 2018, le chèque énergie a été 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. L'expérimentation s'est poursuivie en 2017 dans ces mêmes départements. 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.

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 chèque énergie, 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.

* * *

Au titre de l'année 2017 des charges liées aux dispositifs sociaux ont été supportées par EDF en métropole continentale et en ZNI, par EDM à Mayotte, par 122 entreprises locales de distribution et 10 fournisseurs alternatifs³⁴ en métropole continentale.

8.1 Charges liées au « tarif de première nécessité »

8.1.1 Pertes de recettes liées au TPN

Au 31 décembre 2017, le nombre de foyers ayant bénéficié du TPN au titre de 2017 s'élève à environ 2 952 000 (prenant en compte environ 121 000 logements dans les résidences sociales) – soit un nombre en diminution de 9 % par rapport au 31 décembre 2016 (~ 3 200 000). La baisse du nombre de bénéficiaires s'explique notamment par l'arrêt des tarifs sociaux au 31 décembre 2017, qui n'a pas permis aux fournisseurs de mener la campagne de renouvellement des droits de fin d'année avec la même efficacité que les années précédentes.

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 conduit à opérer des corrections de certains montants exposés.

Pour 2017, le total des déductions et versements forfaitaires retenus après les corrections opérées par la CRE s'élève à **257,1 M€** – soit une diminution de 1 % par rapport à 2016 (259,5 M€).

8.1.2 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 augmentation, et passent de 9,8 M€ en 2016 à **10,5 M€** en 2017 (dont 4,2 M€ de frais de personnel). Cette augmentation s'explique principalement par une hausse importante des frais de prestations externes d'EDF du fait de l'envoi de courriers aux bénéficiaires du TPN afin de les informer de la fin des tarifs sociaux au 1^{er} janvier 2018 et de la mise en place du chèque énergie. Les frais de prestation externes supportés par EDF n'étant pas distingués entre ceux relevant de la métropole et ceux relevant des ZNI, ils sont affectés en totalité aux charges d'EDF en métropole continentale.

À l'instar de la remarque formulée l'année précédente en ce sens, la CRE constate une forte disparité dans les coûts de gestion exposés à la compensation. Le niveau de ces coûts, rapportés au nombre de clients bénéficiaires, diverge fortement entre les opérateurs (de 0,9 à 120 € par client), selon qu'il y ait ou non recours à un prestataire extérieur.

8.1.3 Services liés à la fourniture

³⁴ Engie, Direct Energie, Lampiris France, Selia, Oui Energy, Gedia Energies & Services, Enercoop, Energem, Energies du Santerre, Union des producteurs locaux d'électricité.

Les charges imputables aux services liés à la fourniture des clients au TPN se sont élevées en 2017 à **6,3 M€**. Elles ont baissé de 21 % par rapport à 2016 (8,0 M€), poursuivant ainsi la dynamique observée l'année dernière (diminution de 16% par rapport à 2015). Cette baisse est liée à une diminution du nombre de prestations réalisées en 2017 (mises en service et interventions pour impayés) qui s'explique en partie par l'exclusion des quatre départements de l'expérimentation du chèque énergie.

8.1.4 Bilan des charges liées au TPN

Le total des charges à compenser aux opérateurs pour l'année 2017 au titre du « tarif de première nécessité » s'élève à **273,9 M€**, ZNI incluses (257,1 M€ + 10,5 M€ + 6,3 M€).

8.2 Charges liées aux dispositifs d'affichage déporté

Pour 2017, ces charges ont été déclarés seulement par EDF, qui fait état de 2,0 M€ de coûts liés à la conception et au développement du dispositif au titre de l'année 2017. Ces coûts s'ajoutent aux coûts déclarés au titre de l'année 2016 (0,9 M€). En l'absence de déploiement effectif du dispositif en 2017, ces coûts ne sont pas retenus dans les charges constatées au titre de 2017. En revanche, ils seront examinés et pourront donner lieu à une compensation dans la limite d'un montant unitaire maximal par ménage fixé par arrêté dès lors que le dispositif sera effectivement mis en œuvre.

8.3 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 2017, cette compensation s'élève à **27,9 M€** pour l'ensemble des opérateurs ayant déclaré des charges afférentes à ce dispositif (contre 27,3 M€ en 2016). Le montant des versements d'EDF aux fonds de solidarité logement en 2017 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.

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

Du fait de la poursuite de l'expérimentation du dispositif sur quatre départements en 2017, trois fournisseurs ont déclaré des charges relatives aux services liés à la fourniture aux bénéficiaires du chèque énergie pour un total de **0,25 M€**.

8.5 Bilan des charges liées aux dispositifs sociaux supportées par opérateur

Les charges à compenser aux opérateurs en 2017 au titre des dispositifs sociaux en métropole continentale et dans les ZNI s'élèvent à **302,1 M€** (273,9 M€ + 27,9 M€ + 0,25 M€), contre 304,7 M€ en 2016. Ces surcoûts relèvent du programme budgétaire « service public de l'énergie ».

Les détails de charges par type d'opérateur sont indiqués dans le Tableau 20. Les détails par entreprises locales de distribution et pour les autres fournisseurs sont indiqués dans le Tableau 29.

Tableau 20 : Charges liées aux dispositifs sociaux supportées par les opérateurs au titre de 2017

	Charges supportées au titre du TPN				Charges retenues au titre du FSL	Charges liées au chèque énergie		Total à compenser au titre de 2017	Charges retenues en 2016**
	Nombre de bénéficiaires en fin 2017	Pertes de recette	Frais de mise en œuvre	Total retenu au titre du TPN		Perte de recettes liée aux réductions sur les services	Afficheurs déportés		
		M€	M€	M€					
EDF	2 315 354	221,9	8,6	230,5	22,4	0,2	0,0	253,1	262,5
EDF MC*	2 033 023	200,0	7,0	206,9	21,8	0,2	0,0	229,0	237,3
EDF ZNI	282 331	21,9	1,7	23,6	0,6	0,0	0,0	24,1	25,2
EDM	4 236	0,3	0	0,3	0,0	0,0	0,0	0,3	0,2
ELD	110 996	8,3	0,9	9,3	0,7	0,0	0,0	9,9	10,0
Autres fournisseurs	521 559	32,9	0,9	33,8	4,9	0,1	0,0	38,8	32,0
Total	2 952 145	263,4	10,5	273,9	27,9	0,3	0,0	302,1	304,7

* 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 2016 - 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 2017 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 2017.

Quarante-quatre installations ont produit du biométhane au cours de l'année 2017, dont dix-huit installations mises en service en 2017.

