



ANNEXE 2

Mise à jour des charges de service public de l'énergie prévisionnelles au titre de l'année 2019 (CP''₁₉)

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 2019¹ 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 2019 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 2019, 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.

Opérateurs ayant déclaré la mise à jour de leurs charges de service public de l'énergie au titre de 2019

Les différents opérateurs ayant déclaré la mise à jour de leurs charges de service public de l'énergie au titre de 2019 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 2019 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 12 juillet 2018 relative à l'évaluation des charges de service public de l'énergie pour 2019.

		EDF	EDM	EWF	EDF PEI	RTE	Acheteur de dernier recours ²	ELD ³	Autres fournisseurs ⁴ dont Organismes agréés ⁵
Électricité	Contrats d'achat	✓	✓	✓				✓	✓
	Complément de rémunération	✓							
	Effacement					✓			
	Péréquation tarifaire dans les ZNI ⁶	✓	✓	✓					
	Coût des études dans les ZNI								
	Dispositifs sociaux	✓						✓	✓
Gaz	Obligation d'achat biométhane							✓	✓
	Dispositifs sociaux	✓						✓	✓

Les cases en gris indiquent que l'opérateur ne peut pas supporter des charges de cette nature. Les cases en blanc indiquent qu'il le peut, et la marque qu'il envisage d'en supporter en 2019.

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.

² Acheteur mentionné à l'article L. 314-26 du code de l'énergie désigné par l'autorité administrative, tenu de signer un contrat d'achat avec les producteurs bénéficiant du complément de rémunération qui en font la demande et qui justifient l'impossibilité de vendre leur électricité.

³ Entreprises locales de distribution.

⁴ Autres qu'EDF, EDM, EWF et les entreprises locales de distribution.

⁵ Organismes mentionnés à l'article L. 314-6-1 du code de l'énergie agréés pour la reprise de contrats d'obligation d'achat signés par EDF ou une entreprise locale de distribution en métropole continentale.

⁶ Hors contrats d'achat.

SOMMAIRE

A. CHARGES DE SERVICE PUBLIC EN ÉLECTRICITÉ	6
1. CHARGES DE SERVICE PUBLIC DANS LES ZONES NON INTERCONNECTÉES EN DEHORS DES SURCOÛTS LIÉS AUX CONTRATS D'ACHAT DE L'ÉLECTRICITÉ ET CHARGES LIÉES AUX DISPOSITIFS SOCIAUX	6
1.1 SURCOÛTS DE PRODUCTION DANS LES ZONES NON INTERCONNECTÉES	7
1.1.1 Mise à jour des surcoûts de production prévus par EDF pour 2019.....	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 2019	10
1.1.2.1 Coûts de production	10
1.1.2.2 Recettes de production	11
1.1.2.3 Surcoûts de production	11
1.1.3 Mise à jour des surcoûts de production et d'achat d'énergie prévus par EEWf pour 2019	11
1.1.3.1 Coûts supportés.....	12
1.1.3.2 Recettes	12
1.1.3.3 Surcoûts de production et d'achat d'énergie	13
1.2 COÛTS LIÉS AUX PROJETS D'ÉTUDES	13
1.3 COÛTS LIÉS AUX PROJETS DE STOCKAGE	13
1.4 COÛTS LIÉS AUX ACTIONS DE MDE.....	13
2. SURCOÛTS LIÉS AUX CONTRATS D'ACHAT	13
2.1 MISE À JOUR DES SURCOÛTS D'ACHAT PRÉVUS PAR EDF EN MÉTROPOLE CONTINENTALE AU TITRE DE 2019	14
2.1.1 Coûts liés aux contrats d'achat.....	14
2.1.1.1 Quantités d'électricité et coûts d'achat prévisionnels	14
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 ».....	18
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 2019.....	20
2.2 MISE À JOUR DES SURCOÛTS D'ACHAT PRÉVUS PAR LES ENTREPRISES LOCALES DE DISTRIBUTION AU TITRE DE 2019	20
2.2.1 Coûts d'achat déclarés par les entreprises locales de distribution.....	20
2.2.2 Calcul des coûts évités liés à l'énergie produite.....	20
2.2.3 Calcul des coûts évités liés aux certificats de capacité.....	21
2.2.4 Surcoûts d'achat.....	22

2.3	SURCOÛTS D'ACHAT PRÉVUS PAR LES ORGANISMES AGRÉÉS AU TITRE DE 2019.....	22
2.3.1	Coûts d'achat déclarés par les Organismes agréés	22
2.3.2	Coûts évités liés à l'énergie produite.....	22
2.3.3	Coûts évités liés aux certificats de capacité	22
2.3.4	Surcoûts d'achat.....	23
2.4	MISE À JOUR DES SURCOÛTS D'ACHAT PRÉVUS PAR EDF DANS LES ZNI AU TITRE DE 2019	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	24
2.4.3	Surcoûts dus aux contrats d'achat supportés par EDF dans les ZNI	24
2.5	SURCOÛTS D'ACHAT PRÉVUS PAR EDM AU TITRE DE 2019	24
2.5.1	Coûts liés aux contrats d'achat à Mayotte	24
2.5.2	Coûts évités à EDM par les contrats d'achat à Mayotte.....	25
2.5.3	Surcoûts dus aux contrats d'achat supportés par EDM à Mayotte	25
2.6	SURCOÛTS D'ACHAT PRÉVUS PAR EEFW AU TITRE DE 2019.....	25
3.	COMPLÉMENT DE RÉMUNÉRATION	25
4.	COÛTS LIÉS À LA CONCLUSION ET À LA GESTION DES CONTRATS D'OBLIGATION D'ACHAT ET DE COMPLÉMENT DE RÉMUNÉRATION EN MÉTROPOLE CONTINENTALE	27
5.	BILAN DES CHARGES LIÉES AUX CONTRATS D'OBLIGATION D'ACHAT ET DE COMPLÉMENT DE RÉMUNÉRATION EN MÉTROPOLE CONTINENTALE AU TITRE DE 2019.....	28
6.	CHARGES LIÉES AUX CONTRATS D'EFFACEMENT.....	28
6.1	CONTEXTE JURIDIQUE.....	28
6.2	MONTANT DES CHARGES PRÉVISIONNELLES AU TITRE DE 2019.....	29
7.	CHARGES LIÉES AUX DISPOSITIFS SOCIAUX.....	29
7.1	CHARGES LIÉES AU « TARIF DE PREMIÈRE NÉCESSITÉ ».....	30
7.1.1	Pertes de recettes liées au TPN	30
7.1.2	Surcoûts de gestion	30
7.1.3	Services liés à la fourniture.....	30
7.1.4	Bilan des charges liées au TPN.....	30
7.2	CHARGES LIÉES AU DISPOSITIF INSTITUÉ EN FAVEUR DES PERSONNES EN SITUATION DE PRÉCARITÉ	30
7.3	CHARGES RELATIVES AUX SERVICES LIÉS À LA FOURNITURE DES BÉNÉFICIAIRES DU CHÈQUE ÉNERGIE	30
7.4	CHARGES LIÉES AUX DISPOSITIFS D'AFFICHAGE DÉPORTÉ.....	31
7.5	BILAN DES CHARGES LIÉES AUX DISPOSITIFS SOCIAUX SUPPORTÉES PAR OPÉRATEUR.....	31
B.	CHARGES DE SERVICE PUBLIC EN GAZ	32
1.	CHARGES LIÉES AUX CONTRATS D'ACHATS DE BIOMÉTHANE.....	32
1.1	MISE À JOUR DES COÛTS D'ACHAT PRÉVISIONNELS AU TITRE DE 2019.....	32
1.2	MISE À JOUR DES COÛTS ÉVITÉS PRÉVISIONNELS AU TITRE DE 2019.....	32
1.3	MISE À JOUR DES COÛTS PRÉVISIONNELS DE GESTION DES ACHETEURS DE BIOMÉTHANE AU TITRE DE 2019	33
1.4	MISE À JOUR DE LA VALORISATION PRÉVISIONNELLE DES GARANTIES D'ORIGINES AU TITRE DE 2019	33
1.5	MISE À JOUR DES CHARGES PRÉVISIONNELLES AU TITRE DE 2019	33
2.	CHARGES LIÉES AUX DISPOSITIFS SOCIAUX.....	34
2.1	CHARGES LIÉES AU « TARIF SPÉCIAL DE SOLIDARITÉ »	35
2.1.1	Mise à jour des prévisions de déductions et versements forfaitaires.....	35

2.2	CHARGES LIÉES AUX SERVICES DE LA FOURNITURE AUX BÉNÉFICIAIRES DU CHÈQUE ÉNERGIE	35
2.3	CHARGES LIÉES AUX DISPOSITIFS D’AFFICHAGE DÉPORTÉ.....	35
2.4	BILAN DES CHARGES LIÉES AUX DISPOSITIFS SOCIAUX SUPPORTÉS PAR OPÉRATEUR.....	35
C.	SYNTHÈSE.....	36
1.	MISE À JOUR DES CHARGES DE SERVICE PUBLIC PRÉVISIONNELLES AU TITRE DE 2019	36
2.	DÉTAILS DE LA MISE À JOUR DES CHARGES DE SERVICE PUBLIC PRÉVISIONNELLES AU TITRE DE 2019 PAR LES OPÉRATEURS AUTRES QU’EDF, EDM, EEWf, RTE ET ACHETEURS DE DERNIER RECOURS	38

A. Charges de service public en électricité

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

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

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

Pour ce qui concerne les projets de MDE dans les ZNI, en application de la délibération du 10 juin 2015⁷, la CRE a adopté la distinction suivante entre les projets de MDE :

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

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

Les modalités d'appréciation des surcoûts liés aux « petites » actions de MDE ont été définies dans la délibération du 2 février 2017⁸. La définition de la compensation des petites actions de MDE a été subordonnée à la constitution d'un comité MDE dans chaque ZNI et à l'élaboration d'un plan stratégique de déploiement des actions, appelé cadre territorial de compensation. Ces cadres ont été adoptés pour la Corse, la Guadeloupe, la Guyane, la Martinique, Mayotte et la Réunion par la délibération de la CRE du 17 janvier 2019⁹. Dans l'attente de la mise œuvre de ceux-ci, et à l'instar 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. Pour la Corse, la Martinique, la Guadeloupe, la Guyane et la Réunion, la CRE a délibéré le 4 octobre 2018 sur le niveau de compensation attribué à 11 projets de stockage. Par ailleurs, la CRE a été saisi le 17 avril 2019 des premiers projets de stockage à Mayotte, et elle délibérera sur le niveau de compensation attribué à chaque projet au cours de l'année 2019. En l'absence d'adaptation au stockage des chroniques d'appels prévisionnelles déclarées par EDF SEI, la CRE a choisi de ne pas retenir les charges liées à ces projets pour EDF, puisque ces charges sont inférieures aux surcoûts engendrés. De même en l'absence de visibilité

⁷ Délibération de la CRE du 10 juin 2015 portant communication relative à la méthodologie appliquée pour l'examen d'un projet d'infrastructure visant la maîtrise de la demande portant sur les consommations d'électricité dans les ZNI

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

⁹ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 17 janvier 2019 portant décision relative aux cadres territoriaux de compensation pour les petites actions de MDE en Corse, Guadeloupe, Guyane, Martinique, à Mayotte et à la Réunion

¹⁰ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 30 mars 2017 portant communication relative à la méthodologie d'examen d'un projet d'ouvrage de stockage d'électricité dans les zones non interconnectées

sur les projets retenus à Mayotte, les charges n'ont pas été retenues pour EDM. Ce poste de charge pourra être mis à jour l'année prochaine lors de l'exercice de mise à jour de la prévision pour 2020 une fois que les compensations auront été définies.

Pour ce qui concerne les coûts liés aux projets d'études, aucun opérateur n'a prévu de charges à ce titre.

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 2019

1.1.1.1 Coûts de production

Les coûts de production mis à jour déclarés par EDF dans les ZNI s'élèvent, pour 2019, à **800,3 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 2018 et prévisionnels pour 2019 dans le Tableau 2.

Tableau 1 : Mise à jour des coûts de production dans les ZNI prévue par EDF pour 2019

M€	Nature de coûts retenus	Corse	Guadeloupe	Martinique	Guyane	Réunion	SPM	Iles bretonnes	2019 reprev
Coûts variables	Achats de combustibles hors taxes	51,5	33,5	39,0	66,1	1,9	9,9	1,3	203,2
	Personnel, charges externes et autres achats	39,0	24,9	33,1	37,4	16,0	6,8	1,3	158,5
	Impôts et taxes	11,4	9,8	9,3	23,0	13,9	0,1	0,0	67,5
	Coûts de commercialisation	14,2	20,1	13,4	10,6	17,4	0,2	0,1	76,0
	Coûts d'acquisition des quotas de gaz à effet de serre	7,4	1,9	5,5	6,5	0,2	0,8	0,0	22,3
Coûts fixes	Rémunération des capitaux	39,1	12,4	13,2	35,0	15,3	6,4	0,3	121,6
	Amortissements	21,2	12,1	11,9	21,3	8,7	3,0	0,3	78,5
	Frais de structure, de siège et prestations externes	14,4	15,1	11,2	14,7	17,2	0,1	0,0	72,7
Coût total		198,2	129,7	136,4	214,7	90,7	27,2	3,3	800,3

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.

A défaut de pouvoir anticiper si EDF SEI sera excédentaire ou déficitaire et dans la mesure où les modalités de gestion des CEE au périmètre d'EDF SEI est en cours de réflexion entre l'opérateur et la CRE (cf. section 1.1.1.1 de l'annexe 3), la CRE ne retient ni charge ni de produit au titre des CEE dans les coûts prévisionnels.

Comme affiché dans le Tableau 2, les coûts de production prévisionnels pour 2019 dans les ZNI sont en augmentation par rapport à 2018 (+ 29,2 M€), et sont, au global, équivalents à ceux initialement prévus (+ 1,1 M€).

