



ANNEXE 2

Mise à jour des charges de service public de l'énergie prévisionnelles au titre de l'année 2018 (CP'18)

Le décret n° 2016-158 du 18 février 2016 a introduit le principe d'une mise à jour des charges de service public de l'énergie prévisionnelles pour les opérateurs concernés au titre de l'année en cours.

Cette annexe présente la mise à jour des charges de service public de l'énergie au titre de l'année 2018¹ par les différents opérateurs concernés ou la prévision de ces charges pour ceux qui ne l'avaient pas faite auparavant. Les charges de services public sont présentées selon l'énergie – électricité ou gaz – qu'elles concernent, avant qu'une synthèse présente un récapitulatif de l'ensemble des charges.

Les charges ont été calculées à partir des déclarations envoyées par les opérateurs concernés avant le 30 avril 2018 et à partir des dernières données de prix de marché de gros de l'électricité et du gaz. Pour les opérateurs n'ayant pas envoyé de mise à jour de leur prévision pour l'année 2018, la prévision initiale a été reprise.

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) 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. Par ailleurs, EDF Production Electrique Insulaire - EDF PEI² a exposé à la compensation les coûts liés à une étude en Corse.

Opérateurs ayant déclaré la mise à jour de leurs charges de service public de l'énergie au titre de 2018

Les différents opérateurs ayant déclaré la mise à jour de leurs charges de service public de l'énergie au titre de 2018 sont listés dans le tableau suivant, qui identifie les types de charges qui les concernent.

L'article L. 121-19-1 du code de l'énergie précise que « *pour chaque opérateur, si le montant de la totalité des acomptes versés au titre d'une année est inférieur, respectivement supérieur, au montant constaté des charges mentionnées aux articles L. 121-7, L. 121-8 et L. 121-8-1, il en résulte une charge, respectivement un produit, qui porte intérêt à un taux fixé par décret. La charge ou le produit ainsi calculé est, respectivement, ajoutée ou retranché aux charges à compenser à cet opérateur pour les années suivantes* ».

En prenant en compte que l'article L. 121-19-1 du code de l'énergie précité introduit une valorisation financière de l'écart entre les charges constatées et les sommes recouvrées, les erreurs de prévisions portent désormais intérêt.

Dans ces conditions, la CRE a calculé la prévision des charges mise à jour au titre de l'année 2018 à partir des déclarations transmises par les opérateurs après avoir attiré, le cas échéant, leur attention sur les éventuelles erreurs manifestes détectées.

¹ Les charges initialement prévues font l'objet de l'annexe 1 de la délibération du 13 juillet 2017 relative à l'évaluation des charges de service public de l'énergie pour 2018.

² EDF PEI est une filiale à 100 % du groupe EDF.

		EDF	EDM	EEDF	EDF PEI	RTE	Acheteur de dernier recours ³	ELD ⁴	Autres fournisseurs ⁵ dont Organismes agréés ⁶
Électricité	Contrats d'achat	✓	✓	✓				✓	✓
	Complément de rémunération	✓							
	Primes cogén. sup. 12 MW	✓							
	Effacement								
	Péréquation tarifaire dans les ZNI ⁷	✓	✓	✓					
	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 envisage d'en supporter en 2018.

Avertissement

La CRE rappelle que les données indiquées dans cette annexe sont incertaines car prévisionnelles.

Tous les résultats sont arrondis à une décimale (la plus proche) dans le corps du document. Toutefois, les résultats finaux utilisent uniquement des valeurs intermédiaires exactes non arrondies. De ce fait, il peut parfois survenir un très léger écart entre la somme des valeurs intermédiaires et les valeurs finales.

³ 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.

⁴ Entreprises locales de distribution.

⁵ Autres qu'EDF, EDM, EEDF et les entreprises locales de distribution.

⁶ 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.

⁷ Hors contrats d'achat.

SOMMAIRE

A. CHARGES DE SERVICE PUBLIC EN ELECTRICITE	6
1. CHARGES DE SERVICE PUBLIC DANS LES ZONES NON INTERCONNECTEES EN DEHORS DES SURCOUTS LIES AUX CONTRATS D'ACHAT DE L'ELECTRICITE ET CHARGES LIEES AUX DISPOSITIFS SOCIAUX	6
1.1 SURCOUTS DE PRODUCTION DANS LES ZONES NON INTERCONNECTEES	7
1.1.1 Mise à jour des surcoûts de production prévus par EDF pour 2018.....	7
1.1.1.1 Coûts de production	7
1.1.1.2 Recettes de production	9
1.1.1.3 Surcoûts de production	10
1.1.2 Mise à jour des surcoûts de production prévus par EDM pour 2018	10
1.1.2.1 Coûts de production	10
1.1.2.2 Recettes de production	11
1.1.2.3 Surcoûts de production	12
1.1.3 Mise à jour des surcoûts de production et d'achat d'énergie prévus par EEFW pour 2018	12
1.1.3.1 Coûts supportés.....	13
1.1.3.2 Recettes	13
1.1.3.3 Surcoûts de production et d'achat d'énergie	13
1.2 COUTS LIES AUX PROJETS D'ETUDES	14
2. SURCOUTS LIES AUX CONTRATS D'ACHAT	14
2.1 MISE A JOUR DES SURCOUTS D'ACHAT PREVUS PAR EDF EN METROPOLE CONTINENTALE AU TITRE DE 2018	15
2.1.1 Coûts liés aux contrats d'achat.....	15
2.1.1.1 Quantités d'électricité et coûts d'achat prévisionnels	15
2.1.1.2 Coût du contrôle des installations de cogénération, biomasse et biogaz.....	16
2.1.2 Coûts évités à EDF par les contrats d'achat	16
2.1.2.1 Coûts évités liés à l'énergie produite	16
2.1.2.2 Cas général	16
2.1.2.3 Coût évité par la production photovoltaïque.....	18
2.1.2.4 Cas particulier des installations bénéficiant d'un contrat horosaisonnalisé	18
2.1.2.5 Cas particulier des installations bénéficiant d'un contrat « appel modulable »	19
2.1.2.6 Prise en compte de l'imprévisibilité d'une partie de la production sous obligation d'achat	19
2.1.2.7 Coût évité lié aux certificats de capacité	19
2.1.2.8 Coût total évité à EDF par les contrats d'achat	20
2.1.3 Surcoûts liés aux contrats d'achat pour EDF en 2017	20
2.2 MISE A JOUR DES SURCOUTS D'ACHAT PREVUS PAR LES ENTREPRISES LOCALES DE DISTRIBUTION AU TITRE DE 2018	21
2.2.1 Coûts d'achat déclarés par les entreprises locales de distribution.....	21
2.2.2 Calcul des coûts évités liés à l'énergie produite.....	21
2.2.3 Calcul des coûts évités liés aux certificats de capacité.....	22
2.2.4 Surcoûts d'achat.....	22
2.3 SURCOUTS D'ACHAT PREVUS PAR LES ORGANISMES AGREES AU TITRE DE 2018.....	23
2.3.1 Coûts d'achat déclarés par les Organismes agréés	23

2.3.2	Coûts évités liés à l'énergie produite.....	23
2.3.1	Coûts évités liés aux certificats de capacité	23
2.3.2	Surcoûts d'achat.....	23
2.4	MISE A JOUR DES SURCOUTS D'ACHAT PREVUS PAR EDF DANS LES ZNI AU TITRE DE 2018	23
2.4.1	Quantités d'électricité et coûts d'achat prévisionnels.....	23
2.4.2	Coûts évités à EDF par les contrats d'achat	25
2.4.3	Surcoûts dus aux contrats d'achat supportés par EDF dans les ZNI	25
2.5	SURCOUTS D'ACHAT PREVUS PAR EDM AU TITRE DE 2018	25
2.5.1	Coûts liés aux contrats d'achat à Mayotte	25
2.5.2	Coûts évités à EDM par les contrats d'achat à Mayotte.....	26
2.5.3	Surcoûts dus aux contrats d'achat supportés par EDM à Mayotte	26
2.6	SURCOUTS D'ACHAT PREVUS PAR EEWf AU TITRE DE 2018.....	26
3.	CHARGES LIEES A LA REMUNERATION DE LA DISPONIBILITE DES COGENERATIONS DE PLUS DE 12 MW	26
4.	COMPLEMENT DE REMUNERATION	27
5.	COÛTS LIES A LA CONCLUSION ET A LA GESTION DES CONTRATS D'OBLIGATION D'ACHAT ET DE COMPLEMENT DE REMUNERATION EN METROPOLE CONTINENTALE	29
6.	BILAN DES CHARGES LIEES AUX CONTRATS D'OBLIGATION D'ACHAT ET DE COMPLEMENT DE REMUNERATION EN METROPOLE CONTINENTALE AU TITRE DE 2018.....	29
7.	CHARGES LIEES AUX CONTRATS D'EFFACEMENT.....	30
7.1	CONTEXTE JURIDIQUE.....	30
7.2	MONTANT DES CHARGES PREVISIONNELLES AU TITRE DE 2018.....	30
8.	CHARGES LIEES AUX DISPOSITIFS SOCIAUX.....	30
8.1	CHARGES LIEES AU « TARIF DE PREMIERE NECESSITE ».....	31
8.1.1	Pertes de recettes liées au TPN.....	31
8.1.2	Surcoûts de gestion	32
8.1.3	Services liés à la fourniture.....	32
8.1.4	Bilan des charges liées au TPN.....	32
8.2	CHARGES LIEES AUX DISPOSITIFS D'AFFICHAGE DEPORTE.....	32
8.3	CHARGES LIEES AU DISPOSITIF INSTITUTE EN FAVEUR DES PERSONNES EN SITUATION DE PRECARITE.....	32
8.4	CHARGES RELATIVES AUX SERVICES LIES A LA FOURNITURE DES BENEFICIAIRES DU CHEQUE ENERGIE	32
8.5	BILAN DES CHARGES LIEES AUX DISPOSITIFS SOCIAUX SUPPORTEES PAR OPERATEUR.....	33
B.	CHARGES DE SERVICE PUBLIC EN GAZ	33
1.	CHARGES LIEES AUX CONTRATS D'ACHATS DE BIOMETHANE.....	33
1.1	MISE A JOUR DES COÛTS D'ACHAT PREVISIONNELS AU TITRE DE 2018.....	33
1.2	MISE A JOUR DES COÛTS EVITES PREVISIONNELS AU TITRE DE 2018.....	34
1.3	MISE A JOUR DES COÛTS PREVISIONNELS DE GESTION DES ACHETEURS DE BIOMETHANE AU TITRE DE 2018	35
1.4	MISE A JOUR DE LA VALORISATION PREVISIONNELLE DES GARANTIES D'ORIGINES AU TITRE DE 2018	35
1.5	MISE A JOUR DES CHARGES PREVISIONNELLES AU TITRE DE 2018	35
2.	CHARGES LIEES AUX DISPOSITIFS SOCIAUX.....	36
2.1	CHARGES LIEES AU « TARIF SPECIAL DE SOLIDARITE »	37
2.1.1	Mise à jour des prévisions de déductions et versements forfaitaires.....	37

2.1.2	Mise à jour de la prévision des surcoûts de gestion.....	38
2.1.3	Services liés à la fourniture.....	38
2.1.4	Bilan de la mise à jour de la prévision des charges liées au TSS.....	38
2.2	CHARGES LIEES AUX SERVICES DE LA FOURNITURE AUX BENEFICIAIRES DU CHEQUE ENERGIE	38
2.3	CHARGES LIEES AUX DISPOSITIFS D’AFFICHAGE DEPORTE.....	38
2.4	BILAN DES CHARGES LIEES AUX DISPOSITIFS SOCIAUX SUPPORTES PAR OPERATEUR.....	38
C.	SYNTHESE.....	39
1.	MISE A JOUR DES CHARGES DE SERVICE PUBLIC PREVISIONNELLES AU TITRE DE 2018	39
2.	DETAILS DE LA MISE A JOUR DES CHARGES DE SERVICE PUBLIC PREVISIONNELLES AU TITRE DE 2017 PAR LES OPERATEURS AUTRES QU’EDF, EDM, EEFW, EDF PEI, RTE ET ACHETEURS DE DERNIER RECOURS.....	41

A. Charges de service public en électricité

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

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

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

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

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

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

Les modalités d'appréciation des surcoûts liés aux « petites » actions de MDE ont été définies dans la délibération du 2 février 2017⁹. La définition de la compensation des petites actions de MDE est subordonnée à la constitution d'un comité MDE dans chaque ZNI et à l'élaboration d'un plan stratégique de déploiement des actions, appelé cadre territorial de compensation. La CRE a été saisie au premier semestre 2018 de ces cadres pour l'ensemble des ZNI concernées. Dans l'attente de la validation et de la mise œuvre de ceux-ci, et à l'instar de traitement adopté les années précédentes, les coûts de développement des « petites » actions de MDE développées dans les ZNI par les opérateurs historiques EDF SEI et EDM sont pris en compte pour le calcul de la compensation au travers des coûts commerciaux.

Les modalités d'appréciation des surcoûts liés aux projets d'ouvrages de stockage d'électricité ont été définies dans la délibération du 30 mars 2017¹⁰. Au 31 octobre 2017, la CRE a été saisie des premiers projets de stockage. La CRE délibérera sur le niveau de compensation attribué à chaque projet au cours de l'année 2018. Dans l'attente de connaître les projets qui se réaliseront, leurs coûts, et les surcoûts de production qu'ils permettent d'éviter – supérieurs aux charges de SPE qu'ils induisent par construction du niveau de la compensation –, la CRE n'a pas retenu de charges ni d'économies liées au stockage pour l'année 2018.

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

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

⁹ 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

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

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

1.1 Surcoûts de production dans les zones non interconnectées

En application du a) du 2° de l'article L. 121-7 du code de l'énergie les surcoûts de production d'électricité supportés dans les ZNI sont définis comme étant ceux « qui, en raison des particularités du parc de production inhérentes à la nature de ces zones, ne sont pas couverts par la part relative à la production dans les tarifs réglementés de vente d'électricité ou par les éventuels plafonds de prix prévus à l'article L. 337-1 ».

Le 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 ».

En conséquence, le calcul de la mise à jour des surcoûts de production nécessite de réévaluer, dans chaque ZNI, les coûts de production et la part relative à la production dans les recettes pour 2018 sur la base des éléments constatés au titre de 2017, de l'actualisation du bilan énergétique des ZNI et de la mise à jour des hypothèses économiques retenues pour la prévision initiale au titre de 2018. Ces éléments sont présentés dans les sections suivantes.

1.1.1 Mise à jour des surcoûts de production prévus par EDF pour 2018

1.1.1.1 Coûts de production

Les coûts de production mis à jour déclarés par EDF dans les ZNI s'élèvent, pour 2018, à **788,9 M€**. La décomposition par grands postes de coût est présentée dans le Tableau 1 et leur évolution par rapport aux coûts constatés au titre de 2017 et prévisionnels pour 2018 dans le Tableau 2.

Tableau 1 : Mise à jour des coûts de production dans les ZNI prévue par EDF pour 2018

M€	Nature de coûts retenus	Corse	Guadeloupe	Martinique	Guyane	Réunion	SPM	Iles bretonnes	2018 reprév
Coûts variables	Achats de combustibles hors taxes	43,7	40,4	54,9	46,2	1,6	11,1	1,5	199,4
	Personnel, charges externes et autres achats	36,4	22,3	31,1	43,2	15,7	5,3	1,6	155,6
	Impôts et taxes	12,5	11,2	7,4	21,7	14,2	0,1	0,1	67,1
	Coûts de commercialisation	15,5	19,8	16,8	11,6	20,2	0,2	0,1	84,1
	Coûts d'acquisition des quotas de gaz à effet de serre	3,9	1,6	4,6	2,9	0,1	0,5	0,0	13,6
Coûts fixes	Rémunération des capitaux	40,0	13,9	14,1	35,5	16,6	6,7	0,3	127,2
	Amortissements	18,7	12,8	11,5	17,8	8,3	3,0	0,3	72,4
	Frais de structure, de siège et prestations externes	13,3	14,1	12,3	14,6	15,1	0,0	0,0	69,4
Coût total		184,0	136,1	152,7	193,5	91,8	26,9	3,9	788,9

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

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

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

Certificats d'économies d'énergie (CEE)

EDF est un acteur obligé du dispositif des CEE. Bien qu'EDF SEI – en tant que direction d'EDF – n'ait pas d'obligation en propre, la vente d'électricité en ZNI est responsable d'une fraction de l'obligation de CEE qui pèse sur le groupe EDF. Par ailleurs, la réalisation d'actions de maîtrise de la demande en électricité (MDE) en ZNI permet au fournisseur historique, EDF SEI, d'obtenir des CEE.

Jusqu'en 2017, le volume de certificats obtenu dans les ZNI était supérieur à la quote-part des obligations d'EDF Groupe engendrées par les consommations au périmètre d'EDF SEI. Les CEE permettant de remplir cette quote-part des obligations étaient laissés à EDF. Par ailleurs, pour tenir compte de la valeur des CEE, les coûts commerciaux exposés dans les charges de SPE étaient 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 l'année 2018, malgré l'augmentation du nombre d'actions de MDE, EDF fait l'hypothèse que le volume de certificats obtenu dans les ZNI sera inférieur à la quote-part des obligations d'EDF groupe engendrées par les consommations au périmètre d'EDF SEI, et cela pour deux raisons :

- La quatrième période CEE entraîne pour EDF SEI un quasi doublement de l'obligation théorique (sur la base des consommations d'électricité dans les ZNI, l'obligation étant au niveau d'EDF) ;
- Pour certaines actions de MDE, le volume de CEE attribué a été fortement revu à la baisse en 2017 avec un effet sur les actions engagées à compter de 2018 et 2019.

Dans la mesure où EDF n'a pas présenté à la CRE sa gestion des CEE (cf. demande formulée à la section 1.1.1.1. de l'annexe 3), la CRE ne retient pas la prévision de déficit de CEE d'EDF SEI dans les ZNI, et donc ne retient pas la charge prévisionnelle liée à l'achat des CEE manquant pour remplir la quote-part des obligations d'EDF groupe au périmètre d'EDF SEI.

Comme affiché dans le Tableau 2, les coûts de production prévisionnels pour 2018 dans les ZNI sont en augmentation par rapport à 2017 (+ 68,4 M€), et en diminution par rapport à ceux initialement prévus (- 4,9 M€).