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 quarante-quatre 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. L'augmentation de la capacité maximale de production a pour effet une baisse du tarif d'obligation d'achat applicable. La CRE constate que certains producteurs n'appliquent pas ces dispositions.

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, 26 en 2016 et 44 en 2017). 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 et 2017).

Les quantités de gaz et les coûts d'achat retenus au titre de l'année 2017 sont présentés dans le Tableau 21.

Tableau 21 : Quantité de gaz et coûts d'achat retenus pour 2017

	PEG Nord	Trading Region South (TRS)	TOTAL
Janvier (GWh)	18,7	7,8	26,5
Février (GWh)	19,2	7,6	26,8
Mars (GWh)	22,9	8,5	31,4
Avril (GWh)	23,7	8,2	31,9
Mai (GWh)	24,0	9,2	33,2
Juin (GWh)	23,9	7,9	31,8
Juillet (GWh)	24,7	8,5	33,2
Août (GWh)	24,7	7,8	32,5

Septembre (GWh)	27,2	7,3	34,5
Octobre (GWh)	29,3	9,8	39,1
Novembre (GWh)	30,1	8,4	38,5
Décembre (GWh)	35,5	9,1	44,6
Quantité (GWh)	303,9	100,1	404,0
Quantité 2016 (GWh)	158,7	55,2	213,9
Quantité 2015 (GWh)	79,3	1,3	80,6
Coût d'achat (k€)	31 421,8	9 109,2	40 530,9
Coût d'achat 2016 (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 unitaire (€/MWh)	103,4	91,0	100,3
Coût d'achat unitaire 2016 (€/MWh)	107,1	86,2	101,7
Coût d'achat unitaire 2015 (€/MWh)	108,4	97,8	108,2

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.

Trente-cinq installations sont situées sur le Point d'Echange de Gaz (PEG) Nord et neuf installations dans la Trading Region South (TRS). Les prix mensuels au PEG Nord et dans la zone TRS sont présentés dans le Tableau 22.

Tableau 22 : Prix de marché retenus par zone d'équilibrage

	Janv.	Févr.	Mars	Avril	Mai	Juin	Juillet	Août	Sept.	Oct.	Nov.	Déc.
PEG Nord (€/MWh)	21,17	19,88	15,86	16,13	15,59	15,00	14,82	15,85	17,09	17,31	19,80	21,49
TRS (€/MWh)	34,64	20,59	15,85	16,34	15,89	15,42	15,12	16,00	17,45	18,21	23,77	24,22

Le coût évité aux acheteurs pour les quantités de biométhane achetés est de **7 287 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 2017 s'élèvent au total à **33 244 k€** (40 531 k€ - 7 287 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. En particulier, les coûts liés au démarchage pour la conclusion de nouveaux contrats d'achat ou relevant de l'activité de fourniture ont été exclus.

Le Tableau 23 expose les frais de gestion constatés des acheteurs de biométhane pour les années 2016 et 2017.

Tableau 23 : Frais de gestion supportés par les acheteurs de biométhane au titre de 2016 et 2017

k€	Constaté 2016	Constaté 2017
Frais de personnel	88	111
Frais de gestion supplémentaires : SI, prestations externes...	58	74
Frais supportés au titre de l'inscription au registre national des garanties d'origine	25	52
Coûts de gestion	171	236

Les coûts de gestion 2017 s'élèvent à **236 k€**. Alors que le nombre de contrats a augmenté de 69 %, les coûts de gestion ont quant à eux augmenté de 38 %, traduisant l'effet d'apprentissage des acteurs.

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 2011³⁵. 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 2017 s'élève à **707 k€**.

1.4 Bilan

Les charges constatées au titre de 2017 s'élèvent à **32 773 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 24 et leur évolution par rapport aux coûts constatés au titre de 2016 dans le Tableau 25.

Tableau 24 : Charges constatées au titre de 2017

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 2017 (€)
ENGIE	220 220 888	23 045 781	3 899 905	19 145 876	101 341	341 451	18 905 766
SAVE	28 940 247	3 023 059	502 931	2 520 128	47 654	15 066	2 552 716
SEGE	72 035 121	6 299 145	1 347 049	4 952 096	51 097	0	5 003 193
GEG SE	15 966 473	1 514 862	281 336	1 233 526	5 281	143 565	1 095 242
Direct Energie	25 381 269	2 661 144	440 105	2 221 038	12 066	90 458	2 142 647
TERREAL	21 391 427	1 521 669	417 131	1 104 539	7 637	0	1 112 175
Total Energie Gaz	13 702 912	1 436 952	229 806	1 207 146	5 526	116 423	1 096 249
SVD17	9 648 262	1 028 332	168 462	859 870	5 636	0	865 506
TOTAL	407 286 598	40 530 943	7 286 726	33 244 218	236 237	706 962	32 773 493

Tableau 25 : Evolution des charges constatées au titre de 2017 par rapport aux charges constatées au titre de 2016

k€	Constaté 2016	Constaté 2017
Surcoûts d'achat constatés	18 556	33 244
Coûts de gestion constatés	171	236
Valorisation des GO	138	707
Charges	18 588	32 773

³⁵ 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.

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 2013³⁶, dans le cas d'une résidence sociale au sens de l'article L. 633-1 du code de l'habitation et de la construction dont les résidents ne disposent pas d'un contrat individuel de fourniture, le gestionnaire de ladite résidence perçoit une déduction sur le prix de fourniture contractuellement établi entre le gestionnaire et son fournisseur de gaz naturel, qui est calculée en fonction du nombre de logements de la résidence sociale concernée.

De plus, les clients titulaires d'un contrat individuel peuvent prétendre à la gratuité des mises en service ainsi qu'à une réduction de 80 % sur les interventions pour impayés, à l'instar des bénéficiaires de la tarification de l'électricité comme produit de première nécessité (cf. section A.6).

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*

³⁶ 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.

consommation d'énergie de ce logement comprises parmi celles mentionnées à l'article 200 quater du code général des impôts. »

Afin d'être généralisé à partir du 1^{er} janvier 2018, le chèque énergie a été 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. L'expérimentation s'est poursuivie en 2017 dans ces mêmes départements. 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.

* * *

Au titre de l'année 2017 des charges liées aux dispositifs sociaux ont été supportées par EDF, par 22 entreprises locales de distribution et 21 fournisseurs alternatifs³⁷ en métropole continentale.