Tableau 2 : Évolution des coûts de production prévisionnels dans les ZNI mis à jour par EDF pour 2019 par rapport aux coûts constatés au titre de 2018 et prévisionnels pour 2019

M€	Nature de coûts retenus	2019 reprév	2019 prév	Evolution		2018	Evolution	
				en M€	en %		en M€	en %
Coûts variables	Achats de combustibles hors taxes	203,2	188,7	14,6	8%	187,7	15,5	8%
	Personnel, charges externes et autres achats	158,5	160,3	-1,8	-1%	142,0	16,4	12%
	Impôts et taxes	67,5	68,1	-0,6	-1%	71,4	-3,9	-5%
	Coûts de commercialisation ⁽¹⁾	76,0	99,1	-23,1	-23%	88,5	-12,5	-14%
	Coûts d'acquisition des quotas de gaz à effet de serre	22,3	13,3	9,0	68%	20,1	2,2	11%
Coûts fixes	Rémunération des capitaux	121,6	126,5	-4,9	-4%	122,5	-1,0	-1%
	Amortissements	78,5	72,8	5,8	8%	72,3	6,2	9%
	Frais de structure, de siège et prestations externes	72,7	70,4	2,3	3%	66,4	6,3	9%
Coût total		800,3	799,2	1,1	0,1%	771,1	29,2	4%

⁽¹⁾ Les coûts de commercialisation au titre de 2018 exposés dans ce tableau n'incluent pas la recette exceptionnelle liée au transfert de 7 TWhc de CEE à la Direction Commerce d'EDF en décembre 2018 (cf. section 1.1.1.1 de l'annexe 3).

Évolution par rapport aux coûts constatés au titre de 2018

Plusieurs facteurs expliquent l'augmentation des coûts de production par rapport à ceux de 2018. Il s'agit en particulier du mécanisme de couverture du prix des combustibles, de l'augmentation des frais de déconstruction des centrales d'EDF SEI mises à l'arrêt et de la hausse des amortissements accélérés pour les centrales en fin de vie.

Bien que le prix de marché du fioul lourd soit en légère hausse entre 2018 et 2019, l'écart de coût d'achat des combustibles entre ces deux années est surtout dû au mécanisme de couverture des coûts de combustible qui a été en faveur d'EDF en 2018 (- 23,4 M€, cf. section A.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 2019 observé sur le marché boursier ICE¹¹ ECX EUA futures fin mars 2019, soit 21,68 €/tCO₂. Ce prix est en hausse d'environ + 20 % par rapport au prix moyen en 2018 (18,07 €/tCO₂), d'où l'augmentation des charges liées à l'acquisition des quotas d'émission de gaz à effet de serre.

La principale cause de l'importante augmentation du poste « personnel, charges externes et autres achat » est la hausse entre 2018 et 2019 des dépenses de déconstruction pour les centrales diesel de Lucciana en Corse, de Jarry Nord en Guadeloupe, de Bellefontaine en Martinique et de Port Ouest à la Réunion. En 2019, ces quatre centrales seront en effet en pleine phase de déconstruction suite aux phases préliminaires de mise en sécurité des sites, de dépollution des installations et de préparation à la déconstruction.

Les dotations aux amortissements tiennent compte d'amortissements accélérés sur les centrales du Vazzio en Corse et de Dégrad-des-Cannes en Guyane en raison de leur fermeture prévue pour 2023. Ces amortissements accélérés sont plus élevés en 2019 qu'en 2018.

La hausse de ces différents postes est en partie minorée par la baisse des dépenses de MDE (coûts de commercialisation). Ces dépenses pour 2019 ont été estimées par EDF sur la base des cadres territoriaux de compensation des petites actions de MDE dans les ZNI¹² et d'une hypothèse de taux de réalisation des objectifs. Dans certains territoires, cette estimation conduit à une baisse des charges de MDE en 2019 par rapport à 2018.

Évolution par rapport aux coûts prévisionnels pour 2019

La prévision mise à jour des coûts de production au titre de 2019 est équivalente à la prévision initiale (+ 0,1 %). Cependant, ce très faible écart cache des disparités : les coûts de combustible et d'achat des quotas de CO₂ sont revus à la hausse tandis que les dépenses de MDE (coûts de commercialisation) sont quant à elles revues à la baisse.

L'augmentation des coûts d'achat de combustibles s'explique par une hausse significative des prix à terme 2019 des fiouls. Pour la même raison, les coûts d'achat des quotas d'émission de gaz à effet de serre sont supérieurs à ceux prévus initialement. Le prix à terme 2019 observé sur le marché boursier est en effet plus de 1,5 fois supérieur à celui prévu initialement (21,7 €/tCO₂ contre 13,4 €/tCO₂ prévu initialement).

Pour le poste des coûts de commercialisation, la mise à jour de la prévision se base sur les objectifs fixés dans les cadres territoriaux de compensation des petites actions de MDE en ZNI publiés par la CRE en janvier 2019¹³. La

¹¹ Intercontinental Exchange

¹² Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 17 janvier 2019 portant décision relative aux cadres territoriaux de compensation pour les petites actions de MDE en Corse, Guadeloupe, Guyane, Martinique, à Mayotte et à la Réunion

¹³ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 17 janvier 2019 portant décision relative aux cadres territoriaux de compensation pour les petites actions de MDE en Corse, Guadeloupe, Guyane, Martinique, à Mayotte et à la Réunion

prévision initiale se basait quant à elle sur les objectifs envisagés par les comités MDE avant instruction de la CRE. Les objectifs fixés dans les cadres étant pour certains territoires plus faibles que ceux préalablement envisagés par les comités, il en découle une baisse des coûts de commercialisation dans la prévision mise à jour pour 2019.

1.1.1.2 Recettes de production

La prévision des recettes de production mise à jour dans les ZNI pour 2019 s'élèvent à **204,7 M€**, réparties comme indiqué dans le Tableau 3.

Tableau 3 : Mise à jour des recettes de production prévues par EDF dans les ZNI pour 2019

M€	Corse	Guadeloupe	Martinique	Guyane	Réunion	SPM	Iles bretonnes	2019 reprév
Chiffre d'affaires issu de la fourniture d'électricité ⁽¹⁾	209,7	194,9	150,2	84,4	302,8	4,8	0,8	947,7
Recettes réseau	90,6	76,7	57,0	30,2	114,7	1,9	0,4	371,6
Recettes gestion de la clientèle	9,8	9,5	7,8	2,8	15,7	0,2	0,1	45,9
Recettes brutes de production⁽²⁾	109,3	108,7	85,3	51,4	172,4	2,8	0,4	530,3
Part des recettes à considérer ⁽³⁾	38,0	11,2	19,9	40,0	25,7	2,8	0,4	138,0
Recettes de production totales⁽⁴⁾	54,5	27,0	29,6	47,6	42,5	3,0	0,4	204,7
Part production du tarif de vente ⁽⁵⁾ (€/MWh)	54,72	63,22	63,75	62,55	62,78	60,12	45,92	-

⁽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 2018 et à celles initialement prévues pour 2019 est indiquée dans le Tableau 4.

Tableau 4 : Évolution des recettes de production dans les ZNI prévisionnelles mises à jour par EDF pour 2019 par rapport aux recettes constatées au titre de 2018 et prévisionnelles pour 2019

M€	2019 reprév	2019 prév	Evolution		2018	Evolution	
			en M€	en %		en M€	en %
Chiffre d'affaires issu de la fourniture d'électricité	947,7	962,2	-14,4	-1%	926,9	20,8	2%
Recettes réseau	371,6	373,3	-1,7	0%	359,7	11,9	3%
Recettes gestion de la clientèle	45,9	49,8	-3,9	-8%	40,7	5,2	13%
Recettes brutes de production	530,3	539,1	-8,8	-2%	526,6	3,7	1%
Part des recettes à considérer	138,0	150,2	-12,2	-8%	168,2	-30,2	-18%
Recettes de production totales	204,7	218,3	-13,5	-6%	232,5	-27,8	-12%

Évolution par rapport aux recettes constatées au titre de 2018

La mise à jour des recettes de production est établie sur la base des recettes constatées en 2018 en prenant en compte les hypothèses suivantes :

- hausse moyenne de la consommation finale d'électricité de 1,3 % entre 2018 et 2019 ;
- légère hausse du taux de pertes moyen de 10,4 % en 2018 à 10,8 % en 2019 ;
- augmentation moyenne tarifaire de + 0,8 % HT en 2019 par rapport aux tarifs en vigueur en 2018 (hors rattrapage tarifaire) ;
- augmentation moyenne des recettes d'acheminement de + 1,0 % HT en 2019 par rapport aux tarifs de réseau en vigueur en 2018 ;
- les recettes de gestion de la clientèle augmentent en corrélation avec la croissance prévisionnelle de la consommation et l'évolution tarifaire envisagée.

Bien que les recettes brutes de production soient en augmentation entre 2018 et 2019 (+ 1 %) en raison des hypothèses de croissance de la consommation et de hausse des tarifs de vente d'électricité, les recettes de production totales affectées à EDF dans les ZNI sont en baisse (- 12 %). Ceci est dû à la baisse significative de la part de production d'EDF. Le taux de production moyen d'EDF dans les ZNI passe en effet de 32,4 % en 2018 à 26,5 % en 2019.

Évolution par rapport aux recettes prévisionnelles pour 2019

Le montant des recettes mises à jour pour 2019 est inférieur à celui initialement prévu d'environ 6 % 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 800,3 M€ et 204,7 M€, le montant des surcoûts de production mis à jour pour 2019 dans les ZNI est égal à **595,5 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 2019

M€	Corse	Guadeloupe	Martinique	Guyane	Réunion	SPM	Iles bretonnes	2019 reprév
Coût de production	198,2	129,7	136,4	214,7	90,7	27,2	3,3	800,3
Recettes de production	54,5	27,0	29,6	47,6	42,5	3,0	0,4	204,7
Surcoûts (M€)	143,7	102,7	106,8	167,1	48,2	24,2	2,8	595,5

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 2019

1.1.2.1 Coûts de production

Les coûts de production prévisionnels mis à jour s'élèvent, pour 2019, à **130,9 M€**, dont 60 % au titre des combustibles – hors taxes (78,7 M€). La décomposition par grands postes de coûts et leur évolution par rapport aux coûts constatés au titre de 2018 et prévisionnels pour 2019 sont présentées dans le Tableau 6.

La révision des coûts de production prévisionnels pour 2019 conduit à une hausse notable des coûts par rapport à la prévision 2019 (+12,3 M€) et au constaté pour 2018 (+21,1 M€).

Tableau 6 : Evolution des coûts de production prévisionnels mis à jour pour 2019 par rapport aux coûts constatés au titre de 2018 et prévus initialement pour 2019

M€	Nature de coûts retenus	2019 reprév	2019 prév	Evolution		2018	Evolution	
				en M€	en %		en M€	en %
Coûts variables	Achats de combustibles hors taxes	78,7	69,1	9,6	14%	61,6	17,1	28%
	Personnel, charges externes et autres achats	24,8	24,0	0,8	3%	24,0	0,7	3%
	Impôts et taxes	1,0	0,9	0,1	10%	0,8	0,2	29%
	Coûts de commercialisation	4,0	4,3	-0,3	-6%	2,4	1,6	67%
	Coûts d'acquisition des quotas de gaz à effet de serre	3,4	1,7	1,7	101%	3,5	-0,1	-4%
Coûts fixes	Rémunération des capitaux	12,2	11,9	0,3	2%	12,3	-0,1	-1%
	Amortissements	6,3	6,2	0,1	2%	4,7	1,6	35%
	Frais de structure, de siège et prestations externes	0,6	0,6	0,0	6%	0,6	0,0	-1%
Coût total		130,9	118,6	12,3	10%	109,8	21,1	19%

Évolution par rapport aux coûts constatés au titre de 2018

Le principal facteur d'augmentation des coûts par rapport à 2018 est la forte hausse des coûts d'achat des combustibles (+17,1 M€). Cette évolution s'explique par les facteurs suivants :

- la hausse du prix de marché des matières premières ;
- le mécanisme de couverture des achats de carburant effectuée par EDM en 2018, qui s'est dénouée en faveur d'EDM (- 7,4 M€), ce qui renforce l'écart entre 2018 et 2019.
- une hypothèse de croissance de la consommation électrique de 7,7 % par rapport à 2018 entraînant une hausse de la production des moyens thermiques d'EDM de 6,6 % (EDM prévoit également un développement des énergies renouvelables). Les mouvements sociaux qui ont bloqués l'île au premier trimestre 2018 et les conditions climatiques favorables ont conduit en 2018 à une hausse modérée de la consommation (+1,2 % entre 2017 et 2018). Toutefois, EDM anticipe une reprise de la croissance en 2019, confirmée par les données des premiers mois de l'année 2019.

La hausse des coûts de production s'explique également, dans une moindre mesure, par une augmentation des frais de commercialisation prévisionnels qu'EDM envisage d'engager au titre des actions visant la maîtrise de la demande d'électricité (+1,6 M€). Cette hausse s'explique par un renforcement des actions de MDE déployées sur le territoire. A noter que les charges constatées au titre de l'année 2018 sur ce poste sont nettement inférieures à celles de 2017 (-0,8 M€) du fait du ralentissement du déploiement des actions de MDE dans l'attente de la publication du cadre territorial de compensation (délibération de la CRE du 17 janvier 2019). D'autre part, cette hausse

est en partie compensée par la prise en compte des recettes liées à la vente des CEE obtenus par la mise en œuvre des actions de MDE.

Évolution par rapport aux coûts prévisionnels pour 2019

L'augmentation des coûts prévisionnels 2019 par rapport à la prévision initiale (+12,3 M€) s'explique par la réévaluation des coûts de combustibles (+9,6 M€) liée à la hausse des prix de marché des matières premières ainsi qu'à la hausse des charges résultant de l'acquisition des quotas d'émission de gaz à effet de serre en raison de la hausse du prix de référence des quotas en 2018.