Tableau 2 : Evolution des coûts de production prévisionnels dans les ZNI mis à jour par EDF pour 2018 par rapport aux coûts constatés au titre de 2017 et prévisionnels pour 2018

M€	Nature de coûts retenus	2018 reprév	2018 prév	Evolution		2017	Evolution	
				en M€	en %		en M€	en %
Coûts variables	Achats de combustibles hors taxes	199,4	234,1	-34,7	-15%	173,0	26,3	15%
	Personnel, charges externes et autres achats	155,6	164,4	-8,8	-5%	137,4	18,1	13%
	Impôts et taxes	67,1	67,0	0,1	0%	72,8	-5,6	-8%
	Coûts de commercialisation	84,1	58,5	25,6	44%	64,7	19,5	30%
	Coûts d'acquisition des quotas de gaz à effet de serre	13,6	6,3	7,3	116%	7,4	6,2	84%
Coûts fixes	Rémunération des capitaux	127,2	128,7	-1,5	-1%	127,4	-0,2	0%
	Amortissements	72,4	68,3	4,2	6%	69,9	2,5	4%
	Frais de structure, de siège et prestations externes	69,4	66,5	2,9	4%	67,8	1,6	2%
Coût total		788,9	793,8	-4,9	-1%	720,4	68,4	9%

Evolution par rapport aux coûts constatés au titre de 2017

Le principal facteur d'augmentation des coûts par rapport à 2017 est la hausse des coûts d'achat des combustibles liée à la hausse du prix de marché des matières premières. Par ailleurs le mécanisme de couverture des coûts de combustible a été en faveur d'EDF en 2017 (- 21 M€), ce qui renforce l'écart entre 2017 et 2018 (cf. section A.1.1.1.1 de l'annexe 3).

En application de l'ordonnance n° 2012-827 du 28 juin 2012 relative au système d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre pour la période 2013-2020, aucun quota n'est délivré gratuitement aux producteurs d'électricité. Par conséquent, EDF doit acheter des quotas de CO₂ pour couvrir l'ensemble de ses émissions. La valorisation prévisionnelle des quotas d'émission de CO₂ acquis sur le marché est réalisée par EDF à partir du prix à terme 2018 observé sur le marché boursier ICE¹¹ ECX EUA futures fin mars 2018, soit 13,16 €/tCO₂. Ce prix représente plus du double du prix moyen en 2017 (6,43 €/tCO₂), d'où l'augmentation des charges liées à l'acquisition des quotas d'émission de gaz à effet de serre.

Les autres achats et charges externes prévisionnelles augmentent de l'inflation prévisionnelle et intègrent, par ailleurs, les coûts supplémentaires dus aux travaux de mise en sécurité des centrales en fin de vie et aux travaux de démantèlement des anciennes centrales thermiques d'EDF SEI remplacées par les centrales d'EDF Production Electrique Insulaire – EDF PEI¹² - à Jarry Nord en Guadeloupe, à Bellefontaine en Martinique, à Lucciana en Corse et au Port-Ouest à la Réunion.

¹¹ Intercontinental Exchange

¹² EDF PEI est une filiale à 100 % du groupe EDF

L'augmentation des coûts de commercialisation de 19,5 M€ s'explique, d'une part, par la volonté forte des comités territoriaux de massifier le déploiement des « petites » actions de maîtrise de la demande d'électricité (MDE) dans les ZNI, et d'autre part, par l'absence de CEE excédentaires en 2018.

Evolution par rapport aux coûts prévisionnels pour 2018

La prévision mise à jour des coûts de production au titre de 2018 est en très légère baisse par rapport à la prévision initiale (- 1%). Cependant, ce faible écart cache des disparités : les coûts de combustible sont largement revus à la baisse tandis que les dépenses de MDE (coûts de commercialisation) et d'achat des quotas de CO₂ sont quant à elles revues à la hausse.

La diminution des coûts d'achat de combustibles s'explique par une révision à la baisse de la production des moyens thermiques d'EDF dans toutes les ZNI (sauf en Guadeloupe et à Saint-Pierre-et-Miquelon où les prévisions restent similaires) en raison entre autres, d'une baisse de la prévision de consommation, d'une augmentation de la production à partir d'énergies renouvelables, d'une hypothèse de meilleure hydraulité en Corse et en Guyane et enfin d'une limitation de la sollicitation des centrales du Vazzio (Corse) et de Dégrad des Cannes (Guyane) qui sont en fin de vie et devront être déclassées au plus tard en 2023.

L'augmentation des coûts de commercialisation est due à deux hypothèses :

- L'augmentation du nombre d'actions de MDE déployées en 2018 et du niveau des primes. La prévision initiale des coûts de commercialisation correspondait aux coûts constatés en 2016 augmentés de 10 % par an. La mise à jour de la prévision se base quant à elle sur les objectifs envisagés par les Comités territoriaux MDE de chaque ZNI.
- L'absence de CEE excédentaires suite à la mise en place de la quatrième période de CEE et à la révision des fiches CEE de certaines actions de MDE.

Les coûts d'achat des quotas d'émission de gaz à effet de serre sont largement supérieurs à ceux prévus initialement puisque le prix à terme 2018 observé sur le marché boursier *ICE ECX EUA futures* est environ 2,5 fois supérieur à celui prévu initialement (13,16 €/tCO₂ contre 5,28 €/tCO₂ prévu initialement).

1.1.1.2 Recettes de production

La prévision des recettes de production mise à jour dans les ZNI pour 2018 s'élèvent à **219,1 M€**, réparties comme indiqué dans le Tableau 3.

Tableau 3 : Mise à jour des recettes de production prévues par EDF dans les ZNI pour 2018

M€	Corse	Guadeloupe	Martinique	Guyane	Réunion	SPM	Iles bretonnes	2018 reprev
Chiffre d'affaires issu de la fourniture d'électricité ⁽¹⁾	205,1	199,9	153,0	79,9	289,5	5,0	0,8	933,2
Recettes réseau	87,1	78,3	56,4	28,1	106,7	1,8	0,3	358,5
Recettes gestion de la clientèle	10,4	10,5	8,5	3,0	16,5	0,2	0,1	49,0
Recettes brutes de production⁽²⁾	107,6	111,2	88,1	48,9	166,4	3,1	0,4	525,6
Part des recettes à considérer ⁽³⁾	40,3	13,9	29,9	39,0	27,1	3,1	0,4	153,7
Recettes de production totales⁽⁴⁾	56,6	30,1	39,2	46,1	43,4	3,3	0,4	219,1
Part production du tarif de vente ⁽⁵⁾ (€/MWh)	54,89	61,61	63,61	57,87	60,63	66,71	45,15	-

⁽¹⁾ le chiffre d'affaires indiqué correspond au chiffre d'affaires total déclaré par EDF (y compris les ventes au tarif agent), hors taxe, hors CTA (contribution tarifaire acheminement), hors rémanence de l'octroi de mer

⁽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.2.4

⁽⁴⁾ incluant les recettes correspondant aux services systèmes et aux 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)

L'évolution des recettes de production prévisionnelles mises à jour par rapport aux recettes constatées au titre de 2017 et à celles initialement prévues pour 2018 est indiquée dans le Tableau 4.

Tableau 4 : Evolution des recettes de production dans les ZNI prévisionnelles mises à jour par EDF pour 2018 par rapport aux recettes constatées au titre de 2017 et prévisionnelles pour 2018

	M€	2018 reprév	2018 prév	Evolution		2017	Evolution	
				en M€	en %		en M€	en %
Chiffre d'affaires issu de la fourniture d'électricité		933,2	945,1	-11,9	-1%	916,8	16,4	2%
<i>Recettes réseau</i>		358,5	363,0	-4,5	-1%	349,2	9,3	3%
<i>Recettes gestion de la clientèle</i>		49,0	47,5	1,5	3%	44,6	4,5	10%
Recettes brutes de production		525,6	534,6	-9,0	-2%	523,0	2,6	1%
Part des recettes à considérer		153,7	162,6	-8,9	-5%	151,2	2,5	2%
Recettes de production totales		219,1	230,3	-11,2	-5%	222,0	-2,8	-1%

Evolution par rapport aux recettes constatées au titre de 2017

La mise à jour des recettes de production est établie sur la base des recettes constatées en 2017 en prenant en compte les hypothèses suivantes :

- hausse moyenne de la consommation finale d'électricité de 2,3 % entre 2017 et 2018 ;
- baisse du taux de pertes moyen de 11,5 % en 2017 à 10,6 % 2018 ;
- augmentation moyenne tarifaire de + 1,6 % HT en 2018 par rapport aux tarifs en vigueur en 2017 (hors rattrapage tarifaire) ;
- augmentation moyenne des recettes d'acheminement de + 3,5 % HT en 2018 par rapport aux tarifs de réseau en vigueur en 2017 ;
- les recettes de gestion de la clientèle augmentent en corrélation avec la croissance prévisionnelle de la consommation et l'évolution tarifaire envisagée.

Evolution par rapport aux recettes prévisionnelles pour 2018

Le montant des recettes mises à jour pour 2018 est inférieur à celui initialement prévu d'environ 5 % ce qui s'explique par la prévision d'une croissance de la consommation moins importante que prévue initialement et par une révision à la baisse de la part d'EDF dans l'énergie injectée sur le réseau.

1.1.1.3 Surcoûts de production

Les montants prévisionnels des coûts et des recettes de production mis à jour retenus par la CRE s'élèvent respectivement à 788,9 M€ et 219,1 M€, le montant des surcoûts de production mis à jour pour 2018 dans les ZNI est égal à **569,7 M€**. Leur décomposition par zone est présentée dans le Tableau 5.

Tableau 5 : Surcoûts de production prévisionnels mis à jour par EDF dans les ZNI pour 2018

M€	Corse	Guadeloupe	Martinique	Guyane	Réunion	SPM	Iles bretonnes	2018 reprév
Coût de production	184,0	136,1	152,7	193,5	91,8	26,9	3,9	788,9
Recettes de production	56,6	30,1	39,2	46,1	43,4	3,3	0,4	219,1
Surcoûts (M€)	127,4	106,0	113,5	147,4	48,4	23,6	3,5	569,7

Ce surcoût est affecté au programme budgétaire « service public de l'énergie ».

1.1.2 Mise à jour des surcoûts de production prévus par EDM pour 2018

1.1.2.1 Coûts de production

Les coûts de production prévisionnels mis à jour s'élèvent, pour 2018, à **110 M€**, dont 57 % au titre des combustibles – hors taxes (62,3 M€). La décomposition par grands postes de coût et leur évolution par rapport aux coûts constatés au titre de 2017 et prévisionnels pour 2018 sont présentées dans le Tableau 6. Les coûts de production prévisionnels pour 2018 augmentent par rapport à ceux constatés pour 2017 (+4,5 M€), et sont en légère baisse par rapport à ceux prévus initialement pour 2018 (- 0,5 M€).

Tableau 6 : Evolution des coûts de production prévisionnels mis à jour pour 2018 par rapport aux coûts constatés au titre de 2017 et prévus initialement pour 2018

M€	Nature de coûts retenus	2018 reprév	2018 prév	Evolution		2017	Evolution	
				en M€	en %		en M€	en %
Coûts variables	Achats de combustibles hors taxes	62,3	64,6	-2,3	-4%	60,8	1,5	2%
	Personnel, charges externes et autres achats	23,8	21,5	2,3	11%	19,8	4,0	20%
	Impôts et taxes	0,9	0,8	0,1	13%	0,7	0,1	16%
	Coûts de commercialisation	2,8	3,1	-0,3	-9%	3,2	-0,4	-11%
	Coûts d'acquisition des quotas de gaz à effet de serre	1,6	1,2	0,4	30%	1,3	0,3	26%
Coûts fixes	Rémunération des capitaux	12,2	12,4	-0,2	-2%	13,0	-0,8	-6%
	Amortissements	5,9	6,3	-0,4	-6%	6,2	-0,3	-5%
	Frais de structure, de siège et prestations externes	0,6	0,7	-0,1	-15%	0,5	0,1	10%
Coût total		110,0	110,5	-0,5	0%	105,6	4,5	4%

Evolution par rapport aux coûts constatés au titre de 2017

L'évolution prévisionnelle des différentes composantes du coût de production d'EDM est établie sur la base d'une hypothèse de hausse de la consommation électrique d'environ 5,3 % par rapport à 2017.

La hausse anticipée de la consommation entraîne une augmentation des coûts d'achat des combustibles (+ 2 %) et des coûts d'acquisition des quotas de gaz à effet de serre (26 %). La couverture des achats de carburant effectuée par EDM sur l'année 2018 entraîne toutefois une baisse du coût unitaire des combustibles par rapport à 2017, limitant ainsi la hausse liée à la croissance de la consommation.

La hausse des coûts de production prévisionnels est également portée par l'augmentation des charges de personnel, charges externes et autres achats (+20 %). Cette évolution résulte notamment de la hausse des charges d'entretien et de réparation relatives aux centrales thermiques, liée à une programmation plus importantes de visites majeures en 2018. EDM a également intégré dans ses prévisions de charges sociales les cotisations à l'URSSAF en lieu et place des cotisations à la Caisse de Sécurité Sociale de Mayotte dont le plafond et le taux de cotisations sont très inférieurs à ceux de l'URSSAF. Mayotte s'achemine en effet vers le droit commun et donc sur l'alignement des cotisations métropolitaines.

D'autre part, les coûts de production incluent les frais de commercialisation prévisionnels qu'EDM envisage d'engager au titre des actions visant la maîtrise de la demande d'électricité. Ces coûts sont en légère baisse par rapport à 2017 (-0,4 M€) du fait d'une diminution des primes accordées pour certaines actions de maîtrise de la demande d'électricité. Lors de l'examen des coûts de commercialisation exposés par EDM au titre de 2017, il est apparu qu'EDM n'a pas été en mesure d'obtenir de CEE pour les actions de MDE qu'il a déployées à Mayotte malgré les démarches entreprises. Or la valorisation de ces CEE permettrait de réduire la compensation versée au titre des charges de service public. Par conséquent, à compter de l'année 2018, il est attendu qu'EDM obtienne et valorise des CEE au titre des actions de MDE qu'il déploie.

Evolution par rapport aux coûts prévisionnels pour 2018

Par rapport à la prévision initiale pour 2018, les coûts d'achat des combustibles ont fortement diminué du fait d'une baisse significative de leur coût unitaire par rapport à la prévision initiale (-6,2 %). Cette baisse est en partie compensée par la hausse des charges de personnel, charges externes et autres achats.

1.1.2.2 Recettes de production

Les recettes de production prévisionnelles mises à jour pour 2018 s'élèvent pour EDM à **20,3 M€**, réparties comme indiqué dans le Tableau 7.

Tableau 7 : Evolution des recettes de production prévues par EDM pour 2018 par rapport aux recettes constatées au titre de 2017 et initialement prévues pour 2018

en M€	2018 reprév	2018 prév	Evolution		2017	Evolution	
			en M€	en %		en M€	en %
(+) Chiffre d'affaires issu de la fourniture d'électricité	34,4	34,1	0,3	0,9%	32,0	2,4	8%
(+) Chiffre d'affaires théorique lié aux agents EDM	0,2	0,2	0,0	-1,0%	0,2	0,0	-1%
Chiffre d'affaires total à considérer	34,6	34,3	0,3	0,9%	32,2	2,4	8%
(-) Recettes de distribution	13,6	13,5	0,1	0,5%	12,7	0,9	7%
(-) Recettes de gestion clientèle	1,7	1,5	0,2	12%	1,5	0,2	11%
(+) Recettes de vente pertes et services systèmes	2,1	2,1	0,0	0,2%	2,0	0,1	7%
Recettes brutes de production	21,6	21,5	0,1	0,3%	20,0	1,6	8%
Recettes de production totales ⁽¹⁾	20,3	20,2	0,0	0,2%	19,0	1,2	7%
Part production du tarif de vente (€/MWh)	60,18	60,00	0,2	0,3%	58,79	1,4	2%

⁽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.

Evolution par rapport aux recettes constatées au titre de 2017

Le chiffre d'affaires pour 2018 est supérieur à celui prévu pour 2017 d'environ 8 % ce qui s'explique principalement par l'hypothèse de poursuite de la croissance de la consommation (+5,3 %).

Les recettes de production d'EDM prévues pour 2018 sont obtenues en retranchant du chiffre d'affaires prévisionnel, issu de la vente d'électricité aux tarifs réglementés de vente et corrigé de l'effet du tarif agent, les recettes de distribution prévisionnelles et les recettes prévisionnelles relatives à la gestion de la clientèle, puis en ajoutant les recettes prévisionnelles liées à la vente des pertes et des services systèmes (les surcoûts de production dus à leur fourniture devant être compensés).

Evolution par rapport aux recettes initialement prévues pour 2018

Le montant des recettes mises à jour pour 2018 est légèrement supérieur à celui initialement prévu (+0,2 %) ce qui s'explique notamment par une révision à la hausse du chiffre d'affaires.

1.1.2.3 Surcoûts de production

Les coûts et les recettes de production prévisionnels retenus par la CRE s'élevant respectivement à 110 M€ et 20,3 M€, le montant des surcoûts de production prévisionnels au titre de l'année 2018 est évalué pour EDM à **89,7 M€**. Ce surcoût relève du programme budgétaire « service public de l'énergie ».

1.1.3 Mise à jour des surcoûts de production et d'achat d'énergie prévus par EEFW pour 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} janvier 2018 pour les 200 premiers kilowattheures consommés par mois par abonné ;
- à partir du 1^{er} juillet 2018 pour les 250 premiers kilowattheures consommés par mois par abonné.

Au-delà des volumes précités qui délimitent le périmètre péréqué, 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, dont le volume croît de 51,2 % entre 2017 et 2018, pour représenter 36,6 % du volume d'électricité vendu en 2018 (contre 24,6 % en 2017).

1.1.3.1 Coûts supportés

Les coûts présentés 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 prévisionnels s'élèvent, pour 2018, à **3,80 M€**, dont 41 % au titre des combustibles (1,57 M€). La décomposition par grands postes de coût est présentée dans le Tableau 8.

Tableau 8 : Evolution des coûts prévisionnels mis à jour pour 2018 par rapport aux coûts constatés au titre de 2017 et prévus initialement pour 2018 (sur le périmètre péréqué)

M€	Nature de coûts déclarés	2018 reprév	2018 prév	Evolution		2017	Evolution	
				en M€	en %		en M€	en %
Coûts variables	Achats de combustibles hors taxes	1,57	1,88	-0,32	-17%	0,99	0,58	59%
	Personnel, charges externes et autres achats	1,28	1,06	0,21	20%	0,85	0,43	51%
	Coûts de commercialisation	-	-	-	-	-	-	-
	Coûts d'acquisition des quotas de gaz à effet de serre	-	-	-	-	-	-	-
Coûts fixes	Rémunération des capitaux	0,14	0,09	0,05	48%	0,08	0,06	74%
	Amortissements	0,33	0,22	0,12	54%	0,22	0,11	50%
	Fonctions support	0,47	0,59	-0,12	-20%	0,29	0,18	64%
Coût total hors achat d'énergie		3,79	3,85	-0,06	-1%	2,42	1,36	56%
Coût achat d'énergie		0,010	0,010	0,00	1%	0,007	0,00	49%
Coût total		3,80	3,86	-0,06	-1%	2,43	1,37	56%

Evolution 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.