2.1 Charges liées au « tarif spécial de solidarité »

2.1.1 Déductions et versements forfaitaires liées au TSS

Au 31 décembre 2017, le nombre de foyers (prenant en compte 100 000 logements dans les résidences sociales) ayant bénéficié du TSS en 2017 (~ 1 519 000) est en diminution de 4 % par rapport à 2016 (~ 1 586 000). La baisse du nombre de bénéficiaires en 2017 s'explique notamment par l'arrêt des tarifs sociaux au 31 décembre 2017, qui n'a pas permis aux fournisseurs de mener la campagne de renouvellement des droits de fin d'année avec la même efficacité que les années précédentes.

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 Antargaz, Finagaz, Endesa, Energia, Gas Natural et Gazprom Energy, de 23 k€ au total.

Pour 2017, le total des déductions et versements forfaitaires retenus après les corrections opérées par la CRE s'élève à **87,7 M€**. Ce montant est en diminution de 16 % par rapport à 2016 (104,9 M€).

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. Plusieurs fournisseurs n'ont pas déduit la TVA dans sa déclaration de frais de gestions externes (règlement des factures Acticall et Xerox³⁸) ou bien ont confondu les coûts liés au TPN et ceux liés au TSS. Comme suite aux échanges avec les services de la CRE, certains fournisseurs ont revu à la baisse l'estimation du coût horaire de travail de leur personnel en charge de la gestion du dispositif du TSS.

Le montant total des frais déclarés exclu de la compensation est de 7,9 k€. Les fournisseurs concernés par les ajustements sont Caléo, Dyneff, Gaz de Paris, Lampiris France (Total Spring), Tégaz et Uniper.

Au total, les surcoûts de gestion se sont élevés en 2017 à **4,2 M€**, dont 0,6 M€ de frais de personnel des fournisseurs. Ce surcoût est en diminution de 8 % par rapport à celui constaté en 2016 (4,6 M€). Ce phénomène s'explique par la baisse du nombre de bénéficiaires et 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 € à 69 € par client, qu'il y ait recours ou non à un prestataire

³⁷ Engie, Direct Énergie, ENI, Gazprom Energy, Lampiris France, Tégaz, SVD17, Antargaz Finagaz, Gaz de Paris, Save, Uniper, Dyneff, Soven, Gas Natural, SECH, Energem, Alterna, Gaz et Solutions (ESLC Services), Alsen, Joul et Picoty.

³⁸ Ces factures correspondent à la prestation d'un service de gestion des attestations des ayants droit.

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 et retenues pour 2017 s'élève à **0,8 M€**. Ces charges sont en baisse par rapport à celles constatées en 2016 (1,1 M€), ce qui est cohérent avec la diminution du nombre de bénéficiaires du TSS.

2.1.4 Bilan des charges liées au TSS

Le total des charges à compenser aux opérateurs en 2017 au titre du « tarif spécial de solidarité » s'élève à **92,8 M€** (87,7 M€ + 4,2 M€ + 0,8 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 2017, seuls deux fournisseurs ont déclaré des charges liées au chèque énergie pour un total de **0,019 M€**.

2.3 Bilan des charges liées aux dispositifs sociaux supportées par opérateur

Le total des charges à compenser aux fournisseurs au titre de 2017 s'élève à **92,8 M€** (92,8 M€ + 0,019 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 26. Les détails par entreprises locales de distribution et pour les autres fournisseurs sont indiqués dans le Tableau 29.

Tableau 26 : Charges liées aux dispositifs sociaux supportées par les opérateurs au titre de 2017

	Nombre de bénéficiaires en fin 2017	Pertes de recette	Frais de mise en œuvre	Pertes de recette au titre du Chèque Energie	Total à compenser en 2017	Charges retenues en 2016
		M€	M€	M€	M€	M€
EDF	148 083	15,5	0,3	0,0	15,8	16,5
ELD	28 064	2,1	0,2	0,0	2,3	2,4
Autres fournisseurs	1 342 975	71,0	3,7	0,02	74,7	91,8
Total	1 519 122	88,6	4,2	0,02	92,8	110,6

C. Synthèse

1. CHARGES DE SERVICE PUBLIC CONSTATEES AU TITRE DE 2017

Le montant total des charges de service public de l'énergie constatées au titre de 2017 s'élève à **6 964,3 M€**.

Ce montant se répartit de la manière suivante :

- 4 613,8 M€ au titre des charges relevant du CAS « transition énergétique » ;
- 2 350,5 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 27.

La comparaison de ce montant avec les charges constatées au titre de l'année 2017, ainsi qu'avec la mise à jour de la prévision des charges au titre de 2017 est fournie dans le Tableau 28.

Tableau 27 : Charges de service public de l'énergie constatées au titre de 2017

	en M€	EDF			EDM	EEWF	EDF PEI	RTE	Acheteur de dernier recours	ELD	Autres fournisseurs dont Organismes agréés	Charges constatées au titre de 2017	
		hors ZNI	en ZNI	Total EDF									
Electricité	Contrats d'achat ⁽¹⁾	CAS	4 053,4	252,6	4 306,0	7,2				217,3	0,1	4 530,7	5 899,3
		Budget	518,5	839,9	1 358,4					10,2	0,0	1 368,6	
	Complément de rémunération	CAS	0,2		0,2							0,2	0,2
		Budget	0,0		0,0							0,0	
	Prime cogénérations > 12 MW	Budget	0,1		0,1							0,1	0,1
	Coûts de gestion des contrats	CAS	43,2		43,2					6,9	0,0	50,1	50,1
	Effacement	CAS										0,0	0,0
	Péréquation tarifaire dans les ZNI hors contrats d'achat	Budget		498,4	498,4	86,5	1,8					586,8	586,8
	Coût des études dans les ZNI	Budget			0,0			0,2				0,2	0,2
	Dispositifs sociaux ⁽²⁾	Budget	229,0	24,1	253,1	0,3				9,9	38,8	302,1	302,1
Gaz	Obligation d'achat biométhane	CAS							0,0	32,8	32,8	32,8	
	Dispositifs sociaux	Budget	15,8		15,8				2,3	74,7	92,8	92,8	
Total			4 860,2	1 615,1	6 475,3	94,1	1,8	0,2	0,0	246,6	146,4	6 964,3	
	Electricité		4 844,4	1 615,1	6 459,5	94,1	1,8	0,2	0,0	244,3	38,9	6 838,8	
	Gaz		15,8	0,0	15,8	0,0	0,0	0,0	0,0	2,3	107,5	125,6	
	CAS		4 096,9	252,6	4 349,5	7,2	0,0	0,0	0,0	224,2	32,9	4 613,8	
	Budget		763,3	1 362,5	2 125,8	86,8	1,8	0,2	0,0	22,4	113,5	2 350,5	