1.1.2.2 Recettes de production

Les recettes de production prévisionnelles mises à jour pour 2019 s'élèvent pour EDM à **20,1 M€**, réparties comme indiqué dans le Tableau 7.

Tableau 7 : Évolution des recettes de production prévues par EDM pour 2019 par rapport aux recettes constatées au titre de 2018 et initialement prévues pour 2019

en M€	2019	2019	Evolution		2018	Evolution	
	reprév	prév	en M€	en %		en M€	en %
(+) Chiffre d'affaires issu de la fourniture d'électricité	35,3	36,3	-1,0	-3%	33,1	2,2	6%
(+) Chiffre d'affaires théorique lié aux agents EDM	0,2	0,2	0,0	-6%	0,2	0,0	8%
Chiffre d'affaires total à considérer	35,5	36,5	-1,0	-3%	33,3	2,2	6%
(-) Recettes de distribution	14,6	14,5	0,1	0,9%	13,4	1,2	9%
(-) Recettes de gestion clientèle	1,5	1,6	-0,1	-8%	1,4	0,1	5%
(+) Recettes de vente pertes et services systèmes	2,1	2,2	-0,1	-4%	1,8	0,4	21%
Recettes brutes de production	21,6	22,7	-1,1	-5%	20,3	1,3	6%
Recettes de production totales ⁽¹⁾	20,1	21,0	-0,8	-4%	19,3	0,8	4%
Part production du tarif de vente (€/MWh)	58,16	60,10	-1,9	-3,2%	59,64	-1,5	-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.

Évolution par rapport aux recettes constatées au titre de 2018

Le chiffre d'affaires pour 2019 est supérieur à celui prévu pour 2018 d'environ 6 % ce qui s'explique principalement par l'hypothèse de poursuite de la croissance de la consommation (+7,7 % par rapport à 2018) et la prise en compte d'une hausse de 1 % du tarif réglementé au 1^{er} août 2019.

Les recettes de production d'EDM prévues pour 2019 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).

Évolution par rapport aux recettes initialement prévues pour 2019

Le montant des recettes mises à jour pour 2019 est inférieur à celui initialement prévu (- 4 %) ce qui s'explique notamment par une révision à la baisse du chiffre d'affaires liée à une hypothèse de croissance de la consommation moins importante qu'anticipée en 2017 (-0,7%).

1.1.2.3 Surcoûts de production

Les coûts et les recettes de production prévisionnels retenus par la CRE s'élevant respectivement à 130,9 M€ et 20,1 M€, le montant des surcoûts de production prévisionnels au titre de l'année 2019 est évalué pour EDM à **110,8 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 2019

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 2019 pour les 300 premiers kilowattheures consommés par mois par abonné ;
- à partir du 1^{er} juillet 2019 pour les 500 premiers kilowattheures consommés par mois par abonné ;
- à partir du 1^{er} janvier 2020 pour l'ensemble des consommations.

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 EEFW se limite aux kWh péréqués, dont le volume croît de 30 % entre 2018 et 2019, pour représenter 46,5 % du volume d'électricité vendu en 2019 (contre 36,4 % en 2018).

1.1.3.1 Coûts supportés

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

Les coûts prévisionnels s'élèvent, pour 2019, à **5,03 M€**, dont 45 % au titre des combustibles (2,26 M€). La décomposition par grands postes de coût est présentée dans le Tableau 8.

Tableau 8 : Évolution des coûts prévisionnels mis à jour pour 2019 par rapport aux coûts constatés au titre de 2018 et prévus initialement pour 2019 (sur le périmètre péréqué)

M€	Nature de coûts déclarés	2019 reprév	2019 prév	Evolution		2018	Evolution	
				en M€	en %		en M€	en %
Coûts variables	Achats de combustibles hors taxes	2,26	2,45	-0,19	-8%	1,69	0,58	34%
	Personnel, charges externes et autres achats	1,64	1,96	-0,32	-16%	1,25	0,39	31%
	Coûts de commercialisation	-	-	-	-	-	-	-
	Coûts d'acquisition des quotas de gaz à effet de serre	-	-	-	-	-	-	-
Coûts fixes	Rémunération des capitaux	0,11	0,20	-0,08	-42%	0,10	0,02	16%
	Amortissements	0,39	0,52	-0,13	-24%	0,36	0,03	8%
	Fonctions support	0,61	0,72	-0,11	-16%	0,45	0,16	36%
Coût total hors achat d'énergie		5,02	5,85	-0,83	-14%	3,85	1,17	31%
Coût achat d'énergie		0,012	0,015	0,00	-23%	0,009	0,00	29%
Coût total		5,03	5,86	-0,83	-14%	3,85	1,18	31%

Évolution par rapport aux coûts constatés au titre de 2018

Le principal facteur d'augmentation des différents postes de coûts par rapport à l'année 2018 est l'élargissement de l'assiette de kWh péréqués au cours de l'année 2019.

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 2018 et d'une hausse des coûts unitaire d'achat des combustibles de 4 % par rapport à 2018, en lien avec la hausse des prix à terme observés sur le marché des matières premières.

Évolution par rapport aux coûts prévisionnels pour 2019

Les écarts par rapport à la prévision 2019 s'expliquent principalement par une révision à la baisse de l'assiette des kWh péréqués. La quote-part des kWh péréqués, estimée à 54,3 % en 2017, a été réévalué à 46,5 % sur la base des consommations constatée en 2018. Cela conduit de facto à une baisse des coûts prévisionnels entrant dans le périmètre des charges de service public de l'énergie.

1.1.3.2 Recettes

La réprévision des recettes correspondant au périmètre péréqué s'élève à **1,21 M€** pour 2019, contre **0,96 M€** pour 2018, soit une augmentation de 26 % qui s'explique principalement par l'extension du périmètre de la péréquation.

Le montant des recettes mises à jour pour 2019 est légèrement inférieur à celui initialement prévu, 1,46 M€ (- 17 %), ce qui s'explique de la même façon que sur les coûts, par une révision du volume de kWh péréqués.

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 5,03 M€ et 1,21 M€, le montant des surcoûts de production et d'achat d'énergie au titre de l'année 2019 est réévalué à **3,82 M€** pour EEFW, contre 2,89 M€ en 2018, soit une augmentation de 32 %. Ce surcoût relève du programme budgétaire « service public de l'énergie ».

1.2 Coûts liés aux projets d'études

Aucun opérateur n'a déclaré de charges relatives à des projets d'étude pour l'année 2019.

1.3 Coûts liés aux projets de stockage

Pour l'enveloppe de charges d'EDF SEI, en l'absence d'adaptation au stockage des chroniques d'appels prévisionnelles déclarées par le gestionnaire de réseau, la CRE a choisi de ne pas retenir les charges liées à ces projets, puisque ces charges sont inférieures aux surcoûts engendrés.

Pour l'enveloppe de charges d'EDM, en l'absence de visibilité sur les projets qui seront développés suite au premier guichet actuellement en instruction pour Mayotte, la CRE a choisi de ne pas retenir de charges liées au stockage.

1.4 Coûts liés aux actions de MDE

La délibération de la CRE du 2 février 2017¹⁴ a défini les modalités de compensation des « petites » actions de MDE qui regroupent la distribution et l'installation d'équipements énergétiquement performants chez les particuliers, dans les entreprises et pour les collectivités. Dans chaque territoire, un comité territorial consacré à la MDE a été mis en place, réunissant notamment les collectivités, l'ADEME, l'opérateur historique et les services de l'État (DEAL – direction de l'environnement, de l'aménagement et du logement). Ces comités ont élaboré des plans stratégiques de déploiement des actions, appelés cadres territoriaux de compensation, permettant d'apporter à la CRE des éléments d'analyse sur les orientations politiques de chaque territoire, les surcoûts de production évités par chacune des actions envisagées et le niveau de subvention optimal. L'instruction de ces cadres de compensation par la CRE s'est effectué au deuxième semestre 2018 et a abouti à leur adoption par la délibération du 17 janvier 2019¹⁵.

Dans l'attente de la mise œuvre effective de ces cadres de compensation, et à l'instar du traitement adopté les années précédentes, les coûts de déploiement des « petites » actions de MDE développées dans les ZNI par les opérateurs historiques EDF SEI et EDM sont pris en compte pour le calcul de la compensation au travers des coûts commerciaux. Cependant les prévisions 2019 de consommation et de charges et produits relatifs à la MDE se fondent sur les données des cadres de compensation adoptés en janvier 2019.

2. SURCOÛTS LIÉS AUX CONTRATS D'ACHAT

Contrats d'achat éligibles à la compensation

Les surcoûts d'achat prévus pour 2019, en métropole continentale et dans les ZNI, sont dus aux contrats d'achat suivants :

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

¹⁴ 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

¹⁵ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 17 janvier 2019 portant décision relative aux cadres territoriaux de compensation pour les petites actions de MDE en Corse, Guadeloupe, Guyane, Martinique, à Mayotte et à la Réunion

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.

2.1 Mise à jour des surcoûts d'achat prévus par EDF en métropole continentale au titre de 2019

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 2019 est établie par EDF à partir des montants constatés au titre de 2018 et au cours des mois de janvier à mars 2019, et des évolutions prévues pour le reste de l'année 2019. 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 2019 sont présentés dans le Tableau 9.

La mise à jour de la prévision pour 2019 réalisée par EDF aboutit à un volume total de **57,8 TWh** pour un coût d'achat de **8 011,6 M€**.

Tableau 9 : Mise à jour des quantités d'électricité et coûts d'achat prévus par EDF pour 2019

	Cogénération (combustible fossile)	Cogénération (combustible fossile) dispatchable	Diesel dispatchable	Hydraulique	Eolien	Incinération	Biogaz	Biomasse	Photovoltaïque	Autres(*)	TOTAL
Janvier	1 550,4	0,0	0,0	430,7	2 686,7	168,4	193,0	230,7	583,9	10,9	5 854,6
Février	1 366,6	0,0	0,0	581,9	2 330,9	144,3	171,5	207,8	696,3	17,2	5 516,5
Mars	1 615,7	0,0	0,1	717,1	3 045,7	165,8	188,4	254,9	722,6	23,5	6 733,7
Avril	0,0	0,0	0,0	657,1	2 273,7	124,0	174,6	259,1	1 030,5	11,0	4 530,1
Mai	0,0	0,0	0,0	698,8	1 917,5	140,4	176,7	253,3	1 192,2	19,6	4 398,4
Juin	0,0	0,0	0,0	569,9	1 617,6	130,9	174,0	215,0	1 253,1	22,9	3 983,3
Juillet	0,0	0,0	0,0	403,8	1 584,6	160,4	182,3	262,2	1 316,9	23,0	3 933,2
Août	0,0	0,0	0,0	296,8	1 546,4	149,0	181,2	258,8	1 195,2	19,3	3 646,7
Septembre	0,0	0,0	0,0	268,5	1 853,5	136,1	176,6	258,5	978,6	22,7	3 694,6
Octobre	0,0	0,0	0,0	346,6	2 418,0	112,9	190,7	244,1	698,6	22,6	4 033,6
Novembre	1 322,3	0,0	0,0	395,9	2 728,9	150,0	180,6	248,6	404,1	21,3	5 451,7
Décembre	1 511,9	0,0	0,0	513,4	3 145,2	151,4	190,2	241,1	288,3	28,4	6 069,9
Quantités (GWh)	7 366,8	0,0	0,120	5 880,5	27 148,7	1 733,5	2 180,0	2 934,2	10 360,2	242,3	57 846,3
Prévision initiale pour 2019 (GWh)	7 015,8	0,0	0,0	5 865,3	27 527,5	1 554,5	2 334,0	3 264,4	9 709,3	243,4	57 514,2
Quantités retenues en 2018 (GWh)	1 881,3	4 789,9	1,2	6 177,5	25 997,2	1 886,2	2 133,4	2 757,9	9 339,4	64,7	55 028,6
Coût d'achat (M€)	1 177,4		0,2	457,2	2 438,8	104,0	344,0	408,5	3 060,6	20,9	8 011,6
Prévision initiale pour 2019 (M€)	1 126,6	0,0	0,2	447,7	2 460,8	89,9	363,7	459,1	2 856,6	21,1	7 825,7
Coût d'achat retenu en 2018 (M€)	276,3	771,9	1,6	470,1	2 302,7	108,7	327,7	380,7	2 783,6	4,6	7 427,8
Coût d'achat unitaire (€/MWh)	159,8		1 970,3	77,7	89,8	60,0	157,8	139,2	295,4	86,3	138,5
Prévision initiale pour 2019 (€/MWh)	160,6		30 557,6	76,3	89,4	57,8	155,8	140,6	294,2	86,9	136,1
Coût d'achat unitaire en 2018 (€/MWh)	146,8	161,1	1 310,1	76,1	88,6	57,6	153,6	138,0	298,1	70,8	135,0

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

Par rapport à l'année 2018, le volume d'énergie acheté sous obligation d'achat en 2019 augmente de 5 %. Cette hausse est liée à la croissance en volume des filières éolienne (+1,2 TWh, en raison de la croissance du parc éolien), cogénération (+0,7 TWh) et photovoltaïque (+1,0 TWh). Le coût d'achat unitaire moyen du MWh augmente de 2,6 % pour s'établir à 138,5 €/MWh. Le coût d'achat total progresse de 8 %, soit une hausse de 584 M€ entre 2018 et 2019.

La mise à jour de la prévision d'achat pour 2019 conduit à une stabilisation des volumes d'achat (+0,3 TWh par rapport à la prévision initiale). La météorologie du premier trimestre 2019 a conduit à une production solaire plus importante que prévue (+0,7 TWh), compensant la moindre production éolienne (-0,4 TWh). Le coût d'achat total progresse plus fortement (+186 M€, soit +1,0 %) en raison du coût d'achat unitaire supérieure de la filière solaire (295 €/MWh) par rapport à la filière éolienne (90 €/MWh).

