



ANNEXE 3

Charges de service public de l'énergie constatées au titre de 2018 (CC'18)

Cette annexe présente les charges de service public de l'énergie constatées au titre de l'année 2018 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 2018 ont été établies à partir de la comptabilité appropriée fournie par les fournisseurs d'électricité et de gaz naturel au 31 mars 2019 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 2018

Les différents opérateurs ayant déclaré des charges de service public de l'énergie au titre de 2018 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	EWF	EDF PEI	RTE	Acheteur de dernier recours ²	ELD ³	Autres fournisseurs ⁴ dont Organismes agréés ⁵
Électricité	Contrats d'achat	✓	✓	✓				✓	✓
	Complément de rémunération	✓							
	Effacement					✓			
	Péréquation tarifaire dans les ZNI ⁶	✓	✓	✓					
	Coût des études dans les ZNI				✓				
	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 2018.

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, EWF 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 ÉLECTRICITÉ	6
1. CHARGES DE SERVICE PUBLIC DANS LES ZONES NON INTERCONNECTÉES EN DEHORS DES SURCOÛTS LIÉS AUX CONTRATS D'ACHAT DE L'ÉLECTRICITÉ ET DES CHARGES LIÉES AUX DISPOSITIFS SOCIAUX.....	6
1.1 SURCOÛTS DE PRODUCTION DANS LES ZONES NON INTERCONNECTÉES	7
1.1.1 Surcoûts de production supportés par EDF au titre de 2018.....	7
1.1.1.1 Coûts de production	7
1.1.1.2 Recettes de production	11
1.1.1.3 Surcoûts de production	12
1.1.2 Surcoûts de production supportés par EDM au titre de 2018.....	12
1.1.2.1 Coûts de production	12
1.1.2.2 Recettes de production	13
1.1.2.3 Surcoûts de production	14
1.1.3 Surcoûts de production et d'achat supportés par EEFW au titre de 2018	14
1.1.3.1 Coûts supportés.....	15
1.1.3.2 Recettes	15
1.1.3.3 Surcoûts de production	15
1.2 COÛTS LIÉS AUX ÉTUDES MENTIONNÉES DANS LES PPE	15
1.3 COÛTS LIÉS AUX PROJETS DE STOCKAGE	16
1.4 COÛTS LIÉS AUX ACTIONS DE MDE.....	16
2. SURCOÛTS LIÉS AUX CONTRATS D'ACHAT	16
2.1 SURCOÛTS D'ACHAT SUPPORTÉS PAR EDF EN MÉTROPOLE CONTINENTALE AU TITRE DE 2018.....	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	17
2.1.1.3 Coûts et recettes autres.....	19
2.1.2 Coût évité à EDF par les contrats d'achat.....	19
2.1.2.1 Coût évité lié à l'énergie produite : cas général	19
2.1.2.2 Coût évité lié à l'énergie produite : production photovoltaïque.....	21
2.1.2.3 Coût évité lié à l'énergie produite : cas particulier des installations bénéficiant d'un contrat horosaisonnalisé	22
2.1.2.4 Coût évité lié à l'énergie produite : cas particulier des installations bénéficiant d'un contrat « appel modulable »	22
2.1.2.5 Coût évité lié à l'énergie produite : cas particulier des installations de cogénération fonctionnant en mode « dispatchable » ou fonctionnant en dehors des périodes d'appel	22
2.1.2.6 Coût évité lié aux certificats de capacité	23
2.1.2.7 Coût évité total à EDF par les contrats d'achat	24
2.1.3 Surcoûts liés aux contrats d'achat pour EDF en 2018.....	24
2.2 SURCOÛTS D'ACHAT SUPPORTÉS PAR LES ENTREPRISES LOCALES DE DISTRIBUTION AU TITRE DE 2018	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.....	26

2.2.4	Surcoûts d'achat pour les entreprises locales de distribution en 2018	26
2.3	SURCOÛTS D'ACHAT SUPPORTÉS PAR LES ORGANISMES AGRÉES AU TITRE DE 2018	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 2018.....	27
2.4	SURCOÛTS D'ACHAT SUPPORTÉS PAR EDF DANS LES ZNI AU TITRE DE 2018	27
2.4.1	Coûts liés aux contrats d'achat.....	27
2.4.2	Coûts évités à EDF par les contrats d'achat en ZNI	28
2.4.3	Surcoûts dus aux contrats d'achat supportés par EDF dans les ZNI	28
2.5	SURCOÛTS D'ACHAT SUPPORTÉS 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.....	29
2.5.3	Surcoûts dus aux contrats d'achat supportés par EDM à Mayotte	29
2.6	SURCOÛTS D'ACHAT SUPPORTÉS PAR EEFW.....	29
3.	COMPLÉMENT DE RÉMUNÉRATION	29
4.	COÛTS LIÉS À LA CONCLUSION ET À LA GESTION DES CONTRATS D'OBLIGATION D'ACHAT ET DE COMPLÉMENT DE RÉMUNÉRATION EN MÉTROPÔLE CONTINENTALE	31
5.	BILAN DES CHARGES LIÉES AUX CONTRATS D'OBLIGATION D'ACHAT ET DE COMPLÉMENT DE RÉMUNÉRATION EN MÉTROPÔLE CONTINENTALE AU TITRE DE 2018	31
6.	CHARGES LIÉES AUX CONTRATS D'EFFACEMENT.....	32
6.1	CONTEXTE JURIDIQUE.....	32
6.2	MONTANT DES CHARGES CONSTATÉES AU TITRE DE 2018.....	32
7.	CHARGES LIÉES AUX DISPOSITIFS SOCIAUX.....	32
7.1	CHARGES LIÉES AU « TARIF DE PREMIÈRE NÉCESSITÉ ».....	33
7.1.1	Pertes de recettes liées au TPN	33
7.1.2	Surcoûts de gestion.....	34
7.1.3	Services liés à la fourniture.....	34
7.1.4	Bilan des charges liées au TPN.....	34
7.2	CHARGES LIÉES AU DISPOSITIF INSTITUÉ EN FAVEUR DES PERSONNES EN SITUATION DE PRÉCARITÉ.....	34
7.3	CHARGES RELATIVES AUX SERVICES LIÉS À LA FOURNITURE AUX BÉNÉFICIAIRES DU CHÈQUE ÉNERGIE 34	
7.4	CHARGES LIÉES AUX DISPOSITIFS D'AFFICHAGE DÉPORTÉ.....	34
7.5	BILAN DES CHARGES LIÉES AUX DISPOSITIFS SOCIAUX SUPPORTÉES PAR OPÉRATEUR.....	34
B.	CHARGES DE SERVICE PUBLIC EN GAZ	35
1.	CHARGES LIÉES AUX CONTRATS D'ACHATS DE BIOMÉTHANE.....	35
1.1	SURCOÛTS D'ACHAT.....	35
1.1.1	Coûts d'achat.....	35
1.1.2	Coût évité	36
1.1.3	Surcoûts d'achat.....	36
1.2	COÛTS DE GESTION	36
1.3	VALORISATION DES GARANTIES D'ORIGINE	37
1.4	BILAN.....	37
2.	CHARGES LIÉES AUX DISPOSITIFS SOCIAUX.....	38

2.1	CHARGES LIÉES AU « TARIF SPÉCIAL DE SOLIDARITÉ »	39
2.1.1	Déductions et versements forfaitaires liées au TSS.....	39
2.1.2	Surcoûts de gestion	40
2.1.3	Services liés à la fourniture.....	40
2.1.4	Bilan des charges liées au TSS.....	40
2.2	CHARGES LIÉES AUX SERVICES DE LA FOURNITURE AUX BÉNÉFICIAIRES DU CHÈQUE ÉNERGIE	40
2.3	CHARGES LIÉES AUX DISPOSITIFS D’AFFICHAGE DÉPORTÉ.....	40
2.4	BILAN DES CHARGES LIÉES AUX DISPOSITIFS SOCIAUX SUPPORTÉES PAR OPÉRATEUR.....	40
C.	SYNTHÈSE.....	41
1.	CHARGES DE SERVICE PUBLIC CONSTATÉES AU TITRE DE 2018.....	41
2.	DÉTAIL DES CHARGES CONSTATÉES AU TITRE DE 2018 PAR LES OPÉRATEURS AUTRES QU’EDF, EDM, EEFW, EDF PEI, RTE, ORGANISMES AGRÉÉS 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 SURCÔÛTS LIÉS AUX CONTRATS D'ACHAT DE L'ÉLECTRICITÉ ET DES CHARGES LIÉES AUX DISPOSITIFS SOCIAUX

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

- aux surcoûts de production d'électricité supportés dans les territoires concernés par l'opérateur historique pour l'électricité produite par les installations qu'il exploite et mentionnés au 1° du I de l'article R. 121-28 du code de l'énergie ;
- aux surcoûts des ouvrages de stockage d'électricité gérés par le gestionnaire du système électrique mentionnés au b) du 2° de l'article L. 121-7 du code de l'énergie ;
- aux surcoûts supportés par les fournisseurs d'électricité en raison de la mise en œuvre d'actions de maîtrise de la demande portant sur les consommations d'électricité (MDE) mentionnés au d) du 2° de l'article L. 121-7 du code de l'énergie ;
- aux coûts des études mentionnés au e) du 2° de l'article L. 121-7 du code de l'énergie et supportés par un producteur ou un fournisseur ou à l'initiative du représentant de l'Etat dans le département ou du gestionnaire de réseau 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) ou un surcoût d'achat d'électricité au titre du c) 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 a été 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. Ces cadres ont été adoptés pour la Corse, la Guadeloupe, la Guyane, la Martinique, Mayotte et la Réunion par la délibération de la CRE du 17 janvier 2019⁹. Dans l'attente 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 2017¹⁰. Pour la Corse, la Martinique, la Guadeloupe, la Guyane et la Réunion, la CRE a délibéré le 4 octobre 2018 sur le niveau de compensation attribué à 11 projets de stockage. Aucun opérateur n'a déclaré de charges pour l'année 2018.

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 17 janvier 2019 portant décision relative aux cadres territoriaux de compensation pour les petites actions de MDE en Corse, Guadeloupe, Guyane, Martinique, à Mayotte et à la Réunion

¹⁰ 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

Pour ce qui concerne les coûts liés aux projets d'étude, seul EDF PEI¹¹ a exposé à la compensation les coûts liés à une étude 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 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 et aux CCAS¹². 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 2018

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 2018, à 725,3 M€. La décomposition par grands postes de coûts est présentée dans le Tableau 1.

¹¹ EDF Production Electrique Insulaire, filiale à 100 % du groupe EDF

¹² Caisse Centrale d'Activités Sociales

Tableau 1 : Coûts de production déclarés par EDF dans les ZNI en 2018

M€	Nature de coûts déclarés	Corse	Guadeloupe	Martinique	Guyane	Réunion	SPM	Iles bretonnes	2018
Coûts variables	Achats de combustibles hors taxes	38,7	35,7	53,0	48,0	3,1	10,2	2,0	190,7
	Personnel, charges externes et autres achats	35,7	24,2	27,6	38,9	9,2	6,5	1,2	143,3
	Impôts et taxes	12,5	10,9	8,7	23,8	15,3	0,1	0,1	71,4
	Coûts de commercialisation	0,9	28,1	6,8	2,6	0,0	-0,2	0,0	38,3
	Coûts d'acquisition des quotas de gaz à effet de serre	5,2	2,4	6,5	5,2	0,3	0,6	0,0	20,1
Coûts fixes	Rémunération des capitaux	40,3	12,9	13,2	34,0	15,3	6,6	0,3	122,5
	Amortissements	18,4	13,4	11,7	17,0	8,3	3,2	0,5	72,4
	Frais de structure, de siège et prestations externes	13,2	13,7	10,3	13,8	15,7	0,1	0,0	66,7
Coût total		164,9	141,2	137,9	183,2	67,1	26,9	4,1	725,3

Dans le cadre de la troisième phase du plan national d'allocation des quotas d'émission de gaz à effet de serre (PNAQ3), EDF s'est vu exclue, à compter de l'exercice 2013 et jusqu'en 2020, des allocations gratuites des quotas d'émissions de gaz à effet de serre sur tous ses moyens de production thermiques insulaires. EDF a donc dû acquérir son déficit de quotas sur les marchés. En 2018, le déficit de quotas d'émission d'EDF s'élevait à environ 1,1 millions de tonnes. Pour la valorisation de ce volume, la CRE a retenu la moyenne des cotations observées sur le marché *ICE EUA Phase 3 Daily spot* du 1^{er} mars 2018 au 28 février 2019 qui s'élève à 18,07 €/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 CEE¹³, EDF SEI attend la génération d'environ 4 758 GWhCumac. Ce volume de 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 les charges constatées au titre de 2016 et de 2017, les coûts commerciaux exposés avaient 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 ces volumes, la CRE avait retenu le coût moyen mensuel pondéré de cession des certificats observé sur le Registre National des Certificats d'Economies d'Energie « Emmy » pour les périodes de janvier à décembre 2016 et de janvier à décembre 2017. A la suite de l'audit relatif aux processus d'acquisition des CEE d'EDF (EDF Commerce et EDF SEI), commandité par la CRE et réalisé par le cabinet Schwartz&Co au premier semestre 2019, la CRE envisage de modifier le traitement dans les charges de SPE des CEE excédentaires d'EDF SEI. Pour cette raison, contrairement aux charges constatées au titre de 2016 et 2017, aucune valorisation de CEE excédentaires n'est déduite des coûts commerciaux au titre de 2018. Les travaux de la CRE pourront conduire à la révision de ce montant.

Par ailleurs, début décembre 2018, EDF SEI disposait d'un stock de CEE de près de 12 TWhc. En décembre 2018, EDF SEI a transféré 7 TWhc (6,022 TWhc de CEE Classiques et 0,978 TWhc de CEE Précarité) de ce stock à la Direction Commerce d'EDF (DCO). Les CEE transférés ont été valorisés provisoirement au dernier prix de référence connu au moment du transfert, à savoir le prix mensuel Emmy du mois de novembre 2018. Comme prévu par le protocole élaboré par EDF SEI avec DCO qui permettait la révision du prix de transfert, la CRE a demandé à ce que ces CEE soient valorisés sur la base de l'indice spot publié sur la plateforme Emmy¹⁴ de manière à reproduire le niveau des prix de marché au moment du transfert. Pour le mois de décembre, cet indice s'élève à 8,45 €/MWhc pour les CEE Classiques et à 8,71 €/MWhc pour les CEE Précarité. Parmi les CEE transférés d'EDF SEI à DCO, 0,528 TWhc sont des CEE Classiques qui relèvent d'actions de MDE réalisées dans les ZNI par EDF SEI mais non financées par les charges de SPE¹⁵. Pour les autres CEE transférés, soit 6,472 TWhc, la recette issue du transfert doit être déduite de la compensation d'EDF SEI au titre de l'année 2018 puisque ces CEE proviennent d'actions de MDE financées par les charges de SPE. Le montant total de cette recette s'élève à 54,9 M€. Comme exposé dans le paragraphe précédent, une valorisation des CEE excédentaires avait déjà été déduite de la compensation d'EDF SEI au titre de 2016 (- 0,258 M€) et au titre de 2017 (- 4,469 M€). Le montant à déduire de la compensation d'EDF SEI au titre de l'année 2018 pour le transfert de CEE à DCO s'élève donc à **50,2 M€**. Cette recette réduit le poste des coûts de commercialisation. Elle est répartie par territoire au prorata des ventes d'électricité en 2018 servant de base au calcul de l'obligation CEE d'EDF SEI (ventes aux clients résidentiels et tertiaires).

La CRE et EDF mèneront d'ici la fin de l'année 2019 des travaux complémentaires afin de définir des règles précises de gestion des CEE d'EDF SEI permettant des transferts entre la Direction SEI et la Direction DCO en fonction des excédents et des déficits de CEE d'EDF SEI. La CRE demande à EDF SEI de faire une première proposition de règles de gestion d'ici le 30 septembre 2019.

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

¹³ Certificats d'économies d'énergie

¹⁴ L'indice spot des transactions de CEE est publié mensuellement depuis décembre 2018 par le Registre National des Certificats d'Economie d'Energie.

¹⁵ Il s'agit d'actions de MDE relatives aux chaudières à gaz déployées en Corse.

le calcul des charges de service public de l'énergie. 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 2018, la CRE a décidé de retenir les mêmes postes de charges centrales que les années passées. Des travaux plus approfondis sur le sujet de l'exhaustivité des charges et produits devront 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. A cette fin, la CRE demande à EDF SEI de lui transmettre au plus tard le 31 octobre 2019 une note d'analyse sur les charges et produits qui relèvent de l'activité de production et sont à ce titre susceptibles de devoir être exposés en comptabilité appropriée bien qu'ils ne soient pas forcément redescendus dans la comptabilité d'EDF SEI.