(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 28 : Comparaison des charges de service public prévisionnelles et constatées au titre de 2017, ainsi qu'avec les charges constatées au titre de 2016

	en M€	Charges constatées au titre de 2017	Charges constatées au titre de 2016 ⁽¹⁾	Evolution 2017-2016		Charges prévues mises à jour au titre de 2017	Evolution 2017-2017 reprév		
				en M€	en %		en M€	en %	
Electricité	Contrats d'achat	CAS	4 530,7	4 375,7	155,0	4%	4 746,1	-215,4	-5%
		Budget	1 368,6	1 335,6	33,1	2%	1 364,6	4,0	0%
	Complément de rémunération	CAS	0,2	0,0	0,2	0%	0,1	0,1	140%
		Budget	0,0	0,0	0,0	0%	0,2	-0,2	-100%
	Prime cogénérations > 12 MW	Budget	0,1	65,6	-65,5	-100%	0,0	0,1	0%
	Coûts de gestion des contrats	CAS	50,1	0,0	50,1	0%	47,9	2,3	5%
	Effacement	CAS	0,0	0,0	0,0	0%	0,0	0,0	0%
	Péréquation tarifaire dans les ZNI hors contrats d'achat	Budget	586,8	618,4	-31,6	-5%	606,0	-19,2	-3%
	Coût des études dans les ZNI	Budget	0,1769	0,0	0,2	0%	0,1769	0,0	0%
	Dispositifs sociaux	Budget	302,1	304,7	-2,6	-1%	309,5	-7,4	-2%
Gaz	Obligation d'achat biométhane	CAS	32,8	18,6	14,2	76%	37,3	-4,5	-12%
	Dispositifs sociaux	Budget	92,8	110,6	-17,8	-16%	109,4	-16,6	-15%
Total			6 964,3	6 829,1	135,2	2%	7 221,1	-256,8	-4%
	Electricité		6 838,8	6 699,9	138,8	2%	7 074,5	-235,7	-3%
	Gaz		125,6	129,2	-3,6	-3%	146,6	-21,1	-14%
	CAS		4 613,8	4 394,2	219,6	5%	4 831,3	-217,5	-5%
	Budget		2 350,5	2 434,9	-84,4	-3%	2 389,8	-39,3	-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 2017

Les charges constatées au titre de 2017 sont inférieures de 256,8 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 et hydraulique (production moins importante que prévue pour ces deux filières), et biomasse (décalage de la mise en service d'installations) ;
- (hausse) La hausse des surcoûts d'achat dans les ZNI pour EDF est due à une baisse de la production d'électricité à partir de sources renouvelables (conditions climatiques moins bonnes que prévues en particulier pour les filières hydrauliques et éoliennes) conduisant à une sollicitation plus importante des moyens thermiques.
- (baisse) S'agissant de la péréquation tarifaire dans les ZNI (hors contrat d'achat), la baisse observée s'explique entre autres par des dépenses de déconstruction des centrales d'EDF mises à l'arrêt plus faibles qu'envisagées et par des charges de combustible légèrement moins importantes.
- (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 2017 est en baisse en raison de la baisse du nombre de bénéficiaires des dispositifs TPN et CTSS notamment dans le cadre du déploiement du « chèque énergie » dont les montants ne sont pas, *a contrario* du TPN et du CTSS, uniquement pris en charge par les CSPE.

Évolution par rapport aux charges constatées au titre de 2016

Les charges constatées au titre de 2017 sont supérieures de 135,2 M€ au montant des charges constatées au titre de l'année précédente (2016). Les principales explications de cet écart sont les suivantes :

- (hausse) Les coûts d'achat en métropole ont augmenté à l'image de l'augmentation de la production des filières éolienne, photovoltaïque et cogénération (l'augmentation de cette dernière est également portée par la hausse du coût unitaire de production). Cette hausse a été partiellement compensée par l'augmentation en moyenne des prix de marchés utilisés pour la valorisation de l'électricité produite ;
- (baisse) S'agissant des dispositifs sociaux, l'évolution de l'écart entre les charges retenues et les charges constatées au titre de 2016 est en baisse en raison de la baisse du nombre de bénéficiaires des dispositifs TPN et CTSS notamment dans le cadre du déploiement du « chèque énergie » dont les montants ne sont pas, *a contrario* du TPN et du CTSS, uniquement pris en charge par les CSPE ;
- (hausse) La hausse des surcoûts d'achat de biométhane injecté, liée au développement de la filière (doublement de l'énergie injectée) a toutefois été légèrement contenue par la hausse des prix du gaz servant à valoriser le biométhane produite ;
- (hausse) Les charges de la péréquation tarifaire à Wallis-et-Futuna augmentent en raison de l'élargissement de l'assiette de kWh péréqués au cours de l'année 2017.
- (baisse) Le mécanisme de couverture de l'achat des combustibles dans les ZNI entraîne une baisse notable des surcoûts d'achat et des charges de péréquation tarifaire pour EDF entre 2016 et 2017.

2. DETAIL DES CHARGES CONSTATEES AU TITRE DE 2017 PAR LES OPERATEURS AUTRES QU'EDF, EDM, EEFW, EDF PEI, RTE, ORGANISMES AGREES ET ACHETEURS DE DERNIER RECOURS

Le Tableau 29 présente les détails des charges constatées au titre de 2017 par les opérateurs autres qu'EDF, EDM, EEFW, EDF PEI, RTE, organismes agréés et acheteurs de dernier recours.