La prévision de production pour la filière éolienne conduit à une légère baisse par rapport à la prévision initiale (-380 GWh soit -1,4 %) en raison d'une météorologie défavorable au cours du premier trimestre 2019. Le coût d'achat unitaire augmente de 0,4 €/MWh (+0,5 %) en raison d'une hausse de l'inflation par rapport à la prévision initiale. La baisse de la production conduit toutefois à une baisse du coût d'achat total (-22 M€ soit -0,9 %). Par rapport à l'année 2018, la mise à jour de la prévision conduit à une augmentation notable des volumes et des coûts d'achat (respectivement 1,2 TWh et 136 M€), résultant du développement des dernières installations sous le régime de l'obligation d'achat pour cette filière.

S'agissant de la filière photovoltaïque, les prévisions de volumes et de coût d'achat pour 2019 sont revues à la hausse (respectivement +651 GWh et +204 M€ par rapport à la prévision initiale) en raison d'une météorologie favorable au premier trimestre 2019. Le coût d'achat unitaire augmente légèrement (+1,2 €/MWh soit +0,4 %) en raison d'une hausse de l'inflation.

Les prévisions de production et de coût d'achat de la filière cogénération sont en hausse par rapport à la prévision initiale (respectivement +5,0 % et +4,5 %). La nouvelle prévision pour l'année 2019 repose sur un volume de 7,4 TWh (+10 % par rapport à 2018) et un coût d'achat de 1 177 M€ (+12 % par rapport à 2018).

La mise à jour de la prévision de production de la filière biomasse est plus basse que la prévision initiale (-330 GWh, soit -10 %) et par conséquent, le coût d'achat est revu à la baisse de 51 M€ soit -11 %. La nouvelle prévision 2019 s'établit ainsi à 2,9 TWh et 409 M€, en hausse respectivement de 6 et 7 % par rapport à l'année 2018.

La prévision de production pour la filière biogaz ainsi que le coût d'achat correspondant évoluent à la baisse (respectivement -7 % et -11 %) par rapport à la prévision initiale. La nouvelle prévision de coût d'achat pour 2019 est de 344 M€ (+5 % par rapport à 2018).

La mise à jour de la prévision pour la filière hydroélectrique sous obligation d'achat en 2019 repose sur un volume de 5,9 TWh et un coût d'achat de 457 M€, ce qui correspond à une légère baisse de l'ordre de 4 % par rapport à l'année 2018 et de 1 à 2 % par rapport à la prévision initiale.

Les volumes prévisionnels de la filière incinération sont en hausse de 12 % par rapport à la prévision initiale pour 2019 et s'élèvent à 1,7 TWh. Les coûts d'achat sont estimés pour 2019 à 104 M€, soit -4 % par rapport à 2018.

Le parc des diesels dispatchables continuera sa décroissance en 2019 jusqu'à son extinction en octobre 2019. Les volumes produits représentent 0,1 GWh en 2019 et les coûts d'achat s'élèvent à 0,2 M€.

EDF prévoit le développement de la filière « gaz de mine » en 2019 avec un volume de production de 74 GWh et un coût d'achat de 5,3 M€.

Par ailleurs, EDF intègre à sa nouvelle prévision pour l'année 2019 une hypothèse relative à l'achat des surplus des entreprises locales de distribution (contrats RS41). Pour 2019, la prévision représente un volume de 169 GWh et un coût d'achat de 15,6 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 2019, le montant prévu est identique à celui constaté en 2018, soit **0,2 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 2014¹⁶, du 25 mai 2016¹⁷, du 22 juin 2017¹⁸ et du 16 mai 2019¹⁹. 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 4 premiers mois de l'année à partir des prix spot constatés, et pour les 8 derniers mois à partir des prix de marché à terme : cotation des produits M5 et M6 pour le mois de mai et 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.

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 2019 s'élève à **2 190,7 M€** (hors contrats photovoltaïques, contrats à différenciation horosaisonnaire, contrats « appel modulable » et cogénérations fonctionnant en mode « dispatchable »).

Il est en hausse de 5 % par rapport à la prévision initiale pour l'année 2019, principalement en raison de la hausse observée des cotations des produits de marché à terme « calendar » et « Q1 » vendus au deuxième semestre 2018. La baisse des prix de marché spot constatés au premier trimestre 2019 par rapport aux prévisions initiales est compensée par la hausse des cotations des produits portant sur le deuxième semestre 2019.

Coût évité par la production quasi-certaine

La puissance quasi-certaine retenue pour l'année 2019²⁰ est indiquée dans le Tableau 10.

¹⁶ 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.

¹⁷ 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.

¹⁸ 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

¹⁹ Délibération de la CRE du 16 mai 2019 portant communication relative à la méthodologie de calcul du coût évité par l'électricité produite sous obligation d'achat

²⁰ 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.

Tableau 10 : Puissance quasi-certaine retenue pour 2019

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

En application de la délibération du 16 mai 2019, 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 30 avril 2019 pour les ventes à effectuer à compter de cette date.

Le coût évité du produit « ruban » est ainsi obtenu à partir des cotations EEX observées entre le 1^{er} janvier 2017 et le 30 juin 2017, des ventes réalisées par EDF entre le 1^{er} juillet 2017 et le 31 décembre 2018. Le coût évité du produit « Q1 » a été obtenu à partir des ventes réalisées par EDF entre le 1^{er} janvier 2018 et le 31 décembre 2018. 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 30 avril 2019 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 2019, en €/MWh

Ruban	Q1	M11	M12
42,96	60,33	64,49	61,19

Ainsi, le coût évité par la production quasi-certaine, correspondant à 20,1 TWh, est de **1 006,7 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 des produits M5 et 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 2019, en €/MWh

Mois	Référence mensuelle
Janvier	61,16
Février	46,62
Mars	33,86
Avril	38,08
Mai	38,58
Juin	40,68
Juillet	46,28
Août	42,26
Septembre	50,57
Octobre	63,64
Novembre	64,49
Décembre	61,19

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 **1 184,0 M€**. Ce montant est détaillé dans le Tableau 13.

²¹ Premier trimestre.

Tableau 13 : Prix de marché mensuels et coût évité à EDF par les contrats d'achat en 2019 (hors contrats photovoltaïques, contrats horosaisonnalisés, contrats « appel modulable » et cogénérations « dispatchables »)

Mois	Prix mensuel	Quantité hors éolien	Prix mensuel éolien	Quantité éolien	Coût évité
	(€/MWh)	(GWh)	(€/MWh)	(GWh)	(M€)
Janvier	61,16	1 273,2	47,6	1 198,4	134,9
Février	46,62	1 251,4	41,9	986,7	99,7
Mars	33,86	1 574,4	27,1	1 557,4	95,6
Avril	38,08	746,8	35,8	1 560,8	84,3
Mai	38,58	788,2	35,7	1 180,8	72,6
Juin	40,68	658,0	37,7	904,7	60,9
Juillet	46,28	613,7	41,4	847,9	63,5
Août	42,26	517,1	39,2	809,7	53,6
Septembre	50,57	492,2	46,8	1 140,6	78,2
Octobre	63,64	515,0	59,9	1 681,3	133,5
Novembre	64,49	1 178,3	54,3	1 238,4	143,2
Décembre	61,19	1 449,2	47,6	1 584,7	164,1
Total 2019	49,0	11 058	42,9	14 691	1 184,0

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 2019 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 2019 est de **508,3 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 horosaisonnaires 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 2019, 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 2019 a varié, par MWh, par rapport à 2018, dans la même proportion que le prix de marché moyen pondéré entre 2018 et 2019. Le coût évité est ainsi estimé à **52,4 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, jusqu'en octobre 2019, une puissance garantie de 4 MW. Leur production prévisionnelle s'élève à 0,1 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 25,5 k€.

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 2018 et 2019). Sur cette base, le coût évité « énergie » par les installations « dispatchables » est évalué à 10,9 k€. Le coût évité total est de **36,4 k€**.

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 2019 à **11,0 M€** (contre 17,2 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 2019.

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 2019, les enchères tenues par EPEX Spot portent sur les Années de Livraison AL 2018, AL 2019, et AL 2020. Il n'y a pas d'enchères prévues pour les Années de Livraison AL 2021, AL 2022 et AL 2023.

Le coût évité prévisionnel lié aux certificats de capacité au titre de l'année 2019 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 2019 pour les différentes Années de Livraisons qui y sont traitées :

	AL 2018	AL 2019	AL 2020
Vente totale prévisionnelle de certificats de capacité en 2019 (MW)	438,2	131,8 (cas de mévente)	6249,4

Pour les Années de Livraison AL 2018 et AL 2019, qui ont déjà fait l'objet d'enchères les années précédant l'année 2019, 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 »²² 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 2019 et 2020. 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 2019 et 2020.

En application de la délibération de la CRE du 22 juin 2017, la valorisation des certificats de capacité pour l'Année de Livraison 2020 est effectuée au prix moyen résultant des enchères qui se sont déjà tenues pour cette Année de Livraison (20 001,65 €/MW). Les enchères de rééquilibrage pour les Années de Livraison AL 2018 et AL 2019 ayant déjà eu lieu à date, les prix constatés (respectivement 9 200,9 €/MW et 0 €/MW) sont retenus pour le calcul de la valorisation des certificats de capacité. Lors de l'enchère de rééquilibrage pour l'Année de Livraison AL 2019, qui a eu lieu le 16/05/2019, le prix obtenu a été égal à 0 et EDF s'est trouvé dans un cas de mévente : sur les 189,4 MW à vendre, seuls 131,8 MW ont été effectivement vendus. Le volume de certificats restants (57,6 MW) sera valorisé lors de la prochaine enchère de rééquilibrage pour l'AL 2019, en 2020, et a donc été pris en compte dans l'estimation du coût évité prévisionnel 2020 lié aux certificats de capacité (voir annexe 1).

²² Cf. section 7.12.3.3 des règles du mécanisme de capacité en vigueur définies par RTE.

Le coût évité total prévisionnel retenu pour EDF au titre de l'année 2019 est de **129,0 M€** répartis de la manière suivante : 45,9 M€ pour le budget et 83,2 M€ pour le CAS.

	Budget	CAS						Total
	Cogénération	Eolien	Hydraulique	Biogaz	Biomasse	Incinération	Solaire	
Coût évité prévisionnel 2019 lié aux certificats de capacité (M€)	45,9	46,5	14,3	4,5	6,7	4,0	7,0	129,0

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 2019 est évalué à **2 892,6 M€** (1 006,7 M€ de coût évité par la production quasi-certaine + 1 184,0 M€ de coût évité par la production aléatoire + 508,3 M€ de coût évité par les contrats photovoltaïques + 75,6 M€ de coût évité horosaisonnalisé + 36,5 k€ de coût évité par les installations « dispatchables » + 129,0 M€ de coût évité liés aux certificats de capacité – 11,0 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 2019

Les surcoûts supportés par EDF résultant des contrats d'achat en 2019 s'élèvent à **5 119,2 M€** en métropole continentale (8 011,6 M€ de coût d'achat + 0,2 M€ de coût de contrôle des cogénérations – 2 892,6 M€ de coût évité).

Ce montant se répartit de la manière suivante :

- 4 393,5 M€ au titre des charges relevant du CAS « transition énergétique » ;
- 725,6 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 supérieur de 44 M€ à la prévision initiale pour 2019 (5 074,7 M€). Cette hausse s'explique par la hausse des prévisions de production (+300 GWh) et du coût d'achat (186 M€), elle est en partie compensée par la hausse des prix de marché prévu pour 2019.

2.2 Mise à jour des surcoûts d'achat prévus par les entreprises locales de distribution au titre de 2019

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

26 entreprises locales de distribution ont transmis une mise à jour des prévisions de charges liées aux contrats d'achat au titre de 2019. Aucune d'entre elles n'a annoncé de 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 2019 sont repris. Quatre d'entre eux avaient annoncé des surplus de production dus à l'obligation d'achat.

Les volumes et les coûts d'achat corrigés des surplus retenus au titre de la mise à jour 2019 s'élèvent respectivement à 3,2 TWh et à **431,0 M€** – soit une augmentation de respectivement 1,5 % et 2,4 % par rapport à la prévision initiale (3,2 TWh et 421,0 M€).

2.2.2 Calcul des coûts évités liés à l'énergie produite

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

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

Lorsque les entreprises locales de distribution ont choisi de vendre sur les marchés de gros de l'électricité issue de l'obligation d'achat, cette activité peut soit être réalisée directement par l'opérateur soit être assurée par un tiers. Le coût évité énergie correspondant a été évalué en prenant en compte les prix de marché spot. 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 2019

Mois	Prix mensuel	Prix pondéré éolien	Prix pondéré photovoltaïque
	(€/MWh)	(€/MWh)	(€/MWh)
Janvier	64,41	50,12	74,53
Février	65,36	58,72	69,90
Mars	59,28	47,47	59,75
Avril	47,00	44,18	47,40
Mai	41,91	38,80	43,33
Juin	45,09	41,79	48,16
Juillet	47,45	42,44	51,14
Août	43,15	40,01	45,19
Septembre	51,20	47,35	54,65
Octobre	58,13	54,75	62,10
Novembre	59,63	50,20	63,16
Décembre	56,52	43,94	62,55

Parmi les 26 entreprises locales de distribution ayant mis à jour leurs charges liées aux contrats d'achat, 17 ont indiqué prévoir d'injecter la totalité de l'énergie issue des contrats dans le périmètre de vente aux tarifs règlementés de vente ; leur coût évité énergie est donc calculé uniquement en référence aux tarifs de cession. Les autres prévoient de vendre l'intégralité de l'électricité issue de l'obligation d'achat sur les marchés de gros ou d'avoir un mode d'approvisionnement conduisant à tenir compte à la fois des tarifs de cession et des prix de marché *spot*.