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 à hauteur de 1,9 M€ en 2017 (1,4 M€ pour St Martin et 0,5 M€ pour St Barthélémy) et à hauteur de 2,9 M€ en 2018 (2,3 M€ pour St Martin et 0,7 M€ pour St Barthélémy). 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, comme pour les charges constatées au titre de 2017, ne retient pas dans les charges constatées au titre de 2018 le coût de **2,9 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 auprès 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 **2,9 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	- 1,3 M€	Prestation dépotage à EDF PEI
Guadeloupe	- 0,6 M€	Divers
Martinique	- 0,7 M€	Location terrain, ventes de déchets, divers
Guyane	- 0,1 M€	Location terrain
Réunion	- 0,3 M€	Vente de déchets
Saint-Pierre et Miquelon	- 0,04 M€	Dédits et pénalités perçus

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 2018. 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 et en Martinique. 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 2018 à 71,2 %. Ce faible taux de disponibilité s'explique par des incidents fortuits 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. Le coût à exclure est évalué pour la Guyane en 2018 à **1,6 M€**.

La disponibilité réelle des groupes diesel de la centrale de Pointe des Carrières en Martinique s'établit en moyenne sur l'année 2018 à 83,9 %. Ce taux relativement faible s'explique par des avaries récurrentes sur un des cylindres. Des expertises sont en cours afin de régler la situation. Le coût à exclure est évalué pour la Martinique en 2018 à **0,4 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 2018 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 2018 de **720,8 M€** (725,3 M€ - 2,9 M€ - 2,9 M€ - 2,0 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 2018

M€	Nature de coûts retenus	Corse	Guadeloupe	Martinique	Guyane	Réunion	SPM	Iles bretonnes	2018	Rappel 2017 ⁽¹⁾	Evolution	
											en M€	en %
Coûts variables	Achats de combustibles hors taxes	37,7	35,7	52,6	46,4	3,1	10,2	2,0	187,7	173,0	14,7	8%
	Personnel, charges externes et autres achats	36,4	21,2	27,4	39,7	9,5	6,7	1,2	142,0	137,4	4,6	3%
	Impôts et taxes	12,5	10,9	8,7	23,8	15,3	0,1	0,1	71,4	73,9	-2,4	-3%
	Coûts de commercialisation	0,9	28,1	6,8	2,6	0,0	-0,2	0,0	38,3	64,8	-26,5	-41%
	Coûts d'acquisition des quotas de gaz à effet de serre	5,2	2,4	6,5	5,2	0,3	0,6	0,0	20,1	7,4	12,7	172%
Coûts fixes	Rémunération des capitaux	40,3	12,9	13,2	34,0	15,3	6,6	0,3	122,5	127,3	-4,7	-4%
	Amortissements	18,4	13,4	11,7	17,0	8,3	3,2	0,5	72,3	69,9	2,4	3%
	Frais de structure, de siège et prestations externes	13,1	13,7	10,2	13,7	15,6	0,1	0,0	66,4	72,5	-6,1	-8%
Coût total		164,4	138,2	137,3	182,4	67,3	27,1	4,1	720,8	726,1	-5,3	-1%

⁽¹⁾ Coûts tenant compte des rectifications effectuées sur l'exercice 2017 - cf. annexe 4 relative aux reliquats

Les coûts de production d'EDF dans les ZNI présentent une baisse entre 2017 et 2018 (- 1 %). En ne tenant pas compte de la recette exceptionnelle de 50,2 M€ liée au transfert de CEE d'EDF SEI à EDF Commerce (cf. ci-dessus), les coûts de production d'EDF dans les ZNI en 2018 augmentent de + 6 % par rapport à ceux de 2017. Cette augmentation s'explique principalement par la hausse du coût d'achat des combustibles et des quotas de CO₂ ainsi que par l'augmentation des dépenses de MDE (hors recette du transfert de CEE).

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 swaps¹⁶.

En 2018, et hors mécanisme de couverture financiers, le coût d'achat des combustibles sur le marché pour EDF connaît une hausse d'environ 7,5 % par rapport à 2017 en raison d'une hausse importante des cours des matières premières (environ + 21 % sur le fioul lourd et + 22 % sur le fioul léger entre décembre 2017 et décembre 2018) en partie contrebalancée par une sollicitation plus faible des moyens thermiques d'EDF (- 125 GWh entre 2018 et 2017), principalement en Corse (- 96 GWh) et à la Martinique (- 36 GWh) :

- Le climat de la Corse a été marqué en 2018 par d'importantes chutes de neige et une pluviométrie favorable, notamment au regard de l'année 2017 qui avait été marquée par une sécheresse exceptionnelle sur le second semestre. Ces conditions climatiques ont favorisé la production d'origine hydraulique en 2018 et ont conduit à un moindre recours aux moyens de production thermique.
- La centrale Galion 2 d'Albioma fonctionnant à partir de bagasse et de biomasse a été mise en service à la Martinique à mi-2018. Son utilisation permet de limiter la production à partir de moyens thermiques.

Concernant, le mécanisme de couverture de l'achat des combustibles, le dénouement des swaps est négatif pour EDF SEI en 2018 (- 23,4 M€) car les prix de marché en 2018 sont supérieurs aux prix d'achat garantis par la couverture mise en place par EDF en 2017¹⁷. De la même manière, le dénouement des swaps était aussi négatif en 2017 (- 21,1 M€) car les prix de marché en 2017 étaient supérieurs aux prix d'achat garantis par la couverture mise en place en 2016.

Les charges résultant de l'acquisition des quotas d'émission de gaz à effet de serre sont également en augmentation (+ 172 %) en raison de la forte hausse prix des quotas (18,07 €/tonne CO₂ en 2018 contre 6,43 €/tonne CO₂ en 2017).

Enfin, sans prise en compte de la recette de 50,2 M€ liée au transfert de CEE, l'augmentation des coûts de commercialisation (+ 37 %) 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.

¹⁶ Mécanisme financier de couverture des achats de combustible

¹⁷ La hausse importante des coûts des matières premières entre 2017 et 2018 explique le fait que le prix des swaps contractualisés en 2017 est inférieur au prix spot en 2018.

1.1.1.2 Recettes de production

Chiffre d'affaires

Le chiffre d'affaires déclaré par EDF en 2018 dans les ZNI est de 917,4 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 inclut la majoration de la perte de recettes due à la tarification spéciale « produit de première nécessité », celle-ci étant compensée par ailleurs (cf. section A.7.1).

Par ailleurs, ce montant doit être majoré des recettes supplémentaires qu'EDF aurait obtenues auprès des clients bénéficiant du « tarif agent »¹⁸ 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 2018 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 2018, ce supplément est évalué à 9,5 M€.

Au final, le chiffre d'affaires 2018 à retenir au titre des recettes d'EDF issues des tarifs réglementés de vente dans les ZNI est donc de **926,9 M€** (917,4 M€ + 9,5 M€).

Recettes de distribution

Pour 2018, EDF a déclaré pour les ZNI – hors îles bretonnes – un montant de recettes de distribution de 359,3 M€, en hausse de 3 % par rapport à celui déclaré au titre de 2017 (348,8 M€).

La CRE retient les recettes de distribution déclarées par EDF. Pour 2018, 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 **359,7 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 répartition¹⁹ 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. Pour le calcul des recettes de gestion de la clientèle, le montant moyen de la rémunération du fournisseur au titre de la gestion des clients en contrat unique est retranché de la composante annuelle de gestion. La composante retenue se présente comme suit :

	Du 1 ^{er} janvier 2018 au 1 ^{er} août 2018 (hors terme Rf ²⁰)	A partir du 1 ^{er} août 2018 (hors terme Rf ²⁰)
BT ≤ 36 kVA	7,4 €/client/an	7,4 €/client/an
BT > 36 kVA	100,0 €/client/an	99,8 €/client/an
HTA	200,0 €/client/an	199,6 €/client/an

Compte tenu de la règle de répartition des coûts de gestion de la clientèle applicable entre fourniture et acheminement, les recettes de gestion de la clientèle perçues par EDF dans les ZNI en 2018 s'élèvent à **40,7 M€**.

L'utilisation de cette règle de répartition est aujourd'hui remise en question par les faits que (i) EDF SEI est désormais en mesure d'identifier précisément les coûts de gestion clientèle qu'il supporte et que (ii) les principes relatifs au commissionnement établis en 2018 peuvent modifier la répartition entre fourniture et acheminement. La méthode de calcul des recettes de gestion de la clientèle doit donc être réexaminée. A cette fin, la CRE demande à EDF de lui transmettre au plus tard pour le 30 septembre 2019 une note d'analyse relative au traitement des coûts de gestion clientèle dans l'évaluation des charges de service public de l'énergie (risques identifiés, analyse juridique du cadre législatif et réglementaire sur le périmètre des charges de SPE, propositions de traitement) et relative aux

¹⁸ 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.

¹⁹ Répartition des coûts de gestion de la clientèle « fournisseur 80 % / gestionnaire de réseaux 20 % ».

²⁰ Rf est le montant moyen de la rémunération du fournisseur au titre de la gestion des clients en contrat unique pour le domaine de tension considéré. Voir le paragraphe 3.2.1 de la délibération de la CRE du 28 juin 2018 portant décision sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans les domaines de tension HTA et BT.

conséquences du commissionnement (difficultés identifiées, propositions de traitement). Les conclusions de ces travaux pourront éventuellement conduire à une réévaluation des recettes de gestion de la clientèle au titre de 2018.

Recettes de production retenues

Les recettes de production dans les ZNI s'élèvent en 2018 à **232,5 M€**. Elles sont calculées comme indiqué dans le Tableau 3.

Tableau 3 : Recettes de production constatées pour EDF dans les ZNI en 2018

M€	Corse	Guadeloupe	Martinique	Guyane	Réunion	SPM	Iles bretonnes	2018
Chiffre d'affaires issu de la fourniture d'électricité ⁽¹⁾	207,6	188,1	151,3	80,9	293,1	5,1	0,9	926,9
Recettes réseau	88,1	73,5	57,3	28,5	109,9	1,9	0,4	359,7
Recettes gestion de la clientèle	9,8	8,1	6,8	2,5	13,2	0,1	0,1	40,7
Recettes brutes de production⁽²⁾	109,8	106,5	87,1	49,8	169,9	3,0	0,4	526,6
Part des recettes à considérer ⁽³⁾	45,7	12,6	28,7	42,5	35,2	3,0	0,4	168,2
Recettes de production totales⁽⁴⁾	60,5	29,1	37,8	50,5	50,9	3,3	0,5	232,5
Part production du tarif de vente ⁽⁵⁾ (€/MWh)	55,08	63,58	63,90	62,56	63,41	63,75	45,66	---

⁽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).

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 720,8 M€ et 232,5 M€, le montant définitif des surcoûts de production constatés dans les ZNI pour EDF au titre de l'année 2018 s'élève à **488,3 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 2018

M€	Corse	Guadeloupe	Martinique	Guyane	Réunion	SPM	Iles bretonnes	2018	Rappel 2017 ⁽¹⁾	Evolution	
										en M€	en %
Coût de production	164,4	138,2	137,3	182,4	67,3	27,1	4,1	720,8	726,1	-5,3	-1%
Recettes de production	60,5	29,1	37,8	50,5	50,9	3,3	0,5	232,5	222,0	10,6	5%
Surcoûts (M€)	103,9	109,1	99,5	131,8	16,4	23,9	3,6	488,3	504,1	-15,8	-3%

⁽¹⁾ Coûts et recettes tenant compte des rectifications effectuées sur l'exercice 2017 - cf. annexe 4 relative aux reliquats

1.1.2 Surcoûts de production supportés par EDM au titre de 2018

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 2018, à 109,8 M€. La décomposition par grands postes de coûts est présentée dans le Tableau 5.

Tableau 5 : Coûts de production déclarés par EDM en 2018

M€	Nature de coûts déclarés	2018	Rappel 2017 ⁽¹⁾	Evolution 2017-2018	
				en M€	en %
Coûts variables	Achats de combustibles hors taxes	61,6	60,8	0,8	1%
	Personnel, charges externes et autres achats	24,0	20,2	3,8	19%
	Impôts et taxes	0,8	0,7	0,0	2%
	Coûts de commercialisation	2,4	3,2	-0,8	-25%
	Coûts d'acquisition des quotas de gaz à effet de serre	3,5	1,3	2,2	177%
Coûts fixes	Rémunération des capitaux	12,3	13,0	-0,8	-6%
	Amortissements	4,7	6,2	-1,6	-25%
	Frais de structure, de siège et prestations externes	0,6	0,5	0,1	21%
Coût total		109,8	106,0	3,8	3,6%

⁽¹⁾ Coûts tenant compte des rectifications effectuées sur l'exercice 2017 - cf. annexe 4 relative aux reliquats

Les coûts de production déclarés par EDM sont en hausse par rapport à ceux de 2017 (+ 3,6 %). Cette situation s'explique par les facteurs suivants :

- La hausse des charges résultant de l'acquisition des quotas d'émission de gaz à effet de serre (+ 177 %) en raison de l'augmentation du prix de référence des quotas qui s'établit à environ 16,8 €/tonne CO₂ en 2018 (contre 6,1 €/tonne CO₂ en 2017).
- L'augmentation des charges de personnel, charges externes et autres achats (+19 %) résultant principalement d'un nombre important de maintenances majeures sur les centrales d'EDM et des mouvements sociaux qui ont eu lieu début 2018. Ces derniers ont en effet paralysé l'île et engendré des dépenses supplémentaires pour EDM (acheminement des personnes par voie maritime pour assurer un effectif minimum dans les centrales et éviter les barrages routiers, retards sur les maintenances dus à la non accessibilité des sites).

Ces hausses sont en partie compensées par une baisse (i) des coûts de commercialisation (- 25 %) liée à un ralentissement dans la mise en œuvre des actions de maîtrise de la demande d'électricité effectuées à Mayotte, dans l'attente de la publication du cadre territorial de compensation (délibération de la CRE du 17 janvier 2019) et (ii) des amortissements (en lien avec le versement d'indemnité d'assurance pour un sinistre sur l'un des moteurs).

A noter qu'à la suite des demandes de la CRE, EDM a obtenu pour la première fois en 2018 et début 2019 des CEE correspondant aux actions de MDE mises en œuvre en 2017 et 2018. Dans le cadre de la réflexion de la CRE sur le traitement des CEE dans les ZNI, aucune valorisation de ces CEE n'a pas été prise en compte dans le constaté 2018. La valorisation des CEE sera toutefois prise en compte, selon des modalités qui restent à définir, dans les prochains exercices afin de réduire la compensation versée au titre des charges de service public. Pour rappel, EDM n'est pas un acteur obligé du fait de la faible taille de son portefeuille de clients.

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 2018. 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 2018, le taux de disponibilité moyen des installations de production d'EDM s'est élevé à 86,3 %, en nette baisse par rapport à 2017 (89,1 %). Cette baisse du taux de disponibilité s'explique d'une part par un nombre important de visites majeures sur les moteurs, accentué par des retards en début d'année liés au mouvement sociaux rendant inaccessibles les centrales et par des problèmes sur un des moteurs de la centrale des Badamiers d'autre part (à la suite d'une maintenance effectuée par un prestataire).

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 2018 s'élèvent à **109,8 M€**.

1.1.2.2 Recettes de production

Chiffre d'affaires

Le chiffre d'affaires déclaré par EDM en 2018 s'élève à 33,1 M€. Ce montant doit être majoré de la perte de recettes due, à la tarification spéciale « produit de première nécessité », compensée par ailleurs (cf. section A.7.1). Toutefois, en 2018, la tarification spéciale « produit de première nécessité » a été remplacée par le chèque énergie et EDM n'a déclaré aucune perte de recettes due aux réductions sur les services liés à la fourniture d'électricité aux clients bénéficiant de ce dispositif.

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 2018 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 2018, ce supplément est évalué à 0,2 M€.

Au final, le chiffre d'affaires 2018 à retenir au titre des recettes d'EDM issues des tarifs réglementés de vente est donc de **33,3 M€** (33,1 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. Depuis

lors, les surcoûts de réseau par rapport aux recettes tarifaires d'acheminement d'EDM – déterminées par application du TURPE – font 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 2018 à **13,4 M€**, contre **12,7 M€** en 2017.

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 2018, ces recettes sont évaluées à **1,4 M€** contre **1,5 M€** pour 2017.

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 2018 et s'élèvent à **19,3 M€**, contre **19,0 M€** pour 2017 (cf. Tableau 6). Cette évolution provient principalement d'une augmentation du chiffre d'affaires en lien avec la hausse de la consommation (+1,2 % par rapport à l'année 2017) et des tarifs réglementés de vente.