Tableau 29 : Détails des charges constatées au titre de 2017 par les opérateurs autres qu'EDF, EDM, EEFW, EDF PEI, RTE, organismes agréés et acheteurs de dernier recours

	Electricité								Gaz			Montant de la compensation		
	Charges dues aux contrats d'achats				Dispositifs sociaux	Obligation d'achat biométhane	Dispositifs sociaux							
	Quantité achetée	Coût d'achat	Coût évité énergie	Coût évité capacité				Surcoût d'achat			Frais de gestion	Budget	CAS	Budget
					Total	dont CAS	dont Budget	CAS	CAS	Budget				
MWh	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€
R.S.E. REGIE SERVICES ENERGIE AMBERIEUX	1 477	699 028	70 468	0	628 560	628 560	0	0	24 678			653 238	628 560	24 678
SICAE de l'Aisne Energie Développement Services du BRIANCONNAIS	3 439	1 214 071	135 358	931	1 077 782	1 077 782	0	7 728	59 705			1 145 216	1 085 510	59 705
	28 743	2 147 387	948 930	56 876	1 141 581	1 141 581	0	48 586	28 941			1 219 089	1 190 148	28 941

	Electricité								Gaz			Montant de la compensation		
	Charges dues aux contrats d'achats							Dispositifs sociaux	Obligation d'achat biométhane	Dispositifs sociaux				
	Quantité achetée	Coût d'achat	Coût évité énergie	Coût évité capacité	Surcoût d'achat						Frais de gestion	Budget	CAS	Budget
					Total	dont CAS	dont Budget	CAS	€	€				
MWh	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	
Régie Municipale d'Electricité ROQUEBILIERE	41	22 170	1 610	0	20 561	20 561	0	0	1 616			22 177	20 561	1 616
Régie Communale d'Electricité GATTIERES	142	76 580	6 505	0	70 075	70 075	0	0	1 592			71 666	70 075	1 592
Régie Electrique DALOU	37	18 429	1 669	0	16 760	16 760	0	352	2 584			19 676	17 112	2 564
Régie municipale d'Electricité VARILHES	1 065	543 506	47 943	3 015	492 549	492 549	0	452	16 464			509 465	493 001	16 464
Régie Municipale d'Electricité VICDESOS	19	8 954	718	0	8 236	8 236	0	0	610			8 846	8 236	610
Régie Municipale d'Electricité MAZERES	1 743	844 687	73 478	2 904	768 305	768 305	0	352	18 177			786 834	768 657	18 177
Régie Municipale d'Electricité ARIGNAC	292	86 677	12 902	0	73 775	73 775	0	0	0			73 775	73 775	0
Régie Electrique MERCUS GARRABET	12	6 122	545	0	5 577	5 577	0	399	2 236			8 212	5 976	2 236
Régie Municipale d'Electricité MERENS LES VALS	11	6 385	559	0	5 826	5 826	0	399	97			6 321	6 224	97
Régie municipale d'Electricité QUIÉ	3	1 875	84	0	1 791	1 791	0	399	342			2 531	2 189	342
Régie municipale d'Electricité TARASCON-SUR-ARIEGE	4 365	339 716	167 701	9 878	162 138	162 138	0	499	19 111			181 747	162 636	19 111
Régie municipale d'Electricité SAVERDUN	7 766	1 732 349	283 612	18 394	1 430 343	1 430 343	0	643	24 293			1 455 279	1 430 986	24 293
Régie d'Electricité SAINT-QUIRO - CANTE - LISSAC - LABATUT	415	222 955	16 416	0	206 539	206 539	0	92	5 042			211 673	206 631	5 042
S.I.C.A.E. DE LA REGION DE PRECY SAINT-MARTIN	5 973	1 880 780	224 698	8 405	1 647 677	1 647 677	0	12 810	23 391			1 683 877	1 660 487	23 391
Régie Municipale d'Electricité QUILLAN	4 705	544 767	190 135	1 869	352 763	352 763	0	1 650	27 876			382 290	354 414	27 876
S.I.V.O.M. LABERGEMENT SAINTE-MARIE	1 603	174 755	74 433	1 869	98 454	98 454	0	4 273	8 484			111 211	102 727	8 484
Régie SDED EROME	81	46 101	5 028	0	41 072	41 072	0	0	1 909			42 982	41 072	1 909
Régie Electrique GERVANS	94	54 874	3 606	0	51 267	51 267	0	0	0			51 267	51 267	0
Société d'économie mixte locale DREUX - GEDIA	63	30 453	2 294	0	28 160	28 160	0	0	236 177		88 881	353 218	28 160	325 058
SYNELVA COLLECTIVITÉS	42 077	4 129 089	2 198 839	49 402	1 880 848	1 880 848	0	139 383	223 155			2 243 385	2 020 230	223 155
Régie Municipale d'Electricité CAZÈRES	636	304 095	28 164	0	275 931	275 931	0	4 334	23 855			303 920	280 265	23 655
Régie Municipale d'Electricité MARTRES TOLOSANE	21	10 490	984	0	9 506	9 506	0	873	7 809			18 188	10 379	7 809
Régie municipale d'Electricité MIRAMONT DE COMMINGES	125	45 930	4 716	0	41 214	41 214	0	0	1 381			42 595	41 214	1 381
Régie Municipale Multi-services de LA REOLE	26	11 478	1 116	0	10 362	10 362	0	0	17 638		12 780	40 781	10 362	30 419
Régie d'Electricité du Syndicat du SUD DE LA REOLE	3 316	1 333 848	124 782	931	1 208 134	1 208 134	0	21 971	27 185			1 257 290	1 230 106	27 185
Régie Municipale d'Electricité BAZAS	553	266 651	20 895	0	245 755	245 755	0	4 345	17 485		10 152	277 737	250 100	27 637
Régie Municipale d'Electricité GIGNAC	437	199 104	16 643	0	182 461	182 461	0	6 755	21 577			210 793	189 216	21 577
Régie Municipale d'Electricité CAZOUIS LES BÉZIERS	228	123 433	10 216	0	113 217	113 217	0	4 983	3 782			121 982	118 200	3 782
Coopérative d'Electricité SAINT-MARTIN DE LONDRES	41 259	8 944 974	1 516 182	14 004	7 414 788	7 414 788	0	74 158	101 013			7 589 958	7 488 945	101 013
GAZ ÉLECTRICITÉ DE GRENOBLE	47 328	5 938 671	2 483 987	85 952	3 398 731	976 852	2 391 879	81 321	757 988		92 325	4 300 365	1 058 173	3 242 192
Régie d'Énergies SAINT-MARCELLIN	292	151 556	15 628	0	135 928	135 928	0	0	38 903			174 831	135 928	38 903
Régie Municipale d'Electricité ALLEMONT	43	18 714	2 288	0	16 426	16 426	0	0	437			16 963	16 426	437
Régie Municipale d'Electricité SÉCHLIENNE	30	13 035	1 605	0	11 431	11 431	0	0	906			12 337	11 431	906
Régie Municipale de Distribution d'Énergie VILLARD BONNOT	10 888	905 513	508 783	7 474	389 256	389 256	0	262	13 828		5 681	409 026	389 518	19 509
Régie Municipale d'Electricité VINAY	138	37 000	7 311	0	29 689	29 689	0	0	9 113			38 902	29 689	9 113
Régie d'Electricité LA FERRIERE D'ALLEVARD	10	4 645	538	0	4 106	4 106	0	0	464			4 570	4 106	464
Régie Municipale d'Electricité MOUTARET	20	9 704	1 044	0	8 660	8 660	0	0	60			8 720	8 660	60
Régie d'Electricité PINSOT	10	5 853	525	0	5 328	5 328	0	0	377			5 705	5 328	377
Régie Municipale d'Electricité SAINT-PIERRE D'ALLEVARD	116	61 163	6 157	0	55 006	55 006	0	0	4 405			59 411	55 006	4 405
Régie Municipale d'Electricité SALINS LES BAINS	60	32 238	2 642	0	29 596	29 596	0	0	16 068			45 664	29 596	16 068
GASCOGNE ENERGIES SERVICES AIRE SUR L'ADOUR (ex Régies Municipales)	3 005	1 214 858	108 272	0	1 106 586	1 106 586	0	0	20 257		10 358	1 137 201	1 106 586	30 615
S.I.C.A.E. REGION DE PITHIVIERS	124 378	12 148 092	5 387 935	337 273	6 422 884	6 422 884	0	43 004	152 188			6 618 046	6 465 888	152 158
Régie Communale Electrique SAILLINES	11	5 600	475	0	5 125	5 125	0	0	3 520			8 645	5 125	3 520
SAEML UEM USINE D'ELECTRICITE DE METZ	190 039	25 395 137	9 270 273	580 101	15 544 763	14 751 024	793 739	668 830	985 444		84 573	17 293 610	15 419 854	1 873 756
Régie Communale d'Electricité PIERREVILLERS	18	9 943	743	0	9 200	9 200	0	0	524			9 725	9 200	524
Régie Municipale d'Electricité ROMBAS	84	40 795	4 007	0	36 788	36 788	0	0	31 336			68 124	36 788	31 336
Régie Municipale d'Electricité CREUTZWALD	34 227	4 055 880	1 790 280	136 244	2 129 357	856 011	1 273 346	101 651	74 803			2 305 811	957 662	1 348 149