Pour les opérateurs n'ayant pas effectué de mise à jour de leur charges prévisionnelles, le coût évité énergie calculé lors de la prévision initiale pour 2019 est repris.

Au total le coût évité énergie est évalué à **161,3 M€** au titre de la mise à jour de la prévision 2019 – soit une augmentation de 5 % par rapport à la prévision initiale (153,0 M€).

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. La différenciation selon le volume total de certificats de capacité dont elles disposent (supérieur ou non à 20 MW) n'a pas été appliquée dans la mesure où il n'y a pas d'enchère prévues en 2019 pour les Années de Livraison au-delà de l'AL 2020.

Le coût évité prévisionnel lié aux certificats de capacité au titre de l'année 2019 porte ainsi sur la valorisation qui peut être faite, lors de ces enchères des volumes de certificats pour l'Année de Livraison 2020, 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 2020 sont utilisés pour la valorisation.

Dans le cadre de la mise à jour de leur déclaration prévisionnelle au titre de 2019, 15 entreprises locales de distribution ont déclaré à la CRE leur meilleure estimation des volumes destinés à être vendus aux enchères qui se tiennent en 2019 pour les différentes Années de Livraisons qui y sont traitées :

	AL 2018	AL 2019	AL 2020
Volume prévisionnel de certificats pouvant	1,0	19,3	110,1

être valorisés en 2019 (MW)			
--------------------------------	--	--	--

Au total, 130,4 MW de certificats de capacité ont été pris en compte pour la mise à jour des charges des opérateurs concernés, contre 166,7 MW initialement.

En application de la délibération de la CRE du 22 juin 2017, la valorisation des certificats de capacité pour l'Année de Livraison 2020 est effectuée au prix moyen résultant des enchères qui se sont déjà tenues pour cette Année de Livraison (20 001,65 €/MW). Les enchères de régularisation pour les Années de Livraison AL 2018 et AL 2019 ayant déjà eu lieu à date, le prix constaté (respectivement 9 200,9 €/MW et 0 €/MW) est retenu pour le calcul de la valorisation des certificats de capacité.

Le coût évité lié aux certificats de capacité pour les opérateurs ayant mis à jour leurs charges prévisionnelles est évalué à 2,2 M€ au titre de l'année 2019. En ajoutant les prévisions initiales des autres opérateurs, le coût évité total lié aux certificats de capacité s'élève à **6,9 M€** au titre de la mise à jour de la prévision pour 2019.

2.2.4 Surcoûts d'achat

Les surcoûts retenus au titre de l'obligation d'achat s'élèvent ainsi, en 2019, à **262,7 M€** (431,0 M€ - 161,3 M€ - 6,9 M€), soit une augmentation de 1% par rapport aux charges initialement prévues (260,6 M€).

Ce montant se répartit de la manière suivante :

- 244,3 M€ au titre des charges relevant du CAS « transition énergétique » ;
- 18,4 M€ au titre des charges relevant du programme budgétaire « service public de l'énergie ».

Les principaux éléments de calcul des surcoûts d'achat par entreprises locales de distribution sont indiqués dans le Tableau 31.

2.3 Surcoûts d'achat prévus par les Organismes agréés au titre de 2019

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.

Les cinq Organismes agréés qui avaient déclaré des charges prévisionnelles au titre des contrats d'achat pour l'année 2019 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 58,5 GWh et à **7,6 M€** au titre de 2019 – soit une forte diminution, de respectivement 83 % et 80 % par rapport à la prévision initiale (343,8 GWh et 38,2 M€). Tous les opérateurs ont effectué une mise à jour de leurs charges prévisionnelles à la baisse. Aucun des transferts de contrats envisagés n'a finalement abouti pour deux d'entre eux et l'opérateur qui prévoyait les charges les plus importantes a révisé ses prévisions à la baisse de 89 % par rapport au volume d'achat initial.

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 terme 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 **3,0 M€**.

2.3.3 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 2019. Au total, 1,9 MW de certificats de capacité ont été pris en compte.

En application de la délibération de la CRE du 22 juin 2017, la valorisation des certificats de capacité pour l'Année de Livraison 2020 est effectuée au prix moyen résultant des enchères qui se sont déjà tenues pour cette Année de Livraison (20 001,65 €/MW).

Le coût évité lié aux certificats de capacité est évalué à **0,04 M€** pour 2019.

2.3.4 Surcoûts d'achat

Le surcoût résultant s'élève à **4,5 M€** (7,6 M€ - 3,0 M€ - 0,04 M€), contre 21,7 M€ dans la prévision initiale pour 2019. Ce montant relève du CAS « transition énergétique ».

Les principaux éléments de calcul du surcoût d'achat par opérateur sont indiqués dans le Tableau 31.

2.4 Mise à jour des surcoûts d'achat prévus par EDF dans les ZNI au titre de 2019

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 2019 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 2019

	Interconnexion*	Bagasse/ Charbon	Thermique	Bagasse/ Biomasse	Eolien	Hydraulique	Incinération	Géothermie	Biogaz	Biomasse	Hydrogène	Photovoltaïque	TOTAL
Corse	711,4	0,0	496,4	0,0	8,7	53,9	0,0	0,0	11,9	0,0	0,0	231,1	1 513,4
Guadeloupe	0,0	459,0	987,0	0,0	69,2	38,9	0,0	106,9	11,8	0,0	0,0	112,7	1 785,5
Martinique	0,0	0,0	764,5	227,0	34,4	0,0	24,5	0,0	2,1	0,0	0,0	101,9	1 154,5
Guyane	0,0	0,0	116,2	0,0	0,0	20,6	0,0	0,0	0,0	10,7	0,0	63,0	210,5
La Réunion	0,0	1 392,0	873,1	0,0	15,7	10,4	0,0	0,0	16,7	0,0	0,0	285,4	2 593,2
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	0,4	0,394
													0
Quantités (GWh)	711,4	1 851,0	3 237,2	227,0	128,1	123,8	24,5	106,9	42,4	10,7	0,0	794,5	7 257,6
Prévision 2019 (GWh)	656,2	1920,7	2964,5	226,8	216,1	109,7	23,9	114,1	43,5	14,6	4,8	971,5	7 266,4
Constatées en 2018 (GWh)	615,4	1762,5	3019,4	64,0	77,1	137,7	25,4	106,8	33,2	10,5	0,0	628,6	6 480,7
													0
Coût d'achat (M€)	39,3	348,1	835,2	55,4	20,7	11,1	4,5	13,6	5,3	2,5	0,0	311,7	1 647,5
Prévision 2019 (M€)	33,5	337,3	778,7	55,4	36,2	11,0	4,4	22,8	5,9	3,1	1,5	373,8	1663,5
Constatées en 2018 (M€)	42,5	364,7	807,3	18,8	9,0	14,3	1,4	17,9	3,8	3,5	0,0	267,4	1550,6

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

Évolution par rapport aux quantités d'électricité et coûts d'achat constatés au titre de 2018

Les volumes d'achats prévisionnels mis à jour pour 2019 sont en hausse de 12 % par rapport à 2018. Dans le même temps, le coût d'achat – toutes filières confondues – devrait quant à lui augmenter de 6,3 %. L'augmentation prévisionnelle des volumes achetés en 2019 est due à une hausse de la consommation associée à une moins bonne hydraulité qu'en 2018 (la Guyane a par exemple connu une sécheresse particulièrement sévère sur le premier trimestre 2019).

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

- La centrale Galion 2 fonctionnant à partir de bagasse et de biomasse qui a été mise en service courant 2018 en Martinique produira pleinement à la hauteur de ses objectifs de disponibilité en 2019, induisant une augmentation du volume et du coût d'achat pour cette nouvelle filière.
- La hausse de la consommation et la moins bonne hydraulité entrainera une hausse des achats thermiques et bagasse-charbon (respectivement +7,2 % et +5,0 %). En plus de l'évolution des volumes achetés, les hypothèses d'évolution du prix des combustibles (baisse de 1,4 % pour le fioul et de 19 % pour le charbon), du CO₂ (hausse de 35 %), et le dénouement prévisionnel des SWAP d'EDF entrainera une hausse de 3,5 % du coût des achats thermiques, et une baisse de 4,6 % du coût des achats bagasse-charbon, malgré des hausses plus importantes en volume.
- De même la quantité d'énergie importée grâce aux interconnexions en Corse devrait augmenter en 2019 après une baisse des importations l'année précédente causée par la production importante des barrages d'EDF SEI.
- La filière photovoltaïque devrait continuer à se développer, avec la mise en service progressive des installations lauréates d'appels d'offres et le développement de projets en tarif d'achat S17. En 2019, les prévisions intègrent ainsi une hausse de 26 % par rapport à 2018 de la production et de 16,5 % du coût d'achat. 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 achats éoliens devraient eux aussi augmenter (+66 %), avec un parc d'éoliennes installées plus important en Guadeloupe, et la mise en service du projet Grand Rivière en Martinique de 12 MW.
- Les prévisions d'achats pour la filière hydraulique sont en baisse après une très bonne année pour la filière en 2018.

Évolution par rapport aux quantités d'électricité et coûts d'achat prévisionnels pour 2019

Le volume d'achat total prévisionnel mis à jour pour 2019 demeure très stable (- 0,1 %) par rapport à la première prévision réalisée pour cette même année. Il en est de même pour le coût d'achat total (- 1,0 %).

Les prévisions pour les filières photovoltaïques et éoliennes sont en baisse (respectivement de 18 % et 40 %). Cette baisse est due à des parcs prévisionnels moins ambitieux en terme de développement des installations d'énergie renouvelable. Les achats thermiques sont donc en hausse pour remplacer cette production manquante.

L'objectif de production pour la filière hydrogène a été abandonné pour l'année 2019, et reporté à l'année 2020.

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 **398,2 M€**, comme détaillé dans le Tableau 16.

Tableau 16 : Coût prévisionnel évité à EDF par les contrats d'achat dans les ZNI en 2019

	Corse	Guadeloupe	Martinique	Guyane	Réunion	SPM	Iles bretonnes	2019 reprév
Quantités achetées (GWh)	1 513,4	1 785,5	1 154,5	210,5	2 593,2	0,0	0,394	7 257,6
Taux de pertes (%)	12,5%	12,4%	9,8%	11,9%	8,6%	7,0%	7,5%	
Quantités achetées et consommées (GWh) *	1 324,2	1 564,1	1 041,4	185,5	2 370,8	0,0	0,364	6 486,3
Part production du tarif de vente (€/MWh)	54,72	63,22	63,75	62,55	62,78	60,12	45,92	---
Coût évité par les contrats d'achat (M€)	72,5	98,9	66,4	11,6	148,8	0,00	0,0167	398,2

* 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 2019 s'élèvent à **1 249,3 M€** dans les ZNI (1 647,5 M€ de coût d'achat - 398,2 M€ de coût évité).

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

- 289,3 M€ au titre des charges relevant du CAS « transition énergétique » ;
- 960,0 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 2019

M€	Corse	Guadeloupe	Martinique	Guyane	Réunion	SPM	Iles bretonnes	2019 reprév
Coût d'achat	260,7	421,3	305,5	67,7	592,1	0,0	0,178	1 647,5
Coût évité	72,5	98,9	66,4	11,6	148,8	0,0	0,017	398,2
Surcoûts	188,3	322,4	239,1	56,1	443,3	0,0	0,161	1 249,3
dont ENR OA affectées au CAS	58,2	50,9	42,6	22,8	114,6	0,0	0,157	289,3
dont ENR hors OA affectées au budget	0,1	8,3	45,4	1,9	-0,1	0,0	0,003	55,7
dont autres contrats affectés au budget	130,0	263,2	151,0	31,4	328,8	0,0	0,000	904,3

2.5 Surcoûts d'achat prévus par EDM au titre de 2019

2.5.1 Coûts liés aux contrats d'achat à Mayotte

Les volumes d'achat prévisionnels mis à jour pour 2019 sont de 28,1 GWh, pour un montant de **10,3 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 2019

		Biogaz	Photovoltaïque	TOTAL
Quantités (GWh)	Reprévision 2019	2,2	25,9	28,1
	Prévision 2019	5,0	26,7	31,7
	Constaté 2018	0,0	17,5	17,5
Coût d'achat (M€)	Reprévision 2019	0,2	10,1	10,3
	Prévision 2019	0,6	10,0	10,6
	Constaté 2018	0,0	8,0	8,0

En 2019, EDM prévoit la mise en service de 50 nouvelles installations photovoltaïques de moins de 100 kW par rapport au parc en fonctionnement fin 2018 et 7 installations de plus de 100 kW. Ces dernières correspondent aux lauréats de l'appel d'offres 2016/S 242-441980 dont les résultats ont été annoncés en août 2017. Une centrale biogaz a été mise en service au mois de décembre 2018 sur l'ISDND de Dzoumogné et montera progressivement en puissance à mesure que la production de biogaz du site augmentera. EDM a ainsi revu à la baisse l'estimation de la production de biogaz pour 2019, selon les prévisions de l'opérateur.

Cela se traduit par une augmentation des charges et volumes d'achat par rapport à 2018 et un léger ajustement à la baisse par rapport à la première prévision pour 2019 (Tableau 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 58,16 €/MWh (cf. section A.1.1.2.2), est évaluée à **1,5 M€**, comme détaillé dans le Tableau 19.

Tableau 19 : Coût évité à EDM par les contrats d'achat en 2019

	2019 reprév	2019 prév	Evolution		2018	Evolution	
			en M€	en %		en M€	en %
Coût d'achat (M€)	10,3	10,6	-0,3	-3%	8,0	2,3	29%
Quantités achetées (GWh)	28,1	31,7	-3,6	-11%	17,5	10,6	60%
Taux de pertes	8,60%	8,60%	0,0	0%	7,36%	0,0	17%
Quantités achetées et consommées (GWh) ⁽¹⁾	25,7	28,9	-3,3	-11%	16,2	9,4	58%
Part production dans le tarif de vente (€/MWh)	58,16	60,10	-1,9	-3%	59,64	-1,5	-2%
Coût évité par les contrats d'achat (M€)	1,5	1,7	-0,2	-14%	1,0	0,5	54%
Surcoûts d'achat (M€)	8,8	8,9	-0,1	-1%	7,0	1,8	26%

⁽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 2019 s'élèvent à **8,8 M€** (10,3 M€ - 1,5 M€). Ces surcoûts relèvent du CAS « transition énergétique ».