Tableau 6 : Recettes de production constatées pour EDM au titre de 2018

en M€	2018
(+) Chiffre d'affaires issu de la fourniture d'électricité	33,1
(+) Chiffre d'affaires théorique lié aux agents EDM	0,2
Chiffre d'affaires total à considérer	33,3
(-) Recettes de distribution	13,4
(-) Recettes de gestion clientèle	1,4
(+) Recettes de vente pertes et services systèmes	1,8
Recettes brutes de production	20,3
Recettes de production totales ⁽¹⁾	19,3
Part production du tarif de vente (€/MWh)	59,64

⁽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 109,8 M€ et 19,3 M€, le montant définitif des surcoûts de production d'EDM au titre de l'année 2018 s'élève à **90,5 M€** (109,8 M€ - 19,3 M€), contre 87 M€ en 2017, soit une augmentation de 4,1 %. 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 2018

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 ;

- à partir du 1er janvier 2018 pour les 200 premiers kilowattheures consommés par mois par abonné ;
- à partir du 1er juillet 2018 pour les 250 premiers kilowattheures consommés par mois par abonné.

Au-delà des volumes précités qui délimitent le périmètre péréqué pour l'année 2018, 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 EEWf se limite aux kWh péréqués, qui représentent en moyenne 36,4 % du volume d'électricité vendu en 2018 (en 2017, ils représentaient en moyenne 24,6 % 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 EEWf 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 2018, à **3,85 M€**, dont 44 % au titre des combustibles (1,69 M€). La décomposition par grands postes de coût est présentée dans le Tableau 7.

Tableau 7 : Coûts constatés pour 2018 au périmètre péréqué

M€	Nature de coûts déclarés	2018	Part dans le total (en %)	Rappel 2017 ⁽¹⁾
Coûts variables	Achats de combustibles hors taxes	1,69	43,7%	1,05
	Personnel, charges externes et autres achats	1,25	32,4%	0,85
	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	0,10	2,6%	0,08
	Amortissements	0,36	9,5%	0,22
	Fonctions support	0,45	11,6%	0,29
Coût total hors achat d'énergie		3,85	99,8%	2,49
Coût achat d'énergie		0,009	0,2%	0,007
Coût total		3,85	100%	2,50

⁽¹⁾ Coûts tenant compte des rectifications effectuées sur l'exercice 2017 - cf. annexe 4 relative aux reliquats

Évolution par rapport aux coûts constatés au titre de 2017

Le principal facteur d'augmentation des différents postes de coûts par rapport à l'année 2017 est l'élargissement de l'assiette de kWh péréqués au cours de l'année 2018 (qui passe de 24,6 % en 2017 à 36,4 % en moyenne sur l'année 2018).

1.1.3.2 Recettes

Les recettes constatées correspondant au périmètre péréqué s'élèvent à **0,96 M€** au titre de l'année 2018 (contre 0,64 M€ en 2017).

1.1.3.3 Surcoûts de production

Les coûts et les recettes prévisionnels retenus par la CRE s'élevant respectivement à 3,85 M€ et 0,96 M€, le montant des surcoûts de production et d'achat d'énergie prévisionnels au titre de l'année 2018 s'élève à **2,89 M€** pour EEWf (contre 1,85 M€ en 2017). Ce surcoût relève du programme budgétaire « service public de l'énergie ».

1.2 Coûts liés aux études mentionnées dans les PPE

Pour ce qui concerne les coûts liés aux projets d'études, seule EDF PEI a exposé à la compensation les coûts d'une deuxième étude relative à la chaîne d'approvisionnement gazière en Corse. La Programmation Pluriannuelle de l'Énergie pour la Corse adoptée en fin 2015²¹ 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 **0,05 M€**. L'intégralité de ce coût est retenue. Il est affecté au programme budgétaire « service public de l'énergie ».

²¹ Décret n° 2015-1697 du 18 décembre 2015 relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie de Corse.

1.3 Coûts liés aux projets de stockage

Aucun opérateur n'a déclaré de charges relatives à des projets de stockage pour l'année 2018.

1.4 Coûts liés aux actions de MDE

La délibération de la CRE du 2 février 2017²² a défini les modalités de compensation des « petites » actions de MDE qui regroupent la distribution et l'installation d'équipements énergétiquement performants chez les particuliers, dans les entreprises et pour les collectivités. Dans chaque territoire, un comité territorial consacré à la MDE a été mis en place, réunissant notamment les collectivités, l'ADEME, l'opérateur historique et les services de l'État (DEAL – direction de l'environnement, de l'aménagement et du logement). Ces comités ont élaboré des plans stratégiques de déploiement des actions, appelés cadres territoriaux de compensation, permettant d'apporter à la CRE des éléments d'analyse sur les orientations politiques de chaque territoire, les surcoûts de production évités par chacune des actions envisagées et le niveau de subvention optimal. L'instruction de ces cadres de compensation par la CRE s'est effectué au deuxième semestre 2018 et a abouti à leur adoption par la délibération du 17 janvier 2019²³.

Dans l'attente de la mise en œuvre effective de ces cadres de compensation, et à l'instar du traitement adopté les années précédentes, les coûts de déploiement 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.

2. SURCOÛTS LIÉS AUX CONTRATS D'ACHAT

Contrats d'achat éligibles à la compensation

Les surcoûts d'achat supportés en 2018, en métropole continentale et dans les ZNI, sont dus aux contrats d'achat suivants :

- les contrats relevant de l'obligation d'achat (article L. 314-1 du code de l'énergie) ;
- les contrats d'achat conclus à l'issue d'appels d'offres (1° de l'article L. 311-12 du code précité) ;
- les contrats conclus ou négociés avant le 11 février 2000 (article L. 121-27 du code précité) ;
- les contrats conclus dans les ZNI avec des producteurs indépendants en dehors du cadre des articles L. 314-1, L. 311-12 et L. 121-27 du code précité (2° du I de l'article R. 121-28 du code précité), dits contrats de gré-à-gré ;
- les contrats de type « appel modulable » concernant des installations dites « dispatchables ».

Coût évité 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

²² 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

²³ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 17 janvier 2019 portant décision relative aux cadres territoriaux de compensation pour les petites actions de MDE en Corse, Guadeloupe, Guyane, Martinique, à Mayotte et à la Réunion

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 2018

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 2018 sont présentés dans le Tableau 8.

Au titre de 2018, **55,0 TWh** ont été déclarés par EDF pour un coût d'achat de **7 428,4 M€**.

Tableau 8 : Quantités d'électricité et coûts d'achat déclarés par EDF pour 2018

	Cogénération (combustible fossile)	Cogénération (combustible fossile) dispatchable	Diesel dispatchable	Hydraulique	Eolien	Incinération	Biogaz	Biomasse	Photovoltaïque	Autres (*)	TOTAL
Janvier (GWh)	366,5	1 032,3	0,0	654,9	3 774,2	179,5	172,0	199,2	472,3	6,3	6 857,2
Février (GWh)	338,7	945,8	0,5	627,2	2 601,2	160,6	161,2	242,6	520,7	5,6	5 604,1
Mars (GWh)	368,4	933,2	0,5	721,4	2 906,3	177,7	181,2	227,7	661,2	6,1	6 183,8
Avril (GWh)	0,0	5,8	0,0	762,4	2 029,3	126,5	176,0	289,2	745,7	6,3	4 141,3
Mai (GWh)	0,0	2,9	0,0	773,4	1 490,1	159,3	175,1	244,1	840,9	4,5	3 690,3
Juin (GWh)	0,0	0,0	0,0	734,0	1 261,4	147,7	172,9	191,9	977,5	5,1	3 490,6
Juillet (GWh)	0,0	0,0	0,0	456,5	1 002,5	182,6	179,2	224,9	1 124,8	4,3	3 174,9
Août (GWh)	0,0	0,8	0,0	280,0	1 282,7	170,2	178,9	229,6	1 054,8	5,3	3 202,5
Septembre (GWh)	0,0	0,6	0,0	183,7	1 480,3	139,4	178,3	265,9	1 023,2	5,1	3 276,5
Octobre (GWh)	0,0	12,4	0,0	190,7	2 290,6	122,5	189,5	215,8	775,0	6,4	3 802,9
Novembre (GWh)	369,3	869,7	0,0	298,2	2 571,2	162,3	178,5	206,7	609,0	4,8	5 269,7
Décembre (GWh)	438,2	986,4	0,0	501,9	3 307,4	157,9	190,7	220,3	534,8	4,8	6 342,4
Quantités (GWh)	1 881,3	4 789,9		6 184,3	25 997,2	1 886,2	2 133,4	2 757,9	9 340,1	64,7194	55 036,2
Quantités déclarées en 2017** (GWh)	1 938,7	4 192,4	0,3	4 520,0	22 780,7	2 052,6	1 918,2	2 360,5	8 503,0	30,1	48 296,4
Quantités déclarées en 2016** (GWh)	1 656,4	3 992,0	0,7	5 356,1	19 944,3	2 027,0	1 760,1	2 325,8	7 546,4	157,8	44 766,6
Coût d'achat (M€)	276,3	771,9	1,6	470,7	2 302,7	108,7	327,7	380,7	2 783,7	4,6	7 428,4
Coût d'achat déclaré en 2017** (M€)	259,6	618,7	2,3	352,9	2 008,0	115,9	282,2	326,5	2 748,6	2,2	6 716,8
Coût d'achat déclaré en 2016** (M€)	192,7	511,7	5,1	400,1	1 761,9	115,6	245,0	321,2	2 576,7	15,0	6 145,0

* 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 2015 et 2016 tiennent compte des reliquats retenus dans l'annexe 4

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

Pour affiner son appréciation sur le droit à compensation des contrats déclarés, la CRE a vérifié, comme les années précédentes, la cohérence des données physiques (puissance contractuelle et productibles mensuels déclarés) et des prix d'achat pratiqués (prime fixe, rémunération proportionnelle et rémunération complémentaire en application des arrêtés tarifaires en vigueur et des conditions prévues par les cahiers des charges des appels d'offres) sur l'ensemble des contrats déclarés.

La CRE ne prend pas en compte le coût d'achat exposé si le contrat d'achat correspondant n'est pas signé, ou si une incertitude demeure sur la conformité de ce coût avec le contrat signé. Le nombre de contrats traités est en très forte croissance (de 4 500 en 2007 à 157 000 en 2011, 234 000 en 2012, 300 000 en 2014, 325 000 en 2015 et 340 000 en 2016, 357 000 en 2017 et 374 000 en 2018). 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 643 contrats. 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 2018 sont détaillés dans le Tableau 9.

Tableau 9 : Quantités d'électricité et coûts d'achat retenus par la CRE pour 2018

	Cogénération (combustible fossile)	Cogénération (combustible fossile) dispatchable	Diesel dispatchable	Hydraulique	Eolien	Incinération	Biogaz	Biomasse	Photovoltaïque	Autres*	TOTAL
Janvier (GWh)	366,5	1 032,3	0,0	654,9	3 774,2	179,5	172,0	199,2	472,3	6,3	6 857,2
Février (GWh)	338,7	945,8	0,5	627,2	2 601,2	160,6	161,2	242,6	520,7	5,6	5 604,1
Mars (GWh)	368,4	933,2	0,5	721,4	2 906,3	177,7	181,2	227,7	661,2	6,1	6 183,8
Avril (GWh)	0,0	5,8	0,0	762,4	2 029,3	126,5	176,0	289,2	745,7	6,3	4 141,3
Mai (GWh)	0,0	2,9	0,0	773,4	1 490,1	159,3	175,1	244,1	840,9	4,5	3 690,3
Juin (GWh)	0,0	0,0	0,0	734,0	1 261,4	147,7	172,9	191,9	977,5	5,1	3 490,6
Juillet (GWh)	0,0	0,0	0,0	456,5	1 002,5	182,6	179,2	224,9	1 124,8	4,3	3 174,9
Août (GWh)	0,0	0,8	0,0	280,0	1 282,7	170,2	178,9	229,6	1 054,8	5,3	3 202,5
Septembre (GWh)	0,0	0,6	0,0	183,7	1 480,3	139,4	178,3	265,9	1 023,2	5,1	3 276,5
Octobre (GWh)	0,0	12,4	0,0	190,7	2 290,6	122,5	189,5	215,8	775,0	6,4	3 802,9
Novembre (GWh)	369,3	869,7	0,0	298,2	2 571,2	162,3	178,5	206,7	609,0	4,8	5 269,7
Décembre (GWh)	438,2	986,4	0,0	495,0	3 307,4	157,9	190,7	220,3	534,1	4,8	6 334,9
Quantités (GWh)	1 881,3	4 789,9	1,2	6 177,5	25 997,2	1 886,2	2 133,4	2 757,9	9 339,4	64,7	55 028,6
Quantités retenues en 2017** (GWh)	1 938,7	4 192,4	0,3	4 520,0	22 780,7	2 052,6	1 918,2	2 360,5	8 503,0	30,1	48 296,4
Quantités retenues en 2016** (GWh)	1 656,4	3 992,0	0,7	5 356,1	19 944,3	2 027,0	1 760,1	2 325,8	7 546,4	157,8	44 766,6
Coût d'achat (M€)	276,3	771,9	1,6	470,1	2 302,7	108,7	327,7	380,7	2 783,6	4,6	7 427,8
Coût d'achat retenu en 2017** (M€)	259,6	618,7	2,3	352,9	2 008,0	115,9	282,2	326,5	2 748,6	2,2	6 716,8
Coût d'achat retenu en 2016** (M€)	192,7	511,7	5,1	400,1	1 761,9	115,6	245,0	321,2	2 576,7	15,0	6 145,0
Coût d'achat unitaire (€/MWh)	146,8	161,1	1 310,1	76,1	88,6	57,6	153,6	138,0	298,1	70,8	135,0
Coût d'achat retenu en 2017** (M€)	133,9	147,6	7 191,2	78,1	88,1	56,5	147,1	138,3	323,3	71,5	139,1
Coût d'achat retenu en 2016** (M€)	116,4	128,2	7 535,1	74,7	88,3	57,0	139,2	138,1	341,4	94,7	137,3

* 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 2016 et 2017 tiennent compte des reliquats retenus dans l'annexe 4

Le volume d'énergie acheté sous obligation d'achat augmente de 13,9 % en 2018 par rapport à 2017, et atteint 55,0 TWh. Cette hausse est liée à la croissance en volume de la production éolienne (+3,2 TWh), hydraulique (+1,7 TWh), photovoltaïque (+0,8 TWh), issue des installations de cogénération (+0,6 TWh) et biomasse (+0,4 TWh). La plupart des filières connaissent une hausse de la puissance installée, la hausse importante de la production de la filière hydraulique s'explique notamment par une hydraulicité particulièrement faible en 2017. Le coût d'achat unitaire moyen baisse de 2,9 % pour s'établir à 135,0 €/MWh principalement sous l'effet d'une indexation faible et de la mise en service d'installations photovoltaïques dont le tarif est plus bas que le niveau historique – la baisse du coût d'achat unitaire pour la filière photovoltaïque atteint 7,8 %. Le coût d'achat total s'élève à **7 427,8 M€** pour 2018, soit 711 M€ de plus qu'en 2017.

Les filières prépondérantes en volume de production sont l'éolien (47 % des volumes achetés), le photovoltaïque (17 %), la cogénération (12 %), et l'hydraulique (11 %).

Les coûts d'achat de l'électricité d'origine photovoltaïque sont en hausse de 1,3 %, pour atteindre 2 784 M€. Les volumes produits augmentent de 10 % pour atteindre 9 339 GWh. Le coût d'achat unitaire s'est établi à 298 €/MWh en 2018, soit une baisse de 7,8 % par rapport à 2017, 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 38 % du coût d'achat total.

Les volumes produits par la filière éolienne augmentent de 14 %, soit une hausse de 3 217 GWh, en raison de la croissance du parc en termes de puissance installée. Les coûts d'achat augmentent de 14,7 %, et s'établissent à 2 303 M€, le coût d'achat unitaire a augmenté de 0,5 % et atteint 88,6 €/MWh.

Les quantités achetées auprès des installations de cogénération augmentent de 9 %, pour atteindre 6 671 GWh. Le coût d'achat unitaire augmente de 9,4 %, notamment sous l'effet de l'augmentation des composantes de base sous-jacents à leur tarif d'achat : le prix du gaz, le prix du carbone et la TICGN, pour atteindre 157 €/MWh.

La production hydroélectrique sous obligation d'achat augmente de 37 % en 2018 soit + 1658 GWh, sous l'effet d'une meilleure hydraulicité par rapport à l'année 2017. Le coût d'achat augmente quant à lui de 33 % et s'établit à 470 M€, le coût unitaire moyen diminuant de 2,5 % (76,1 €/MWh en 2018).