L'évolution prévisionnelle des différentes composantes de coût est également établie sur la base d'une hypothèse de hausse de la consommation d'environ 1,5 % par rapport à 2017 et d'une hausse des coûts d'achats des combustibles de 4 % par rapport à 2017, en lien avec la hausse des prix à terme observés sur le marché des matières premières.

D'autre part, de nouveaux investissements sont prévus pour 2018 relatifs à des travaux sur la centrale de Futuna et des travaux de renforcement du réseau.

1.1.3.2 Recettes

La réprévision des recettes correspondant au périmètre péréqué s'élève à **0,98 M€** pour 2018, contre **0,64 M€** pour 2017, soit une augmentation de 51 %, qui s'explique principalement par l'extension du périmètre de la péréquation.

Le montant des recettes mises à jour pour 2018 est légèrement supérieur à celui initialement prévu, 0,96 M€ (+1,9 %), ce qui s'explique notamment par la hausse des tarifs réglementé de vente au 1^{er} février 2018 et une révision du nombre de kWh péréqués éligibles au tarif jaune.

1.1.3.3 Surcoûts de production et d'achat d'énergie

Les montants prévisionnels de coûts et de recettes retenus par la CRE s'élevant respectivement à 3,80 M€ et 0,98 M€, le montant des surcoûts de production et d'achat d'énergie au titre de l'année 2018 est réévalué à **2,8 M€** pour EEWf, contre 1,8 M€ en 2017, soit une augmentation de 58 %. Ce surcoût relève du programme budgétaire « service public de l'énergie ».

1.2 Coûts liés aux projets d'études

Pour ce qui concerne les coûts liés aux projets d'études, seule EDF PEI a exposé à la compensation les coûts d'une deuxième étude relative à la chaîne d'approvisionnement gazière en Corse. La Programmation Pluriannuelle de l'Energie adoptée en fin 2015¹³ prévoit explicitement la réalisation d'une telle étude et la possible couverture des coûts afférents au titre des charges de service public 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 prévisionnel de **0,05 M€**. Ce coût est affecté au programme budgétaire « service public de l'énergie ».

2. SURCOUTS LIES AUX CONTRATS D'ACHAT

Contrats d'achat éligibles à la compensation

Les surcoûts d'achat prévus pour 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 évités liés à l'énergie produite

En application de l'article L. 121-7 du code de l'énergie, le montant des surcoûts est égal à la différence entre le prix d'acquisition de l'électricité payé en exécution des contrats en cause et le coût évité par l'acquisition de cette électricité (coût évité « énergie »), qui est évalué de la manière suivante :

- en métropole continentale, les coûts évités sont calculés « *par référence aux prix de marché de l'électricité sauf, pour les entreprises locales de distribution, pour les quantités acquises au titre des articles L. 311-10 et L. 314-1 se substituant aux quantités d'électricité acquises aux tarifs de cession mentionnés à l'article L. 337-1, par référence à ces tarifs* » ;
- dans les ZNI, les coûts évités sont calculés « *par rapport à la part relative à la production dans les tarifs réglementés de vente d'électricité* ».

Coût évité lié aux certificats de capacité

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

* * *

Les sections suivantes présentent les résultats de la mise à jour de l'évaluation des surcoûts liés aux contrats d'achat en métropole continentale pour EDF, les entreprises locales de distribution (ELD) et les Organismes agréés et, dans les ZNI, pour EDF, EDM et EEFW. 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.

¹³ Décret n° 2015-1697 du 18 décembre 2015 relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie de Corse

2.1 Mise à jour des surcoûts d'achat prévus 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 prévisionnels

La mise à jour de la prévision des quantités achetées en 2018 est établie par EDF à partir des montants constatés au titre de 2017 et au cours des mois de janvier à mars 2018, et des évolutions prévues pour le reste de l'année 2018. Comme indiqué en introduction, la CRE n'a pas modifié ces nouvelles prévisions.

Les quantités d'électricité et les coûts d'achat déclarés par EDF en métropole continentale au titre de l'année 2018 sont présentés dans le Tableau 9.

La mise à jour de la prévision pour 2018 réalisée par EDF aboutit à un volume total de **56,7 TWh** pour un coût d'achat de **7 580,9 M€**.

Tableau 9 : Mise à jour des quantités d'électricité et coûts d'achat prévus par EDF pour 2018

	Cogénération (combustible fossile)	Cogénération (combustible fossile) dispatchable	Diesel dispatchable	Hydraulique	Eolien	Incinération	Biogaz	Biomasse	Photovoltaïque	Autres(*)	TOTAL
Janvier	1 398,3	0,0	0,0	653,7	3 717,6	180,0	172,8	205,0	292,7	37,1	6 657,4
Février	1 287,8	0,0	0,2	604,8	2 561,5	164,7	162,0	257,5	458,8	16,5	5 513,7
Mars	1 332,3	0,0	0,0	657,7	2 928,2	165,7	161,8	238,4	737,7	27,3	6 249,2
Avril	0,0	0,0	0,0	645,7	2 149,8	132,1	172,7	257,4	914,0	10,0	4 281,7
Mai	0,0	0,0	0,0	686,1	1 823,7	144,4	179,3	270,3	1 073,0	18,5	4 195,2
Juin	0,0	0,0	0,0	559,0	1 544,9	143,6	176,0	243,1	1 129,3	21,8	3 817,7
Juillet	0,0	0,0	0,0	395,8	1 521,7	170,9	184,6	282,7	1 170,1	21,9	3 747,7
Août	0,0	0,0	0,0	290,6	1 494,1	161,0	185,7	277,6	1 064,1	18,2	3 491,3
Septembre	0,0	0,0	0,0	262,7	1 803,8	146,8	180,2	267,3	849,2	21,6	3 531,6
Octobre	0,0	0,0	0,0	338,7	2 374,3	124,2	196,4	265,1	614,4	21,5	3 934,7
Novembre	1 276,3	0,0	0,0	386,5	2 694,0	148,3	188,5	283,1	342,9	20,2	5 339,9
Décembre	1 469,4	0,0	0,0	500,8	3 132,6	146,0	200,0	274,9	235,8	27,3	5 986,8
Quantités (GWh)	6 764,1	0,0	0,2	5 982,1	27 746,3	1 827,7	2 160,1	3 122,3	8 882,0	262,0	56 746,9
Prévision initiale pour 2018 (GWh)	6 787,9	0,0	0,1	5 538,7	25 313,0	2 084,0	2 120,6	3 714,7	9 245,3	225,6	55 029,9
Quantités retenues en 2017 (GWh)	1 871,8	4 192,4	0,3	4 517,3	22 687,1	2 040,6	1 915,6	2 360,5	8 403,7	30,1	48 019,4
Coût d'achat (M€)	1 025,6		1,3	457,5	2 462,9	104,6	328,0	435,4	2 742,8	22,8	7 580,9
Prévision initiale pour 2018 (M€)	988,8	0,0	1,8	420,5	2 309,3	117,8	302,9	531,4	2 816,0	21,0	7 509,4
Coût d'achat retenu en 2017 (M€)	249,8	618,7	2,3	352,6	2 000,1	114,8	281,8	326,5	2 737,2	2,2	6 685,9
Coût d'achat unitaire (€/MWh)	151,6		6 044,0	76,5	88,8	57,2	151,9	139,5	308,8	87,0	133,6
Prévision initiale pour 2018 (€/MWh)	145,7		14 775,9	75,9	91,2	56,5	142,8	143,0	304,6	92,9	136,5
Coût d'achat unitaire en 2017 (€/MWh)	133,5		7 191,2	78,1	88,2	56,3	147,1	138,3	325,7	71,5	139,2

* Autres = petites installations, gaz de mines et surplus des ELD (RS41)

Par rapport à l'année 2017, le volume d'énergie acheté sous obligation d'achat en 2018 augmente de 18 %. Cette hausse est liée à la croissance en volume des filières éolienne (+5,1 TWh, en raison de la croissance du parc éolien), hydraulique (+1,5 TWh notamment en raison de conditions météorologiques défavorables observées en 2017), biomasse (+0,8 TWh), cogénération (+0,7 TWh) et photovoltaïque (+0,5 TWh). Le coût d'achat unitaire moyen du MWh diminue de 4 % pour s'établir à 133,6 €/MWh. Le coût d'achat total progresse de 13 %, soit une hausse de 895 M€ entre 2017 et 2018.

La mise à jour de la prévision d'achat pour 2018 conduit à augmenter les volumes d'achat de 1,7 TWh (soit +3 % par rapport à la prévision initiale). Cette augmentation résulte de différentes évolutions suivant les filières de production : forte hausse de la production de la filière éolienne (+ 2,4 TWh), hausse plus modérée de la production de la filière hydraulique (+ 443 GWh) et baisse de la production des filières incinération d'ordures ménagères, biomasse et photovoltaïque (- 1,2 TWh au total). Le coût d'achat total est en revanche relativement stable à +72 M€ (+ 1,0 %), la baisse des coûts d'achat des filières biomasse et photovoltaïque venant atténuer la hausse des coûts d'achat des filières éolienne et hydraulique.

La prévision de production pour la filière éolienne conduit à une forte hausse de la production par rapport à la prévision initiale (+443 GWh soit +8 %) en lien avec l'augmentation de la puissance installée prévisionnelle. Le coût d'achat unitaire est revu à la baisse de 2,5 €/MWh (-2,7 %), limitant ainsi la hausse des coûts d'achat (+154 M€ soit +7 %). Par rapport à l'année 2016, la mise à jour de la prévision conduit à une augmentation significative des volumes et des coûts d'achat (respectivement 5,1 TWh et 463 M€), résultant du développement attendu de la filière.

S'agissant de la filière photovoltaïque, la prévision de volumes pour 2018 est revue à la baisse (-363 GWh par rapport à la prévision initiale), tandis que la prévision de coût d'achat évolue légèrement à la baisse (-73 M€). La nouvelle prévision 2018 s'établit à 2 743 M€, soit une hausse de 0,2 % par rapport au coût d'achat constaté en 2017 qui s'explique par une prévision de hausse de la production (+6 %) contrebalancée par une baisse attendue du coût d'achat moyen (-5 %).

La prévision de production de la filière cogénération est stable par rapport à la prévision initiale (-0,4 %). Le coût d'achat augmente toutefois de manière sensible (+4 %) en raison de la hausse du coût unitaire d'achat sous l'effet de l'augmentation des prix du gaz, de la tonne de CO₂ et de la TICGN. La nouvelle prévision pour l'année 2017

repose sur un volume de 6,8 TWh (+12 % par rapport à 2017) et un coût d'achat de 1 026 M€ (+18 % par rapport à 2017).

La mise à jour de la prévision de production de la filière biomasse est plus basse que la prévision initiale (-600 GWh, soit -16 %) et par conséquent, le coût d'achat est revu à la baisse de 96 M€ soit -18%. La nouvelle prévision 2018 s'établit ainsi à 3,1 TWh et 435 M€, en hausse de plus de 30 % par rapport à l'année 2017.

La prévision de production pour la filière biogaz ainsi que le coût d'achat correspondant évoluent à la hausse (respectivement +1,9 % et +6,3 %) par rapport à la prévision initiale. La nouvelle prévision de coût d'achat pour 2017 est de 328 M€ (+16,4 % par rapport à 2017).

La mise à jour de la prévision pour la filière hydroélectrique sous obligation d'achat en 2018 repose sur un volume de 6,0 TWh et un coût d'achat de 457 M€, ce qui correspond à une hausse de l'ordre de 30 % par rapport à l'année 2017 et de 9 % par rapport à la prévision initiale.

Les volumes prévisionnels de la filière incinération sont en baisse de 12 % par rapport à la prévision initiale pour 2018 et s'élèvent à 1,8 TWh. Les coûts d'achat sont estimés pour 2018 à 105 M€, soit -9 % par rapport à 2017.

Le parc des diesels dispatchables continuera sa décroissance en 2018 avec une puissance de 19 MW en moyenne. Les volumes produits représentent 0,2 GWh en 2018 et les coûts d'achat s'élèvent à 1,3 M€.

EDF prévoit le développement de la filière « gaz de mine » en 2018 avec un volume de production de 64 GWh et un coût d'achat de 4,5 M€.

Par ailleurs, EDF intègre à sa nouvelle prévision pour l'année 2018 une hypothèse relative à l'achat des surplus des entreprises locales de distribution (contrats RS41). Pour 2018, la prévision représente un volume de 198 GWh et un coût d'achat de 18,3 M€.

2.1.1.2 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.

Pour 2018, le montant prévu est identique à celui constaté en 2017, soit **0,3 M€**.

2.1.2 Coûts évités à EDF par les contrats d'achat

2.1.2.1 Coûts évités liés à l'énergie produite

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* ».

2.1.2.2 Cas général

La méthodologie d'évaluation du coût évité prévisionnel au titre de l'année en cours pour EDF en métropole continentale est détaillée dans la délibération de la CRE du 16 décembre 2014¹⁴, du 25 mai 2016¹⁵ et du 22 juin 2017¹⁶. 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 les filières photovoltaïque, les filières dispatchables et les contrats dont la rémunération est horosaisonnalisée. Le coût évité de celles-ci est présenté dans les sections A.2.1.2.3 à A.2.1.2.6.

Le coût évité par la production quasi-certaine est calculé par référence aux prix de marché à terme. Le coût évité par la production aléatoire est calculé pour les 5 premiers mois de l'année à partir des prix spot constatés, et pour les 7 derniers mois à partir des prix de marché à terme : cotation du produit M6 pour le mois de juin, et cotations des produits Q3 et Q4 auxquelles sont appliqués des coefficients mensuels correspondants à la moyenne, depuis 2002, des rapports du prix du mois sur le prix du trimestre correspondant (poids moyen du mois dans le trimestre) pour les mois de juillet à décembre.

¹⁴ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 16 décembre 2014 portant communication relative à l'évolution de la méthodologie de calcul du coût évité par l'électricité produite sous obligation d'achat en métropole continentale.

¹⁵ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 25 mai 2016 portant communication relative à l'évolution de la méthodologie de calcul du coût évité par l'électricité produite sous obligation d'achat en métropole continentale.

¹⁶ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 22 juin 2017 portant communication relative à la méthodologie de calcul du coût évité par l'électricité produite sous obligation d'achat et à la valorisation des certificats de capacité attachés à la production sous obligation d'achat

Le coût évité par la part aléatoire de la production éolienne est quant à lui évalué de manière à refléter les effets de corrélation entre ces profils de production et les prix de marché. Un facteur correctif mensuel est ainsi appliqué aux références mensuelles de prix de marché retenues.

Le coût évité ainsi obtenu pour l'année 2017 s'élève à **1 936,8 M€** (hors contrats photovoltaïques, contrats à différenciation horosaisonnaire, contrats « appel modulable » et cogénérations fonctionnant en mode « dispatchable »).

Il est en hausse de 24 % par rapport à la prévision initiale pour l'année 2018, principalement en raison de la hausse observée des cotations des produits de marché portant sur la seconde partie de l'année 2018 mais également, de l'augmentation du volume prévisionnel de production sous obligation d'achat.

Coût évité par la production quasi-certaine

La puissance quasi-certaine retenue pour l'année 2018¹⁷ 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 Q1¹⁸	1 600
Surplus de production M11	2 300
Surplus de production M12	2 300

En application de la délibération n° 2017-156 du 22 juin 2017, le coût évité pour les produits des blocs correspondant à la production quasi-certaine est calculé en fonction :

- des cotations EEX pour les périodes de cotations antérieures au 1^{er} juillet 2017 (date d'entrée en vigueur de la disposition liée à la valorisation des blocs de puissance quasi-certaine de la délibération citée ci-dessus) ;
- des ventes effectivement réalisées le cas échéant par EDF depuis le 1^{er} juillet 2017 ;
- de la moyenne des cotations EEX constatées entre le 15 et le 31 mai 2018.

Le coût évité du produit « ruban » est ainsi obtenu à partir des cotations EEX observées entre le 1^{er} janvier 2016 et le 1^{er} juillet 2017, des ventes réalisées par EDF entre le 1^{er} juillet 2017 et le 31 décembre 2017. Le coût évité du produit « Q1 » a été obtenu à partir des ventes réalisées par EDF entre le 1^{er} janvier 2017 et le 1^{er} juillet 2017, des ventes réalisées par EDF entre le 1^{er} juillet 2017 et le 31 décembre. Le coût évité par les blocs des mois M11 et M12 est calculé selon la méthodologie retenue pour l'évaluation du coût évité mensuel par la part aléatoire (cf. infra) qui repose notamment sur la moyenne des cotations EEX observées entre le 15 et le 31 mai 2018 pour le produit « Q4 ». Les références de coût évité finalement retenues pour chaque bloc de puissance quasi-certaine sont indiquées dans le tableau 11.

Tableau 11 : Prix de marché retenus pour 2018, en €/MWh

Ruban	Q1	M11	M12
34,84	48,27	60,29	57,76

Ainsi, le coût évité par la production quasi-certaine, correspondant à 18,2 TWh, est de **762,2 M€**.

Coût évité par la production aléatoire relevant du cas général

Le coût évité par la part aléatoire est évalué à partir des prix spot, des cotations du produit M6, et des cotations des produits Q3 et Q4 auxquelles sont appliquées des facteurs fondés sur des données historiques de manière à établir une référence mensuelle.

Tableau 12 : Prix de marché mensuels pour la part aléatoire pour 2018, en €/MWh

Mois	Référence mensuelle
Janvier	34,95
Février	48,70
Mars	48,26

¹⁷ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 21 décembre 2017 relative aux valeurs de la puissance équivalente quasi-certaine nécessaires pour le calcul du coût évité par l'électricité produite sous obligation d'achat en métropole continentale.

¹⁸ Premier trimestre.

Avril	33,60
Mai	34,42
Juin	40,13
Juillet	43,18
Août	38,89
Septembre	46,92
Octobre	59,57
Novembre	60,29
Décembre	57,76

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 **1 174,6 M€**. Ce montant est détaillé dans le Tableau 13.

Tableau 13 : 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 mensuel éolien (€/MWh)	Quantité éolien (GWh)	Coût évité (M€)
Janvier	34,95	1 562,7	26,6	2 461,2	120,0
Février	48,70	1 509,9	41,9	1 426,7	133,3
Mars	48,26	1 497,9	36,0	1 671,8	132,6
Avril	33,60	751,4	31,8	1 499,5	73,0
Mai	34,42	811,3	32,0	1 151,7	64,8
Juin	40,13	701,3	37,0	894,6	61,2
Juillet	43,18	649,8	38,5	849,7	60,8
Août	38,89	556,6	35,9	822,1	51,1
Septembre	46,92	519,4	43,0	1 153,5	74,0
Octobre	59,57	555,9	55,8	1 702,3	128,1
Novembre	60,29	1 111,4	51,3	1 185,4	127,9
Décembre	57,76	1 383,9	43,9	1 548,5	147,9
Total 2018	45,6	11 612	39,5	16 367	1 174,6

2.1.2.3 Coût évité par la production photovoltaïque

Le calcul du coût évité par les installations photovoltaïques fait l'objet d'un traitement particulier. À la suite des préconisations inscrites dans le rapport Charpin-Trink issu de la concertation post-moratoire avec les acteurs de la filière, la CRE a mis en place une nouvelle méthode de calcul des coûts évités pour l'acheteur obligé, qui tient compte du profil de production de la filière.