	Electricité								Gaz			Montant de la compensation		
	Charges dues aux contrats d'achats							Dispositifs sociaux	Obligation d'achat biométhane	Dispositifs sociaux				
	Quantité achetée	Coût d'achat	Coût évité énergie	Coût évité capacité	Surcoût d'achat						Frais de gestion	Budget	CAS	Budget
					Total	dont CAS	dont Budget	CAS	€	€				
MWh	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€
Régie Municipale d'Electricité GANDRANGE BOUSSANGE	19	9 612	755	0	8 858	8 858	0	0	0			8 858	8 858	0
Régie Municipale de Distribution CLOUANGE	24	13 014	797	0	12 217	12 217	0	0	10 488			22 704	12 217	10 488
Régie d'Electricité BITCHE	59	32 751	2 166	0	30 585	30 585	0	2 561	27 210			60 356	33 146	27 210
Régie Communale d'Electricité SAINT-MARIE AUX CHENES	40	18 761	1 648	0	17 114	17 114	0	1 281	6 216			24 611	18 395	6 216
Régie Communale d'Electricité UKRANGE	644	128 011	36 787	0	91 223	31 889	59 334	3 294	29 557			124 074	35 183	88 891
Régie Municipale de Distribution d'Electricité de HAGONDANGE	78	28 230	3 076	0	25 155	25 155	0	5 900	10 239			41 294	31 055	10 239
Régie d'Electricité SCHOENECK	72	38 371	2 487	0	35 884	35 884	0	1 236	6 376			43 496	37 120	6 376
Régie Municipale d'Electricité AMNEVILLE	109	56 974	4 670	0	52 304	52 304	0	0	10 279			62 577	52 304	10 279
Régie Municipale d'Electricité HOMBORG HAUT	42	18 275	1 455	0	16 820	16 820	0	1 141	35 980			53 940	17 961	35 980
Régie Municipale d'Electricité ENERGIS SAINT-AVOLD	1 001	202 358	55 402	0	146 956	56 285	90 671	707	93 252		78 900	319 815	56 992	262 823
R.M.E.T. TALANGE	97	30 496	3 595	0	26 902	26 902	0	5 000	45 032			76 934	31 902	45 032
Régie Municipale d'Electricité et de Télédistribution MARANGE SILVANGE TERNEL	37	20 488	1 410	0	19 078	19 078	0	1 400	17 185			37 683	20 478	17 185
Régie Municipale d'Electricité SAINT-PRIVAT LA MONTAGNE	39	22 072	2 080	0	19 991	19 991	0	0	1 183			21 174	19 991	1 183
Régie Municipale d'Electricité MONTAIS LA MONTAGNE	19	8 989	882	0	8 107	8 107	0	0	11 782			19 889	8 107	11 782
S.J.C.A.E. CARNIN	53	17 573	2 076	0	15 497	15 497	0	0	1 898			17 395	15 497	1 898
Régie Electrique FONTAINE AU PIRE	8	3 998	247	0	3 751	3 751	0	0	4 418			8 169	3 751	4 418
SEM BEAUVOIS DISTRELEC	42	19 832	1 332	0	18 500	18 500	0	1 187	17 297			36 984	19 687	17 297
Régie Municipale d'Electricité LOOS	36	17 603	1 915	0	15 689	15 689	0	389	152 348			168 425	16 078	152 348
Régie Communale d'Electricité MONTAIRE	14 138	1 893 144	831 122	0	1 062 022	131 246	930 776	0	55 185			1 117 207	131 246	985 961
S.J.C.A.E. OISE	73 223	7 535 975	3 036 405	62 592	4 436 978	4 436 978	0	40 547	294 063			4 771 588	4 477 525	294 063
Société d'Electricité Régionale des CANTONS DE LASSIGNY & LIMITOPHES	9 917	1 857 590	386 688	4 668	1 466 234	1 466 234	0	13 255	75 814			1 555 303	1 479 489	75 814
Régie Municipale d'Electricité LARINS	67	30 052	4 744	0	25 308	25 308	0	0	1 711			27 020	25 308	1 711
S.T.V.U. d'Electricité LUZ SAINT-SAUVEUR - ESQUEZIEZ SERE - ESTERRE	106	13 642	4 323	0	9 320	9 320	0	0	2 554			11 873	9 320	2 554
Régie Electrique CAPVERN LES BAINS	21	9 205	1 160	0	8 044	8 044	0	0	2 028			10 072	8 044	2 028
Energies Services LANNEMEZAN	560	307 265	27 450	0	279 815	279 815	0	3 500	79 581		28 737	391 633	283 315	108 318
Régie Electrique LA CABANASSE	16	8 185	720	0	7 465	7 465	0	0	1 388			8 852	7 465	1 388
Régie Electrique Municipale PRATS DE MOLLO LA PRESTE	2 298	176 409	86 931	0	89 478	89 478	0	265	5 187			94 910	89 743	5 167
Régie Electrique Municipale SAINT-LAURENT DE CERDANS	14	8 496	741	0	7 755	7 755	0	0	3 270			11 025	7 755	3 270
Régie Intercommunale d'Electricité NIEDERBRONN REICHSHOFFEN	695	352 498	36 492	0	316 006	316 006	0	11 488	18 583			346 076	327 494	18 583
GAZ DE BARR	158	61 038	5 589	0	55 448	55 448	0	1 499	22 186		31 959	111 093	56 947	54 145
LES USINES MUNICIPALES D'ERSTEIN	6 004	1 444 698	300 557	2 800	1 141 342	899 684	241 658	0	43 058			1 184 400	899 684	284 716
Centrale Electrique VONDERSCHEER	44	18 586	1 639	0	16 948	16 948	0	0	835			17 783	16 948	835
Régie Municipale d'Electricité de la ville de SARRÉ UNION	26	10 540	884	0	9 655	9 655	0	718	12 891			23 265	10 373	12 891
ES ENERGIES STRASBOURG	232 465	59 928 219	10 651 381	534 239	48 742 599	44 855 006	3 887 593	924 937	3 199 174		388 163	53 254 873	45 779 943	7 474 930
VIALIS	26 508	5 112 160	1 199 769	17 748	3 894 643	3 894 643	0	104 532	415 870		76 664	4 491 710	3 999 175	492 534
Coopérative de droit suisse ELEKTRA BIRSECK	19 894	3 498 021	834 342	24 284	2 639 394	2 639 394	0	15 953	70 597			2 725 944	2 655 348	70 597
SAEML HUNELEC Service de Distribution Public HUNELEC	162	94 817	6 770	0	88 047	88 047	0	6 207	20 707			114 961	94 254	20 707
SICAE EST	12 667	2 621 821	489 207	10 274	2 122 340	2 122 340	0	28 844	81 571			2 232 755	2 151 184	81 571
Régie Municipale d'Electricité PRESLE	21	9 318	1 136	0	8 183	8 183	0	0	322			8 505	8 183	322
Régie Municipale d'Electricité LA CHAMBRE	109	24 776	4 215	0	20 562	20 562	0	0	855			21 417	20 562	855
Régie Municipale d'Electricité de SAINT-AIRE	35	18 634	1 980	0	16 654	16 654	0	0	563			17 217	16 654	563
Régie de Distribution d'Electricité SAINT-MARTIN SUR LA CHAMBRE	63	32 906	2 437	0	30 469	30 469	0	0	297			30 767	30 469	297
Régie Municipale d'Electricité SAINTE-MARIE DE CUINES	14	6 911	540	0	6 371	6 371	0	0	323			6 694	6 371	323
SOREA	25 391	2 531 076	1 368 447	9 343	1 153 286	1 153 286	0	0	45 131			1 198 417	1 153 286	45 131
Régie Electrique AGUEBLANCHE	106	56 130	4 405	0	51 726	51 726	0	0	1 194			52 920	51 726	1 194