Le volume acheté pour la filière biomasse a augmenté de 16,8 % en particulier sous l'effet de la mise en service de l'installation de Gardanne (150 MW) 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 11 %, le coût d'achat unitaire a quant à lui augmenté de 4,4 % en raison de la mise en service d'installation sous le régime de l'arrêté tarifaire de 2016, dont le tarif d'achat est notablement plus élevé que celui des arrêtés précédents (le tarif d'achat moyen pour l'arrêté de 2017 est de 214 €/MWh alors qu'il s'élève à 168 €/MWh pour le précédent arrêté de 2011).

Les volumes achetés à la filière incinération diminuent de 8 % pour atteindre 1 886 GWh sous l'effet de l'arrivée à échéance des premiers contrats signés alors même qu'aucune installation nouvelle n'est mise en service. Les coûts d'achat s'élèvent à 109 M€ pour l'année 2018.

Le parc des installations dispatchables diminue en 2018, avec 4 MW de puissance garantie à la fin de l'année contre 22 MW en début d'année. Les volumes produits s'élèvent à 1,2 GWh et augmentent de 0,9 GWh par rapport à 2017.

2.1.1.3 Coûts et recettes autres

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 2018 et dont les résultats sont stabilisés à la date de déclaration des charges représentent 167,1 k€.

Recettes liées à la résiliation de contrats

Une installation a résilié son contrat d'achat avant l'échéance de celui-ci et a, par conséquent, versé à EDF OA des indemnités de résiliation. Le montant de ces indemnités au titre de l'année 2018 vient en déduction des charges de service public d'EDF. Il représente 347,2 k€.

Cautions pour les projets d'installations S17

L'article 4 de l'arrêté du 9 mai 2017 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations implantées sur bâtiment utilisant l'énergie solaire photovoltaïque, d'une puissance crête installée inférieure ou égale à 100 kilowatts telles que visées au 3° de l'article D. 314-15 du code de l'énergie et situées en métropole continentale prévoit que « pour être considérée comme complète, [la demande de contrat d'achat] doit comporter [...] 5° Pour les installations de puissance crête strictement supérieure à 9 kWc et inférieure ou égale à 36 kWc, un montant de 360 € adressé à l'acheteur obligé. Pour les installations de puissance crête strictement supérieure à 36 kWc et inférieure ou égale à 100 kWc, un montant de 1000 € adressé à l'acheteur obligé. L'intégralité de ce montant sera restituée au producteur lors du premier paiement de la part de l'acheteur obligé. L'intégralité du montant sera également restituée à un producteur en faisant la demande si le projet est abandonné alors que la proposition de raccordement excède 0.4 €/Wc. Les sommes ainsi perçues viendront minorer les charges de services publics compensées à l'acheteur obligé.

Cette disposition ne s'applique qu'aux demandes de raccordement déposées à partir du 1^{er} janvier 2018. Une solution de paiement dématérialisée sera mise en place par l'acheteur obligé et intégrée au service de dépôt des demandes de raccordement du gestionnaire de réseau afin d'être opérationnelle au 1^{er} janvier 2018. »

EDF OA a perçu, en 2018, 4 630 cautions et en a remboursé 2. Le montant venant en déduction des charges de service public d'EDF au titre de 2018 s'élève à 3,9 M€.

Le montant des coût et recettes autres vient diminuer les charges de service public d'EDF OA au titre de 2018 d'un montant de **4,1 M€** (+0,2 - 0,3 - 3,9).

2.1.2 Coût évité 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 Coût évité lié à l'énergie produite : cas général

La méthodologie d'évaluation du coût évité par EDF en métropole est détaillée dans les délibérations de la CRE du 25 juin 2009²⁴, du 16 décembre 2014²⁵, du 25 mai 2016²⁶, du 14 décembre 2016²⁷, du 22 juin 2017²⁸ et du 16 mai 2019²⁹. Dans le cas général des filières sous obligation d'achat, le coût évité à EDF distingue le coût évité par la production quasi-certaine et celui évité par la production dite aléatoire. Des méthodologies d'évaluation particulières sont prévues pour la filière photovoltaïque, les filières dispatchables et les contrats dont la rémunération est horosaisonnalisée. Le coût évité de celles-ci est présenté dans les sections A.2.1.2.2 à A.2.1.2.5.

Le coût évité par la production quasi-certaine en 2018 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

²⁴ 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.

²⁵ Délibération de la CRE du 16 décembre 2014 portant communication relative à l'évolution de la méthodologie de calcul du coût évité par l'électricité produite sous obligation d'achat en métropole continentale.

²⁶ Délibération de la CRE 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.

²⁷ Délibération de la CRE 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.

²⁸ Délibération de la CRE 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.

²⁹ Délibération de la CRE du 16 mai 2019 portant communication relative à la méthodologie de calcul du coût évité par l'électricité produite sous obligation d'achat

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.

Fixation du coefficient η consécutive à l'incident informatique des 1^{er}, 2 et 3 janvier 2018

EDF OA a connu un incident informatique ayant conduit à la survente d'électricité sur le marché spot entre le 1^{er} et le 3 janvier 2018. Cette survente a conduit EDF OA à être pénalisé au titre du règlement des écarts les 1^{er} et 2 janvier 2018 et à connaître une perte liée au rachat sur le marché infra-journalier du volume d'énergie survenu au titre du 3 janvier 2018. Cet événement a représenté un impact financier pour EDF de l'ordre de 2,8 M€.

La création du périmètre d'équilibre dédié à l'obligation d'achat par la délibération du 16 décembre 2014 a pour objet de transférer le coût de l'imprévisibilité des installations sous obligation d'achat de l'entreprise EDF vers les charges de service public de l'énergie. Ce changement d'organisation devant s'accompagner d'un contrôle du caractère efficace de la gestion du périmètre d'équilibre ainsi créé, la CRE a introduit par la même délibération un coefficient η permettant de moduler le prix court terme sous-jacent au calcul du coût évité de la part aléatoire.

La CRE considère que les conséquences des événements des 1^{er}, 2 et 3 janvier 2018 doivent être supportées par l'opérateur. Par conséquent, le facteur correctif η a été fixé à 0,65357 pour chaque pas demi-horaire des trois journées en question.

La CRE note qu'il s'agit de la première situation de cette nature constatée depuis la mise en œuvre effective du périmètre dédié à l'obligation d'achat géré par EDF OA le 1^{er} juillet 2015, la gestion du périmètre dédié étant par ailleurs satisfaisante.

La CRE analysera avec attention la qualité de gestion de l'ensemble des gestionnaires de contrats d'obligation d'achat gérant un périmètre d'équilibre dédié à cette production. La compensation au titre des charges de service public de l'énergie ne sera pas limitée si le gestionnaire du périmètre d'équilibre a eu un comportement d'un responsable d'équilibre efficace.

À titre d'illustration, elle pourra être réduite en cas de surcoût consécutif à une négligence manifeste, à une erreur grave ou à une faute intentionnelle imputable au gestionnaire ou à un tiers mandaté par lui. Le quantum laissé à la charge de l'opérateur au titre des charges de service public de l'énergie sera déterminé dans la limite de ce surcoût en prenant en considération que certains opérateurs exercent cette activité dans le cadre de l'obligation qui leur est imposée par la loi.

Coût évité par la production quasi-certaine

La puissance quasi-certaine retenue pour l'année 2018 est indiquée dans le Tableau 10.

Tableau 10 : Puissance quasi-certaine retenue pour 2018

	Puissance quasi-certaine (MW)
Ruban de base	1 300
Surplus de production Q1 ³⁰	1 600
Surplus de production M11 ³¹	2 300
Surplus de production M12 ³²	2 300

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 2016/2017 et aux résultats des ventes organisées par EDF OA au cours du deuxième semestre 2017 et pour les produits « M11 » et « M12 » aux résultats des ventes organisées par EDF OA

³⁰ Premier trimestre

³¹ Novembre

³² Décembre

au cours du deuxième semestre 2018. Ce changement méthodologique a été apporté par la délibération du 22 juin 2017 susmentionnée et est devenu effectif le 1^{er} juillet 2017.

Tableau 11 : Prix retenus pour la valorisation de la puissance quasi-certaine pour 2018, en €/MWh

Ruban	Q1	M11	M12
34,84	48,27	75,72	69,39

Ainsi, le coût évité par la production quasi-certaine, correspondant à 18,2 TWh, est de **807,6 M€**.

Coût évité par la production aléatoire relevant du cas général

Dans le cas général, le coût évité est calculé par référence à la moyenne mensuelle de la référence de prix court terme. 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 par la production aléatoire relevant du cas général (hors contrats photovoltaïques, contrats à différenciation horosaisonnaire, contrats « appel modulable » et cogénérations « dispatchables ») s'élève à **941,4 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 2018 (hors contrats photovoltaïques, contrats horosaisonnalisés, contrats « appel modulable » et cogénérations « dispatchables »)

Mois	Prix mensuel (€/MWh)	Quantité hors éolien (GWh)	Prix pondéré éolien (€/MWh)	Quantité éolien (GWh)	Coût évité (M€)
Janvier	34,67	617	29,19	2 330	89,4
Février	48,34	662	50,92	1 297	98,1
Mars	47,39	725	48,19	1 464	104,9
Avril	33,03	799	30,13	1 433	69,5
Mai	33,84	802	30,65	874	53,9
Juin	41,57	714	39,31	665	55,8
Juillet	50,67	606	45,98	386	48,5
Août	57,41	468	54,45	666	63,1
Septembre	61,12	397	58,46	884	75,9
Octobre	64,15	325	61,71	1 673	124,1
Novembre	65,99	327	53,07	794	63,7
Décembre	53,84	550	44,76	1 448	94,4
Total 2018	46,5	6 992	44	13 911	941,4

Le coût évité obtenu pour EDF s'élève pour l'année 2018 à **1 749 M€** (hors coût évité de la capacité, et hors contrats photovoltaïques, contrats à différenciation horosaisonnaire, contrats « appel modulable » et cogénérations fonctionnant en mode « dispatchable »), alors qu'il était de 1 401 M€ en 2017. Cette hausse s'explique par l'augmentation des volumes produits sous obligation d'achat, appuyée par la hausse constatée sur les prix de marché au cours de l'année 2018 servant à la valorisation de ces volumes produits.

2.1.2.2 Coût évité lié à l'énergie produite : 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 ajusté à la météorologie (profil utilisé par les gestionnaires de réseaux).

Le calcul du coût évité par la production photovoltaïque distingue les contrats d'achat selon leur rythme de facturation (mensuel, semestriel ou annuel). 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 2018 s'élève ainsi à **458,1 M€**. Ce montant est détaillé dans le Tableau 13.

Tableau 13 : Prix de référence et coût évité à EDF par les contrats d'achat photovoltaïques en 2018

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	40,19	168	43,91	182	38,69	123	19,5
Février	51,77	278	49,76	127	38,59	116	25,2
Mars	48,30	412	52,60	119	39,67	130	31,3
Avril	32,95	528	46,94	112	39,70	105	26,9
Mai	33,86	588	41,12	151	39,80	103	30,2
Juin	43,18	680	40,37	198	41,18	100	41,5
Juillet	51,96	760	43,09	251	43,40	113	55,2
Août	58,68	707	45,30	254	46,69	93	57,4
Septembre	62,51	625	47,58	282	49,06	116	58,2
Octobre	65,53	397	51,59	261	50,09	117	45,3
Novembre	68,93	229	56,26	269	50,23	111	36,5
Décembre	60,19	182	59,53	249	50,18	104	30,9
Total 2018	50,51	5553	48,55	2455	43,86	1331	458,1

2.1.2.3 Coût évité lié à l'énergie produite : 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 2018 est égal à **80,2 M€**.

2.1.2.4 Coût évité lié à l'énergie produite : cas particulier des installations bénéficiant d'un contrat « appel modulable »

Les installations « dispatchables », qui font l'objet de contrats type « appel modulable », représentaient en 2018 une puissance garantie de 22 MW en début d'année et 4 MW en fin d'année. 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 0,1 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 0,06 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 0,05 M€.

Le coût évité à EDF en 2018 par les installations « dispatchables » bénéficiant d'un contrat de type « appel modulable » est de **0,2 M€**.

2.1.2.5 Coût évité lié à l'énergie produite : 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 4 790 GWh, pour un montant d'achat retenu de 772 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 236,3 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 1,5 M€.

Le coût évité à EDF en 2018 par les installations de cogénération ayant fait l'objet d'un basculement ou d'une reconduction en mode « dispatchable » est de **237,8 M€**.

2.1.2.6 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 2018, 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
08/03/2018			18 500
26/04/2018	12 000,6	9 375,2	18 240,9
21/06/2018			18 500,2
13/09/2018			18 500,7
18/10/2018			16 770
13/12/2018			18 045,7

Le coût évité lié aux certificats de capacité au titre de l'année 2018 porte ainsi uniquement sur la valorisation qui aurait pu être faite, à l'occasion de ces enchères, 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
08/03/2018			481,2
26/04/2018	312	88,6	503,3
21/06/2018			559,1
13/09/2018			645,6
18/10/2018			671,7
13/12/2018			695,1

Le coût évité total retenu pour EDF au titre de l'année 2018 est de **68,8 M€** répartis de la manière suivante : 18,9 M€ pour le programme budgétaire « service public de l'énergie » et 49,9 M€ pour le CAS « transition énergétique ».

	Coût évité par les certificats de capacité (M€)
Cogénération	18,9
Hydraulique	12,6

Eolien	24,1
Incinération	3,8
Biogaz	2,9
Biomasse	3,8
Photovoltaïque	2,7
Autre	0,0
Total	68,8

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

Le coût total évité à EDF par les contrats d'achat en métropole continentale est de **2 594,1 M€** (807,6 + 941,4 + 458,1 + 80,2 + 0,2 + 237,8 + 68,8).

2.1.3 Surcoûts liés aux contrats d'achat pour EDF en 2018

Les surcoûts supportés par EDF résultant des contrats d'achat en 2018 s'élèvent à **4 829,6 M€** en métropole continentale (7 427,8 M€ de coût d'achat - 4,1 M€ de coûts et recettes autres (efficacité énergétique, résiliation de contrat et cautions pour les contrats S17) - 2 594,1 M€ de coût évité).

Ce montant se répartit de la manière suivante :

- 4 137,2 M€ au titre des charges relevant du CAS « transition énergétique » ;
- 692,5 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 2018

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

119 entreprises locales de distribution ont déclaré des charges supportées au titre des contrats d'achat en 2018. Parmi elles, quatre 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, 20 615 en 2017 et 21 802 en 2018). 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.

La déclaration des recettes relatives à la valorisation de la capacité a représenté une difficulté significative cette année encore.

Les volumes et les coûts d'achat corrigés de surplus retenus au titre de 2018 s'élèvent respectivement à 2,9 TWh et à **399,8 M€**, ce qui représente une augmentation du volume de 28 % et du coût d'achat de 18 % par rapport aux charges constatées au titre de l'année 2017.

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*. 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 application de la délibération prise par la CRE le 22 juin 2017³³, ces prix de marchés sont pondérés pour certaines filières (éolien et photovoltaïque en l'occurrence). Cela permet de refléter dans le calcul du coût évité les déformations attendues, en raison des profils de production spécifiques de ces filières, par rapport à la valorisation moyenne. Ces prix sont détaillés dans le Tableau 14.

Tableau 14 : Prix de marché mensuels et pondérés pour 2018

Mois	Prix mensuel (€/MWh)	Prix pondéré éolien (€/MWh)	Prix pondéré photovoltaïque (€/MWh)
Janvier	34,95	31,56	40,03
Février	48,70	49,75	51,28
Mars	48,26	48,72	49,44
Avril	33,60	31,44	33,16
Mai	34,42	32,68	34,33
Juin	42,32	41,18	43,61
Juillet	51,41	49,76	52,48
Août	58,40	57,13	59,45
Septembre	61,97	60,42	63,19
Octobre	65,63	63,31	66,44
Novembre	67,80	63,24	70,81
Décembre	54,90	50,92	61,14

Enfin, pour les installations bénéficiant de contrats d'achat à différenciation horosaisonnaire, le coût évité doit être calculé par poste horosaisonnier. À cette fin, le calcul est fondé sur les valeurs horaires des prix *spot*, qui sont moyennées au pas mensuel selon les différentes périodes horosaisonniers.

En 2018, 91 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 **143,3 M€** en 2018.

³³ Délibération de la CRE 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.

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.2.1.2.7 est appliquée aux entreprises locales de distribution :

<i>Volume de certificats pouvant être valorisés (MW)</i>	AL 2017	AL 2018	AL 2019
08/03/2018			43,6
26/04/2018	0,3	26,0	42,2
21/06/2018			43,3
13/09/2018			42,3
18/10/2018			41,4
13/12/2018			43,6

Le coût évité total retenu pour les entreprises locales de distribution au titre de l'année 2018 est de **4,9 M€**.