La référence de coût évité pour la mise à jour de la prévision 2018 est calculée en appliquant aux prix de marché mensuels, dont le calcul est décrit dans la partie précédente, le rapport moyen des prix de marchés pondérés par les profils de production horosaisonniers du profil PRD3 (utilisé par les gestionnaires de réseaux de distribution) sur les prix mensuels issus de la valorisation de la production sous obligation d'achat dans le périmètre d'EDF. Cette méthode de calcul permet de déterminer un niveau de valorisation de l'électricité photovoltaïque en accord avec les périodes de production théorique, le photovoltaïque permettant de produire uniquement le jour, lorsque les prix spot sont les plus élevés sur le marché de gros.

Ainsi, le coût évité total prévisionnel pour la filière photovoltaïque en 2018 est de **411,7 M€**.

2.1.2.4 Cas particulier des installations bénéficiant d'un contrat horosaisonnalisé

Certaines installations bénéficient de contrats d'achat à différenciation horosaisonnaire, ce qui signifie que la rémunération du producteur par EDF dépend du moment où il produit son électricité. Les périodes horosaisonniers

où le tarif est élevé correspondent sensiblement aux heures où le prix de marché est haut. Il existe, pour ces contrats, une corrélation temporelle entre le volume acheté par EDF et le prix de marché. Le coût évité doit donc être calculé par poste horosaisonnier.

Ne pouvant prévoir, pour 2017, les prix de marché horaires et la répartition horaire des volumes achetés, on considère, en première approximation, que le coût évité par ces installations en 2018 a varié, par MWh, par rapport à 2017, dans la même proportion que le prix de marché moyen pondéré entre 2017 et 2018. Le coût évité est ainsi estimé à **79,7 M€**.

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

Les installations « dispatchables », qui font l'objet de contrat type « appel modulable », devraient représenter, fin 2018, une puissance garantie de 4 MW et une puissance moyenne de 19 MW sur l'année. Leur production prévisionnelle s'élève à 0,2 GWh. La moyenne des résultats des appels d'offres de RTE pour la mise à disposition de réserves complémentaires a été retenue pour l'évaluation du coût fixe évité à l'acheteur obligé. Le coût fixe évité prévisionnel est ainsi évalué à 0,1 M€.

La valorisation du coût évité « énergie » s'effectue, quant à elle, suivant la même méthode que celle retenue pour les contrats horosaisonnalisés décrite ci-dessus (i.e. variation dans la même proportion que le prix de marché moyen pondéré entre 2016 et 2017). Sur cette base, le coût évité « énergie » par les installations « dispatchables » est évalué à 0,02 M€. Le coût évité total est de **0,2 M€**.

2.1.2.6 Prise en compte de l'imprévisibilité d'une partie de la production sous obligation d'achat

À la suite de la 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, EDF a procédé à la création d'un périmètre d'équilibre dédié à l'obligation d'achat, au sein duquel les installations sous obligation d'achat ont été basculées au 1^{er} juillet 2015. En conséquence, l'évaluation des charges constatées en tient compte à compter de cette date.

EDF a estimé le coût résultant pour l'année 2018 à **15,6 M€** (contre 17,7 M€ dans sa prévision initiale), en tenant compte des volumes prévus pour chaque filière sous obligation d'achat, de leur contribution respective au volume total d'écart et des prix de marché à terme. Ce coût est à retrancher du coût évité par les contrats d'achat prévu au titre de 2018.

2.1.2.7 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 la 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. Ceux-ci conduisent à prendre en compte la valorisation qui pourrait être obtenue par un gestionnaire d'installation sous obligation d'achat aux enchères organisées pendant une année par EPEX Spot.

Pendant l'année 2018, les enchères tenues par EPEX Spot portent sur les Années de Livraison AL 2018, AL 2019, AL 2020, AL 2021 et AL 2022.

Le coût évité prévisionnel lié aux certificats de capacité au titre de l'année 2018 porte ainsi sur la valorisation qui peut être faite, lors de ces enchères des volumes de certificats pour les Années de Livraison concernées.

Dans le cadre de sa déclaration prévisionnelle, EDF a déclaré à la CRE sa meilleure estimation des volumes destinés à être vendus aux enchères qui se tiennent en 2018 pour les différentes Années de Livraisons qui y sont traitées:

	AL 2018	AL 2019	AL 2020	AL 2021	AL 2022
Vente totale prévisionnelle de certificats de capacité en 2018 (MW)	88,6	3 235,6	2 997,7	1 433,3	1 350,7

Pour les Années de Livraison qui déjà fait l'objet d'enchères les années précédant l'année 2018 (l'AL 2019 par exemple), les volumes ayant pu être vendus lors des enchères précédentes ont été pris en compte pour l'établissement des données indiquées *supra*.

Ces volumes prennent également en compte les « contraintes d'offres »¹⁹ auxquelles est soumis EDF car le volume de certificats de capacité dont il dispose est supérieur à 3 GW pour chaque Année de Livraison. Les règles du mécanisme de capacité imposent dans ce cadre d'offrir à la vente un volume minimal par année en amont de l'Année de Livraison.

La CRE a vérifié la cohérence de ces volumes avec (i) l'application des règles du mécanisme de capacité s'agissant notamment des « contraintes d'offres » et (ii) les volumes certifiés anticipés par EDF au regard de ceux pris en compte pour les Années de Livraison 2018 et 2019. Pour ces Années de Livraison, la certification des installations a déjà eu lieu et les puissances installées correspondantes font l'objet de prévisions détaillées par EDF dans le cadre des charges prévisionnelles 2018 et 2019.

En application de la délibération de la CRE du 22 juin 2017, la valorisation des certificats de capacité pour les années de Livraison 2018 et 2019 est effectuée au prix moyen résultant des enchères qui se sont déjà tenues pour ces Années de Livraison (respectivement 9 353,5 €/MW et 16 580,2 €/MW) et en l'absence à date de la tenue d'enchères pour les Années de Livraison 2020, 2021 et 2022, les volumes correspondants sont valorisés à la moyenne des prix des enchères qui ont eu lieu pour l'Année de Livraison 2019, soit 16 580,2 €/MW.

Le coût évité total prévisionnel retenu pour EDF au titre de l'année 2019 est de 150,3 M€ répartis de la manière suivante : 55,2 M€ pour le budget et 95,1 M€ pour le CAS.

	Budget	CAS						Total
	Cogénération	Eolien	Hydraulique	Biogaz	Biomasse	Incinération	Solaire	
Coût évité prévisionnel 2019 liés aux certificats de capacité (M€)	55,2	53,2	18,0	5,6	7,4	4,4	6,4	150,3

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

Le coût total évité à EDF par les contrats d'achat en métropole en 2017 est évalué à **2 563,1 M€** (762,2 M€ de coût évité par la production quasi-certaine + 1 174,6 M€ de coût évité par la production aléatoire + 411,7 M€ de coût évité par les contrats photovoltaïques + 79,7 M€ de coût évité horosaisonnalisé + 0,2 M€ de coût évité par les installations « dispatchables » + 150,3 M€ de coût évité liés aux certificats de capacité – 15,6 M€ au titre de la prise en compte du coût de l'imprévisibilité de la production sous obligation d'achat).

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

Les surcoûts supportés par EDF résultant des contrats d'achat en 2017 s'élèvent à **5 018,0 M€** en métropole continentale (7 580,9 M€ de coût d'achat + 0,2 M€ de coût de contrôle des cogénérations – 2 563,1 M€ de coût évité).

Ce montant se répartit de la manière suivante :

- 4 377,7 M€ au titre des charges relevant du CAS « transition énergétique » ;
- 640,4 M€ au titre des charges relevant du programme budgétaire « service public de l'énergie ».

La mise à jour de la prévision conduit à un montant de charges inférieur de 423 M€ à la prévision initiale pour 2017 (5 440,7 M€). Cette baisse s'explique par les effets de la hausse des prix de marchés qui a été partiellement atténuée par la hausse des coûts d'achat. Cette dernière a été principalement portée par les filières éolien, cogénération et hydraulique alors que le coût d'achat des filières biomasse et photovoltaïque a au contraire été revu à la baisse.

¹⁹ Cf. section 7.12.3.3 des règles du mécanisme de capacité en vigueur définies par RTE.

2.2 Mise à jour des surcoûts d'achat prévus par les entreprises locales de distribution au titre de 2018

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

24 entreprises locales de distribution ont transmis une mise à jour des prévisions de charges liées aux contrats d'achat au titre de 2018. Parmi elles, deux ont annoncé des surplus de production dus à l'obligation d'achat et revendus à EDF.

Pour les autres opérateurs, en l'absence de mise à jour, les éléments de la prévision initiale pour 2018 sont repris.

Les volumes et les coûts d'achat corrigés des surplus retenus au titre de la mise à jour 2018 s'élèvent respectivement à 2,9 TWh et à **388,4 M€** – soit une augmentation de respectivement 7 % et 4 % par rapport à la prévision initiale (2,7 TWh et 373,4 M€).

2.2.2 Calcul des coûts évités liés à l'énergie produite

Conformément au mécanisme introduit par la loi de finances rectificative pour 2011, les coûts évités énergie sont calculés par référence aux tarifs de cession pour le volume d'achat se substituant aux quantités d'électricité acquises à ces tarifs et aux prix de marché de l'électricité pour le volume restant. Les entreprises locales de distribution ont donc déclaré dans quel périmètre a été injectée l'électricité issue des contrats d'obligation d'achat, pour indiquer à la CRE si cette électricité se substitue à de l'énergie achetée au prix de marché ou au tarif de cession. La CRE a procédé à des interrogations complémentaires lorsque des incertitudes demeuraient.

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

Lorsque les entreprises locales de distribution ont choisi de vendre sur les marchés de gros de l'électricité issue de l'obligation d'achat, cette activité peut soit être réalisée directement par l'opérateur soit être assurée par un tiers. Le coût évité énergie correspondant a été évalué en prenant en compte les prix de marché spot. Pour les entreprises locales de distribution qui envisagent 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 qui envisagent une gestion de l'électricité produite sous obligation d'achat reposant 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 anticipe pour l'énergie produite.

En application de la délibération prise par la CRE le 22 juin 2017, 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	Prix pondéré éolien	Prix pondéré photovoltaïque
	(€/MWh)	(€/MWh)	(€/MWh)
Janvier	34,95	32,72	38,41
Février	48,70	46,20	50,62
Mars	48,26	45,52	47,89
Avril	33,60	32,79	33,61
Mai	34,42	32,89	35,71
Juin	40,13	37,81	43,59
Juillet	43,18	40,56	47,21
Août	38,89	37,43	40,99
Septembre	46,92	44,71	50,78
Octobre	59,57	56,25	63,17
Novembre	60,29	56,46	63,43
Décembre	57,76	52,00	62,63

Parmi les entreprises locales de distribution ayant mis à jour leurs charges liées aux contrats d'achat, 15 ont injecté la totalité de l'énergie issue des contrats dans le périmètre de vente aux tarifs réglementés de vente, et leur coût évité énergie est donc calculé uniquement en référence aux tarifs de cession. 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 **125,7 M€** au titre de la mise à jour de la prévision 2018 – soit une augmentation de 26 % par rapport à la prévision initiale (99,6 M€), principalement en raison de la hausse observée des cotations des produits de marché portant sur la seconde partie de l'année 2018 mais également du fait de l'augmentation du volume prévisionnel de 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, avec une différenciation selon le volume total de certificats de capacité dont elles disposent.

Pour les opérateurs disposant d'un volume total de certificats de capacité inférieur à 20 MW, le calcul du coût évité au titre de 2018 prend en compte la valorisation des certificats de l'Année de Livraison 2019, et éventuellement de certificats des Années de Livraison précédentes si des rééquilibrages ont été déclarés. L'intégralité des volumes déclarés pour l'Année de Livraison 2019 sont utilisés pour la valorisation.

Pour les opérateurs disposant d'un volume de certificats de capacité de plus de 20 MW, le calcul coût évité prend en compte l'ensemble des enchères qui auront lieu pendant l'année 2018 pour les Années de Livraison 2019 et suivantes. Le volume à valoriser pour chaque Année de Livraison est égal au volume total de certificats multiplié par la proportion d'enchères qui auront lieu au cours de l'année 2018 par rapport au nombre total d'enchères pour ces Années de Livraison.

Dans le cadre de la mise à jour de leur déclaration prévisionnelle au titre de 2018, 16 entreprises locales de distribution ont déclaré à la CRE leur meilleure estimation des volumes destinés à être vendus aux enchères qui se tiennent en 2018 pour les différentes Années de Livraisons qui y sont traitées :

	AL 2017	AL 2018	AL 2019	AL 2020	AL 2021	AL 2022
<i>Volume de certificats pouvant être valorisés (MW)</i>	0,4	10,4	204,0	28,7	18,7	14,0

Au total, 276,2 MW de certificats de capacité ont été pris en compte pour la mise à jour des charges des opérateurs concernés.

En application de la délibération de la CRE du 22 juin 2017, les volumes de certificats pour les Années de Livraison 2017, 2018 et 2019 sont valorisés, pour le calcul du coût évité prévisionnel, à la moyenne des prix des enchères qui ont eu lieu pour ces enchères, soit 10 210 €/MW pour l'Année de Livraison 2017, 9 354 €/MW pour l'Année de Livraison 2018 et 16 580 €/MW pour l'Année de Livraison 2019. En l'absence à date de la tenue d'enchères pour les Années de Livraison 2020, 2021 et 2022, ces volumes sont valorisés, pour le calcul du coût évité prévisionnel, à la moyenne des prix des enchères qui ont eu lieu pour l'Année de Livraison 2019, soit 16 580 €/MW.

Le coût évité lié aux certificats de capacité pour les opérateurs ayant mis à jour leurs charges prévisionnelles est évalué à 4,5 M€ au titre de l'année 2018. En ajoutant les prévisions initiales des autres opérateurs, le coût évité total lié aux certificats de capacité s'élève à **5,0 M€** au titre de la mise à jour de la prévision pour 2018.

2.2.4 Surcoûts d'achat

Les surcoûts retenus au titre de l'obligation d'achat s'élèvent ainsi, en 2017, à **257,7 M€** (388,4 M€ - 125,7 M€ - 5,0 M€), soit une diminution de 14,3 M€ par rapport aux charges initialement prévues.

Ce montant se répartit de la manière suivante :

- 244,7 M€ au titre des charges relevant du CAS « transition énergétique » ;
- 13,0 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 32.

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

2.3.1 Coûts d'achat déclarés par les Organismes agréés

Depuis le 1^{er} janvier 2017, les Organismes agréés mentionnés à l'article L. 314-6-1 du code de l'énergie, ont la possibilité de récupérer la gestion de contrats d'obligation d'achat en métropole continentale. Ce transfert de contrat depuis un acheteur obligé « historique » (EDF ou une entreprises locales de distribution) vers l'Organisme agréé est réalisé à la demande du producteur.

Quatre Organismes agréés qui avaient déclaré des charges prévisionnelles au titre des contrats d'achat pour l'année 2018 ont transmis une mise à jour de ces charges. Après prise en compte de cette mise à jour, les volumes et les coûts d'achat prévisionnels s'élèvent respectivement à 51,6 GWh et à **6,9 M€** au titre de 2018 – soit une augmentation de respectivement 32 % et 44 % par rapport à la prévision initiale (39,1 GWh et 4,8 M€). Cette augmentation est principalement due à un contrat éolien qui n'avait pas été anticipé dans la prévision initiale d'un Organisme agréé.

2.3.2 Coûts évités liés à l'énergie produite

Le calcul du coût évité pour les Organismes agréés prend en compte les prix de marché à termes mensuels évalués par la CRE.

En application de la délibération prise par la CRE le 22 juin 2017, 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 ci-dessus.

Au total le coût évité prévisionnel lié à l'énergie produite est évalué à **2,3 M€**.

2.3.1 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 Organismes agréés.

Ils ont déclaré à la CRE les volumes de capacités anticipés et pouvant être valorisés pendant l'année 2018. Au total, 5,6 MW de certificats de capacité ont été pris en compte.

En application de la délibération de la CRE du 22 juin 2017, les volumes de certificats pour les Années de Livraison 2017, 2018 et 2019 sont valorisés, pour le calcul du coût évité prévisionnel, à la moyenne des prix des enchères qui ont eu lieu pour ces enchères, soit 10 210 €/MW pour l'Année de Livraison 2017, 9 354 €/MW pour l'Année de Livraison 2018 et 16 580 €/MW pour l'Année de Livraison 2019. En l'absence à date de la tenue d'enchères pour les Années de Livraison 2020, 2021 et 2022, ces volumes sont valorisés, pour le calcul du coût évité prévisionnel, à la moyenne des prix des enchères qui ont eu lieu pour l'Année de Livraison 2019, soit 16 580 €/MW.

Le coût évité lié aux certificats de capacité est évalué à **0,06 M€** pour 2019.

2.3.2 Surcoûts d'achat

Le surcoût résultant s'élève à **4,6 M€** (6,9 M€ - 2,3 M€ - 0,06 M€). Ce montant relève du CAS « transition énergétique ».

Les principaux éléments de calcul du surcoût d'achat par opérateur sont indiqués dans le Tableau 32.

2.4 Mise à jour des surcoûts d'achat prévus par EDF dans les ZNI au titre de 2018

2.4.1 Quantités d'électricité et coûts d'achat prévisionnels

La mise à jour de la prévision des quantités et des coûts d'achat d'EDF dans les ZNI pour l'année 2018 est présentée dans le Tableau 15.