	Electricité								Gaz			Montant de la compensation		
	Charges dues aux contrats d'achats								Dispositifs sociaux	Obligation d'achat biométhane	Dispositifs sociaux			
	Quantité achetée	Coût d'achat	Coût évité énergie	Coût évité capacité	Surcoût d'achat			Frais de gestion				Budget	CAS	Budget
					Total	dont CAS	dont Budget		CAS	€	€			
MWh	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	
Régie Electrique PETIT COEUR	4	2 410	214	0	2 196	2 196	0	0	0			2 196	2 196	0
Régie d'Electricité du Morbihan	45	26 448	1 982	0	24 466	24 466	0	0	335			24 801	24 466	335
Régie Municipale d'Electricité PONTAMAFREY MONTPASCAL	16	7 973	707	0	7 266	7 266	0	1 000	0			8 266	8 266	0
Régie Electrique TIGNES	221	19 931	8 622	0	11 310	11 310	0	380	203			11 892	11 690	203
Régie Electrique Communale BOZEL	75	43 990	3 362	0	40 628	40 628	0	48	362			41 038	40 676	362
Régie Electrique Communale AUSSOIS	14	4 956	529	0	4 427	4 427	0	0	0			4 427	4 427	0
Régie Electrique AVRIEUX	6	3 613	286	0	3 327	3 327	0	0	117			3 444	3 327	117
Régie Electrique VILLARODIN BOURGET	21	10 232	485	0	9 747	9 747	0	0	0			9 747	9 747	0
Régie Electrique Sainte-Foy TARENTAISE	20	8 232	1 033	0	7 200	7 200	0	0	177			7 377	7 200	177
Régie Electrique Municipale VILLARODIN	3	1 571	137	0	1 434	1 434	0	0	0			1 434	1 434	0
Régie Electrique Municipale LA CHAPELLE	784	89 871	34 620	0	55 251	55 251	0	0	485			55 736	55 251	485
Régie Electrique MONTVALEZAN	19	11 122	951	0	10 171	10 171	0	0	0			10 171	10 171	0
Régie d'Electricité TOURS EN SAVOIE	47	25 776	1 950	0	23 826	23 826	0	0	267			24 093	23 826	267
Syndicat d'Electricité SYNERGIE MAURIENNE	10 990	1 050 644	427 974	5 606	617 064	617 064	0	34 972	6 122			668 159	652 036	6 122
Régie Gaz Electricité de la Ville BONNEVILLE	249	102 760	9 314	0	93 446	93 446	0	0	17 756	2 323		113 825	93 446	20 079
Régie du Syndicat Intercommunal d'Énergies VALLÉE DE THÔNES	465	248 486	18 074	0	230 412	230 412	0	3 897	28 112			262 421	234 310	28 112
Régie Municipale Electrique LES HOUCHEs	41	15 892	1 669	0	14 223	14 223	0	185	1 468			15 877	14 408	1 468
Régie Municipale d'Electricité SALLANCHES	648	186 364	24 377	0	161 987	161 987	0	0	4 736	2 938		169 661	161 987	7 674
ENERGIE ET SERVICES DE SEYSSSEL (SAEML)	3 210	1 570 173	122 657	1 973	1 445 543	1 445 543	0	17 991	86 116	366		1 550 016	1 463 534	86 482
Régie d'Electricité d'Elbeuf	157	71 875	6 668	0	65 207	65 207	0	0	140 854			208 062	65 207	140 854
Régie Communale de Distribution d'Electricité MITRY MORY	60	28 380	2 287	0	26 092	26 092	0	0	20 955			47 047	26 092	20 955
S.I.C.A.E. E. L. Y. : RÉGION EURE & LOIR YVELINES	1 163	426 138	44 404	0	381 734	381 734	0	10 500	18 105			410 399	392 234	18 105
Régie du syndicat intercommunal (fournisseur) SEULS DEUX SEVRES SIEDS	656 649	77 576 985	30 638 676	1 294 091	45 644 218	45 644 218	0	2 136 245	573 479			48 363 941	47 780 463	573 479
S.I.C.A.E. de la SOMME et du CAMBRAIS	1 115 149	10 414 670	4 865 746	98 095	5 450 829	5 450 829	0	74 158	184 077			5 709 064	5 524 987	184 077
GAZELEC DE PERONNE	31 940	2 748 230	1 412 727	0	1 335 503	1 335 503	0	109 999	46 443	15 249		1 507 194	1 445 502	61 692
Régie Communale d'Electricité MONTDIDIER	10 847	1 070 558	458 944	12 142	599 472	599 472	0	2 183	24 600			626 255	601 655	24 600
Régie Municipale d'Electricité SAINT-PAUL CAP DE JOUX	5	2 253	135	0	2 119	2 119	0	123	3 020			5 262	2 242	3 020
SICAE du CARMAUSIN	8 994	3 406 824	408 099	3 731	2 994 994	2 994 994	0	71 270	30 229			3 096 493	3 066 264	30 229
Régie Municipale d'Electricité et de Gaz Energie Services Occitans CARMAUX ENEO	8 613	1 384 344	468 635	39 524	876 184	333 065	543 119	41 723	88 768	56 189		1 082 964	374 788	688 076
EPIC ENERGIES SERVICES LAVALUR - Pays de Cognaç	12 064	2 218 341	480 289	22 416	1 715 636	1 715 636	0	18 582	59 687	10 552		1 804 456	1 734 218	70 238
Régie d'Electricité du Département de la Vienne SOREGIES	408 592	66 841 166	18 384 246	706 900	47 750 019	47 750 019	0	1 942 670	487 159	16 243		50 206 090	49 692 689	513 402
Régie Municipale Electrique SAINT-LEONARD DE NOBLAT	299	27 065	16 668	0	10 398	10 398	0	0	2 997			13 395	10 398	2 997
Régie Municipale d'Electricité LA BRESSE	6 312	689 571	294 559	13 073	381 939	381 939	0	21 964	7 025			410 928	403 903	7 025
S.I.C.A.E. CANTONS DE LA FERTÉ-ALAIS & LIMITOPHES	364	161 315	14 229	0	147 086	147 086	0	3 954	10 793			161 833	151 040	10 793
Coopérative d'Electricité VILLIERS SUR MARNE	63	30 950	2 366	0	28 583	28 583	0	0	46 573			75 156	28 583	46 573
S.I.C.A.E. VALLEE DU SAUSSERON	82	39 114	3 583	0	35 532	35 532	0	1 216	27 067			63 814	36 747	27 067
DIRECT ENERGIE									8 669 332	2 142 647	3 970 880	14 782 859	2 142 647	12 640 212
ENERCOOP	253	140 510	9 503	0	131 006	131 006	0	2 712	83 832			217 850	133 718	83 832
ENERGEM									11 383	3 391		14 754	0	14 754
ENI GAS & POWER France										1 509 512	1 509 512	0	1 509 512	0
CALEO										18 688	18 688	0	18 688	0
ANTARGAZ										146 119	146 119	0	146 119	0
SAVE										2 562 716	84 990	2 637 706	2 552 716	84 990
ALSEN										641	641	0	641	0
Gaz de Bordeaux SOCIÉTÉ EUROPÉENNE DE GESTION DE L'ÉNERGIE										1 230 340	1 230 340	0	1 230 340	0
									5 003 193			5 003 193	5 003 193	0