2.2.4 Surcoûts d'achat pour les entreprises locales de distribution en 2018

Les surcoûts retenus au titre de l'obligation d'achat s'élèvent ainsi, en 2018, pour 2,9 TWh de volumes d'achat, à **251,6 M€** (399,8 M€ - 143,3 M€ - 4,9 M€), en augmentation de 10 % par rapport à 2017.

Ces surcoûts portent principalement sur cinq filières :

- une production photovoltaïque de 406 GWh pour un surcoût de 130 M€ ;
- une production éolienne de 1 777 GWh pour un surcoût de 64,7 M€ ;
- une production des cogénérations de 191 GWh en 2019 pour un surcoût de 17,1 M€ ;
- une production des installations fonctionnant à partir de la biomasse de 157 GWh pour un surcoût de 16,8 M€ ;
- une production des installations fonctionnant à partir du biogaz de 123 GWh pour un surcoût de 14,2 M€.

Ce montant se répartit de la manière suivante :

- 234,6 M€ au titre des charges relevant du CAS « transition énergétique » ;
- 17,1 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 31.

2.3 Surcoûts d'achat supportés par les Organismes agréés au titre de 2018

2.3.1 Coûts d'achat déclarés par les Organismes agréés

Trois Organismes agréés (Enercoop, BHC Energy et Union des Producteurs Locaux d'Electricité) ont déclaré des charges au titre des contrats d'achat pour l'année 2018. Les volumes et les coûts d'achat déclarés s'élèvent respectivement à 41,8 GWh et à **5,8 M€**. En 2017, ces charges avaient été déclarées uniquement par Enercoop et le volume d'achat s'élevait à 0,3 GWh pour un coût d'achat de 0,1 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*, pondérés pour les filières éolien et photovoltaïque (cf. section A.2.2.2).

Au total le coût évité prévisionnel lié à l'énergie produite est évalué à **2,0 M€**.

2.3.3 Calcul des coûts évités liés aux certificats de capacité

Comme indiqué dans la délibération prise par la CRE le 22 juin 2017, la vente de garantie de capacité de l'Organisme agréé à l'Acheteur obligé « historique », prévue dans le contrat de cession d'Obligation d'achat, doit être déclarée. Ce montant s'élève à **0,06 M€** et est pris en compte dans le calcul de la compensation en tant que coût évité lié aux certificats de capacité.

Pour la valorisation des certificats de capacité restants, la méthodologie rappelée à la section A.2.1.2.7 est utilisée. Le coût évité total retenu pour les Organismes agréés au titre de l'année 2018 est de **0,1 M€**.

2.3.4 Surcoûts d'achat pour les Organismes agréés au titre de 2018

Le surcoût total dû aux contrats d'achat pour les Organismes agréés en 2017 s'élève à **3,7 M€** (5,8 - 2,0 - 0,1). 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 2018

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 2018 en ZNI sont présentés dans le Tableau 15.

Tableau 15 : Quantités d'électricité et coûts d'achat retenus pour EDF dans les ZNI pour 2018

	Corse		Guadeloupe		Martinique		Guyane		Réunion		SPM		Îles Bretonnes		Total		Rappel 2017*		Rappel 2016*			
	GWh	M€	GWh	M€	GWh	M€	GWh	M€	GWh	M€	GWh	M€	GWh	M€	GWh	M€	GWh	M€	GWh	M€		
Interconnexion	615,4	42,5	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	615,4	42,5	679,7	37,2	662,6	35,0
Bagasse-charbon	---	---	503,0	110,7	---	---	---	---	1 259,6	254,1	---	---	---	---	---	---	1 762,5	364,7	1 946,8	334,1	1 944,0	305,5
Thermique	438,4	145,0	909,9	222,4	845,2	222,5	20,8	15,0	805,2	202,5	---	---	---	---	---	---	3 019,4	807,3	3 321,6	780,1	3 299,6	853,6
Incinération	---	---	---	---	25,4	1,4	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	25,4	1,4	23,7	1,3	27,3	1,9
Hydraulique	71,2	4,9	40,5	6,5	---	---	24,1	2,6	2,0	0,2	---	---	---	---	---	137,7	14,3	100,3	9,8	107,7	10,6	
Eolien	13,2	1,3	50,4	6,1	0,8	0,1	---	---	12,8	1,5	---	---	---	---	---	77,1	9,0	88,4	9,8	105,6	10,3	
Géothermie	---	---	106,8	17,9	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	106,8	17,9	112,2	19,2	84,1	14,2	
Biomasse	---	---	---	---	64,0	18,8	10,5	3,5	---	---	---	---	---	---	---	74,5	22,3	10,3	2,8	11,7	2,7	
Biogaz	8,5	0,9	11,8	1,6	0,3	0,0	---	---	12,7	1,2	---	---	---	---	---	33,2	3,8	25,2	2,7	27,6	2,7	
Photovoltaïque	181,7	64,5	87,3	36,9	71,8	31,4	49,2	22,9	238,4	111,7	---	---	0,2	0,0	---	628,6	267,4	646,1	280,3	635,0	281,5	
Total	1 328,4	259,1	1 709,6	402,0	1 007,5	274,3	104,6	44,0	2 330,6	571,2	0,0	0,0	0,169	0,029	6 480,7	1 550,6	6 954,4	1 477,2	6 905,3	1 517,8		

* montants tenant compte des rectifications effectuées sur les exercices 2016 et 2017 - cf. annexe 4

Le coût d'achat total retenu pour EDF SEI s'élève à **1 550,6 M€** en 2018.

Ce coût est en hausse de 5,0 % par rapport à 2017, malgré une baisse du volume correspondant (- 6,8 %). Cette évolution est la résultante de plusieurs facteurs, mais s'explique essentiellement par une baisse de la consommation, associée à une hausse du prix des combustibles et du CO₂ et à une meilleure hydraulité.

- Le volume d'achat total diminue en 2018 suite à une baisse de la consommation couplée à une augmentation de la production hydraulique du fournisseur historique. La consommation totale décroît suite aux mesures de MDE prises dans les territoires, mais également en conséquence d'événements locaux comme le passage de l'ouragan Irma en Guadeloupe, ou la contraction du PIB en Guyane.
- Les coûts d'achats augmentent de 73,4 M€ par rapport à 2017. Cette hausse est majoritairement portée par trois filières : la filière bagasse-charbon (+ 30,6 M€), thermique (+ 27,2 M€) et biomasse (+ 19,6 M€).
- La filière thermique voit ses coûts augmenter de 3 % par rapport à 2017, malgré une réduction des volumes achetés (- 9 %). Cette hausse est due à une augmentation du prix du combustible (+ 18 % en moyenne pour le fioul), mais aussi des quotas CO₂ (moyenne de 17 €/tonne en 2018 contre 6 €/tonne en 2017).
- Similairement, les coûts de la filière bagasse-charbon augmentent de 9 % lorsque dans le même temps les volumes produits par les centrales diminuent (- 9 %). Comme pour la filière thermique, une augmentation du coût du combustible (+ 5 % en moyenne pour le charbon) et des quotas CO₂ explique en partie cette hausse, mais elle est également due à la prise en compte des nouveaux investissements IED dans la compensation versée à Albioma pour ces centrales.
- La filière biomasse est en fort développement par rapport à 2017 (+ 624 % en volume) suite à la mise en service de la centrale de Galion 2 en Martinique (36,5 MW). La production à base de biomasse était jusqu'à présent jusqu'à présent intégralement assurée par la centrale de Kourou en Guyane (1,7 MW).
- Les achats hydrauliques augmentent de 37 % avec une bonne hydraulité en Corse et en Guyane. Pour rappel, l'année 2017 avait été marquée par une sécheresse exceptionnelle à l'été en Corse qui avait perduré jusqu'à mi-décembre.
- Les importations corses baissent en volume en 2018 (- 9 %) suite à une production plus importante des barrages d'EDF SEI. Les coûts d'achat augmentent néanmoins (+ 14 %) suite à une hausse du prix de marché italien.
- La production de l'usine d'incinération d'ordures ménagères de Martinique est en légère hausse par rapport à 2017. Les charges liées à cette filière ont été incorporées dans les charges constatées avec un

tarif d'achat à la PPTV et seront éventuellement révisées en fonction de la future délibération de la CRE sur la compensation octroyée à cette installation.

- La production géothermique est en légère baisse (- 5 %) suite à une année 2017 très productive (+ 33 %) par rapport à 2016 suite au rachat et à l'optimisation des installations de géothermie guadeloupéennes.
- Pour la filière photovoltaïque, les volumes achetés sont en légère baisse en 2018 (- 3 %), avec une réduction de la production sur tous les territoires sauf en Corse (+ 3 %).
- Enfin, les achats éoliens diminuent de 13 % en 2018, avec des volumes achetés constants sur tous les territoires sauf en Corse (- 40 %) où 12 MW sur 18 MW ne sont plus opérationnels. La CRE a été saisie d'un projet de contrat pour le renouvellement de ces installations.

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 **359,6 M€**, comme détaillé dans le Tableau 16.

Tableau 16 : Coût évité à EDF par les contrats d'achat dans les ZNI en 2018

	Corse	Guadeloupe	Martinique	Guyane	Réunion	SPM	Iles bretonnes	2018
Quantités achetées (GWh)	1 328,4	1 709,6	1 007,5	104,6	2 330,6	0,0	0,169	6 480,7
Taux de pertes (%)	11,2%	13,1%	8,9%	12,8%	8,1%	4,9%	5,3%	
Quantités achetées et consommées (GWh) *	1 180,0	1 485,6	918,0	91,2	2 141,7	0,0	0,160	5 816,7
Part production du tarif de vente (€/MWh)	55,08	63,58	63,90	62,56	63,41	63,75	45,66	---
Coût évité par les contrats d'achat (M€)	65,0	94,5	58,7	5,7	135,8	0,00	0,0073	359,6

* 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 2018 s'élèvent à **1 191,0 M€** dans les ZNI (1 550,6 M€ de coût d'achat – 359,6 M€ de coût évité). Ce montant se répartit par compte de financement budgétaire de la manière suivante :

- 245,5 M€ au titre des charges relevant du CAS « transition énergétique » ;
- 945,5 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 17.

Tableau 17 : Surcoûts dus aux contrats d'achat d'EDF dans les ZNI en 2018

M€	Corse	Guadeloupe	Martinique	Guyane	Réunion	SPM	Iles bretonnes	2018
Coût d'achat	259,1	402,0	274,3	44,0	571,2	0,0	0,029	1 550,6
Coût évité	65,0	94,5	58,7	5,7	135,8	0,0	0,007	359,6
Surcoûts	194,1	307,6	215,6	38,3	435,4	0,0	0,022	1 191,0
dont ENR OA affectées au CAS	58,2	39,4	27,2	21,5	99,2	0,0	0,022	245,5
dont ENR hors OA affectées au budget	0,0	13,2	15,1	2,9	0,0	0,0	0,0	31,3
dont autres contrats affectés au budget	135,9	255,0	173,3	13,8	336,2	0,0	0,0	914,2

2.5 Surcoûts d'achat supportés par EDM

2.5.1 Coûts liés aux contrats d'achat à Mayotte

En 2018, EDM a supporté des charges liées à l'obligation d'achat pour la filière photovoltaïque. Les volumes d'électricité achetés par EDM sont en légère baisse, de 5,1 % par rapport à 2017 (moins ensoleillement). De nouvelles installations ont été mises en service fin 2018 mais n'ont pas donné lieu à facturation. 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 2018, à 17,5 GWh pour un montant de **8,0 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 2018.

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 18.

Tableau 18 : Coût évité à EDM par les contrats d'achat en 2018

Quantités achetées	17,5 GWh
<i>Taux de pertes</i>	<i>7,36 %</i>
Quantités achetées et consommées ⁽¹⁾	16,2 GWh
<i>Part production dans le tarif de vente</i>	<i>59,64 €/MWh</i>
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 2018 s'élèvent à **7,0 M€** (8,0 M€ - 1,0 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 2018 (cf. section A.1.1.3).

3. COMPLÉMENT DE RÉMUNÉRATION

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 rémunération³⁴ et dans un décret définissant les modalités d'application du complément de rémunération³⁵.

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 rémunération³⁶ :

³⁴ 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.

³⁵ 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.

³⁶ Cette liste est potentiellement non exhaustive, et pour certains mécanismes cités, seules une partie des installations sont concernées par le complément de rémunération.

- 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, l'appel d'offres dédié aux installations photovoltaïques et éolien dont l'intégralité des lauréats désignés ont porté des installations photovoltaïques ;
- 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 ;
- 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.

Montant des charges constatées en 2018

Les charges constatées au titre de l'année 2018 pour EDF concernent 35 installations et sont détaillées dans le Tableau 19.

Tableau 19 : Charges liées au complément de rémunération supportées par EDF au titre de 2018

	Hydraulique	Eolien	Photovoltaïque	Total
Puissance installée (MW)	2	274	1	277
Energie produite (GWh)	7,5	271,4	0,7	279,6
Charges (M€)	0,51	8,11	0,03	8,65

Les modalités de rémunération des installations sous le régime du complément de rémunération induisent la prise en compte de factures de régularisation emportant des modifications de l'énergie, du prix de marché de référence M_0 et d'un terme relatif à la valorisation des capacités par l'installation. La CRE inclut dans les charges constatées le montant des régularisations pour 2017. Il est exposé dans le Tableau 20.

Tableau 20 : Charges liées à la régularisation des contrats de complément de rémunération supportées par EDF au titre de 2018

	Hydraulique	Eolien	Photovoltaïque	Total
Régularisation énergie produite (MWh)	2986	-6	7	2988
Charges (k€)	241,5	-0,4	0,4	241,6

Les charges supportées par EDF résultant des contrats de complément de rémunération en 2018 s'élèvent à **8,9 M€** et relèvent du CAS « transition énergétique ».

4. COÛTS LIÉS À LA CONCLUSION ET À LA GESTION DES CONTRATS D'OBLIGATION D'ACHAT ET DE COMPLÉMENT DE RÉMUNÉRATION EN MÉTROPÔLE 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. 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 14 février 2019 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 2018.

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 rappelle que les *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) doivent 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 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 2018 s'élève à **47,1 M€** :

M€	EDF	ELD	Organismes agréés	Total
Rappel du montant prévisionnel mis à jour au titre de 2018	45,1	3,5	0,3	48,9
Montant retenu au titre de 2018	42,8	4,2	0,1	47,1
Variation	-2,3	+0,7	-	-1,6

Ce montant relève du CAS « transition énergétique ».

5. BILAN DES CHARGES LIÉES AUX CONTRATS D'OBLIGATION D'ACHAT ET DE COMPLÉMENT DE RÉMUNÉRATION EN MÉTROPÔLE CONTINENTALE AU TITRE DE 2018

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 3) 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 4), 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 2018 s'élèvent à **5 141,0 M€**.

Ce montant se répartit de la manière suivante :

- 4 431,4 M€ au titre des charges relevant du CAS « transition énergétique » ;
- 709,5 M€ au titre des charges relevant du programme budgétaire « service public de l'énergie ».

Les principaux éléments sont indiqués dans le Tableau 21.

Tableau 21 : Bilan des charges liées aux contrats d'obligation d'achat et de complément de rémunération en métropole continentale au titre de 2018

en M€		EDF	ELD	Organismes agréés	Total 2018	
Surcoûts d'achat	CAS	4 137,2	234,6	3,7	4 375,4	5 085,0
	Budget	692,5	17,1	0,0	709,5	
Complément de rémunération	CAS	8,9			8,9	8,9
	Budget	0,0			0,0	
Coût de gestion des contrats	CAS	42,8	4,2	0,1	47,1	47,1
	Total	4 881,3	255,8	3,8	5 141,0	
	CAS	4 188,8	238,8	3,8	4 431,4	
	Budget	692,5	17,1	0,0	709,5	

6. CHARGES LIÉES AUX CONTRATS D'EFFACEMENT

6.1 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.

6.2 Montant des charges constatées au titre de 2018

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 a déclaré des charges pour la mise en œuvre des contrats d'effacement au titre de 2018 à hauteur de 9,4 M€.

7. CHARGES LIÉES AUX DISPOSITIFS SOCIAUX

Le tarif de première nécessité

La tarification spéciale « produit de première nécessité », entrée en vigueur le 1^{er} janvier 2005 et renommée par la suite « tarif de première nécessité » (TPN), a été abrogée à partir du 1^{er} janvier 2018 au profit du dispositif d'aide « chèque énergie ». Le tarif de première nécessité a toutefois été maintenu en 2018 dans les îles de Saint-Martin et Saint-Barthélemy.