2.6 Surcoûts d'achat prévus par EEWf au titre de 2019

Dans le contexte de la mise en place de la péréquation tarifaire aux îles Wallis et Futuna, les coûts d'achat – peu significatifs – n'ont pas été distingués des coûts de production. Cette assimilation n'est toutefois pas dommageable à ce stade pour le calcul des charges de service public de l'énergie car les coûts d'achat et les coûts de production d'EEWF relèvent tout deux du budget général. De ce fait, l'évaluation du surcoût d'achat a été intégrée dans le calcul du surcoût de production pour la prévision des charges au titre de 2019 (cf. section A.1.1.3).

3. COMPLÉMENT DE RÉMUNÉRATION

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

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

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

La prime à l'électricité peut être qualifiée de prime variable, dans la mesure où son montant s'ajuste pour compenser la différence entre un niveau de tarif de référence T_e et un revenu marché de référence M_0 . Elle garantit ainsi aux producteurs un niveau de rémunération sur le long terme proche du tarif de référence tout en les intégrant aux marchés de gros de l'électricité. Les dispositions ont été précisées dans un décret définissant les installations pouvant bénéficier de l'obligation d'achat et du complément de rémunération²³ et dans un décret définissant les modalités d'application du complément de rémunération²⁴.

Les cadres de soutien de plusieurs filières ont été fixés et permettent à des producteurs de signer des contrats de complément de rémunération²⁵ :

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

Mise à jour des charges prévisionnelles pour 2019

EDF a mis à jour sa prévision des installations susceptibles de bénéficier du complément de rémunération au cours de l'année 2019, et des charges en résultant. EDF estime que les filières éolien terrestre, cogénération, photovoltaïque et hydraulique seront concernées :

- filière éolien terrestre : une baisse importante des prévisions de développement de la filière en raison de l'annulation partielle par le Conseil d'État de deux décrets portant sur la délivrance des autorisations environnementales. EDF prévoit que le parc éolien sous complément de rémunération représentera une puissance de 2 GW fin 2019, soit 0,6 GW de moins que la prévision initiale ;

²³ 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.

²⁴ 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.

²⁵ Cette liste est potentiellement non exhaustive.

- filière cogénération : les lauréats de l'appel d'offres cogénération/biomasse n'ayant pas été annoncé, EDF anticipe une baisse importante du développement des cogénérations sous complément de rémunération. La puissance du parc devrait s'élever à 15 MW fin 2019, contre 100 MW prévus initialement ;
- filière photovoltaïque : une baisse de la puissance mise en service fin 2019, s'établissant à 170 MW contre 210 MW prévus initialement ;
- filière hydraulique : une augmentation du rythme de développement sous arrêté tarifaire à hauteur de 6 MW fin 2019 contre une prévision initiale de 3 MW à la même échéance.

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 2019

	Puissance installée en fin d'année 2019 (MW)	Energie produite (GWh)	Charges (M€)
Cogénération	15	28	1,1
Hydraulique	6	15	0,8
Photovoltaïque	167	123	2,7
Eolien	1989	2314	76,2
Biogaz	3	8	0,5
Biomasse	40	132	9,0
TOTAL	2 220 MW	2 620 GWh	90,4 M€
CAS			89,3
Budget			1,1

Les charges prévisionnelles supportées par EDF résultant des contrats de complément de rémunération en 2019 s'élèvent à **90,4 M€** : Ce montant est en baisse de 116 M€ par rapport à la prévision initiale, en particulier sous l'effet du plus faible développement du parc éolien en raison de l'annulation partielle de deux décrets portant sur l'autorisation environnementale par le Conseil d'Etat en décembre 2017.

- 89,3 M€ au titre des charges relevant du CAS « transition énergétique » ;
- 1,1 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 116 M€ à la prévision initiale pour 2019 (206,4 M€).

4. COÛTS LIÉS À LA CONCLUSION ET À LA GESTION DES CONTRATS D'OBLIGATION D'ACHAT ET DE COMPLÉMENT DE RÉMUNÉRATION EN MÉTROPOLÉ 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^o de l'article L. 121-7 du code de l'énergie. Cet article dispose notamment que ces coûts sont imputables aux charges de ces opérateurs « *dans la limite des coûts qu'une entreprise moyenne, bien gérée et adéquatement équipée des moyens nécessaires, aurait encourus* ».

En application des dispositions de cet article, les règles relatives à la comptabilité appropriée délibérées par la CRE le 14 février 2019 permettent aux gestionnaires de contrats d'obligation d'achat – EDF, les entreprises locales de distribution et les Organismes agréés - de mettre à jour les coûts correspondants initialement prévus au titre de 2019.

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 **50,9 M€** (dont 46,3 M€ prévus par EDF, 4,2 M€ prévus par 70 entreprises locales de distribution et 0,4 M€ prévu par trois Organismes agréés) contre 49,5 M€ dans la prévision initiale (dont 44,7 M€ prévus par EDF, 4,1 M€ prévus par 65 entreprises locales de distribution et 0,8 M€ prévus par cinq Organismes agréés).

Ces montants ont été retenus par la CRE dans le cadre de l'exercice de mise à jour des charges prévisionnelles au titre de 2019. Cela ne préjuge cependant pas des montants qui seront finalement retenus en tant que charges constatées au titre de 2019.

Ce montant relève du CAS « transition énergétique ».

5. BILAN DES CHARGES LIÉES AUX CONTRATS D'OBLIGATION D'ACHAT ET DE COMPLÉMENT DE RÉMUNÉRATION EN MÉTROPOLE CONTINENTALE AU TITRE DE 2019

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.3) et (iii) les coûts liés à la conclusion et à la gestion des contrats d'obligation d'achat et de complément de rémunération (cf. section A.4), les charges résultant des contrats d'obligation d'achat et de complément de rémunération en métropole continentale prévues par EDF, les entreprises locales de distribution et les Organismes agréés en 2019 s'élèvent à **5 527,7 M€**.

Ce montant se répartit de la manière suivante :

- 4 782,6 M€ au titre des charges relevant du CAS « transition énergétique » ;
- 745,1 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 2019

en M€		EDF	ELD	Organismes agréés	Total 2019	
Surcoûts d'achat	CAS	4 393,5	244,3	4,5	4 642,4	5 386,4
	Budget	725,6	18,4	0,0	744,0	
Complément de rémunération	CAS	89,3			89,3	90,4
	Budget	1,1			1,1	
Coût de gestion des contrats	CAS	46,3	4,2	0,4	50,9	50,9
Total		5 255,8	266,9	4,9	5 527,7	
		CAS	4 529,1	248,5	4,9	4 782,6
		Budget	726,7	18,4	0,0	745,1

6. CHARGES LIÉES AUX CONTRATS D'EFFACEMENT

6.1 Contexte juridique

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

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

6.2 Montant des charges prévisionnelles au titre de 2019

Pour l'année 2019, 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 2019 » s'élèvent à **6,3 M€**. Cette évaluation est en forte baisse par rapport à la prévision initiale de 45 M€.

7. CHARGES LIÉES AUX DISPOSITIFS SOCIAUX

Le tarif de première nécessité

La tarification spéciale « produit de première nécessité », entrée en vigueur le 1^{er} janvier 2005 et renommée par la suite « tarif de première nécessité » (TPN), a été abrogée à partir du 1^{er} janvier 2018 au profit du dispositif d'aide « chèque énergie ». Le tarif de première nécessité a toutefois été maintenu en 2019 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, la plupart des opérateurs prévoient de ne plus supporter de charges liées au tarif de première nécessité en 2019. Seul EDF en prévoit, uniquement pour les îles de Saint-Martin et Saint-Barthélemy. En application des articles R. 337-1 à R. 337-3, deux catégories de clients bénéficiant du TPN sont distinguées :

- les personnes physiques titulaires d'un contrat de fourniture d'électricité se voient appliquer une déduction forfaitaire sur le prix de leur fourniture pour leur résidence principale, qui dépend du nombre d'unités de consommation du foyer et de la puissance souscrite ;
- et, depuis le 15 novembre 2013²⁶, dans le cas d'une résidence sociale au sens de l'article L. 633-1 du code de la construction et de l'habitation dont les résidents ne disposent pas d'un contrat individuel de fourniture, le gestionnaire de ladite résidence perçoit une déduction sur le prix de fourniture contractuellement établi entre le gestionnaire et son fournisseur d'électricité, qui est calculée en fonction du nombre de logements de la résidence sociale concernée.

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

Dispositif institué en faveur des personnes en situation de précarité

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

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

Dispositions applicables aux bénéficiaires du chèque énergie

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

Les coûts relatifs au chèque énergie ne font pas partie du périmètre des charges de service public de l'énergie.

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

²⁶ Cette nouvelle catégorie des bénéficiaires du TPN a été introduite par la loi n° 2013-312 du 15 avril 2013 visant à préparer la transition vers un système énergétique sobre et portant diverses dispositions sur la tarification de l'eau et sur les éoliennes.

Par ailleurs, les fournisseurs d'électricité doivent proposer à leurs clients domestiques bénéficiant de l'aide en forme de chèque énergie la mise à disposition des données de comptage en application des articles L.341-4 et L.453-7 du code de l'énergie 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 à ce dispositif déporté d'affichage sont compensés, dans la limite d'un montant unitaire maximal par ménage fixé par un arrêté non publié au moment de la rédaction de la présente délibération.

* * *

Au titre de l'année 2019, 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 13 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 2019.

7.1 Charges liées au « tarif de première nécessité »

7.1.1 Pertes de recettes liées au TPN

Le nombre prévisionnel de bénéficiaires du TPN dans les îles de Saint-Martin et Saint-Barthélemy pour lesquels EDF prévoit des facturations courant 2019 est estimé à environ 2 098. Les déductions et versements forfaitaires associés s'élèvent à **0,2 M€**. Ce montant est plus élevé que la prévision initiale (0,07 M€), qui retenait l'hypothèse d'un déploiement du chèque énergie dans les îles de Saint-Martin et Saint-Barthélemy dès 2019.

Aucun autre opérateur ne prévoit des pertes de recettes liées au TPN pour l'année 2019.

7.1.2 Surcoûts de gestion

Pour la gestion du TPN dans les îles de Saint-Martin et Saint-Barthélemy, EDF prévoit un surcoût de gestion de **0,01 M€** pour l'année 2019.

7.1.3 Services liés à la fourniture

Le montant des charges prévisionnelles résiduelles relatives aux services liés à la fourniture au TPN s'élève à **0,008 M€** pour les clients d'EDF dans les îles de Saint-Martin et Saint-Barthélemy.

Aucun autre opérateur ne prévoit des pertes de recettes liées aux services associés à la fourniture au TPN pour l'année 2020.

7.1.4 Bilan des charges liées au TPN

La mise à jour du total des charges liées au TPN et à compenser aux opérateurs au titre de 2019 s'élève à **2,0 M€** (2,0 M€ + 0,01 M€ + 0,008 M€).

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

En application des dispositions réglementaires rappelées ci-dessus, la compensation des charges dues aux versements effectués aux fonds de solidarité logement au titre du dispositif institué en faveur des personnes en situation de précarité s'effectue, pour chaque opérateur, à hauteur de 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 2019, EDF, 10 entreprises locales de distribution et un fournisseur alternatif ont fait état de versements aux fonds de solidarité logement dans le cadre de la mise à jour de leurs charges. 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.

La compensation après mise à jour des charges s'élève à **23,5 M€** pour l'ensemble des opérateurs ayant déclaré des charges afférentes à ce dispositif au titre de l'année 2019 (contre 25,2 M€ dans la prévision initiale pour 2019).

7.3 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 2019 s'élève à **4,3 M€**.

Ce montant est en diminution par rapport à la prévision initiale pour 2019 (7,3 M€), EDF ayant révisé à la baisse ses prévisions de recours aux services liés à la fourniture pour les bénéficiaires du chèque énergie, en lien avec un taux d'utilisation du chèque énergie encore en-deçà des attentes. La somme des charges mises à jour pour 2019 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 0,008 M€ et 4,2 M€) est en augmentation par rapport à la somme des charges constatées en 2018 au titre de ces mêmes réductions (respectivement 1,2 M€ et 1,7 M€). Elle reste cependant inférieure aux niveaux constatés en 2016 (8 M€ liés au TPN) et en 2017 (6,3 M€ liés au TPN + 0,3 M€ liés au chèque énergie).

7.4 Charges liées aux dispositifs d'affichage déporté

Pour 2019, ces charges ont été mises à jour seulement par EDF, qui prévoit 2,8 M€ de coûts liés à la conception et au développement du dispositif au titre de l'année 2019. Ces coûts s'ajoutent aux coûts déclarés au titre des années 2016 (0,9 M€), 2017 (2,0 M€) et 2018 (2,8 M€). En l'absence de prévision de déploiement effectif du dispositif en 2019, ces coûts ne sont pas retenus dans la mise à jour des charges prévisionnelles au titre de 2019, alors que 4,1 M€ avaient été retenus dans la prévision initiale. 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.

La prévision initiale est reprise pour les autres opérateurs. Sept opérateurs au total ont fait état de charges prévisionnelles liées aux dispositifs d'affichage déporté et ont estimé la charge correspondante à **0,1 M€** au titre de 2019.

Les régularisations nécessaires seront opérées l'année prochaine en fonction du niveau du plafond défini par arrêté et du déploiement effectif des dispositifs.