	Electricité							Gaz			Montant de la compensation				
	Charges dues aux contrats d'achats							Dispositifs sociaux	Obligation d'achat biométhane	Dispositifs sociaux					
	Quantité achetée	Coût d'achat	Coût évité énergie	Coût évité capacité	Surcoût d'achat						Frais de gestion				
					Total	dont CAS	dont Budget	CAS	Budget	CAS		Budget			
MWh	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€			
ALTERNA											2 744	2 744	0	2 744	
LAMPFRIS France								429 850			257 394	687 244	0	687 244	
Gaz de Paris											128 547	128 547	0	128 547	
SECH (Société d'Energies et de Combustibles Ha-vraise)											3 675	3 675	0	3 675	
PICOTY											100	100	0	100	
DYNEFF											12 656	12 656	0	12 656	
Gaz et solutions / ESLC Services											1 326	1 326	0	1 326	
Veolia Eau REGIONGAZ											22 678	22 678	0	22 678	
EON France Energie Solutions SAS											30 887	30 887	0	30 887	
GAS NATURAL EUROPE (ex Gas Natural Commercialisation France SA)											5 481	5 481	0	5 481	
Gazprom Marketing and Trading France											269 570	269 570	0	269 570	
GEG Source d'Energies											1 095 242	1 095 242	1 095 242	0	
SOVEN											11 609	11 609	0	11 609	
Total Energie Gaz (Tegaz)											1 096 249	245 806	1 096 249	245 806	
SOCIETE VALMY DEFENSE 17 SVD 17											865 506	229 252	1 094 758	865 506	229 252
ENGIE (ex-GDF SUEZ SA)								29 386 200	18 905 766	67 818 989	116 110 955	18 905 766	97 205 189		
GEDIA ENERGIES & SERVICES								9 986			9 986	9 986	0	9 986	
Joul											609	609	0	609	
OUI ENERGY								129 572			129 572	129 572	0	129 572	
ÉNERGIES DU SANTERRE								39 094			39 094	39 094	0	39 094	
SELLIA								4 845			4 845	4 845	0	4 845	
Terreal										1 112 175	1 112 175	1 112 175	0		
Union des producteurs locaux d'électricité								273			273	273	0	273	
TOTAL	2 267 089	335 178 364	103 367 284	4 179 018	227 632 061	217 419 945	10 212 117	6 902 095	48 696 630	32 773 493	77 018 816	393 023 095	257 095 533	135 927 562	