S'agissant de la gratuité de la mise en service et une réduction de 80 % sur les frais de déplacement pour impayés prévues pour les personnes physiques bénéficiaires du TPN en application de l'article R. 337-13 du code de l'énergie, leur bénéfice a été maintenu jusqu'au 30 avril 2018.

Ainsi, les opérateurs prévoient de supporter encore en 2018 des charges au titre de la fourniture au tarif de première nécessité – liées au maintien de la tarification spéciale dans les îles de Saint-Martin et Saint-Barthélemy et à la fin de facturation des clients ayant bénéficié du tarif spécial en 2017 – ainsi que des charges liées aux réductions sur les services mentionnées ci-dessus.

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 2013³⁷, 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.

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.).

Dispositif institué en faveur des personnes en situation de précarité

En application de l'article L. 121-8 du code de l'énergie, les opérateurs peuvent bénéficier d'une compensation en cas de participation aux fonds de solidarité logement.

En application des dispositions de l'arrêté du 6 avril 2018 fixant le montant et la limite de compensation des contributions des fournisseurs d'électricité aux fonds de solidarité pour le logement à partir du 1^{er} janvier 2018, la compensation des versements aux fonds de solidarité pour le logement est désormais fixée à 1 € par client résidentiel titulaire d'un contrat dont la puissance électrique souscrite est égale ou inférieure à 36 kilovoltampères, dans la limite de 90 % du montant versé.

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.* »

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 un arrêté non publié au moment de la rédaction de la présente délibération.

* * *

Au titre de l'année 2018 des charges liées aux dispositifs sociaux ont été supportées par EDF en métropole continentale et en ZNI, par 89 entreprises locales de distribution et 7 fournisseurs alternatifs³⁸ en métropole continentale.

7.1 Charges liées au « tarif de première nécessité »

7.1.1 Pertes de recettes liées au TPN

Le nombre de foyers ayant bénéficié du TPN en 2017 et perçu une fin de facturation correspondante au titre de 2018 s'élève à environ 2 579 000 (prenant en compte environ 13 000 logements dans les résidences sociales) – soit une diminution de 13 % par rapport au nombre de foyers bénéficiaires du TPN à fin 2017 (~ 2 952 000). La fin de facturation du TPN en 2018 a donc concerné la plupart des bénéficiaires.

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.

³⁷ 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.

³⁸ Engie, Direct Energie, Selia, Oui Energy, Gedia Energies & Services, Energem, Union des producteurs locaux d'électricité.

Pour 2018, le total des déductions et versements forfaitaires retenus après les corrections opérées par la CRE s'élève à **81,0 M€** – soit une diminution de 69 % par rapport à 2017 (257,1 M€).

7.1.2 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 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.

En ZNI, où la gestion de la fin de facturation des clients ayant bénéficié du tarif spécial en 2017 a été assurée en interne, EDF a supporté 0,7 M€ de charges.

Les frais spécifiques dus à la mise en œuvre du TPN se sont élevés en 2018 à **1,0 M€**. Ces frais sont en forte diminution, de 90 % par rapport à 2017 (10,5 M€) en raison de l'abrogation du TPN.

7.1.3 Services liés à la fourniture

Les charges imputables aux services liés à la fourniture des clients au TPN se sont élevées en 2018 à **1,2 M€**. Elles ont baissé de 81 % par rapport à 2017 (6,3 M€), du fait de l'arrêt de ces prestations après le 30 avril 2018.

7.1.4 Bilan des charges liées au TPN

Le total des charges à compenser aux opérateurs pour l'année 2018 au titre du « tarif de première nécessité » s'élève à **83,2 M€**, ZNI incluses (81,0 M€ + 1,0 M€ + 1,2 M€).

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

En application des dispositions réglementaires rappelées ci-dessus, la compensation des charges dues au titre des 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 1 € par client résidentiel titulaire d'un contrat dont la puissance électrique souscrite est égale ou inférieure à 36 kilovoltampères, dans la limite de 90 % du montant versé.

Pour 2018, cette compensation s'élève à **24,3 M€** pour l'ensemble des opérateurs ayant déclaré des charges afférentes à ce dispositif (contre 27,9 M€ en 2017).

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

Le montant des charges imputables aux services liés à la fourniture des bénéficiaires du chèque énergie pour 2018 s'élève à **1,7 M€** (contre 0,3 M€ en 2017).

La somme des charges pour 2018 au titre des réductions sur les services liés à la fourniture au tarif de première nécessité et à la fourniture des bénéficiaires du chèque énergie (respectivement 1,2 M€ et 1,7 M€) est en diminution de 55 % par rapport à la somme des charges constatées en 2017 au titre de ces mêmes réductions (respectivement 6,3 M€ et 0,3 M€). Cette diminution s'explique en partie par un taux d'utilisation des chèques énergie relativement faible pour l'année de transition 2018.

7.4 Charges liées aux dispositifs d'affichage déporté

Pour 2018, ces charges ont été déclarés seulement par EDF, qui fait état de 2,8 M€ de coûts liés à la conception et au développement du dispositif au titre de l'année 2018. Ces coûts s'ajoutent aux coûts déclarés au titre des années 2016 (0,9 M€) et 2017 (2,0 M€). En l'absence de déploiement effectif du dispositif en 2018, ces coûts ne sont pas retenus dans les charges constatées au titre de 2018. 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.

7.5 Bilan des charges liées aux dispositifs sociaux supportées par opérateur

Les charges à compenser aux opérateurs en 2018 au titre des dispositifs sociaux en métropole continentale et dans les ZNI s'élèvent à **109,3 M€** (83,2 M€ + 24,3 M€ + 1,7 M€), contre 302,1 M€ en 2017. Ces surcoûts relèvent du programme budgétaire « service public de l'énergie ».

Les détails de charges par type d'opérateur sont indiqués dans le Tableau 22. Les détails par entreprises locales de distribution et pour les autres fournisseurs sont indiqués dans le Tableau 31.

Tableau 22 : Charges liées aux dispositifs sociaux supportées par les opérateurs au titre de 2018

	Charges supportées au titre du TPN				Charges retenues au titre du FSL	Charges liées au chèque énergie		Total à compenser au titre de 2018	Charges retenues en 2017
	Nombre de bénéficiaires en fin 2018	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	2 312 565	69,0	0,9	69,9	19,6	1,2	0	90,7	253,1
EDF MC*	2 079 353	64,4	0,2	64,6	19,4	1,2	0	85,2	229,0
EDF ZNI**	233 212	4,6	0,7	5,3	0,2	0	0	5,5	24,1
EDM	0	0	0	0	0	0	0	0	0,3
ELD	61 034	0,9	0,1	1,0	0,7	0,1	0	1,8	9,9
Autres fournisseurs	205 786	12,3	0,04	12,3	4,0	0,4	0	16,8	38,8
Total	2 579 385	82,2	1,0	83,2	24,3	1,7	0	109,3	302,1

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

** L'affectation entre TPN et chèque énergie des pertes de recettes dues aux réductions sur les services n'a pas été faite par EDF en ZNI, elles ont été exposées comme étant liées au TPN.

B. Charges de service public en gaz

1. CHARGES LIÉES AUX CONTRATS D'ACHATS DE BIOMÉTHANE

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

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

En application de l'article R. 121-27 du code de l'énergie, les charges constatées au titre de 2018 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.

13 fournisseurs ont supporté des charges liées à l'achat de biométhane en 2018.

73 installations ont produit du biométhane au cours de l'année 2018, dont 29 installations mises en service en 2018.

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 mensuelles déclarées) et des tarifs d'achat pratiqués en application de l'arrêté tarifaire en vigueur sur les 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, 73 en 2018). Ce nombre permet encore de procéder à une vérification individuelle des contrats. Toutefois, un effort important d'explication des règles de la comptabilité appropriée a été consenti par la CRE en raison de la croissance du nombre d'acheteurs (2 en 2014, 4 en 2015, 8 en 2016 et 2017, 13 en 2018).

Les quantités de gaz et les coûts d'achat retenus au titre de l'année 2018 sont présentés dans le Tableau 23. Ceux-ci sont présentés pour les deux zones d'équilibrage du gaz jusqu'au 1^{er} novembre 2018, date à laquelle une zone unique de marché du gaz a été instaurée en France.

Tableau 23 : Quantité de gaz et coûts d'achat retenus pour 2018

	PEG Nord	Trading Region South (TRS)	TOTAL
Janvier (GWh)	36,2	9,8	46,0
Février (GWh)	35,0	9,2	44,1
Mars (GWh)	40,6	10,7	51,3
Avril (GWh)	42,2	10,2	52,4
Mai (GWh)	44,7	11,1	55,8
Juin (GWh)	42,2	12,3	54,5
Juillet (GWh)	46,2	12,8	58,9
Août (GWh)	49,0	12,4	61,4
Septembre (GWh)	50,4	13,4	63,8
Octobre (GWh)	58,1	14,3	72,4
Novembre (GWh)	57,5	14,1	71,6
Décembre (GWh)	61,9	14,7	76,6
Quantité (GWh)	563,8	145,0	708,8
Quantité 2017 (GWh)	303,9	100,1	404,0
Quantité 2016 (GWh)	158,7	55,2	213,9
Coût d'achat (M€)	58,1	14,4	72,5
Coût d'achat 2017 (M€)	31,4	9,1	40,5
Coût d'achat 2016 (M€)	17,0	4,8	21,7
Coût d'achat unitaire (€/MWh)	103,0	99,3	102,2
Coût d'achat unitaire 2017 (€/MWh)	103,4	91,0	100,3
Coût d'achat unitaire 2016 (€/MWh)	107,1	86,2	101,7

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.

57 installations sont situées sur le Point d'Echange de Gaz (PEG) Nord et 16 installations dans la Trading Region South (TRS). Les prix mensuels au PEG Nord et dans la zone TRS sont présentés dans le Tableau 24.

Tableau 24 : Prix de marché retenus par zone d'équilibrage

	Janv.	Févr.	Mars	Avril	Mai	Juin	Juillet	Août	Sept.	Oct.	Nov.	Déc.
PEG Nord (€/MWh)	18,68	21,93	22,52	19,53	21,52	21,63	21,96	23,63	27,74	25,38	24,52	23,54
TRS (€/MWh)	18,72	21,96	22,65	21,17	22,71	24,33	25,86	26,63	28,44	25,63		

Le coût évité aux acheteurs pour les quantités de biométhane achetées est de **16,5 M€**.

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 2018 s'élèvent au total à **56,0 M€** (72,5 M€ - 16,5 M€).

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 25 expose les frais de gestion constatés des acheteurs de biométhane pour les années 2017 et 2018.

Tableau 25 : Frais de gestion supportés par les acheteurs de biométhane au titre de 2018 et 2017

k€	Constaté 2018	Constaté 2017
Frais de personnel	177	111
Frais de gestion supplémentaires : SI, prestations externes...	217	74
Frais supportés au titre de l'inscription au registre national des garanties d'origine	79	52
Coûts de gestion	472	236

Les coûts de gestion 2018 s'élèvent à **472 k€**. Alors que le nombre de contrats a été multiplié par 1,7, les coûts de gestion ont été multipliés par 2 principalement en raison du développement d'un nouveau logiciel de gestion de l'obligation d'achat par ENGIE. La CRE continuera à être attentive à l'évolution des frais de gestion.

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 2011³⁹. 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 2018 s'élève à **1,5 M€**.

1.4 Bilan

Les charges constatées au titre de 2018 s'élèvent à **55,0 M€** en prenant en compte les éléments détaillées ci-dessus. Ce coût relève du CAS « transition énergétique ».

Les détails de l'évaluation des charges par opérateur sont indiqués dans le Tableau 26 et leur évolution par rapport aux coûts constatés au titre de 2017 dans le Tableau 27.

³⁹ Arrêté du 23 novembre 2011, fixant la part du montant des valorisations financières des garanties d'origine (GO) venant en réduction des charges de service public portant sur l'achat de biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel donnant droit à compensation.

Tableau 26 : Charges constatées au titre de 2018

Opérateur	Volume acheté	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 2018
	kWh	€	€	€	€	€	€
ENGIE	415 371 749	43 228 769	9 549 449	33 679 320	242 878	1 151 882	32 770 317
SAVE	68 529 252	7 463 220	1 605 579	5 857 641	82 564	60 977	5 879 228
SEGE	83 598 979	7 560 790	1 977 089	5 583 701	43 195	0	5 626 896
GEG SE	17 937 215	1 792 245	427 621	1 364 624	5 085	123 750	1 245 746
Direct Energie	32 981 288	3 429 687	751 422	2 678 265	10 944	120 742	2 568 467
TERREAL	22 338 973	1 627 673	533 773	1 093 900	6 296	0	1 100 196
Total Energie Gaz	13 453 377	1 479 030	305 598	1 173 432	4 847	0	1 155 177
SVD17	13 116 335	1 337 929	303 058	1 034 872	36 888	0	1 049 357
Gaz de Paris	21 462 029	2 245 167	513 960	1 731 207	25 902	0	1 757 109
ES	7 806 929	893 491	193 623	699 867	5 529	15 056	690 341
ENDESA	4 975 728	567 627	126 401	441 226	-	0	441 226
ENERCOOP	733 826	89 747	17 714	72 033	3 380	0	75 413
ALSEN	6 503 322	758 678	154 771	603 907	4 863	93	608 677
TOTAL	708 809 003	72 474 052	16 460 058	56 013 994	472 372	1 472 500	54 968 149

Tableau 27 : Evolution des charges constatées au titre de 2018 par rapport aux charges constatées au titre de 2017

M€	Constaté 2018	Constaté 2017
Surcoûts d'achat constatés	56,0	33,2
Coûts de gestion constatés	0,5	0,2
Valorisation des GO	1,5	0,7
Charges	55,0	32,8

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 2013⁴⁰, 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

⁴⁰ 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, exprimées en euros, au moyen d'un dispositif déporté. Les coûts correspondants sont compensés, dans la limite d'un montant unitaire maximal par ménage fixé par arrêté. Aucun coût n'a été constaté à ce titre en 2016.

Rappel sur l'historique récent du dispositif

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

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

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

La loi n° 2013-312 du 15 avril 2013 visant à préparer la transition vers un système énergétique sobre et portant diverses dispositions sur la tarification de l'eau et sur les éoliennes étend les critères d'éligibilité des bénéficiaires du TSS en introduisant un critère de revenu fiscal de référence par part. Le fichier des ayants droit est désormais établi à partir d'information provenant des organismes d'assurance maladie et de l'administration fiscale.

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

Dispositions applicables aux bénéficiaires du chèque énergie

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

Afin d'être généralisé 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 2018 des charges liées aux dispositifs sociaux ont été supportées par EDF, par 22 entreprises locales de distribution et 21 fournisseurs alternatifs⁴¹ 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 2018, le nombre de foyers (prenant en compte 4 000 logements dans les résidences sociales) ayant bénéficié du TSS en 2018 (~ 1 193 000) est en diminution de 21 % par rapport à 2017 (~ 1 519 000). La baisse du nombre de bénéficiaires en 2018 s'explique notamment par la fin de facturation des clients ayant bénéficié du tarif spécial en 2017.

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 conduit à réduire le montant des charges déclarées par Gas Natural de 659 €.

⁴¹ Engie, Direct Energie, 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.

Pour 2018, le total des déductions et versements forfaitaires retenus après les corrections opérées par la CRE s'élève à **26,9 M€**. Ce montant est en diminution de 69 % par rapport à 2017 (87,7 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. 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 1,8 k€. Les fournisseurs concernés par les ajustements sont Dyneff, Énergie de Strasbourg et Antargaz Finagaz.

Au total, les surcoûts de gestion se sont élevés en 2018 à **61,3 k€**. Ce surcoût est en diminution de 99 % par rapport à celui constaté en 2017 (4,2 M€). Ce phénomène s'explique par la baisse du nombre de bénéficiaires du TSS.

Les coûts de gestion exposés à la compensation sont désormais résiduels en raison de l'abrogation du TSS.

2.1.3 Services liés à la fourniture

Le montant des charges relatives aux services liés à la fourniture et retenues pour 2018 s'élève à **150 k€**. Ces charges sont en baisse par rapport à celles constatées en 2017 (822 k€), ce qui est cohérent avec l'abrogation du dispositif du TSS.

2.1.4 Bilan des charges liées au TSS

Le total des charges à compenser aux opérateurs en 2018 au titre du « tarif spécial de solidarité » s'élève à **27,1 M€** (26,8 M€ + 61 k€ + 0,1 M€).

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

En raison de la généralisation du dispositif en 2018, désormais 16 fournisseurs ont déclaré des charges liées au chèque énergie pour un total de **0,460 M€**. En 2017, le dispositif était en phase d'expérimentation, ce qui justifiait un montant de 0,019 M€.