7.5 Bilan des charges liées aux dispositifs sociaux supportées par opérateur

La mise à jour de la prévision de charges à compenser aux opérateurs en 2019 au titre des dispositifs sociaux en métropole continentale et dans les ZNI s'élève à **28,2 M€** (0,2 M€ + 23,5 M€ + 4,3 M€ + 0,1 M€). Elle est inférieure de 23 % à la prévision initiale de 36,8 M€, pour deux raisons principales :

- La révision à la baisse par EDF des prévisions de recours aux services liés à la fourniture pour les bénéficiaires du chèque énergie (- 3,0 M€ par rapport à la prévision initiale) ;
- L'absence de prévision de déploiement effectif du dispositif d'affichage déporté en 2019 par EDF, qui conduit à ne pas retenir les coûts exposés à ce titre dans la mise à jour de la prévision des charges (-4,1 M€ par rapport à la prévision initiale).

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

Tableau 22 : Mise à jour de la prévision de charges liées aux dispositifs sociaux au titre de 2019 et comparaison par rapport aux charges constatées au titre de 2018 et initialement prévues pour 2019

	Charges au titre du TPN				Charges retenues au titre du FSL	Charges liées au chèque énergie		2019 actualisé	2018	2019 prévision initiale
	Nombre de bénéficiaires en fin 2017	Pertès de recette	Frais de mise en œuvre	Total retenu au titre du TPN		Perte de recettes liée aux réductions sur les services	Afficheurs déportés			
EDF	2 098	0,2	0,01	0,2	18,9	2,8	0	21,9	90,7	30,5
EDF MC	0	0,0	0,0	0,0	18,5	2,5	0	21,0	85,2	29,5
EDF ZNI	2 098	0,2	0,01	0,2	0,5	0,3	0	1,0	5,5	1,0
EDM	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ELD	0	0	0	0	0,5	0,2	0,01	0,7	1,8	0,7
Autres fournisseurs	0	0	0	0	4,1	1,3	0,1	5,5	16,8	5,5
Total	2 098	0,2	0,01	0,2	23,5	4,3	0,1	28,2	109,3	36,8

B. Charges de service public en gaz

1. CHARGES LIÉES AUX CONTRATS D'ACHATS DE BIOMÉTHANE

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

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

Conformément à l'article R. 121-30 du code de l'énergie, les fournisseurs de gaz peuvent transmettre à la CRE leur mise à jour de volumes et de coût d'achat de biométhane au titre de l'année 2019.

1.1 Mise à jour des coûts d'achat prévisionnels au titre de 2019

3 fournisseurs n'avaient pas fait de déclarations de charges prévisionnelles au titre de 2019 et, en conséquence de la mise en service d'au moins un site, ont déclaré des charges pour cette année. 9 fournisseurs ont par ailleurs mis à jour leur déclaration de charges prévisionnelles et 5 autres ne l'ont pas modifiée.

Le Tableau 23 détaille, dans le cadre de la prévision initiale pour 2019 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 2019 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 2019	Mise à jour de la prévision au titre 2019
Nombre d'installations	135	131
Quantité (GWh)	1 656	1 439
Coût d'achat (M€)	168,2	146,8

La révision à la baisse du nombre d'installations injectant du biométhane en 2019 est liée à un retard de la date de mise en service de certaines installations par rapport à la prévision initiale. L'écart portant sur la quantité d'énergie injectée s'explique principalement par le retard dans la date de mise en service des installations au cours de l'année.

1.2 Mise à jour des coûts évités prévisionnels au titre de 2019

Le coût évité pour l'année 2019 est calculé à partir des informations sur les prix de marché disponibles au 30 avril 2019.

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 avril, la moyenne mensuelle du prix constaté sur le marché de gros du gaz naturel de la zone d'équilibrage ;
- Pour les mois de mai et juin, la moyenne des cotations du 15 avril au 30 avril 2019 des produits mensuels correspondants ;
- Pour les mois de juillet à décembre, la moyenne des cotations du 15 avril au 30 avril 2019 des produits « Q3 2019 » et « Q4 2019 » auxquelles sont appliquées les moyennes, depuis 2010, des rapports du prix spot moyen de chaque mois sur le prix spot moyen des trimestres.

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

Année 2019	Cotation	Rapport par rapport au trimestre	Prix de référence
Janvier	21,89	-	21,89
Février	18,22	-	18,22
Mars	15,76	-	15,76
Avril	15,12	-	15,12
Mai	14,57	-	14,57
Juin	15,17	-	14,53
Juillet	15,17	0,986	14,95
Août	15,17	0,980	14,86
Septembre	15,17	1,035	15,69

Octobre	20,41	0,970	19,79
Novembre	20,41	1,006	20,54
Décembre	20,41	1,024	20,90

Cette référence de prix permet le calcul du coût évité issu de la mise à jour des charges prévisionnelles pour 2019. Le coût évité au titre de 2019 s'élève à 24,9 M€.

Les surcoûts d'achat liés à l'injection de biométhane s'élèvent donc à **121,9 M€** au titre de 2019.

L'écart entre les surcoûts d'achat prévisionnels calculés en 2018 et cette mise à jour s'élève à -11 M€. Cet écart s'explique principalement par la révision à la baisse de l'énergie produite de l'ordre de 200 GWh. Il est réduit par la baisse des prix de marché de l'ordre de 4 €/MWh en moyenne sur l'année.

1.3 Mise à jour des coûts prévisionnels de gestion des acheteurs de biométhane au titre de 2019

Le Tableau 25 détaille la mise à jour de la prévision des coûts de gestion pour 2019 des acheteurs de biométhane et les compare aux coûts de gestion constatés pour 2018 et initialement prévus pour 2019.

Tableau 25 : Évolution de la mise à jour des coûts de gestion prévisionnels des acheteurs de biométhane pour 2019 par rapport à ceux constatés pour 2018 et à ceux initialement prévus pour 2019

k€	Constaté 2018	Prévisionnel 2019	Mise à jour de la prévision 2019
Frais de personnel	177	269	498
Frais de gestion supplémentaires : SI, prestations externes, etc.	217	209	484
Frais supportés au titre de l'inscription au registre national des garanties d'origine	79	290	228
Coûts de gestion	472	768	1 210

Les acheteurs ont revu nettement à la hausse les frais de personnel et les frais de gestion supplémentaires. 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 une mise en œuvre efficace du dispositif.

1.4 Mise à jour de la valorisation prévisionnelle des garanties d'origines au titre de 2019

La mise à jour de la prévision de la réduction des charges résultant de la valorisation des garanties d'origine s'élève à **2,0 M€**, en hausse de 0,2 M€ par rapport à la prévision initiale (1,7 M€). Cette hausse s'explique d'une part par une hausse du nombre de garanties d'origine valorisées mais également par une hausse de la valorisation financière des garanties d'origine.

1.5 Mise à jour des charges prévisionnelles au titre de 2019

La mise à jour des charges prévisionnelles au titre de 2019 s'élève à **121,1 M€** et relève du CAS « transition énergétique ».

Les détails de l'évaluation des charges par opérateur sont indiqués dans le Tableau 26 et leur évolution par rapport aux charges constatées au titre de 2018 et prévisionnelles pour 2019 dans le Tableau 27. La baisse de charges prévisionnelles mises à jour de 11 M€ par rapport aux charges prévisionnelles initialement calculées est dû majoritairement à la baisse du volume de biométhane injecté en raison du décalage des mises en service de plusieurs installations.

Tableau 26 : Mise à jour de la prévision des charges pour 2019

Opérateur	Volume (kWh)	Coût d'achat (€)	Coût évité (€)	Surcoût d'achat (€)	Coûts de gestion (€)	Valorisation des garanties d'origine venant en déduction des charges (€)	Charges prévisionnelles mises à jour au titre de 2019 (€)
TOTAL DIRECT ENERGIE	41 254 545	4 490 965	708 059	3 782 906	16 279	93 745	3 705 440
ENGIE	697 453 683	71 555 300	12 011 975	59 543 325	494 706	1 048 573	58 989 458
SAVE	198 135 212	21 861 831	3 491 926	18 369 905	256 902	87 724	18 539 083
SEGE	115 228 332	10 453 538	1 985 908	8 467 631	67 519	-	8 535 150
TERREAL	24 000 000	1 776 000	413 660	1 362 340	7 320	-	1 369 660
TOTAL ENERGIE GAZ	13 467 420	1 467 679	232 682	1 234 998	2 614	62 784	1 174 827
GEG SE	19 286 000	1 924 251	335 866	1 588 385	4 991	82 739	1 510 637
ALSEN	15 330 719	1 856 287	265 583	1 590 703	4 006	-	1 594 710
SVD 17	74 555 416	7 127 231	1 276 817	5 850 414	37 730	473 839	5 414 305
ENDESA	15 000 000	1 695 858	258 538	1 437 320	41 000	68 074	1 410 247
ES	13 530 185	1 548 612	231 951	1 316 660	8 270	52 614	1 272 316
Solvay Energy Services	19 880 640	2 064 406	340 640	1 723 765	14 510	-	1 738 275
ENERCOOP	7 654 869	936 190	131 451	804 740	11 685	-	816 425
Gaz de Paris	141 259 086	13 195 321	2 442 005	10 753 316	72 113	20 641	10 804 788
PICOTY	13 489 990	1 275 074	243 409	1 031 665	11 560	-	1 043 225
PROVIRIDIS	5 035 435	715 991	84 202	631 789	60 969	-	692 758
REDEO ENERGIES	24 806 936	2 883 998	456 934	2 427 064	97 721	2 696	2 522 088
TOTAL	1 439 368 470	146 828 533	24 911 607	121 916 927	1 209 893	1 993 428	121 133 392

Tableau 27 : Évolution des charges prévisionnelles mises à jour pour 2019 par rapport aux charges constatées au titre de 2018 et prévisionnelles pour 2019

M€	Constaté 2018	Prévisionnel 2019	Mise à jour prévisionnel 2019
Surcoûts d'achat constatés	56,0	133	122,0
Coûts de gestion constatés	0,5	0,8	1,2
Valorisation des GO	1,5	1,7	2,0
Charges	55,0	132	121,1

2. CHARGES LIEES AUX DISPOSITIFS SOCIAUX

Le tarif spécial de solidarité

A l'instar des bénéficiaires de la tarification de l'électricité comme produit de première nécessité (cf. section A.7), le tarif spécial de solidarité (TSS) est abrogé à partir du 1^{er} janvier 2018 au profit du dispositif d'aide « chèque énergie ».

Dispositions applicables aux bénéficiaires du chèque énergie

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

Les caractéristiques du chèque énergie, en tant que titre spécial de paiement, ont été déterminées par le décret n°2016-555 du 6 mai 2016. Les coûts relatifs au chèque énergie ne font pas partie du périmètre des charges de service public de l'énergie.

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

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.

* * *

Au titre de l'année 2019, trois fournisseurs, EDF, Total Direct Énergie et Énergies de Strasbourg, ont déclaré la mise à jour de leurs charges prévisionnelles pour 2019. Énergies de Strasbourg n'avait pas produit l'an passé de déclaration de charges prévisionnelles pour 2019. Par ailleurs, les éléments relatifs à la prévision initiale sont repris pour les autres fournisseurs ayant prévu de supporter des charges en 2019.

2.1 Charges liées au « tarif spécial de solidarité »

2.1.1 Mise à jour des prévisions de déductions et versements forfaitaires

Avec la fin du tarif spécial de solidarité, aucun opérateur ne prévoit de frais relatifs aux déductions et versements forfaitaires, aux surcoûts de gestion et aux services liés à la fourniture pour l'année 2019.

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

Trois opérateurs ont révisé leurs prévisions, en hausse de 164 k€ pour EDF, de 141 k€ pour Total Direct Énergie et de 24 k€ pour Énergies de Strasbourg. EDF évalue à 60 % l'augmentation du nombre de ménages bénéficiaires du chèque énergie due à l'augmentation du plafond de revenu y ouvrant droit instaurée par le décret n° 2018-1216 du 24 décembre 2018. Total Direct Énergie a principalement revu à la hausse le nombre de mises en service gratuites.

La mise à jour de la prévision des coûts liés au chèque énergie conduit à retenir au titre de 2019 un montant de **1,0 M€**, contre 0,7 M€ à l'issue de la déclaration des charges prévisionnelles faite en 2018.

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 et nulle pour 2019.

2.4 Bilan des charges liées aux dispositifs sociaux supportés par opérateur

La mise à jour de la prévision des charges liées aux dispositifs sociaux conduit à retenir au titre de 2019 un montant de charges de **1,0 M€**, inférieur de 96 % par rapport aux charges constatées en 2018 du fait de la fin du tarif spécial de solidarité et supérieur de 27 % à la prévision initiale pour 2019.

Ces charges relèvent du programme budgétaire « service public de l'énergie ». Le détail de charges par type de fournisseur est indiqué dans le Tableau 28. Les détails par entreprises locales de distribution et pour les autres fournisseurs sont indiqués dans le Tableau 31.

Tableau 28 : Mise à jour de la prévision des charges liées au TSS au titre de 2019 et comparaison par rapport aux charges constatées au titre de 2018 et initialement prévues pour 2019

	2019 reprév	2019 prév	Evolution		2018	Evolution	
			en M€	en %		en M€	en %
EDF	0,4	0,2	0,16	79%	5,0	-4,61	-93%
ELD	0,1	0,1	0,02	28%	0,7	-0,56	-84%
Autres fournisseurs	0,5	0,4	0,08	18%	21,9	-21,38	-98%
Total	1,0	0,7	0,3	37%	27,5	-26,5	-96%

C. Synthèse

1. MISE À JOUR DES CHARGES DE SERVICE PUBLIC PRÉVISIONNELLES AU TITRE DE 2019

Le montant total des charges prévisionnelles de service public de l'énergie mises à jour au titre de 2019 est évalué à **7 652,6 M€**.