Tableau 15 : Quantités d'électricité et coûts d'achat prévisionnels mis à jour par EDF dans les ZNI en 2018

	Interconnexion*	Bagasse/ Charbon	Thermique	Bagasse/ Biomasse	Eolien	Hydraulique	Incinération	Géothermie	Biogaz	Biomasse	Hydrogène	Photovoltaïque	TOTAL
Corse	632,7	0,0	503,9	0,0	25,7	52,9	0,0	0,0	8,8	0,0	0,0	200,4	1 424,4
Guadeloupe	0,0	513,2	959,0	0,0	63,7	28,8	0,0	114,1	16,9	0,0	0,0	133,2	1 828,9
Martinique	0,0	0,0	785,6	113,4	5,7	0,0	24,2	0,0	2,2	0,0	1,2	87,6	1 019,9
Guyane	0,0	0,0	101,3	0,0	0,0	20,4	0,0	0,0	0,0	11,8	0,0	62,5	196,1
La Réunion	0,0	1 400,0	817,6	0,0	15,7	10,0	0,0	0,0	16,7	0,0	0,0	292,1	2 552,0
Saint-Pierre et Miquelon	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Iles bretonnes	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,256
													0
Quantités (GWh)	632,7	1 913,2	3 167,3	113,4	110,9	112,1	24,2	114,1	44,5	11,8	1,2	776,1	7 021,5
Prévision 2018 (GWh)	667,6	1916,2	3030,7	241,1	127,1	130,2	26,2	82,8	42,5	12,0	0,0	774,5	7 050,9
Constatées en 2017 (GWh)	679,7	1946,8	3321,6	0,0	88,1	98,6	5,3	112,2	22,4	10,3	0,0	634,1	6 919,1
Coût d'achat (M€)	31,8	320,1	790,4	27,7	11,2	11,1	4,3	22,8	5,9	2,6	0,4	313,6	1 542,1
Prévision 2018 (M€)	32,8	337,9	734,4	56,9	16,2	13,8	1,8	14,0	4,8	2,6	0,0	322,5	1537,9
Constatées en 2017 (M€)	34,2	334,1	779,3	0,0	9,8	9,6	0,3	19,2	2,3	2,5	0,0	276,0	1467,2

* La Corse bénéficie de deux liaisons électriques avec l'Italie continentale et la Sardaigne : SACOI (Sardaigne-Corse-Italie) et SARCO (Sardaigne-Corse)

Evolution par rapport aux quantités d'électricité et coûts d'achat constatés au titre de 2017

Les volumes d'achat prévisionnels mis à jour pour 2018 sont relativement stables par rapport à 2017 (en hausse de 1,5 %). Dans le même temps, le coût d'achat – toutes filières confondues – devrait quant à lui augmenter de 5,1 %.

L'évolution du volume et du coût d'achat de l'électricité produite est toutefois très hétérogène en fonction de la filière et du territoire considérés :

- L'année 2018 est marquée par la mise en service, de la centrale Galion 2 fonctionnant à partir de bagasse et de biomasse en Martinique. C'est la première centrale bagasse/biomasse dans les ZNI. Le remplacement de la production thermique par de la production biomasse au coût variable plus important participe à la hausse générale des achats dans la prévision 2018 par rapport à l'année 2017.
- Une autre nouvelle technologie intègre par ailleurs le portefeuille prévisionnel des achats d'énergie, avec la mise en service d'une pile à combustible hydrogène de 1 MW en Martinique, au quatrième trimestre 2018.
- Les prévisions d'achats pour la production thermique en 2018 sont globalement en baisse par rapport à 2017 (- 5 %), année au cours de laquelle la production de cette filière a été relativement importante. La poursuite du développement des énergies renouvelables en 2018 participe également à la baisse des achats pour la filière thermique. La hausse du coût de ces achats, est due à une hausse du prix des combustibles fossiles et du CO₂, et à l'indexation des primes versées sur l'inflation prévisionnelle.
- La filière photovoltaïque devrait elle aussi continuer à se développer, avec la mise en service progressive des installations lauréates d'appels d'offres, associée à des prévisions de meilleures conditions climatiques. En 2018, les prévisions intègrent ainsi une hausse de 22 % de la production et de 14 % du coût d'achat pour cette filière. La hausse des coûts de la filière est moins importante que celle de la production, car les nouvelles installations sont moins coûteuses que les plus anciennes.
- Les prévisions d'achat pour la filière éolienne en 2018 sont en hausse de 26 % par rapport à 2017. Cette hausse est portée par des prévisions de conditions climatiques plus favorables en 2018, et à la mise en service de nouvelles installations (projet Grand Rivière en Martinique de 12 MW, installation de 16 MW supplémentaires en Guadeloupe).
- La quantité d'énergie importée par les interconnexions en Corse devrait revenir à la normale en 2018 après une hausse des importations en 2017 causée par la baisse de la production des énergies renouvelables.
- Les achats hydrauliques devraient augmenter en 2018 par rapport à 2017, année à faible hydraulité en Corse, avec en outre le rachat de la centrale de Bananiers en Guadeloupe.
- La production de l'UIOM (Martinique) est ramenée à un niveau normal dans les prévisions pour 2018, avec un constaté 2017 qui ne prend en compte que trois mois de production.

Evolution par rapport aux quantités d'électricité et coûts d'achat prévisionnels pour 2018

Le volume d'achat total prévisionnel mis à jour pour 2018 demeure très stable (- 0,4 %) par rapport à la première prévision réalisée pour cette même année. Il en est de même pour le coût d'achat total (+ 0,3 %).

Toutefois, la date de mise en service de la centrale bagasse/biomasse Galion 2 a été repoussée à mi-année conduisant à une baisse de la production et des coûts pour cette filière. La production de la filière hydrogène a été introduite par rapport aux anciennes prévisions.

Le report de la mise en service de la centrale de Galion 2 par rapport aux anciennes prévisions, entraîne une hausse des prévisions de production pour la filière thermique.

Les prévisions pour la filière éolienne ont été revues à la baisse, avec des installations qui seront mise en service plus tard que prévu en Guadeloupe.

2.4.2 Coûts évités à EDF par les contrats d'achat

En application du a) du 2° du I de l'article R. 121-28 du code de l'énergie, le coût évité par les contrats d'achat dans les ZNI est calculé en valorisant l'électricité achetée par EDF à la part production des tarifs de vente. Celles-ci ont été réévaluées comme présenté en section A.1.1.1.2. Le coût évité s'élève à **377,7 M€**, comme détaillé dans le Tableau 16.

Tableau 16 : Coût prévisionnel évité à EDF par les contrats d'achat dans les ZNI en 2017

	Corse	Guadeloupe	Martinique	Guyane	Réunion	SPM	Iles bretonnes	2018 reprév
Quantités achetées (GWh)	1 424,4	1 828,9	1 019,9	196,1	2 552,0	0,0	0,256	7 021,5
Taux de pertes (%)	12,5%	12,4%	9,0%	11,5%	8,6%	5,8%	7,5%	
Quantités achetées et consommées (GWh) *	1 246,3	1 602,3	928,3	173,6	2 332,5	0,0	0,237	6 283,2
Part production du tarif de vente (€/MWh)	54,89	61,61	63,61	57,87	60,63	66,71	45,15	---
Coût évité par les contrats d'achat (M€)	68,4	98,7	59,1	10,0	141,4	0,00	0,0107	377,7

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

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

Les surcoûts prévisionnels mis à jour d'EDF résultant des contrats d'achat en 2018 s'élèvent à **1 164,4 M€** dans les ZNI (1 542,1 M€ de coût d'achat – 377,7 M€ de coût évité).

Ce montant se répartit par compte de financement budgétaire de la manière suivante :

- 288,2 M€ au titre des charges relevant du CAS « transition énergétique » ;
- 876,2 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 d'achat prévisionnels mis à jour d'EDF dans les ZNI en 2017

M€	Corse	Guadeloupe	Martinique	Guyane	Réunion	SPM	Iles bretonnes	2018 reprév
Coût d'achat	255,4	402,0	261,1	69,0	554,5	0,0	0,111	1 542,1
Coût évité	68,4	98,7	59,1	10,0	141,4	0,0	0,011	377,7
Surcoûts	187,0	303,3	202,0	59,0	413,0	0,0	0,101	1 164,4
dont ENR OA affectées au CAS	68,1	51,1	33,9	21,7	113,3	0,0	0,097	288,2
dont ENR hors OA affectées au budget	0,1	18,0	21,4	2,0	-0,1	0,0	0,003	41,4
dont autres contrats affectés au budget	118,8	234,2	146,6	35,3	299,8	0,0	0,000	834,8

2.5 Surcoûts d'achat prévus par EDM au titre de 2018

2.5.1 Coûts liés aux contrats d'achat à Mayotte

Les volumes d'achat prévisionnels mis à jour pour 2018 sont de 23,7 GWh, pour un montant de **8,9 M€**. Les quantités et coûts d'achat prévisionnels par filière sont présentés dans le Tableau 18.

Tableau 18 : Quantités d'électricité et coûts d'achat prévisionnels d'EDM au titre de 2018

	Biogaz	Photovoltaïque	TOTAL
Quantités (GWh)	4,0	19,7	23,7
<i>prévision 2018 (GWh)</i>	4,0	19,3	23,3
<i>Constatées en 2017 (GWh)</i>	0,0	18,5	18,5
Coût d'achat (M€)	0,5	8,4	8,9
<i>prévision 2018 (M€)</i>	0,5	8,6	9,1
<i>Constatés en 2017 (M€)</i>	0,0	8,2	8,2

EDM prévoit la mise en service de 12 nouvelles installations photovoltaïques de moins de 100 kW par rapport au parc en fonctionnement à fin 2017. Par ailleurs, EDM prévoit la mise en service d'une installation biogaz produisant 4 GWh/an.

Cela se traduit par une augmentation des charges et volumes d'achat par rapport à 2017 et un léger ajustement par rapport à la première prévision pour 2018 (Tableau 18/19).

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

L'électricité achetée par EDM, valorisée à la part production estimée à 60,18 €/MWh (cf. section A.1.1.2.2), est évaluée à **1,3 M€**, comme détaillé dans le Tableau 19.

La hausse de la PPTV par rapport au constaté 2017 limite la hausse des surcoûts d'achat (+5%) liée à des quantités achetées plus importantes.

Tableau 19 : Coût évité à EDM par les contrats d'achat en 2018

	2018 reprév	2018 prév	Evolution		2017	Evolution	
			en M€	en %		en M€	en %
Coût d'achat (M€)	8,9	9,1	-0,2	-2%	8,2	0,7	8%
Quantités achetées (GWh)	23,7	23,3	0,3	1%	18,5	5,2	28%
<i>Taux de pertes</i>	8,60%	8,60%	0,0	0%	8,61%	0,0	0%
Quantités achetées et consommées (GWh)⁽¹⁾	21,6	21,3	0,3	1%	16,9	4,8	28%
<i>Part production dans le tarif de vente (€/MWh)</i>	60,18	60,00	0,2	0%	58,79	1,4	2%
Coût évité par les contrats d'achat (M€)	1,3	1,3	0,0	2%	1,0	0,3	31%
Surcoûts d'achat (M€)	7,6	7,8	-0,2	-3%	7,2	0,4	5%

⁽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 prévus par EDM résultant des contrats d'achat en 2018 s'élèvent à **7,6 M€** (8,9 M€ - 1,3 M€). Ces surcoûts relèvent du CAS « transition énergétique ».

2.6 Surcoûts d'achat prévus par EEFW au titre de 2018

Dans le contexte de la mise en place de la péréquation tarifaire aux îles Wallis et Futuna, les coûts d'achat – peu significatifs – n'ont pas été distingués des coûts de production. Cette assimilation n'est toutefois pas dommageable à ce stade pour le calcul des charges de service public de l'énergie car les coûts d'achat et les coûts de production d'EEFW relèvent tout deux du budget général. De ce fait, l'évaluation du surcoût d'achat a été intégrée dans le calcul du surcoût de production pour la prévision des charges au titre de 2018 (cf. section A.1.1.3).

3. CHARGES LIEES A LA REMUNERATION DE LA DISPONIBILITE DES COGENERATIONS DE PLUS DE 12 MW

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

rémunère la disponibilité annuelle de leur capacité de production pendant une durée maximale de 3 ans qui se termine au plus tard le 31 décembre 2016.

Mise à jour du montant des charges prévisionnelles pour 2018

Le dispositif de rémunération de la disponibilité des cogénérations de plus de 12 MW ayant pris fin au 31 décembre 2016, EDF ne prévoit pas de montant de charges associé au titre de l'année 2018.

La mise à jour des charges prévisionnelles supportées par EDF au titre de la rémunération de la disponibilité des centrales de cogénération de plus de 12 MW s'élève à **0 M€**.

Cette section sera dès lors supprimée l'an prochain.

4. COMPLEMENT DE REMUNERATION

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

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

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

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 rémunération²⁰ et dans un décret définissant les modalités d'application du complément de rémunération²¹.

Les cadres de soutien de plusieurs filières ont été fixés et permettent à des producteurs de signer des contrats de complément de rémunération²² :

- Filière éolien terrestre : un arrêté concerne les installations pour lesquelles une demande de contrat a été envoyée au cours de l'année 2016 quelle que soit leur puissance, un arrêté concerne les installations de six aérogénérateurs au maximum pour lesquelles une demande de contrat a été envoyée à partir du 1^{er} janvier 2017. Un appel d'offres concerne les installations composées de plus de six aérogénérateurs ;
- Filière photovoltaïque : trois appels d'offres sont dédiés aux installations photovoltaïques au sol, sur bâtiments et innovantes;
- Filière autoconsommation : un appel d'offres permet aux installations produisant de l'électricité à partir d'énergies renouvelables et autoconsommant une partie de celle-ci de bénéficier d'une prime pour l'énergie autoconsommée et pour l'énergie vendue ;
- Filière cogénération au gaz : un arrêté concerne les installations de puissance électrique inférieure à 1 MW et un appel d'offres permet aux producteurs d'installations de cogénération au gaz de puissance électrique supérieure à 12 MW de bénéficier d'un contrat de 4 ans durant lesquels ils construiront une installation de cogénération alimentée au bois-énergie qui bénéficiera alors d'un contrat de complément de rémunération d'une durée de 20 ans ;

²⁰ 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.

²¹ 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.

²² Cette liste est potentiellement non exhaustive.

- Filière hydro-électricité : un arrêté concerne les installations de puissance inférieure à 1 MW et un appel d'offres concerne les installations de puissance supérieure ;
- Filière biomasse – bois énergie : un appel d'offres concerne les installations de puissance électrique comprise entre 0,3 et 25 MW ;
- Filière méthanisation : un appel d'offres concerne les installations de puissance électrique comprise entre 0,5 et 5 MW ;
- Filière stations d'épuration : un arrêté concerne les installations utilisant le biogaz issu du traitement des eaux usées urbaines ou industrielles d'une puissance comprise entre 500 kW et 12 MW ;
- Filière géothermie : un arrêté concerne les installations utilisant l'énergie extraite de gîtes géothermiques, quelle que soit leur puissance ;
- Un appel d'offres dédié aux filières photovoltaïque et éolien d'une puissance de 200 MW.

Mise à jour des charges prévisionnelles pour 2018

EDF a mis à jour sa prévision des installations susceptibles de bénéficier du complément de rémunération au cours de l'année 2018, et des charges en résultant. EDF estime que les filières éolien terrestre, cogénération, photovoltaïque et hydraulique seront concernées :

- filière éolien terrestre : développement sous l'arrêté tarifaire du 13 décembre 2016 à hauteur de 101 MW par mois en 2018 (contre 50 MW par mois dans la prévision initiale) à compter de la référence prise par EDF en mars 2018 (2,2 MW) ;
- filière cogénération : développement par l'appel d'offres cogénération/biomasse à hauteur de 100 MW à partir de novembre 2018 ;
- filière photovoltaïque : développement par la mise en service d'installations lauréates de l'appel d'offres « autoconsommation » qui s'est tenu en 2016 (+40 MW en 2018) ;
- filière hydraulique : développement sous arrêté tarifaire à hauteur de 1 MW par an en 2018 et en 2019.

La mise à jour de la prévision est détaillée dans le Tableau 20. Le calcul du montant de la prime est fondé sur des hypothèses relatives aux prix de marché et aux éléments de calcul de la prime.

Tableau 20 : Mise à jour de la prévision relative au complément de rémunération pour 2018

	Puissance installée en fin d'année 2018 (MW)	Energie produite (GWh)	Charges (M€)
Cogénération	100	156	4,7
Hydraulique	2,1	4,4	0,4
Photovoltaïque	40,3	17,1	0,7
Eolien	917	796	33,4
TOTAL	1 059 MW	974 GWh	39,1 M€
CAS			34,4
Budget			4,7

Les charges prévisionnelles supportées par EDF résultant des contrats de complément de rémunération en 2018 s'élèvent à **39,1 M€** :

- 34,4 M€ au titre des charges relevant du CAS « transition énergétique » ;
- 4,7 M€ au titre des charges relevant du programme budgétaire « service public de l'énergie ».

La mise à jour de la prévision conduit à un montant de charges inférieur de 14,4 M€ à la prévision initiale pour 2018 (53,5 M€).

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

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

En application des dispositions de cet article, les règles relatives à la comptabilité appropriée délibérées par la CRE le 22 février 2018 permettent aux gestionnaires de contrats d'obligation d'achat – EDF, les entreprises locales de distribution et les Organismes agréés - de mettre à jour les coûts correspondants initialement prévus 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 organismes qui sont en charge 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.

Au total, 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 **48,9 M€** (dont 45,1 M€ prévus par EDF, 3,5 M€ prévus par 57 entreprises locales de distribution et 0,3 M€ prévu par trois Organismes agréés) contre 48,1 M€ dans la prévision initiale.

Ces montants ont été retenus par la CRE dans le cadre de l'exercice de mise à jour des charges prévisionnelles au titre de 2018. Cela ne préjuge cependant pas des montants qui seront finalement retenus en tant que charges constatées au titre de 2018.

Ce montant relève du CAS « transition énergétique ».

6. BILAN DES CHARGES LIÉES AUX CONTRATS D'OBLIGATION D'ACHAT ET DE COMPLÉMENT DE RÉMUNÉRATION EN METROPOLE 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, A.2.2 et A.2.3 respectivement), (ii) les charges liées au dispositif de complément de rémunération supportées par EDF (cf. section A.4) et (iii) les coûts liés à la conclusion et à la gestion des contrats d'obligation d'achat et de complément de rémunération (cf. section A.5), les charges résultant des contrats d'obligation d'achat et de complément de rémunération en métropole continentale prévues par EDF, les entreprises locales de distribution et les Organismes agréés en 2018 s'élèvent à **5 368,3 M€**.

Ce montant se répartit de la manière suivante :

- 4 710,2 M€ au titre des charges relevant du CAS « transition énergétique » ;
- 658,1 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	4 377,6	244,7	4,6	4 626,9	5 280,3
	Budget	640,4	13,0	0,0	653,4	
Complément de rémunération	CAS	34,4			34,4	39,1
	Budget	4,7			4,7	
Coût de gestion des contrats	CAS	45,1	3,5	0,3	48,9	48,9
Total		5 102,2	261,2	4,9	5 368,3	
CAS		4 457,1	248,2	4,9	4 710,2	
Budget		645,1	13,0	0,0	658,1	

7. CHARGES LIEES AUX CONTRATS D'EFFACEMENT

7.1 Contexte juridique

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

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

7.2 Montant des charges prévisionnelles au titre de 2018

Pour l'année 2018, les charges prévisionnelles déclarées par RTE pour la mise en œuvre des contrats d'effacement qui seront conclus dans le cadre de l'appel d'offres « effacement 2018 » (lancé le 14 décembre 2017 en application de l'article L. 271-4 du code de l'énergie) s'élèvent à **37,0 M€**.