La somme des charges pour 2018 au titre des réductions sur les services liés à la fourniture au tarif social de solidarité et à la fourniture des bénéficiaires du chèque énergie (respectivement 0,15 M€ et 0,46 M€) est en diminution de 51 % par rapport à la somme des charges constatées en 2017 au titre de ces mêmes réductions (respectivement 0,82 M€ et 0,019 M€). Cette diminution s'explique en partie par un taux d'utilisation des chèques énergie relativement faible pour l'année de transition 2018.

2.3 Charges liées aux dispositifs d'affichage déporté

En l'absence de déploiement effectif du dispositif en 2018, aucun coût n'a été constaté à ce titre.

2.4 Bilan des charges liées aux dispositifs sociaux supportées par opérateur

Le total des charges à compenser aux fournisseurs au titre de 2018 s'élève à **27,5 M€** (27,1 M€ + 0,460 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 28. Les détails par entreprises locales de distribution et pour les autres fournisseurs sont indiqués dans le Tableau 31.

Tableau 28 : Charges liées aux dispositifs sociaux supportées par les opérateurs au titre de 2018

	Nombre de bénéficiaires en fin 2018	Pertes de recette	Frais de mise en œuvre	Pertes de recette au titre du Chèque Énergie	Total à compenser en 2018	Charges retenues en 2017
		M€	M€	M€	M€	M€
EDF	119 107	4,7	0,0	0,2	5,0	15,8
ELD	16 286	0,6	0,0	0,0	0,7	2,3
Autres fournisseurs	1 057 231	21,7	0,0	0,20	21,9	74,7
Total	1 192 624	27,0	0,1	0,46	27,5	92,8

C. Synthèse

1. CHARGES DE SERVICE PUBLIC CONSTATÉES AU TITRE DE 2018

Le montant total des charges de service public de l'énergie constatées au titre de 2018 s'élève à **7 122,0 M€**.

Ce montant se répartit de la manière suivante :

- 4 748,4 M€ au titre des charges relevant du CAS « transition énergétique » ;
- 2 373,6 M€ au titre des charges relevant du programme budgétaire « service public de l'énergie ».

Le détail de la répartition par type de charges, par type d'opérateur, ainsi que de la distinction entre les charges relevant du CAS « transition énergétique » et du programme budgétaire « service public de l'énergie » est fournie dans le Tableau 29.

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 2018 est fournie dans le Tableau 30.

Tableau 29 : Charges de service public de l'énergie constatées au titre de 2018

	en M€	EDF			EDM	EEWF	EDF PEI	RTE	Acheteur de dernier recours	ELD	Autres fournisseurs dont Organismes agréés	Charges constatées au titre de 2018	
		hors ZNI	en ZNI	Total EDF									
Electricité	Contrats d'achat ⁽¹⁾	CAS	4 137,2	245,5	4 382,7	7,0				234,6	3,7	4 628,0	6 282,9
		Budget	692,5	945,5	1 637,9					17,1	0	1 655,0	
	Complément de rémunération	CAS	8,9		8,9							8,9	8,9
		Budget	0,0		0,0							0,0	
	Prime cogénération > 12 MW	Budget										0,0	0,0
	Coûts de gestion des contrats	CAS	42,8		42,8					4,2	0,1	47,1	47,1
	Effacement	CAS						9,4				9,4	9,4
	Péréquation tarifaire dans les ZNI hors contrats d'achat	Budget		488,3	488,3	90,5	2,9					581,7	581,7
	Coût des études dans les ZNI	Budget			0,0			0,1				0,1	0,1
	Dispositifs sociaux ⁽²⁾	Budget	85,2	5,5	90,7	0,0				1,8	16,8	109,3	109,3
Gaz	Obligation d'achat biométhane	CAS								0,7	54,3	55,0	55,0
	Dispositifs sociaux	Budget	5,0		5,0					0,7	21,9	27,5	27,5
Total			4 971,5	1 684,8	6 656,3	97,5	2,9	0,1	9,4	0,0	259,0	96,8	7 122,0
	Electricité		4 966,5	1 684,8	6 651,3	97,5	2,9	0,1	9,4	0,0	257,6	20,6	7 039,5
	Gaz		5,0	0,0	5,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,4	76,2		82,5
	CAS		4 188,8	245,5	4 434,4	7,0	0,0	0,0	9,4	0,0	239,5	58,1	4 748,4
	Budget		782,6	1 439,3	2 221,9	90,5	2,9	0,1	0,0	19,5	38,7		2 373,6

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

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

Tableau 30 : Comparaison des charges de service public prévisionnelles et constatées au titre de 2018, ainsi qu'avec les charges constatées au titre de 2017

en M€		Charges constatées au titre de 2018	Charges constatées au titre de 2017 ⁽¹⁾	Evolution 2018-2017		Charges prévues mises à jour au titre de 2018	Evolution 2018-2018 reprév		
				en M€	en %		en M€	en %	
Electricité	Contrats d'achat	CAS	4 628,0	4 545,9	82,1	2%	4 922,7	-294,7	-6%
		Budget	1 655,0	1 378,5	276,5	20%	1 529,7	125,3	8%
	Complément de rémunération	CAS	8,9	0,2	8,7	4907%	34,4	-25,5	-74%
		Budget	0,0	0,0	0,0	0%	4,7	-4,7	-100%
	Prime cogénération > 12 MW	Budget	0,0	0,1	-0,1	-100%	0,0	0,0	0%
	Coûts de gestion des contrats	CAS	47,1	50,2	-3,1	-6%	48,9	-1,8	-4%
	Effacement	CAS	9,4	0,0	9,4	0%	37,0	-27,6	-74%
	Péréquation tarifaire dans les ZNI hors contrats d'achat	Budget	581,7	592,9	-11,2	-2%	662,3	-80,6	-12%
	Coût des études dans les ZNI	Budget	0,1	0,2	-0,1	-72%	0,1	0,0	0%
	Dispositifs sociaux	Budget	109,3	302,1	-192,8	-64%	117,6	-8,3	-7%
Gaz	Obligation d'achat biométhane	CAS	55,0	32,8	22,2	68%	63,9	-8,9	-14%
	Dispositifs sociaux	Budget	27,5	92,8	-65,2	-70%	37,5	-10,0	-27%
Total		7 122,0	6 995,7	126,3	2%	7 458,7	-336,8	-5%	
Electricité		7 039,5	6 870,1	169,4	2%	7 357,3	-317,9	-4%	
Gaz		82,5	125,6	-43,1	-34%	101,4	-18,9	-19%	
CAS		4 748,4	4 629,1	119,3	3%	5 106,9	-358,5	-7%	
Budget		2 373,6	2 366,6	7,0	0%	2 351,8	21,8	1%	

⁽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 2018

Les charges constatées au titre de 2018 sont inférieures de 336,8 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 (- 188 M€), résultant de la hausse observée des prix de marché de gros de l'électricité au cours du deuxième semestre 2018 et de la baisse de la production et du coût d'achat subséquent pour la filière éolien en raison d'une météorologie défavorable au cours de l'été 2018 (- 1,7 TWh et - 160 M€) ;
- (hausse) Les charges constatées pour les surcoûts d'achats d'EDF dans les ZNI sont relativement stables par rapport aux charges prévisionnelles mises à jour au titre de 2018 (+ 26,5 M€, soit 2 % de la prévision). La forte hausse du prix du combustible, combinée à une révision à la baisse des hypothèses de développement du photovoltaïque et à la mise en service tardive de la centrale Galion 2 expliquent la légère hausse ;
- (baisse) S'agissant de la péréquation tarifaire dans les ZNI (hors contrat d'achat), la baisse observée s'explique principalement par la recette exceptionnelle liée au transfert de CEE à EDF Commerce en décembre 2018 et par des recettes de production d'EDF SEI plus élevées que prévu en raison d'une production d'électricité par le fournisseur historique plus importante (hausse de la production hydraulique) ;
- (baisse) S'agissant des dispositifs sociaux, les charges retenues sont plus faibles que les charges prévisionnelles mises à jour en raison d'une fin des dispositifs TPN et TSS plus rapide que ce qu'avaient envisagé les opérateurs et d'un moindre taux d'utilisation des chèques énergie – et donc d'un moindre recours aux services associés – pour l'année de transition 2018 ;
- (baisse) S'agissant de l'obligation d'achat du biométhane, la baisse de 8,9 M€ est principalement due au retard dans la mise en service des installations entraînant une baisse du volume acheté (- 100 GWh).

Évolution par rapport aux charges constatées au titre de 2017

Les charges constatées au titre de 2018 sont supérieures de 126,3 M€ au montant des charges constatées au titre de l'année précédente (2017). Les principales explications de cet écart sont les suivantes :

- (hausse) Les coûts d'achat en métropole ont augmenté de 242 M€, principalement sous l'effet de l'augmentation de la production des filières éolienne, photovoltaïque et hydraulique (l'année 2017 avait connu une hydraulicité particulièrement faible). La hausse des coûts d'achat a été partiellement

compensée par l'augmentation en moyenne des prix de marché utilisés pour la valorisation de l'électricité aléatoire produite (+ 5 €/MWh) en raison de la hausse des prix de marché constatée au deuxième semestre 2018 ;

- (hausse) La hausse des surcoûts d'achat dans les ZNI pour EDF (+ 90,4 M€) est majoritairement due à une hausse du prix du combustible et des quotas CO₂, aux surcoûts liés à l'adaptation technique des centrales charbons aux contraintes réglementaires d'émissions (investissements IED) et à la mise en service progressive de la centrale bagasse-charbon Galion 2 en Martinique ;
- (baisse) S'agissant de la péréquation tarifaire dans les ZNI (hors contrat d'achat), la baisse observée s'explique par la recette exceptionnelle liée au transfert de CEE à EDF Commerce en décembre 2018. Cette baisse est en partie compensée par la hausse du coût d'achat des combustibles et des quotas de CO₂ ainsi que par l'augmentation des dépenses de MDE ;
- (baisse) S'agissant des dispositifs sociaux, la baisse observée est liée à la diminution du nombre de bénéficiaires des dispositifs TPN et TSS notamment dans le cadre du déploiement du « chèque énergie » dont les montants ne sont pas, a contrario du TPN et du TSS, pris en charge par les charges de SPE (à l'exception des services associés) ;
- (hausse) La hausse des surcoûts d'achat de biométhane injecté (+ 22,2 M€), liée au développement de la filière (+75 % de volume acheté) a toutefois été contenue par la hausse des prix du gaz servant à valoriser le biométhane produit (+7,5 €/MWh) ;
- (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 2018.

2. DÉTAIL DES CHARGES CONSTATÉES AU TITRE DE 2018 PAR LES OPÉRATEURS AUTRES QU'EDF, EDM, EEFW, EDF PEI, RTE, ORGANISMES AGRÉÉS ET ACHETEURS DE DERNIER RECOURS

Le Tableau 31 présente les détails des charges constatées au titre de 2018 par les opérateurs autres qu'EDF, EDM, EEFW, EDF PEI, RTE, organismes agréés et acheteurs de dernier recours.

Tableau 31 : Détails des charges constatées au titre de 2018 par les opérateurs autres qu'EDF, EDM, EEFW, EDF PEI, RTE, organismes agréés et acheteurs de dernier recours

Nom opérateur	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	Total	dont CAS	dont Budget
MWh	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	
R.S.E. REGIE SERVICES ENERGIE AMBERIEUX	1 879	746 288	78 409	0	667 879	667 879	0	56 983	3 983				728 845	724 862	3 983
SICAE de l'Aisne	3 650	1 229 902	158 108	1 850	1 069 944	1 069 944	0	0	6 300				1 076 244	1 069 944	6 300
Énergie Développement Services du BRIANÇONNAIS	28 226	2 104 940	1 182 766	59 803	862 371	862 371	0	16 123	13 195				891 689	878 484	13 195
Régie Municipale d'Electricité ROQUEBILLIERE	35	18 772	1 586	0	17 186	17 186	0	0	0				17 186	17 186	0
Régie Communale d'Electricité GATTIÈRES	129	69 982	5 845	0	64 137	64 137	0	3 030	150				67 317	67 167	150
Régie Électrique DALOU	31	15 984	1 496	0	14 488	14 488	0	52	0				14 540	14 540	0
Régie municipale d'Electricité VARILHES	927	461 217	44 953	0	416 264	416 264	0	452	1 350				418 066	416 716	1 350
Régie Municipale d'Electricité VICDESSOS	17	8 344	775	0	7 570	7 570	0	0	0				7 570	7 570	0
Régie Municipale d'Electricité MAZÈRES	1 648	788 812	80 744	3 700	704 368	704 368	0	352	900				705 621	704 721	900
Régie Municipale d'Electricité ARIGNAC	273	81 128	11 867	0	69 261	69 261	0	0	0				69 261	69 261	0
Régie Electrique MERCUS GARRABET	11	5 763	555	0	5 208	5 208	0	0	0				5 208	5 208	0
Régie Municipale d'Electricité MERENS LES VALS	10	5 805	503	0	5 302	5 302	0	0	0				5 302	5 302	0
Régie municipale d'Electricité QUIÉ	7	2 695	347	0	2 348	2 348	0	333	0				2 681	2 681	0
Régie municipale d'Electricité TARASCON-SUR-ARIÈGE	6 784	608 242	301 136	7 450	299 655	299 655	0	499	151				300 305	300 154	151
Régie municipale d'Electricité SAVERDUN	8 572	1 782 741	358 946	19 836	1 403 960	1 403 960	0	492	2 813				1 407 264	1 404 451	2 813

ANNEXE 3

11 juillet 2019

Nom opérateur	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	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€
Régie d'Electricité SAINT-QUIRC - CANTE - LISSAC - LABATUT	393	210 494	18 136	0	192 358	192 358	0	92	1 018			193 468	192 450	1 018
S.I.C.A.E. DE LA REGION DE PRECY SAINT-MARTIN	7 297	2 046 942	386 239	16 399	1 644 305	1 644 305	0	20 205	2 509			1 667 019	1 664 510	2 509
Régie Municipale d'Énergie Électrique QUILLAN	5 420	582 583	242 861	1 850	337 872	337 872	0	3 050	6 825			347 747	340 922	6 825
S.I.V.O.M. LABERGEMENT SAINT-MARIE	2 338	242 631	106 220	3 674	132 737	132 737	0	5 225	1 295			139 266	137 962	1 295
Régie SDED ÉROME	82	46 692	4 403	0	42 289	42 289	0	0	83			42 372	42 289	83
Régie SDED Gervans	95	55 255	4 111	0	51 144	51 144	0	0	0			51 144	51 144	0
Société d'économie mixte locale DREUX - GEDIA	64	31 325	2 709	0	28 616	28 616	0	0	40 036		25 695	94 247	28 616	65 632
SYNELVA COLLECTIVITÉS	34 171	3 797 292	1 676 139	48 947	2 072 206	2 072 206	0	69 065	51 779			2 193 050	2 141 271	51 779
Régie Municipale d'Electricité CAZÈRES	597	286 429	30 397	0	256 032	256 032	0	4 629	6 648			267 309	260 661	6 648
Régie Municipale d'Electricité MARTRES TOLOSANE	19	9 917	987	0	8 930	8 930	0	1 227	1 873			12 031	10 157	1 873
Régie municipale d'Electricité MIRAMONT DE COMMINGES	128	46 495	5 602	0	40 893	40 893	0	0	0			40 893	40 893	0
Régie Municipale Multiservices de LA REOLE	24	10 221	1 094	0	9 127	9 127	0	0	3 239		2 573	14 939	9 127	5 812
Régie d'Electricité du Syndicat du SUD DE LA REOLE	2 929	1 212 998	119 695	1 850	1 091 453	1 091 453	0	13 052	0			1 104 505	1 104 505	0
Régie Municipale d'Electricité BAZAS	767	283 726	31 874	0	251 852	251 852	0	4 920	60		20	256 852	256 772	80
Régie Municipale d'Electricité GIGNAC	446	201 062	18 963	0	182 099	182 099	0	3 790	6 544			194 433	185 889	8 544
Régie Municipale d'Electricité CAZOULS LÈS BÉZIERS	223	121 314	10 170	0	111 143	111 143	0	5 362	85			116 590	116 505	85
Coopérative d'Electricité SAINT-MARTIN DE LONDRES	46 608	9 454 350	1 972 531	27 428	7 454 392	7 454 392	0	84 992	24 480			7 563 864	7 539 384	24 480
GAZ ÉLECTRICITÉ DE GRENOBLE	66 189	8 102 274	3 225 202	157 550	4 719 521	2 005 567	2 713 954	111 710	49 352			4 880 584	2 117 277	2 763 307
Régie Municipale d'Electricité SALINS LES BAINS	55	29 721	2 515	0	27 206	27 206	0	1 628	1 668			30 502	28 834	1 668
GASCOGNE ENERGIES SERVICES AIRE SUR L'ADOUR (ex Régies Municipales)	2 766	1 141 186	116 819	0	1 024 367	1 024 367	0	0	155		124	1 024 646	1 024 367	279
S.I.C.A.E. REGION DE PITHIVIERS	131 356	12 616 335	6 183 017	488 509	5 944 809	5 944 809	0	46 960	31 078			6 022 847	5 991 789	31 078
Régie Communale Electrique SAULNES	11	5 958	511	0	5 447	5 447	0	500	0			5 947	5 947	0
SAEML UEM USINE D'ELECTRICITE DE METZ	215 532	30 008 178	10 654 179	513 985	16 840 013	15 585 054	3 254 958	307 446	267 194		16 028	19 429 680	15 892 500	3 537 180
Régie Communale d'Electricité PIERREVILLERS	19	10 043	785	0	9 258	9 258	0	0	257			9 515	9 258	257
Régie Municipale d'Electricité ROMBAS	84	41 470	4 066	0	37 404	37 404	0	0	6 478			43 882	37 404	6 478
Régie Municipale d'Electricité CREUTZWALD	35 635	4 428 779	1 719 588	150 249	2 558 942	979 096	1 579 845	39 564	1 189			2 599 694	1 018 660	1 581 034
Régie Municipale d'Electricité GANDRANGE BOUSSANGE	20	9 738	881	0	8 857	8 857	0	0	0			8 857	8 857	0
Régie Municipale de Distribution CLOUANGE	29	14 706	1 246	0	13 460	13 460	0	0	0			13 460	13 460	0
Régie d'Electricité BITCHE	66	33 644	2 777	0	30 867	30 867	0	2 630	4 488			37 985	33 497	4 488
Régie Communale d'Electricité SAINT-MARIE AUX CHENES	46	20 115	2 207	0	17 908	17 908	0	3 769	501			22 178	21 677	501
Régie Communale d'Electricité UCKANGE	689	138 900	36 580	0	102 320	33 174	69 146	2 805	4 641			109 966	35 979	73 987
Régie Municipale de Distribution d'Electricité de HAGONDANGE	93	31 434	3 997	0	27 436	27 436	0	2 476	4 091			34 003	29 912	4 091
Régie d'Electricité SCHOENECK	76	40 918	3 109	0	37 809	37 809	0	1 300	87			39 196	39 109	87
Régie Municipale d'Electricité AMNEVILLE	122	61 615	5 225	0	56 390	56 390	0	0	810			57 200	56 390	810