8. CHARGES LIEES 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 maintenue à titre transitoire 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 à titre transitoire 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 2013²³, 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

²³ 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.

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.* »

Afin d'être généralisé à partir du 1^{er} janvier 2018, le chèque énergie a été mis en place progressivement en commençant par le remplacement des tarifs sociaux dans les départements de l'Ardèche, de l'Aveyron, des Côtes d'Armor et du Pas de Calais à compter de mai 2016. 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.

Par ailleurs, 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.

Enfin, 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 dispositif d'aide « chèque énergie », à compter du 1^{er} janvier 2018, une offre de transmission des données de consommation, exprimées en euros, au moyen d'un dispositif déporté d'affichage en temps réel. Les coûts correspondants sont compensés, dans la limite d'un montant unitaire maximal par ménage fixé par arrêté non publié au moment de la rédaction de la présente délibération.

* * *

Au titre de l'année 2018, une mise à jour de sa prévision des charges liées aux dispositifs sociaux a été déclarée par EDF, en métropole continentale et en ZNI, par 19 entreprises locales de distribution et par un fournisseur alternatif. Les éléments relatifs à la prévision initiale sont donc repris pour les autres fournisseurs ayant prévu de supporter des charges en 2018.

8.1 Charges liées au « tarif de première nécessité »

8.1.1 Pertes de recettes liées au TPN

La mise à jour de la prévision des opérateurs retient une révision à la baisse de l'estimation initiale du nombre de foyers qui devraient être facturés en 2018 pour de la fourniture au tarif de première nécessité au titre de l'année 2017.

La mise à jour de la prévision repose ainsi sur une estimation d'un nombre de bénéficiaires facturés en 2018 à environ 1 045 000 (intégrant 11 500 logements dans des résidences sociales), soit une baisse de 22 % par rapport à la prévision initiale.

La mise à jour du montant des déductions et versements forfaitaires prévu pour 2018 s'établit à **83,2 M€** - en diminution de 17 % par rapport à la prévision initiale et de 68 % par rapport aux charges constatées en 2017, du fait de la fin du tarif de première nécessité.

8.1.2 Surcoûts de gestion

La nouvelle prévision des surcoûts de gestion pour 2018 est de **0,7 M€**, se décomposant en 0,5 M€ de frais de personnel et 0,3 M€ de frais de prestations externes. Elle est en forte diminution (50 %) par rapport à la prévision initiale pour 2018, en raison principalement de la révision à la baisse par EDF de sa prévision de dépenses externes.

8.1.3 Services liés à la fourniture

Les charges imputables aux services liés à la fourniture des clients au TPN sont estimées pour l'année 2018 à **3,0 M€**, soit une diminution de 23 % par rapport à la prévision initiale, principalement en raison d'une révision à la baisse par EDF de sa prévision.

8.1.4 Bilan des charges liées au TPN

La mise à jour du total des charges à compenser aux opérateurs en 2017 au titre du « tarif de première nécessité » s'élève à **87,0 M€**, ZNI incluses (83,2 M€ + 0,7 M€ + 3,0 M€).

8.2 Charges liées aux dispositifs d'affichage déporté

Pour 2018, ces charges ont été mises à jour par EDF, Enercoop, ainsi que par une entreprise locale de distribution. En ajoutant la prévision initiale, six opérateurs au total ont fait état de charges prévisionnelles liées aux dispositifs d'affichage déporté au titre de l'année 2018.

S'agissant d'EDF, les coûts prévisionnels liés à la conception et au développement du dispositif au titre de l'année 2018 sont estimés à 5,3 M€. Ces coûts s'ajoutent aux coûts déclarés au titre des années 2016 (0,9 M€) et 2017 (2,0 M€). En l'absence de prévision de déploiement effectif du dispositif en 2018, ces coûts ne sont pas retenus dans les charges prévisionnelles 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.

Les autres opérateurs envisagent le déploiement d'environ 4 200 dispositifs et estiment la charge correspondante à **0,15 M€** au titre de 2018.

8.3 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 aux versements effectués aux fonds de solidarité logement au titre du dispositif institué en faveur des personnes en situation de précarité s'effectue, pour chaque opérateur, à hauteur 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.

Pour 2018, EDF et 12 entreprises locales de distribution ont fait état de versements aux fonds de solidarité logement dans le cadre de la mise à jour de leurs charges. L'application du plafond susmentionné a conduit à une révision à la baisse des charges correspondantes. Pour les autres fournisseurs dont les versements prévisionnels aux fonds de solidarité logement n'ont pas été mis à jour cette année, l'intégralité de la prévision initiale a été reprise. Le plafond susmentionné sera par conséquent appliqué lors du prochain exercice, quand les montants correspondants seront déclarés au titre des charges constatées.

Pour 2018, la compensation après mise à jour des charges s'élève à **27,3 M€** pour l'ensemble des opérateurs ayant déclaré des charges afférentes à ce dispositif (contre 29,7 M€ dans la prévision initiale pour 2018). Le montant des versements d'EDF aux fonds de solidarité logement en 2019 est compensé en totalité dans la mesure où il est inférieur à la limite susmentionnée. Ce n'est pas le cas pour l'ensemble des fournisseurs.

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

Le montant des charges prévisionnelles mises à jour relatives aux services liés à la fourniture des bénéficiaires du chèque énergie pour 2018 s'élève à **3,2 M€**.

Ce montant est en diminution par rapport à la prévision initiale pour 2018 (4,1 M€). La somme des charges mises à jour 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 3,0 M€ et 3,2 M€) est en légère diminution par rapport à la somme des charges constatées en 2017 au titre de ces mêmes réductions (respectivement 6,3 M€ et 0,3 M€).

8.5 Bilan des charges liées aux dispositifs sociaux supportées par opérateur

La mise à jour de la prévision de charges à compenser aux opérateurs en 2017 au titre des dispositifs sociaux en métropole continentale et dans les ZNI s'élève à **117,6 M€** (87,0 M€ + 0,15 M€ + 27,3 M€ + 3,2 M€). Elle est inférieure de 7 % à la prévision initiale, en raison principalement de la révision à la baisse par EDF de son estimation du nombre de foyers qui devraient être facturés en 2018 pour de la fourniture au tarif de première nécessité au titre de l'année 2017.

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 32.

Tableau 22 : Mise à jour de la prévision de charges liées aux dispositifs sociaux au titre de 2018 et comparaison par rapport aux charges constatées au titre de 2017 et initialement prévues pour 2018

	Charges au titre du TPN				Charges retenues au titre du FSL	Charges liées au chèque énergie		2018 actualisé	2017	2018 prévision initiale
	Nombre de bénéficiaires en fin 2017	Pertes de recette	Frais de mise en œuvre	Total retenu au titre du TPN		Perte de recettes liée aux réductions sur les services	Afficheurs déportés			
		M€	M€	M€						
EDF	762 418	74,2	0,5	74,8	20,6	2,9	0,0	98,2	253,1	121,7
EDF MC*	667 481	66,8	0,4	67,2	20,1	2,7	0,0	90,0	229,0	111,5
EDF ZNI	94 937	7,4	0,2	7,6	0,5	0,2	0,0	8,2	24,1	10,1
EDM	0	0,0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,0
ELD	33 937	1,3	0,1	1,4	0,7	0,1	0,1	2,4	9,9	1,4
Autres fournisseurs	248 706	10,7	0,1	10,8	6,0	0,2	0,1	17,0	38,8	17,0
Total	1 045 061	86,3	0,7	87,0	27,3	3,17	0,15	117,6	302,1	140,1

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

B. Charges de service public en gaz

1. CHARGES LIEES AUX CONTRATS D'ACHATS DE BIOMETHANE

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

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

Conformément à l'article R. 121-30 du code de l'énergie, les fournisseurs de gaz doivent transmettre à la CRE leur mise à jour de volumes et de coût d'achat de biométhane au titre de l'année 2018.

1.1 Mise à jour des coûts d'achat prévisionnels au titre de 2018

Quatre fournisseurs n'avaient pas fait de déclarations de charges prévisionnelles au titre de 2018 et, en conséquence de la mise en service d'au moins un site, ont déclaré des charges pour cette année. Quatre fournisseurs ont mis à jour leur déclaration de charges prévisionnelles et cinq autres ne l'ont pas modifiée.

Le Tableau 23 détaille, dans le cadre de la prévision initiale pour 2018 et de sa mise à jour, le nombre d'installations injectant du biométhane, le volume de biométhane acheté et le coût d'achat.

Tableau 23 : Comparaison de la prévision initiale pour 2018 et de sa mise à jour relativement au nombre d'installations injectant du biométhane, volume de biométhane acheté et coût d'achat

	Prévision initiale au titre de 2018	Mise à jour de la prévision au titre de 2018
Nombre d'installations	117	84

Quantité (MWh)	1 271 226	802 426
Coût d'achat (k€)	99 426	82 089

La révision à la baisse du nombre d'installations injectant du biométhane en 2018 est liée à un retard de la date de mise en service de certaines installations par rapport à la prévision initiale. La mise en service de la plupart de ces installations est reportée à 2019 et est déclarée par les fournisseurs au titre des charges prévisionnelles pour 2019.

1.2 Mise à jour des coûts évités prévisionnels au titre de 2018

Le coût évité pour l'année 2018 est calculé à partir des informations disponibles au 31 mai 2018.

Le marché Powernext Gas permet d'échanger des produits au prix spot et des produits à terme à différents horizons temporels allant d'un mois à deux semestres. La CRE retient les références de prix suivantes :

- Pour les mois de janvier à mai, la moyenne mensuelle du prix constaté sur le marché de gros du gaz naturel de la zone d'équilibrage ;
- Pour le mois de juin, la moyenne des cotations du 15 mai au 31 mai 2018 du produit « June 2018 » pour le PEG Nord et la zone TRS ;
- Pour les mois de juillet à septembre :
 - Pour le PEG Nord : la moyenne des cotations du 15 mai au 31 mai 2018 des produits mensuels « July 2018 », « August 2018 » et « September 2018 » ;
 - Pour la zone TRS, les prix de référence retenus pour le PEG Nord augmentés des prix de la capacité Nord-Sud issus des enchères pour les produits trimestriels ;
- Pour le mois d'octobre:
 - Pour le PEG Nord : la moyenne des cotations du 15 mai 31 mai 2018 du produit « Q4 2018 » à laquelle est appliquée la moyenne, depuis 2010, des rapports du prix spot moyen de chaque mois sur le prix spot moyen du trimestre ;
 - Pour la zone TRS, les prix de référence retenus pour le PEG Nord augmentés des prix de la capacité Nord-Sud issus des enchères pour les produits trimestriels.
- Pour les mois de novembre et décembre :
 - En raison de la fusion des zones d'équilibrage de gaz au 1^{er} novembre 2018, pour toutes les installations : la moyenne des cotations du 15 mai 31 mai 2018 du produit « Q4 2018 » à laquelle est appliquée la moyenne, depuis 2010, des rapports du prix spot moyen de chaque mois sur le prix spot moyen du trimestre

Tableau 24 : Référence de prix mensuelle retenue par zone d'équilibrage, en €/MWh

Année 2018	Cotation	Rapport par rapport au trimestre	Prix de référence PEG Nord	Coût de la capacité Nord-Sud	Prix de référence TRS
Janvier		-	18,71	-	18,77
Février		-	21,60	-	21,62
Mars		-	22,85	-	22,75
Avril		-	19,50	-	20,98
Mai		-	21,54	-	22,62
Juin		-	22,31	-	22,89
Juillet	22,44	1,00	22,41	0,57	22,98
Août	22,44	0,98	21,91	0,57	22,48
Septembre	22,44	1,02	22,99	0,57	23,56
Octobre	23,33	0,95	22,16	0,57	22,73
Novembre	23,33	1,01	23,63	-	23,63
Décembre	23,33	1,04	24,20	-	24,20

Cette référence de prix permet le calcul du coût évité issu de la mise à jour des charges prévisionnelles pour 2018. Le surcoût d'achat pour chacune des zones est calculé comme la différence entre le coût d'achat et le coût évité. Les surcoûts d'achat liés à l'injection de biométhane s'élèvent donc à **64,2 M€** au titre de 2018.

Tableau 25 : Éléments de calcul du surcoût d'achat en 2018 décomposé par zone d'injection

	Quantité (MWh)	Coût d'achat (k€)	Coût évité (k€)	Surcoûts d'achat (k€)
PEG Nord	619 223	64 005	13 742	50 263
TRS	183 203	18 084	4 169	13 915
Total	802 426	82 089	17 911	64 178

L'écart entre les surcoûts d'achat prévisionnels calculés en 2017 et cette mise à jour s'élève à -35,5 M€. Cet écart s'explique principalement par la révision à la baisse du nombre d'installations injectant du biométhane en 2018 : les acheteurs en prévoient 84 contre 117 précédemment, et le coût d'achat du biométhane est en baisse de plus de 17 M€.

Cet effet est amplifié par la hausse du prix de marché du gaz. En effet, alors que le coût évité unitaire moyen permettant le calcul des charges prévisionnelles au titre de 2018, basé sur les prix de marché à terme, était de 17,18 €/MWh, le coût évité unitaire moyen permettant de mettre à jour cette prévision, fondé en partie sur les prix de marché spot constatés début 2018 et en partie part sur les prix de marché à terme pour le reste de l'année, est de 22,32 €/MWh.

1.3 Mise à jour des coûts prévisionnels de gestion des acheteurs de biométhane au titre de 2018

Le Tableau 26 détaille la mise à jour de la prévision des coûts de gestion pour 2018 des acheteurs de biométhane et les compare aux coûts de gestion constatés pour 2017 et initialement prévus pour 2018.

Tableau 26 : Évolution de la mise à jour des coûts de gestion prévisionnels des acheteurs de biométhane pour 2018 par rapport à ceux constatés pour 2017 et à ceux initialement prévus pour 2018

k€	Constaté 2017	Prévisionnel 2018	Mise à jour de la prévision 2018
Frais de personnel	111	371	239
Frais de gestion supplémentaires : SI, prestations externes, etc.	74	282	265
Frais supportés au titre de l'inscription au registre national des garanties d'origine	52	292	148
Coûts de gestion	236	945	653

Les acheteurs ont revu à la baisse les frais de personnel en raison de la baisse du nombre d'installations qu'ils auront à gérer. La CRE ne retient que les prévisions des acheteurs relevant des coûts liés à la mise en œuvre de l'obligation d'achat. Elle vérifiera sur pièces lors de l'exercice de charges constatées de l'année prochaine que les coûts de gestion sont effectivement liés à la mise en œuvre du dispositif.

1.4 Mise à jour de la valorisation prévisionnelle des garanties d'origines au titre de 2018

La mise à jour de la prévision de la réduction des charges résultant de la valorisation des garanties d'origine s'élève à **948 k€**, en hausse de 47 k€ par rapport à la prévision initiale (901 k€). Malgré une baisse du nombre de garanties d'origine valorisées, les fournisseurs de gaz prévoient une hausse de la valorisation unitaire des garanties d'origine notamment sous l'effet de la hausse de la TICGN, dont les offres vertes sont exonérées.

1.5 Mise à jour des charges prévisionnelles au titre de 2018

La mise à jour des charges prévisionnelles au titre de 2018 s'élève à **63,9 M€** et relève du CAS « transition énergétique ».

Les détails de l'évaluation des charges par opérateur sont indiqués dans le Tableau 27 et leur évolution par rapport aux charges constatées au titre de 2017 et prévisionnelles pour 2018 dans le Tableau 28. La baisse de charges prévisionnelles mises à jour de 35,6 M€ par rapport aux charges prévisionnelles initialement calculées est dû majoritairement à la baisse de la prévision du nombre d'installations injectant du biométhane.

Tableau 27 : Mise à jour de la prévision des charges pour 2018

Opérateur	Volume acheté (kWh)	Coût d'achat (€)	Coût évité (€)	Surcoût d'achat (€)	Coûts de gestion (€)	Valorisation des garanties d'origine venant en déduction des charges (€)	Charges prévisionnelles au titre de 2018 mises à jour (€)
ENGIE	426 323 075	44 291 897	9 445 023	34 846 874	257 545	656 894	34 447 525
SAVE	132 608 884	14 083 167	3 003 757	11 079 410	180 875	58 864	11 201 421
SEGE	87 318 907	7 920 924	1 953 763	5 967 161	68 492	0	6 035 653
GEG	19 142 900	2 026 467	430 041	1 596 426	4 758	114 857	1 486 326
Direct Energie	25 920 000	2 733 713	569 815	2 163 898	16 873	0	2 180 771
TERREAL	24 000 000	1 704 000	538 439	1 165 561	7 080	0	1 172 641
Total Energie Gaz	13 385 915	1 464 150	294 437	1 169 713	9 037	85 188	1 093 562
SVD17	29 355 217	2 848 062	660 653	2 187 409	21 144	22 402	2 186 152
ALSEN	5 776 067	709 648	130 763	578 884	5 904	5 198	579 590
ES	9 217 884	1 045 953	211 367	834 586	12 959	1 500	846 046
GAZ EUROPEEN	18 405 918	1 986 769	417 719	1 569 050	10 107	2 884	1 576 273
ENERCOOP	3 971 088	482 789	92 276	390 512	16 331	0	406 843
ENDESA	7 000 000	791 400	162 977	628 423	41 960	0	670 383
TOTAL	802 425 854	82 088 940	17 911 031	64 177 909	653 066	947 788	63 883 188

Tableau 28 : Évolution des charges prévisionnelles mises à jour pour 2018 par rapport aux charges constatées au titre de 2017 et prévisionnelles pour 2018

k€	Constaté 2017	Prévisionnel 2018	Mise à jour prévisionnel 2018
Surcoûts d'achat constatés	33 244	99 426	64 178
Coûts de gestion constatés	236	945	653
Valorisation des GO	707	901	948
Charges	32 773	99 470	63 883

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 2013²⁴, 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

²⁴ 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.

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.8).

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

Par ailleurs, en application de l'article L. 445-6 du code de l'énergie, les fournisseurs de gaz naturel doivent proposer à leurs clients bénéficiant du TSS, à compter du 1^{er} janvier 2018, une offre de transmission des données de consommation, exprimées en euros, au moyen d'un dispositif déporté. Les coûts correspondants sont compensés, dans la limite d'un montant unitaire maximal par ménage fixé par arrêté.

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 Ier 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.* »

Avant d'être généralisé au plus tard le 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. 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.

Par ailleurs, 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, cinq fournisseurs, EDF, Énergies de Strasbourg, Energis, Gaz de Barr et SECH, ont déclaré la mise à jour de leurs charges prévisionnelles pour 2018. Énergies de Strasbourg n'avait pas produit l'an passé de déclaration de charges prévisionnelles pour 2018. Par ailleurs, les éléments relatifs à la prévision initiale sont repris pour les autres fournisseurs ayant prévu de supporter des charges en 2018.