Nom opérateur	Electricité								Gaz			Montant de la compensation		
	Charges dues aux contrats d'achats								Dispositifs sociaux	Obligation d'achat bio-méthane	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	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€
Régie Municipale d'Electricité HOMBORG HAUT	53	21 785	2 187	0	19 597	19 597	0	1 350	988			21 935	20 947	988
Régie Municipale d'Electricité ENERGIS SAINT-AVOLD	2 777	481 774	165 596	0	316 178	57 676	258 502	0	12 498		19 078	347 753	57 676	290 077
R.M.E.T. TALANGE	105	33 841	4 375	0	29 466	29 466	0	6 220	360			36 046	35 686	360
Régie Municipale d'Electricité et de Télédistribution MARANGE SILVANGE TERNEL	35	20 713	1 402	0	19 311	19 311	0	1 950	1 626			22 887	21 261	1 626
Régie Municipale d'Electricité MONTOIS LA MONTAGNE	19	8 948	856	0	8 091	8 091	0	732	0			8 823	8 823	0
S.I.C.A.E. CARNIN	54	17 827	2 183	0	15 644	15 644	0	0	66			15 712	15 644	68
Régie Electrique FONTAINE AU PIRE	8	3 814	313	0	3 501	3 501	0	0	158			3 659	3 501	158
SEM BEAUVOIS DISTRELEC	39	17 660	1 542	0	16 318	16 318	0	804	1 335			18 457	17 122	1 335
Régie Municipale d'Electricité LOOS	42	20 086	2 288	0	17 798	17 798	0	531	11 482			29 811	18 329	11 482
Régie Communale d'Electricité MONTATAIRE	13 389	2 081 460	739 242	0	1 342 218	115 940	1 226 279	0	5 018			1 347 236	115 940	1 231 297
S.I.C.A.E. OISE	94 559	9 627 908	4 687 694	121 263	4 818 951	4 432 072	386 878	159 906	62 588			5 041 444	4 591 978	449 466
Société d'Electricité Régionale des CANTONS DE LASSIGNY & LIMITROPHES	12 521	2 287 539	550 766	9 051	1 727 723	1 609 935	117 788	15 991	12 785			1 756 498	1 625 926	130 573
Régie Municipale d'Electricité LARUNS	54	24 812	3 429	0	21 383	21 383	0	0	0			21 383	21 383	0
SIVOM d'énergie du Pays toy	190	21 507	8 370	0	13 136	13 136	0	0	1 440			14 576	13 136	1 440
Régie Electrique CAPVERN LES BAINS	17	7 602	1 004	0	6 598	6 598	0	0	0			6 598	6 598	0
Energies Services LANNEMEZAN	553	314 840	27 635	0	287 205	287 205	0	2 750	4 274		695	294 924	289 955	4 969
Régie Electrique LA CABANASSE	15	8 031	694	0	7 337	7 337	0	85	0			7 422	7 422	0
Régie Electrique Municipale PRATS DE MOLLO LA PRESTE	2 739	204 551	119 293	0	85 258	85 258	0	278	0			85 535	85 535	0
Régie Intercommunale d'Electricité NIEDERBRONN REICHSHOFFEN	578	285 284	31 530	0	253 753	253 753	0	12 653	137			266 543	266 407	137
GAZ DE BARR	185	66 234	8 422	0	57 812	57 812	0	1 399	9 847		15 012	84 070	59 211	24 859
UME	3 938	1 177 139	199 866	9 224	968 049	968 049	0	12 978	0			981 027	981 027	0
Centrale Electrique VONDERSCHEER	43	18 570	1 895	0	16 675	16 675	0	400	0			17 075	17 075	0
Régie Municipale d'Electricité de la ville de SARRE UNION	6 245	832 025	381 822	0	450 203	7 803	442 400	1 649	4 312			456 184	9 452	446 733
ES ENERGIES STRASBOURG	273 222	67 989 021	13 950 764	636 976	53 401 281	47 042 607	6 358 674	477 153	552 461	690 341	121 413	55 242 648	48 210 101	7 032 547
VIALIS	24 348	5 037 467	1 278 953	7 374	3 751 140	3 751 140	0	30 660	127 045		22 068	3 930 913	3 781 800	149 113
Coopérative de droit suisse ELEKTRA BIRSECK	2 353	1 157 464	95 719	47 123	1 014 622	1 014 622	0	20 282	1 116			1 036 020	1 034 904	1 116
SAEML HUNELEC Service de Distribution Public HUNELEC	166	96 402	9 123	0	87 280	87 280	0	6 023	361			93 663	93 303	361
SICAE EST	28 110	4 217 544	1 514 613	79 659	2 623 271	2 623 271	0	32 950	4 500			2 660 721	2 656 221	4 500
Régie Municipale d'Electricité LA CHAMBRE	110	24 946	6 485	0	18 461	18 461	0	0	225			18 686	18 461	225
Régie Municipale d'Electricité de SAINT-AVRE	34	18 376	2 081	0	16 295	16 295	0	0	450			16 745	16 295	450
Régie de Distribution d'Énergie Electrique SAINT-MARTIN SUR LA CHAMBRE	58	30 082	3 356	0	26 726	26 726	0	0	0			26 726	26 726	0
Régie Municipale d'Electricité SAINT-MARIE DE CUNES	25	11 323	1 548	0	9 775	9 775	0	0	115			9 890	9 775	115
SOREA	31 630	3 000 160	1 400 448	20 080	1 579 632	1 579 632	0	56 379	1 745			1 637 756	1 636 012	1 745
Régie Electrique AIGUEBLANCHE	103	53 443	4 352	0	49 091	49 091	0	0	482			49 573	49 091	482
Régie Electrique PETIT COEUR	4	2 155	188	0	1 967	1 967	0	0	96			2 062	1 967	96

ANNEXE 3

11 juillet 2019

Nom opérateur	Electricité								Gaz			Montant de la compensation		
	Charges dues aux contrats d'achats								Dispositifs sociaux	Obligation d'achat bio-méthane	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	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€
Régie d'Electricité du Moril	43	25 615	1 870	0	23 745	23 745	0	0	90			23 835	23 745	90
Régie Municipale d'Electricité PONTAMAFREY MONTPASCAL	16	8 270	883	0	7 387	7 387	0	0	0			7 387	7 387	0
Régie Electrique TIGNES	122	11 823	5 928	0	5 895	5 895	0	0	1 954			7 848	5 895	1 954
Régie Electrique Communale BOZEL	3 489	303 299	135 609	0	167 690	167 690	0	0	244			167 934	167 690	244
Régie Electrique Communale AUSSOIS	16	5 358	704	0	4 655	4 655	0	0	0			4 655	4 655	0
Régie Electrique AVRIEUX	6	3 759	340	0	3 418	3 418	0	0	0			3 418	3 418	0
Régie Electrique SAINT-FOY TARENTEISE	21	8 241	1 102	0	7 139	7 139	0	0	0			7 139	7 139	0
Régie Electrique Municipale VILLAROGER	2	1 434	123	0	1 311	1 311	0	19	0			1 330	1 330	0
Régie Electrique Municipale LA CHAPELLE	1 041	116 308	50 419	0	65 889	65 889	0	850	0			66 739	66 739	0
Régie Electrique MONTVALEZAN	14	9 246	761	0	8 485	8 485	0	36	0			8 521	8 521	0
Régie d'electricité TOURS EN SAVOIE	47	25 861	2 253	0	23 608	23 608	0	1 236	0			24 844	24 844	0
Syndicat d'Electricité SYNERGIE MAURIENNE	13 472	1 245 733	628 374	10 856	606 504	606 504	0	12 855	102			619 461	619 359	102
Régie Gaz Electricité de la Ville BONNEVILLE	3 452	339 049	142 070	0	196 979	196 979	0	4 420	3 150			204 549	201 399	3 150
Régie du Syndicat Intercommunal d'Energies VALLEE DE THONES	457	242 161	20 123	0	222 038	222 038	0	4 150	4 201			230 389	226 188	4 201
Régie Municipale Electrique LES HOUCHES	49	17 164	1 553	0	15 612	15 612	0	0	0			15 612	15 612	0
Régie Municipale d'Electricité SALLANCHES	608	181 112	25 843	0	155 270	155 270	0	8 340	4 050			167 660	163 610	4 050
ENERGIE ET SERVICES DE SEYSEL (SAEML)	3 662	1 566 474	165 395	1 850	1 399 228	1 399 228	0	19 590	14 100		84	1 433 003	1 418 819	14 184
S.A.I.C. PERS LOISINGES	90	41 314	4 415	0	36 899	36 899	0	0	42			36 942	36 899	42
Régie d'Electricité d'Elbeuf	157	72 555	7 993	0	64 562	64 562	0	4 426	11 285			80 253	68 988	11 265
Régie Communale de Distribution d'Electricité MTRY MORY	58	27 832	2 206	0	25 626	25 626	0	0	9 198			34 824	25 626	9 198
S.I.C.A.E. E.L.Y. : RÉGION EURE & LOIR YVELINES	1 167	431 886	49 658	0	382 228	382 228	0	12 375	1 483			396 086	394 603	1 483
SEOLIS	801 492	90 748 927	39 772 755	1 009 585	49 966 588	49 966 588	0	1 513 583	119 884			51 600 064	51 480 171	119 884
S.I.C.A.E. de la SOMME et du CAMBRAISIS	335 963	29 755 740	16 635 258	635 248	12 485 235	12 485 235	0	482 668	30 797			12 998 700	12 967 902	30 797
GAZELEC DE PERONNE	42 115	3 651 213	2 093 621	59 803	1 497 789	1 497 789	0	12 996	3 890		1 826	1 516 500	1 510 784	5 716
Régie Communale d'Electricité MONTDIDIER	11 423	1 127 467	524 059	23 562	579 847	579 847	0	2 658	6 712			589 216	582 504	6 712
Régie Municipale d'Electricité SAINT-PAUL CAP DE JOUX	5	2 176	187	0	1 989	1 989	0	532	0			2 521	2 521	0
SICAE du CARMAUSIN	10 714	3 494 721	533 309	7 374	2 954 038	2 954 038	0	50 927	6 603			3 011 567	3 004 965	6 603
Régie Municipale d'Electricité et de Gaz Energie Services Occitans CARMALUX ENEO	8 633	1 440 406	441 389	7 296	991 720	341 793	649 927	28 132	33 001		15 617	1 068 470	369 925	698 545
EPIC ENERGIES SERVICES LAVAUR - Pays de Coccagne	20 951	3 206 553	933 329	69 155	2 204 069	2 207 678	-3 609	11 476	10 033		188	2 226 763	2 219 154	6 609
Régie d'Electricité du Département de la Vienne SOREGIES	537 103	78 104 925	26 702 301	604 440	50 798 184	50 798 184	0	348 628	128 444		2 471	51 277 727	51 146 812	130 915
Régie Municipale Electrique SAINT-LEONARD DE NOBLAT	353	31 266	15 842	0	15 425	15 425	0	0	61			15 486	15 425	61
Régie Municipale d'Electricité LA BRESSE	6 993	788 854	321 825	25 431	441 598	441 598	0	13 868	976			456 442	455 466	976
S.I.C.A.E. CANTONS DE LA FERTE-ALAIS & LIMITROPHES	516	179 674	22 662	0	157 012	157 012	0	4 831	217			162 060	161 843	217
Coopérative d'Electricité VILLIERS SUR MARNE	60	28 977	2 636	0	26 341	26 341	0	0	14 303			40 644	26 341	14 303
S.I.C.A.E. VALLEE DU SAUSSERON	88	41 563	4 146	0	37 417	37 417	0	1 455	5 646			44 518	38 872	5 646

Nom opérateur	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
					Total	dont CAS	dont Budget		CAS	CAS	Budget					
MWh	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€			
BHC ENERGY	19 918	3 336 196	1 014 639	22 157	2 299 400	2 299 400	0	68 553				2 367 953	2 367 953	0		
BUDGET TELECOM - MINT ENERGIE	0	0	0	0					2 521			2 521	0	2 521		
DIRECT ENERGIE	0	0	0	0					3 559 134	2 568 467	1 538 137	7 686 737	2 568 467	5 097 271		
ENERCOOP	11 969	1 515 303	543 171	31 717	940 415	940 415	0	26 609		75 413		1 042 437	1 042 437	0		
ENERGEM	0	0	0	0					3 477		1 192	4 669	0	4 669		
ENI GAS & POWER France											60	60	0	60		
ANTARGAZ											7 684	7 684	0	7 684		
ENDESA ENERGIA SA											441 226	441 226	441 226	0		
SAVE											5 879 228	5 879 228	5 879 228	0		
ALSEN											608 677	392	609 069	608 677	392	
Gaz de Bordeaux												421 047	421 047	0	421 047	
SOCIETE EUROPEENNE DE GESTION DE L'ENERGIE												5 626 896	5 626 896	5 626 896	0	
Gaz de Paris												1 757 109	1 757 109	1 757 109	0	
Vattenfall												15	15	0	15	
SECH (Société d'Energies et de Combustibles Ha-vraise)												772	772	0	772	
DYNEFF												5 515	5 515	0	5 515	
Veolia Eau REGIONGAZ												7 783	7 783	0	7 783	
GAS NATURAL EUROPE (ex Gas Natural Commercialisation France SA)												3 268	3 268	0	3 268	
GEG Source d'Energies												1 245 746	1 245 746	1 245 746	0	
Total Energie Gaz (Tegaz)												1 155 177	1 155 177	1 155 177	0	
SOCIETE VALMY DEFENSE 17 SVD 17												1 049 357	12 238	1 061 596	1 049 357	12 238
ENGIE (ex-GDF SUEZ SA)	0	0	0	0					13 247 307	32 770 317	20 319 702	66 337 326	32 770 317	33 567 009		
GEDIA ENERGIES & SERVICES	0	0	0	0					3 339			3 339	0	3 339		
OUI ENERGY	0	0	0	0					7 439			7 439	0	7 439		
SELIA	0	0	0	0					78			78	0	78		
Terreal												1 100 196	1 100 196	1 100 196	0	
Union des producteurs locaux d'électricité	9 924	926 316	466 055	13 189	447 074	447 074	0	21 114	517			468 704	468 188	517		