2.1 Charges liées au « tarif spécial de solidarité »

2.1.1 Mise à jour des prévisions de déductions et versements forfaitaires

Les opérateurs ayant révisé leurs prévisions prévoient une légère diminution du nombre de bénéficiaires du TSS principalement parmi les clients ayant des contrats individuels (EDF) et ceux chauffés collectivement (Gaz de Barr

et SECH). En conséquence, la perte de recettes liée aux déductions et versements forfaitaires est revue à la baisse de 0,9 M€.

La mise à jour de la prévision de la perte de recettes liée aux déductions et versements forfaitaires par les cinq fournisseurs concernés, les prévisions des autres fournisseurs restant inchangées, conduit à retenir au titre de 2018 un montant de **35,9 M€**.

2.1.2 Mise à jour de la prévision des surcoûts de gestion

Trois fournisseurs ont revu à la baisse les frais initialement prévus (-21 k€) et un seul (Energis) à la hausse (+10 k€).

La mise à jour de la prévision des surcoûts de gestion conduit à retenir au titre de 2018 un montant de **0,7 M€**.

2.1.3 Services liés à la fourniture

EDF est le seul opérateur à revoir le montant des prestations réalisées à la hausse, en retenant la moitié du montant déclaré au titre de 2017.

Le montant de la prévision de la perte de recettes liés à la fourniture mis à jour s'élève pour 2018 à **0,3 M€**, en hausse de 62 k€ par rapport à la prévision initiale pour 2018 et en baisse de 0,5 M€ par rapport à 2017.

2.1.4 Bilan de la mise à jour de la prévision 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 **36,9 M€** (35,9 M€ + 0,7 M€ + 0,3 M€).

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

Deux opérateurs ont révisé leurs prévisions, en hausse de 2 k€ pour Gaz de Barr et en baisse de 23 k€ pour EDF.

La mise à jour de la prévision des coûts liés au chèque énergie conduit à retenir au titre de 2018 un montant de **0,6 M€**.

2.3 Charges liées aux dispositifs d'affichage déporté

Aucune mise à jour n'a été effectuée dans les prévisions.

La prévision des coûts liés aux dispositifs d'affichage reste inchangée à **23 k€** pour 2018.

2.4 Bilan des charges liées aux dispositifs sociaux supportés par opérateur

La mise à jour de la prévision des charges liées au TSS conduit à retenir au titre de 2018 un montant de charges de **37,5 M€** (36,9 M€ + 0,6 M€ + 0,023 M€), inférieur de 60 % par rapport aux charges constatées en 2017 et de 1 % à la prévision initiale pour 2018 du fait de la fin du tarif spécial de solidarité.

Ces charges relèvent du programme budgétaire « service public de l'énergie ». Le détail de charges par type de fournisseur est indiqué dans le Tableau 29. Les détails par entreprises locales de distribution et pour les autres fournisseurs sont indiqués dans le Tableau 32.

Tableau 29 : Mise à jour de la prévision des charges liées au TSS au titre de 2018 et comparaison par rapport aux charges constatées au titre de 2017 et initialement prévues pour 2018

	2018 reprév	2018 prév	Evolution		2017	Evolution	
			en M€	en %		en M€	en %
EDF	4,9	5,8	-0,9	-16%	15,8	-10,8	-69%
ELD	1,0	1,0	0,0	2%	2,3	-1,26	-55%
Autres fournisseurs	31,6	31,6	-0,002	0%	74,7	-43,2	-58%
Total	37,5	38,4	-0,9	-2%	92,8	-55,3	-60%

C. Synthèse

1. MISE A JOUR DES CHARGES DE SERVICE PUBLIC PREVISIONNELLES AU TITRE DE 2018

Le montant total des charges prévisionnelles de service public de l'électricité mises à jour au titre de 2018 est évalué à **7 458,7 M€**.

Ce montant se répartit de la manière suivante :

- 5 106,9 M€ au titre des charges relevant du CAS « transition énergétique » ;
- 2 351,8 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 30. La comparaison de ce montant avec les charges constatées au titre de 2017 et prévues initialement au titre de 2018 est fournie dans le Tableau 31.

Tableau 30 : Mise à jour des charges de service public de l'énergie prévues pour 2018

	en M€	EDF			EDM	EEWF	EDF PEI	RTE	Acheteur de dernier recours	ELD	Autres fournisseurs dont Organismes agréés	Charges prévues mises à jour au titre de 2018	
		hors ZNI	en ZNI	Total EDF									
Electricité	Contrats d'achat ⁽¹⁾	CAS	4 377,6	288,2	4 665,8	7,6				244,7	4,6	4 922,7	6 452,3
		Budget	640,4	876,2	1 516,6					13,0	0,0	1 529,7	
	Complément de rémunération	CAS	34,4		34,4							34,4	39,1
		Budget	4,7		4,7							4,7	
	Prime cogénération > 12 MW	Budget	0,0		0,0							0,0	0,0
	Coûts de gestion des contrats	CAS	45,1		45,1					3,5	0,3	48,9	48,9
	Effacement	CAS						37,0				37,0	37,0
	Péréquation tarifaire dans les ZNI hors contrats d'achat ⁽²⁾	Budget		569,7	569,7	89,7	2,8					662,3	662,3
	Coût des études dans les ZNI	Budget			0,0			0,1				0,1	0,1
	Dispositifs sociaux ⁽³⁾	Budget	90,0	8,2	98,2	0,0				2,4	17,0	117,6	117,6
Gaz	Obligation d'achat biométhane	CAS								0,8	63,0	63,9	63,9
	Dispositifs sociaux	Budget	4,9		4,9					1,0	31,6	37,5	37,5
Total			5 197,1	1 742,4	6 939,5	97,3	2,8	0,1	37,0	0,0	265,5	116,5	7 458,7
	Electricité		5 192,2	1 742,4	6 934,6	97,3	2,8	0,1	37,0	0,0	21,9	7 357,3	
	Gaz		4,9	0,0	4,9	0,0	0,0	0,0	0,0	1,9	94,6	101,4	
	CAS		4 457,1	288,2	4 745,3	7,6	0,0	0,0	37,0	0,0	67,9	5 106,9	
	Budget		740,0	1 454,2	2 194,2	89,7	2,8	0,1	0,0	16,4	48,6	2 351,8	

(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 charges liées à la péréquation tarifaires d'EEWF intègrent les surcoûts d'achat qui sont pris en compte dans le calcul de surcoût de production (cf. section A.1.1.3).

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

Tableau 31 : Évolution des charges de service public de l'énergie prévisionnelles mises à jour pour 2018 par rapport aux charges constatées au titre de 2017 et initialement prévues pour 2018

		en M€	Mise à jour de la prévision 2018	Prévision initiale pour 2018	Evolution 2018 reprév - 2018 prév		Charges constatées au titre de 2017	Evolution 2018 reprév - 2017	
					en M€	en %		en M€	en %
Electricité	Contrats d'achat	CAS	4 922,7	5 335,5	-412,8	-8%	4 530,7	392,0	9%
		Budget	1 529,7	1 548,6	-18,9	-1%	1 368,6	161,0	12%
	Complément de rémunération	CAS	34,4	36,4	-2,0	-5%	0,2	34,2	19282%
		Budget	4,7	17,1	-12,4	-73%	0,0	4,7	0%
	Prime cogénérations > 12 MW	Budget	0,0	0,0	0,0	0%	0,1	-0,1	-100%
	Coûts de gestion des contrats	CAS	48,9	48,1	0,8	2%	50,1	-1,2	-2%
	Effacement	CAS	37,0	17,9	19,1	107%	0,0	37,0	0%
	Péréquation tarifaire dans les ZNI hors contrats d'achat	Budget	662,3	656,6	5,7	1%	586,8	75,5	13%
	Coût des études dans les ZNI	Budget	0,1	0,0	0,1	0%	0,2	-0,1	-72%
Dispositifs sociaux	Budget	117,6	140,1	-22,4	-16%	302,1	-184,5	-61%	
Gaz	Obligation d'achat biométhane	CAS	63,9	99,5	-35,6	-36%	32,8	31,1	95%
	Dispositifs sociaux	Budget	37,5	38,4	-0,9	-2%	92,8	-55,3	-60%
Total			7 458,7	7 938,1	-479,4	-6%	6 964,3	494,4	7%
		Electricité	7 357,3	7 800,2	-442,9	-6%	6 838,8	518,6	8%
		Gaz	101,4	137,9	-36,5	-26%	125,6	-24,2	-19%
		CAS	5 106,9	5 537,3	-430,4	-8%	4 613,8	493,1	11%
		Budget	2 351,8	2 400,8	-49,0	-2%	2 350,5	1,3	0%

Évolution par rapport aux charges constatées au titre de 2017

Le montant total des charges prévisionnelles de service public de l'énergie mises à jour au titre de 2018 est plus élevé de 494,4 M€ que celui constaté en 2017.

Les principales explications de cette évolution sont les suivantes :

- (hausse) La hausse des charges liées aux contrats d'achat et de complément de rémunération en métropole continentale entre 2017 et 2018 est portée essentiellement par le développement anticipé des filières éolien, cogénération et biomasse. Une hausse de la production et donc des coûts d'achat de la filière hydraulique est également anticipée en raison de conditions 2017 particulièrement défavorables. La légère hausse des prix de marché de gros de l'électricité utilisé pour valoriser la production de ces installations a toutefois atténué l'augmentation des surcoûts engendrés par ces contrats ;
- (hausse) La hausse des charges liées à la péréquation tarifaire en ZNI (hors contrat d'achat) de 75,5 M€ est due à deux éléments :
 - L'augmentation des surcoûts de production d'EDF SEI (coûts des combustibles et du CO₂ plus élevés, augmentation des dépenses de maîtrise de la demande en énergie, et augmentation des frais de déconstruction des centrales d'EDF mises à l'arrêt) ;
 - L'élargissement de l'assiette de kWh péréqués au cours de l'année 2018 à Wallis-et-Futuna.
- (hausse) La hausse des coûts d'achat dans les ZNI résulte de la mise en service en 2018 de la centrale bagasse-biomasse (Galion 2) en Martinique et du développement du photovoltaïque.
- (baisse) La forte baisse des charges liées aux dispositifs sociaux en électricité (- 61 %) et en gaz (- 60 %) est due à la fin des tarifs de première nécessité et spécial de solidarité – au profit du chèque énergie qui ne relève pas du périmètre des charges ;
- (hausse) Le doublement des charges liées à l'achat de biométhane entre 2017 et 2018 est la conséquence d'une augmentation comparable du nombre d'installations injectant du biométhane ainsi que des quantités injectées.

Évolution par rapport aux charges initialement prévues au titre de 2018

Le montant total des charges prévisionnelles de service public de l'énergie mises à jour au titre de 2018 est inférieur de 479,4 M€ à celui initialement prévu.

Les principales explications de cette évolution sont les suivantes :

- (baisse) La baisse des charges liées aux contrats d'achat et de complément de rémunération en métropole continentale s'explique principalement par les effets de la hausse des prix de marchés utilisés pour valoriser la production des installations soutenues. Ce mouvement a été partiellement atténué par la hausse des coûts d'achat qui a été principalement portée par les filières éolien, cogénération et hydraulique alors que le coût d'achat des filières biomasse et photovoltaïque a au contraire été revu à la baisse.
- (baisse) Une baisse des charges liées aux dispositifs sociaux par rapport à leur prévision initiale pour 2018 est constatée en électricité (- 16 %) comme en gaz (- 2 %) en raison de la révision à la baisse par EDF de l'estimation initiale du nombre de foyers qui devraient être facturés en 2018 pour de la fourniture au tarif de première nécessité (TPN) ou au tarif spécial de solidarité (TSS).
- (baisse) La prévision de charges liées au biométhane est revue à la baisse de 35,6 M€ principalement en raison du retard dans la mise en service d'une trentaine d'installations. Cet effet est amplifié par la hausse du prix de marché du gaz.

2. DETAILS DE LA MISE A JOUR DES CHARGES DE SERVICE PUBLIC PREVISIONNELLES AU TITRE DE 2017 PAR LES OPERATEURS AUTRES QU'EDF, EDM, EEFW, EDF PEI, RTE ET ACHETEURS DE DERNIER RECOURS

Le Tableau 32 présente les détails de la mise à jour des charges de service public prévisionnelles au titre de 2017 par les opérateurs autres qu'EDF, EDM, EEFW, EDF PEI, RTE et acheteurs de dernier recours.

Tableau 32 : Détails de la mise à jour des charges de service public prévisionnelles au titre de 2018 par les opérateurs autres qu'EDF, EDM, EEFW, EDF PEI, RTE et acheteurs de dernier recours

	Electricité								Gaz			Montant de la compensation		
	Charges dues aux contrats d'achats								Dispositifs sociaux	Obligation d'achat biométhane	Dispositifs sociaux			
	Quantité achetée	Coût d'achat	Coût évité énergie	Coût évité capacité	Surcoût d'achat			Frais de gestion				Budget	CAS	Budget
					Total	dont CAS	dont Budget		CAS	Budget	CAS			
MWh	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€
R.S.E. REGIE SERVICES ENERGIE AMBERIEUX	1 660	720 928	65 699	0	655 229	655 229	0	55 380	2 500			713 109	710 609	2 500
SICAE de l'Aisne	3 883	1 352 246	140 736	1 021	1 210 489	1 210 489	0	0	0			1 210 489	1 210 489	0
Energie Développement Services du BRANCONNAIS	31 279	2 406 361	950 270	0	1 456 090	1 456 090	0	48 566	2 981			1 507 637	1 504 656	2 981
Régie Communale d'Electricité GATTIERES	138	74 080	6 479	0	67 601	67 601	0	0	0			67 601	67 601	0
Régie Électrique DALOU	51	25 140	2 248	0	22 892	22 892	0	243	866			24 001	23 135	866
Régie municipale d'Electricité VARILHES	1 182	603 967	70 144	0	533 824	533 824	0	243	4 178			538 244	534 067	4 178
Régie Municipale d'Electricité VICDESSOS	18	10 954	652	0	10 302	10 302	0	0	0			10 302	10 302	0
Régie Municipale d'Electricité MAZÈRES	3 217	1 175 437	114 553	10 843	1 050 042	1 050 042	0	243	5 275			1 055 559	1 050 285	5 275
Régie Municipale d'Electricité ARIGNAC	309	87 200	14 933	0	72 267	72 267	0	0	0			72 267	72 267	0
Régie Électrique MERCUS GARRABET	11	5 748	477	0	5 271	5 271	0	0	0			5 271	5 271	0
Régie Municipale d'Electricité MERENS LES VALLS	11	6 656	621	0	6 035	6 035	0	0	181			6 216	6 035	181
Régie municipale d'Electricité QUIÉ	3	1 780	79	0	1 701	1 701	0	0	0			1 701	1 701	0
Régie municipale d'Electricité TARASCON-SUR-ARIEGE	4 704	400 247	224 246	5 105	170 896	170 896	0	243	0			171 139	171 139	0
Régie municipale d'Electricité SAVERDUN	7 593	1 681 773	270 234	5 105	1 406 434	1 406 434	0	243	0			1 406 677	1 406 677	0
Régie d'Electricité SAINT QUIRC - CANTE - LISSAC - LABATUT	407	219 040	18 328	0	200 712	200 712	0	243	0			200 955	200 955	0
S.I.C.A.E. DE LA REGION DE PRECY SAINT-MARTIN	7 273	1 971 475	228 211	0	1 743 263	1 743 263	0	11 692	781			1 755 736	1 754 955	781
Régie Municipale d'Énergie Électrique QUILAN	4 644	518 855	170 359	0	348 496	348 496	0	0	9 951			358 447	348 496	9 951
S.I.V.O.M. LABERGEMENT SAINTE-MARIE	2 128	191 143	96 955	0	94 188	94 188	0	0	1 400			95 588	94 188	1 400
Régie SDED ÉROME	78	46 476	4 094	0	42 381	42 381	0	0	0			42 381	42 381	0
Régie Électrique GERVANS	98	57 612	3 485	0	54 127	54 127	0	0	0			54 127	54 127	0
Société d'économie mixte locale DREUX - GEDIA	61	30 780	1 955	0	28 825	28 825	0	0	45 025	59 919		127 769	28 825	98 944

	Electricité								Gaz		Montant de la compensation			
	Charges dues aux contrats d'achats							Dispositifs sociaux	Obligation d'achat biométhane	Dispositifs sociaux				
	Quantité achetée	Coût d'achat	Coût évité énergie	Coût évité capacité	Surcoût d'achat						Frais de gestion	Budget	CAS	Budget
					Total	dont CAS	dont Budget	CAS						
MWh	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€
SYNELVA COLLECTIVITÉS	34 423	3 926 166	1 630 012	41 451	2 254 704	2 254 704	0	62 274	16 935			2 333 912	2 316 977	16 935
Régie Municipale d'Electricité CAZÈRES	606	289 432	23 620	0	265 812	265 812	0	6 787	3 635			276 235	272 600	3 635
Régie Municipale d'Electricité MARRIÈRES TOLOSANE	101	29 822	4 074	0	25 749	25 749	0	3 855	1 082			30 685	29 603	1 082
Régie municipale d'Electricité MIRAMONT DE COMMINGES	111	42 176	4 676	0	37 500	37 500	0	0	0			37 500	37 500	0
Régie Municipale Multiservices de LA REOLE	22	9 942	867	0	9 074	9 074	0	0	1 910		2 564	13 549	9 074	4 474
Régie d'Electricité du Syndicat du SUD DE LA REOLE	3 132	1 245 975	128 336	1 021	1 116 618	1 116 618	0	13 514	0			1 130 131	1 130 131	0
Régie Municipale d'Electricité BAZAS	526	242 451	18 859	0	223 592	223 592	0	6 161	5 161		7 572	242 485	229 752	12 732
Régie Municipale d'Electricité GIGNAC	429	195 508	15 974	0	179 535	179 535	0	4 890	0			184 425	184 425	0
Régie Municipale d'Electricité CAZOULS LES BÈZÈRES	220	117 561	9 696	0	107 865	107 865	0	0	200			108 065	107 865	200
Coopérative d'Electricité SAINT-MARTIN DE LONDRES	43 529	9 349 091	1 754 216	15 314	7 579 560	7 579 560	0	71 935	18 000			7 669 495	7 651 495	18 000
GAZ ÉLECTRICITÉ DE GRENOBLE	48 707	6 006 051	2 357 749	169 417	3 478 886	1 071 122	2 407 764	65 257	50 000		13 828	3 607 971	1 136 379	2 471 592
Régie d'Énergies SAINT-MARCELLIN	273	141 699	14 311	0	127 388	127 388	0	0	1 596			128 984	127 388	1 596
Régie Municipale d'Electricité ALLEMONT	41	18 023	2 122	0	15 901	15 901	0	0	291			16 192	15 901	291
Régie Municipale d'Electricité SÉCHILLENNE	30	12 766	1 569	0	11 197	11 197	0	0	169			11 366	11 197	169
Régie Municipale de Distribution d'Énergie VILLARD BONNOT	16 423	1 335 964	520 484	0	815 480	815 480	0	0	1 148			816 628	815 480	1 148
Régie Municipale d'Electricité WINAY	160	54 891	8 210	0	46 680	46 680	0	0	704			47 384	46 680	704
Régie d'Electricité LA FERRIERE D'ALLEVARD	9	4 240	482	0	3 758	3 758	0	0	254			4 012	3 758	254
Régie Municipale d'Electricité MOUTARET	19	9 550	995	0	8 555	8 555	0	0	44			8 599	8 555	44
Régie d'Electricité PINSOT	10	6 048	534	0	5 514	5 514	0	0	67			5 581	5 514	67
Régie Municipale d'Electricité SAINT-PIERRE D'ALLEVARD	111	58 561	5 729	0	52 832	52 832	0	0	415			53 247	52 832	415
Régie Municipale d'Electricité SALINS LES BAINS	55	29 553	2 436	0	27 117	27 117	0	0	0			27 117	27 117	0
GASCOGNE ENERGIES SERVICES AIRE SUR L'ADOUR (ex Régies Municipales)	2 944	1 265 958	98 185	0	1 167 773	1 167 773	0	0	2 772		2 410	1 172 965	1 167 773	5 182
S.I.C.A.E. REGION DE PITHIVIERS	133 531	12 551 870	5 099 891	613 469	6 838 510	6 838 510	0	46 856	0			6 885 366	6 885 366	0
Régie Communale Electrique SAULNES	12	6 100	453	0	5 647	5 647	0	0	0			5 647	5 647	0
SAEML UEM USINE D'ELECTRICITE DE METZ	218 075	26 345 014	8 287 420	255 532	17 802 062	15 581 452	2 220 610	114 950	121 734			18 038 746	15 696 402	2 342 344
Régie Communale d'Electricité PIERREVILLERS	18	9 843	781	0	9 062	9 062	0	200	0			9 262	9 262	0
Régie Municipale d'Electricité ROMBAS	83	42 645	3 934	0	38 711	38 711	0	800	0			39 511	39 511	0
Régie Municipale d'Electricité CRUTZWALD	34 081	4 155 183	1 317 792	69 425	2 767 966	1 135 117	1 632 848	7 725	19 040			2 794 731	1 142 842	1 651 889
Régie Municipale d'Electricité GANDRANGE BOUSSANGE	20	9 710	682	0	9 028	9 028	0	0	0			9 028	9 028	0
Régie Municipale de Distribution CLOUANGE	23	12 814	760	0	12 054	12 054	0	0	0			12 054	12 054	0
Régie d'Electricité BITCHE	53	29 058	1 741	0	27 317	27 317	0	2 210	5 023			34 550	29 527	5 023
Régie Communale d'Electricité SAINTE-MARIE AUX CHENES	39	17 939	1 462	0	16 478	16 478	0	0	380			16 858	16 478	380
Régie Communale d'Electricité UCKANGE	513	71 620	22 637	0	48 983	35 860	13 123	3 075	740			52 798	38 935	13 863
Régie Municipale de Distribution d'Electricité de HAGONDANGE	37	21 535	1 613	0	19 922	19 922	0	0	750			20 672	19 922	750
Régie d'Electricité SCHOENECK	70	36 797	2 176	0	34 621	34 621	0	1 500	689			36 810	36 121	689
Régie Municipale d'Electricité ANNEVILLE	102	55 590	4 235	0	51 354	51 354	0	0	900			52 254	51 354	900
Régie Municipale d'Electricité HOMBURG HAUT	36	16 094	1 169	0	14 925	14 925	0	1 275	7 433			23 633	16 200	7 433
Régie Municipale d'Electricité ENERGIS SAINT-AVOLD	3 405	462 800	172 848	0	289 952	59 199	230 753	737	4 862		32 105	327 646	59 936	267 710
R.M.E.T. TALANGE	36	20 417	1 420	0	18 997	18 997	0	0	0			18 997	18 997	0
Régie Municipale d'Electricité et de Télédistribution MARANGE SILVANGE TERNEL	42	25 100	1 895	0	23 205	23 205	0	2 775	2 523			28 508	25 980	2 523
Régie Municipale d'Electricité SAINT-PRIVAT LA MONTAGNE	38	21 516	1 921	0	19 595	19 595	0	1 400	1 400			22 395	20 995	1 400
Régie Municipale d'Electricité MONTAIS LA MONTAGNE	17	7 665	762	0	6 902	6 902	0	2 000	0			8 902	8 902	0
S.I.C.A.E. CARNIN	49	16 531	1 780	0	14 751	14 751	0	0	0			14 751	14 751	0

	Electricité								Gaz		Montant de la compensation			
	Charges dues aux contrats d'achats								Dispositifs sociaux	Obligation d'achat biométhane				Dispositifs sociaux
	Quantité achetée	Coût d'achat	Coût évité énergie	Coût évité capacité	Surcoût d'achat			Frais de gestion			Budget	CAS	Budget	
					Total	dont CAS	dont Budget	CAS						
MWh	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€
Régie Electrique FONTAINE AU PIRE	12	5 101	500	0	4 601	4 601	0	0	176			4 777	4 601	176
SEM BEAUVOIS DISTRELEC	43	19 926	1 581	0	18 346	18 346	0	1 187	0			19 533	19 533	0
Régie Municipale d'Electricité LOOS	40	19 210	1 560	0	17 650	17 650	0	0	14 783			32 433	17 650	14 783
Régie Communale d'Electricité MONTAIRE	11 300	1 446 733	701 357	0	745 376	124 723	620 653	0	4 013			749 388	124 723	624 666
S.I.C.A.E. OISE	74 334	7 626 925	3 186 461	215 543	4 224 920	4 224 920	0	135 202	69 599			4 429 722	4 360 122	69 599
Société d'Electricité Régionale des CANTONS DE LASSIGNY & LIMITROPHES	10 440	1 976 730	451 350	8 290	1 517 091	1 517 091	0	15 432	7 857			1 540 380	1 532 523	7 857
Régie Municipale d'Electricité LARUNS	84	35 820	4 401	0	31 419	31 419	0	0	2 954			34 374	31 419	2 954
S.I.V.U. d'Electricité LUZ SAINT-SAUVEUR -ESQUEZEE SERE -ESTERRE	167	19 202	6 405	0	12 797	12 797	0	0	1 783			14 580	12 797	1 783
Régie Electrique CAPVERN LES BAINS	19	8 508	1 069	0	7 439	7 439	0	0	764			8 203	7 439	764
Energies Services LANNEMEZAN	575	334 415	25 452	0	308 963	308 963	0	2 750	18 536		6 536	338 785	311 713	25 072
Régie Electrique LA CABANASSE	15	7 752	594	0	7 158	7 158	0	0	0			7 158	7 158	0
Régie Electrique Municipale PRATS DE MÛLLO LA PRESTIE	2 759	230 423	97 313	0	133 109	133 109	0	0	1 745			134 854	133 109	1 745
Régie Electrique Municipale SAINT-LAURENT DE CERDANS	13	7 768	650	0	7 118	7 118	0	0	1 084			8 202	7 118	1 084
Régie Intercommunale d'Electricité NIEDERBRONN REICHSHOFFEN	606	322 468	25 804	0	296 664	296 664	0	7 400	750			304 814	304 064	750
GAZ DE BARR	174	79 331	7 279	0	72 052	72 052	0	1 529	4 865		10 132	88 578	73 581	14 997
LES USINES MUNICIPALES D'ERSTEIN	5 096	1 215 797	189 484	3 063	1 023 250	1 023 250	0	23 370	1 900			1 047 920	1 046 620	1 300
Centrale Electrique VONDERSCHIEER	42	17 536	1 387	0	16 148	16 148	0	0	0			16 148	16 148	0
Régie Municipale d'Electricité de la ville de SARRE UNION	6 060	776 475	353 113	0	423 362	8 573	414 789	1 068	5 230			429 660	9 642	420 018
ES ENERGIES STRASBOURG	285 396	65 962 799	13 580 581	756 106	51 626 112	46 671 345	4 954 767	515 025	1 223 997	846 046	7 950	54 219 130	48 032 418	6 186 714
VIALIS	23 891	4 869 628	1 128 715	31 502	3 709 411	3 709 411	0	18 704	204 011		25 543	3 957 669	3 728 115	229 554
Coopérative de droit suisse ELEKTRA BIRSECK	9 676	2 188 122	354 866	43 109	1 790 147	1 790 147	0	16 886	8 100			1 815 133	1 807 033	8 100
SAEMIL HUNELEC Service de Distribution Public HUNELEC	162	93 490	6 155	0	87 335	87 335	0	6 499	1 400			95 234	93 834	1 400
SICAE EST	27 566	3 941 079	919 914	33 798	2 987 366	2 987 366	0	31 088	4 500			3 022 964	3 018 454	4 500
Régie Municipale d'Electricité PRESLE	19	8 517	1 025	0	7 492	7 492	0	0	0			7 492	7 492	0
Régie Municipale d'Electricité LA CHAMBRE	92	21 200	3 300	0	17 900	17 900	0	0	0			17 900	17 900	0
Régie Municipale d'Electricité de SAINT-AVRE	35	18 549	1 399	0	17 150	17 150	0	0	0			17 150	17 150	0
Régie de Distribution d'Energie Electrique SAINT-MARTIN SUR LA CHAMBRE	61	32 541	2 184	0	30 357	30 357	0	0	0			30 357	30 357	0
Régie Municipale d'Electricité SAINTE-MARIE DE QUINES	12	6 511	472	0	6 039	6 039	0	0	0			6 039	6 039	0
SOREA	33 282	3 087 708	1 130 385	10 210	1 947 113	1 947 113	0	0	10 000			1 957 113	1 947 113	10 000
Régie Electrique AIGUEBLANCHE	96	52 407	4 153	0	48 254	48 254	0	0	0			48 254	48 254	0
Régie Electrique PETIT COEUR	4	2 166	193	0	1 973	1 973	0	0	0			1 973	1 973	0
Régie d'Electricité du Morel	44	24 981	1 969	0	23 012	23 012	0	0	176			23 188	23 012	176
Régie Electrique TIGNES	215	26 880	7 923	0	18 957	18 957	0	0	0			18 957	18 957	0
Régie Electrique Communale BÖZEL	5 240	535 669	203 809	0	331 860	331 860	0	0	0			331 860	331 860	0
Régie Electrique AVRIEUX	7	3 974	269	0	3 705	3 705	0	0	25			3 730	3 705	25
Régie Electrique VILLARODIN BOURGET	21	10 232	631	0	9 601	9 601	0	0	0			9 601	9 601	0
Régie Electrique SAINTE-FOY TARENTEISE	19	8 220	1 063	0	7 157	7 157	0	0	0			7 157	7 157	0
Régie Electrique Municipale VILLARODIN	3	1 547	133	0	1 414	1 414	0	0	0			1 414	1 414	0
Régie Electrique Municipale LA CHAPELLE	960	116 513	33 433	0	83 080	83 080	0	0	0			83 080	83 080	0
Régie Electrique MONTVALEZAN	35	12 352	1 995	0	10 357	10 357	0	0	0			10 357	10 357	0
Régie d'Electricité TOURS EN SAVOIE	46	25 610	1 927	0	23 682	23 682	0	800	0			24 482	24 482	0
Syndicat d'Electricité SYNERGIE MAURIENNE	13 629	1 255 557	463 142	6 126	786 290	786 290	0	23 641	1 000			810 930	809 930	1 000
Régie Gaz Electricité de la Ville BONNEVILLE	4 877	472 766	181 599	0	291 167	291 167	0	0	0			291 167	291 167	0
Régie du Syndicat Intercommunal d'Energies VALLÉE DE THÔNES	382	204 113	18 372	0	185 742	185 742	0	7 299	4 500			197 540	193 040	4 500
Régie Municipale Electrique LES HOUCHEES	38	15 897	1 155	0	14 742	14 742	0	1 600	2 535			18 877	16 342	2 535

	Electricité								Gaz		Montant de la compensation			
	Charges dues aux contrats d'achats								Dispositifs sociaux	Obligation d'achat biométhane				Dispositifs sociaux
	Quantité achetée	Coût d'achat	Coût évité énergie	Coût évité capacité	Surcoût d'achat			Frais de gestion			Budget	CAS	Budget	
					Total	dont CAS	dont Budget	CAS						
MWh	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	
ENERGIE ET SERVICES DE SEYSSSEL (SAEML)	3 457	1 665 322	163 850	0	1 501 472	1 501 472	0	39 165	0			1 540 637	1 540 637	0
Régie d'Electricité d'Eibeuf	138	64 353	5 044	0	59 309	59 309	0	0	15 000			74 309	59 309	15 000
Régie Communale de Distribution d'Electricité MITRY MORY	57	27 889	1 532	0	26 358	26 358	0	0	3 200			29 558	26 358	3 200
S.I.C.A.E. E.L.Y. : REGION EURE & LOIR YVELINES	1 408	497 637	48 177	0	449 460	449 460	0	11 550	1 628			462 638	461 010	1 628
Régie du syndicat intercommunal (fournisseur) SEOLIS DEUX SEVRES SIEDS	854 285	95 499 374	38 436 327	1 253 466	55 809 581	55 809 581	0	1 613 061	104 421			57 527 063	57 422 642	104 421
S.I.C.A.E. de la SOMME et du CAMBRAIS	308 941	27 327 796	14 084 344	585 282	12 658 170	12 658 170	0	54 991	7 650			12 720 811	12 713 161	7 650
GAZELEC DE PERONNE	60 211	5 150 414	2 437 815	0	2 712 599	2 712 599	0	0	7 448		10 425	2 730 472	2 712 599	17 873
Régie Communale d'Electricité MONTDIER	12 479	1 236 967	486 310	13 272	737 384	737 384	0	0	1 307			738 691	737 384	1 307
Régie Municipale d'Electricité SAINT-PAUL CAP DE JOUX	6	2 600	148	0	2 453	2 453	0	142	217			2 812	2 595	217
SICAE du CARMAUSIN	10 342	3 585 719	383 084	4 084	3 198 551	3 198 551	0	81 437	6 766			3 286 754	3 279 988	6 766
Régie Municipale d'Electricité et de Gaz Energie Services Occitans CARMAUX ENEO	8 680	1 254 363	358 209	20 419	875 735	355 500	520 236	36 335	34 636		14 369	961 075	391 835	569 241
EPIC ENERGIES SERVICES LAVALUR - Pays de Coccagne	22 575	3 408 967	971 144	25 524	2 412 299	2 412 299	0	18 828	7 166		1 337	2 439 630	2 431 127	8 503
Régie d'Electricité du Département de la Vienne SOREGIES	473 274	70 774 588	21 042 658	742 794	48 989 135	48 989 135	0	325 531	236 718		31 732	49 583 117	49 314 666	268 450
Régie Municipale Electricité SAINT-LEONARD DE NOBLAT	606	53 021	27 681	0	25 340	25 340	0	0	0			25 340	25 340	0
Régie Municipale d'Electricité LA BRESSE	6 119	477 529	229 523	14 293	233 713	233 713	0	0	0			233 713	233 713	0
S.I.C.A.E. CANTONS DE LA FERTE ALAIS & LIMITROPHES	533	196 537	21 695	0	174 842	174 842	0	4 665	139			179 645	179 507	139
Coopérative d'Electricité VILLIERS SUR MARNE	58	28 780	2 245	0	26 535	26 535	0	0	10 000			36 535	26 535	10 000
S.I.C.A.E. VALLEE DU SAUSSERON	83	39 285	3 355	0	35 931	35 931	0	1 584	8 090			45 604	37 515	8 090
BHC ENERGY	24 882	4 034 460	1 089 362	21 799	2 923 299	2 923 299	0	233 040				3 156 339	3 156 339	0
DIRECT ENERGIE									3 032 048	2 180 771	1 091 243	6 304 062	2 180 771	4 123 291
ENERCOOP	13 938	1 718 196	605 851	30 617	1 081 727	1 081 727	0	48 988	14 950	406 843		1 552 508	1 537 558	14 950
ENI GAS & POWER France											887 334	887 334	0	887 334
CALEO											11 083	11 083	0	11 083
ENDESA ENERGIA SA										670 383	1 243	671 627	670 383	1 243
SAVE										11 201 421	51 380	11 252 802	11 201 421	51 380
ALSEN										579 590		579 590	579 590	0
Gaz de Bordeaux											784 721	784 721	0	784 721
SOCIETE EUROPEENNE DE GESTION DE L'ENERGIE											6 035 653	6 035 653	6 035 653	0
LAMPRIIS France									225 558		82 208	307 766	0	307 766
Gaz de Paris											1 576 273	1 576 273	1 576 273	0
SECH (Société d'Energies et de Combustibles Ha-vraise)											573	573	0	573
Veolia Eau REGIONGAZ											5 305	5 305	0	5 305
GAS NATURAL EUROPE (ex Gas Natural Commercialisation France SA)											4 650	4 650	0	4 650
Gazprom Marketing and Trading France											230 750	230 750	0	230 750
GEG Source d'Energies											1 486 326	1 486 326	1 486 326	0
SOVEN											387	387	0	387
Total Energie Gaz (Tegaz)											1 093 562	1 111 279	1 093 562	17 717
SOCIETE VALMY DEFENSE 17 SVD 17											2 186 152	2 380 036	2 186 152	193 885
ENGIE (ex-GDF SUEZ SA)									13 647 958	34 447 525	29 007 515	77 102 998	34 447 525	42 655 473
GEDIA ENERGIES & SERVICES									1 975			1 975	0	1 975
Joul									34 667		4 814	39 481	0	39 481
OUI ENERGY									54 805			54 805	0	54 805
PROXELIA									2 873			2 873	0	2 873
ÉNERGIES DU SANTERRE									23 857			23 857	0	23 857

	Electricité									Gaz		Montant de la compensation		
	Charges dues aux contrats d'achats							Dispositifs sociaux	Obligation d'achat biométhane	Dispositifs sociaux				
	Quantité achetée	Coût d'achat	Coût évité énergie	Coût évité capacité	Surcoût d'achat						Frais de gestion			
					Total	dont CAS	dont Budget	CAS	Budget	CAS	Budget			
MWh	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	
SELIA									152			152	0	152
Terreal										1 172 641		1 172 641	1 172 641	0
Union des producteurs locaux d'électricité	12 817	1 141 400	563 840	11 887	565 673	565 673	0	30 449				596 122	596 122	0
TOTAL	2 943 387	3 95 249 512	127 983 980	5 018 887	262 246 645	249 231 102	13 015 543	3 846 516	19 421 896	63 883 188	32 595 230	381 993 474	316 960 806	65 032 668