Ce montant se répartit de la manière suivante :

- 5 208,1 M€ au titre des charges relevant du CAS « transition énergétique » ;
- 2 444,5 M€ au titre des charges relevant du programme budgétaire « service public de l'énergie ».

Le détail de la répartition par type de charges, par type d'opérateur, ainsi que de la distinction entre les charges relevant du CAS « transition énergétique » et du programme budgétaire « service public de l'énergie » est fournie dans le Tableau 29. La comparaison de ce montant avec les charges constatées au titre de 2018 et prévues initialement au titre de 2019 est fournie dans le Tableau 30.

Tableau 29 : Mise à jour des charges de service public de l'énergie prévues pour 2019

		EDF			EDM	EEWF	EDF PEI	RTE	Acheteur de dernier recours	ELD	Autres fournisseurs dont Organismes agréés	Charges prévues mises à jour au titre de 2019	
		hors ZNI	en ZNI	Total EDF									
en M€													
Electricité	Contrats d'achat ⁽¹⁾	CAS	4 393,5	289,3	4 682,8	8,8				244,3	4,5	4 940,5	6 644,6
		Budget	725,6	960,0	1 685,7					18,4	0,0	1 704,1	
	Complément de rémunération	CAS	89,3		89,3							89,3	90,4
		Budget	1,1		1,1							1,1	
	Coûts de gestion des contrats	CAS	46,3		46,3					4,2	0,4	50,9	50,9
	Effacement	CAS						6,3				6,3	6,3
	Péréquation tarifaire dans les ZNI hors contrats d'achat ⁽²⁾	Budget		595,5	595,5	110,8	3,8					710,1	710,1
	Coût des études dans les ZNI	Budget			0,0			0,0				0,0	0,0
	Dispositifs sociaux ⁽³⁾	Budget	21,0	1,0	21,9	0,0				0,7	5,5	28,2	28,2
	Gaz	Obligation d'achat biométhane	CAS								1,3	119,9	121,1
Dispositifs sociaux		Budget	0,4		0,4					0,1	0,5	1,0	1,0
Total			5 277,2	1 845,8	7 123,0	119,6	3,8	0,0	6,3	0,0	269,0	130,8	7 652,6
Electricité			5 276,8	1 845,8	7 122,6	119,6	3,8	0,0	6,3	0,0	267,6	10,5	7 530,5
Gaz			0,4	0,0	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,4	120,4	122,1
CAS			4 529,1	289,3	4 818,4	8,8	0,0	0,0	6,3	0,0	249,8	124,8	5 208,1
Budget			748,1	1 556,5	2 304,6	110,8	3,8	0,0	0,0	19,2	6,0	2 444,5	

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

⁽²⁾ Les 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 30 : Évolution des charges de service public de l'énergie prévisionnelles mises à jour pour 2019 par rapport aux charges constatées au titre de 2018 et initialement prévues pour 2019

	en M€	Mise à jour de la prévision 2019	Prévision initiale pour 2019	Evolution 2019 reprév - 2019 prév		Charges constatées au titre de 2018	Evolution 2019 reprév - 2018		
				en M€	en %		en M€	en %	
Electricité	Contrats d'achat	CAS	4 940,5	5 006,0	-65,5	-1%	4 628,0	312,5	7%
		Budget	1 704,1	1 628,5	75,6	5%	1 655,0	49,1	3%
	Complément de rémunération	CAS	89,3	197,1	-107,9	-55%	8,9	80,4	904%
		Budget	1,1	9,3	-8,2	-88%	0,0	1,1	0%
	Coûts de gestion des contrats	CAS	50,9	49,5	1,4	3%	47,1	3,8	8%
	Effacement	CAS	6,3	45,0	-38,7	-86%	9,4	-3,1	-33%
	Péréquation tarifaire dans les ZNI hors contrats d'achat	Budget	710,1	683,0	27,2	4%	581,7	128,4	22%
	Coût des études dans les ZNI	Budget	0,0	0,0	0,0	0%	0,1	-0,1	-100%
Dispositifs sociaux	Budget	28,2	36,8	-8,6	-23%	109,3	-81,1	-74%	
Gaz	Obligation d'achat biométhane	CAS	121,1	132,1	-11,0	-8%	55,0	66,2	120%
	Dispositifs sociaux	Budget	1,0	0,7	0,3	37%	27,5	-26,5	-96%
Total			7 652,6	7 788,0	-135,4	-2%	7 122,0	530,6	7%
	Electricité		7 530,5	7 655,2	-124,8	-2%	7 039,5	491,0	7%
	Gaz		122,1	132,8	-10,7	-8%	82,5	39,6	48%
	CAS		5 208,1	5 429,8	-221,7	-4%	4 748,4	459,7	10%
	Budget		2 444,5	2 358,2	86,2	4%	2 373,6	70,9	3%

Évolution par rapport aux charges constatées au titre de 2018

Le montant total des charges prévisionnelles de service public de l'énergie mises à jour au titre de 2019 est plus élevé de 531 M€ que celui constaté en 2018.

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 2018 et 2019 (+ 384 M€) est portée essentiellement par le développement des filières éolien, cogénération et photovoltaïque. La 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 128,4 M€ est due à principalement à quatre facteurs :
 - La prise en compte dans les charges constatées au titre de 2018 d'une recette exceptionnelle pour EDF SEI liée au transfert de CEE à EDF Commerce en décembre 2018 ;
 - L'augmentation des coûts de production d'EDF SEI (mécanisme de couverture du prix des combustibles, augmentation des frais de déconstruction des centrales d'EDF SEI mises à l'arrêt, et hausse des amortissements accélérés pour les centrales en fin de vie) combinée à une diminution de ses recettes de production (baisse significative de la part d'électricité produite par EDF en raison d'une baisse de sa production hydraulique – bon niveau d'hydraulicité en 2018, sécheresse particulièrement sévère début 2019 en Guyane) ;
 - L'augmentation des coûts de production d'EDM qui s'explique principalement par une hausse des coûts d'achat des combustibles (solicitation plus importante des centrales thermiques en raison d'une prévision de croissance de la consommation, hausse du prix de marché des matières premières renforcé par le mécanisme de couverture des achats) ;
 - L'élargissement de l'assiette de kWh péréqués au cours de l'année 2019 à Wallis-et-Futuna.
- (hausse) La hausse des surcoûts d'achat pour EDF dans les ZNI de 58,4 M€ résulte principalement de l'augmentation prévisionnelle des volumes d'achats suite à une année 2018 à très bonne hydraulicité, et à la poursuite du développement des énergies renouvelables portée majoritairement par les filières photovoltaïque, éolienne et bagasse/biomasse ;

- (baisse) La forte baisse des charges liées aux dispositifs sociaux en électricité (- 74 %) et en gaz (- 96 %) 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, mis à part les services à la fourniture ;
- (hausse) Le doublement des charges liées à l'achat de biométhane entre 2018 et 2019 (+ 66,2 M€) 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 2019

Le montant total des charges prévisionnelles de service public de l'énergie mises à jour au titre de 2019 est inférieur de 135,4 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 (- 86 M€) s'explique principalement par une bonne prévision des volumes produits (+ 0,3 TWh). La hausse des coûts d'achat a été plus que compensée par la hausse moyenne des prix de marché ;
- (baisse) La baisse de 19,3 M€ des surcoûts d'achats d'EDF dans les ZNI résulte d'hypothèses de développement des parcs éoliens et photovoltaïques moins ambitieuses ;
- (hausse) L'augmentation des surcoûts de production d'EDF dans les ZNI est due à une diminution des recettes de production d'EDF SEI en raison d'une croissance de la consommation moins importante que prévue initialement et d'une révision à la baisse de la part d'EDF dans l'électricité injectée sur le réseau (diminution de la production hydraulique d'EDF SEI à cause d'une sécheresse particulièrement sévère début 2019 en Guyane) ;
- (baisse) Un rythme de transfert de contrats d'obligation d'achat vers les Organismes agréés très inférieur à la prévision initiale pour 2019 (- 83% en volume) entraîne une baisse de 17,2 M€ des surcoûts d'achats pour les Organismes agréés, s'agissant de charges en grande partie comptabilisées en double à titre prévisionnel au sein du périmètre des acheteurs historiques et des organismes agréés ;
- (baisse) La montée en puissance attendue du dispositif de soutien à l'effacement n'a pas eu lieu en 2019 et est repoussée à 2020 (- 38,7 M€) ;
- (hausse) L'augmentation des surcoûts de production d'EDM par rapport à la prévision initiale s'explique principalement par la réévaluation des coûts de combustibles liée à la hausse des prix de marché des matières premières ainsi qu'à la hausse des charges résultant de l'acquisition des quotas d'émission de gaz à effet de serre en raison de la hausse du prix de référence des quotas en 2018 ;
- (baisse) Une baisse des charges liées aux dispositifs sociaux par rapport à leur prévision initiale pour 2019 est constatée en électricité (- 23 %), suite à la révision à la baisse par EDF des prévisions de recours aux services liés à la fourniture pour les bénéficiaires du chèque énergie et à l'absence de prévision de déploiement de dispositifs d'affichage déporté qui conduit à ne pas retenir les coûts correspondants ;
- (baisse) La prévision de charges liées au biométhane est revue à la baisse de 11,0 M€ principalement en raison du retard dans la mise en service de plusieurs installations (-200 GWh sur l'année). Cet effet est compensé partiellement par la baisse des prix de marché du gaz de 4 €/MWh en moyenne sur l'année.

2. DÉTAILS DE LA MISE À JOUR DES CHARGES DE SERVICE PUBLIC PRÉVISIONNELLES AU TITRE DE 2019 PAR LES OPÉRATEURS AUTRES QU'EDF, EDM, EEFW, RTE ET ACHETEURS DE DERNIER RECOURS

Le Tableau 31 présente les détails de la mise à jour des charges de service public prévisionnelles au titre de 2019 par les opérateurs autres qu'EDF, EDM, EEFW RTE et acheteurs de dernier recours.

Tableau 31 : Détails de la mise à jour des charges de service public prévisionnelles au titre de 2019 par les opérateurs autres qu'EDF, EDM, EEWf, 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	CAS	Budget			
MWh	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	
R.S.E. REGIE SERVICES ENERGIE AMBERIEUX	1 716	760 337	87 629	0	672 708	672 708	0	0	2 250			674 958	672 708	2 250
SICAE de l'Aisne	4 334	1 409 638	156 686	1 658	1 251 293	1 251 293	0	7 777	0			1 259 070	1 259 070	0
Énergie Développement Services du BRIANÇONNAIS	31 985	2 505 703	1 214 736	0	1 290 966	1 290 966	0	48 566	2 981			1 342 513	1 339 532	2 981
Régie Municipale d'Electricité ROQUEBILLIERE	41	22 171	1 610	0	20 561	20 561	0	0	0			20 561	20 561	0
Régie Communale d'Electricité GATTIÈRES	129	68 510	5 693	0	62 817	62 817	0	3 279	150			66 246	66 096	150
Régie Électrique DALOU	48	21 929	2 239	0	19 690	19 690	0	352	0			20 042	20 042	0
Régie municipale d'Electricité VARILHES	1 229	588 401	50 090	3 316	534 995	534 995	0	452	1 350			536 797	535 447	1 350
Régie Municipale d'Electricité VICDESSOS	19	9 002	738	0	8 264	8 264	0	0	0			8 264	8 264	0
Régie Municipale d'Electricité MAZÈRES	3 179	1 170 923	122 873	4 974	1 043 076	1 043 076	0	452	0			1 043 529	1 043 529	0
Régie Municipale d'Electricité ARIGNAC	287	83 700	12 535	0	71 165	71 165	0	0	0			71 165	71 165	0
Régie Électrique MERCUS GARRABET	11	6 123	523	0	5 600	5 600	0	399	80			6 078	5 998	80
Régie Municipale d'Electricité MERENS LES VALS	11	6 656	584	0	6 072	6 072	0	399	100			6 571	6 471	100
Régie municipale d'Electricité QUIÉ	3	1 875	84	0	1 791	1 791	0	399	100			2 289	2 189	100
Régie municipale d'Electricité TARASCON-SUR-ARIÈGE	5 165	412 119	201 001	8 290	202 828	202 828	0	0	0			202 828	202 828	0
Régie municipale d'Electricité SAVERDUN	8 618	1 794 572	357 311	8 290	1 428 971	1 428 971	0	0	0			1 428 971	1 428 971	0
Régie d'Electricité SAINT-QUIRC-CAINTE - LISSAC-LABATUT	415	224 549	18 503	0	206 046	206 046	0	0	0			206 046	206 046	0
S.I.C.A.E. DE LA REGION DE PRECY SAINT-MARTIN	8 037	2 357 780	292 636	18 238	2 046 907	2 046 907	0	30 090	459			2 077 455	2 076 996	459
Régie Municipale d'Énergie Électrique QUILLAN	4 705	544 767	214 267	3 316	327 184	327 184	0	1 650	2 250			331 084	328 834	2 250
S.I.V.O.M. LABERGEMENT SAINTE-MARIE	2 719	298 139	126 225	3 316	168 598	168 598	0	5 431	1 260			175 289	174 029	1 260
Régie SDED EROME	81	46 101	5 129	0	40 972	40 972	0	0	0			40 972	40 972	0
Régie SDED Gervans	96	56 616	3 669	0	52 947	52 947	0	0	0			52 947	52 947	0
Société d'économie mixte locale DREUX - GEDIA	63	30 453	2 654	0	27 800	27 800	0	0	15 300		500	43 600	27 800	15 800
SYNELVA COLLECTIVITÉS	68 665	8 751 132	3 944 733	50 004	4 756 396	4 756 396	0	65 154	5 389			4 826 938	4 821 549	5 389
Régie Municipale d'Electricité CAZÈRES	628	292 778	28 509	0	264 269	264 269	0	5 008	2 244			271 521	269 277	2 244
Régie Municipale d'Electricité MARTRES TOLOSANE	106	31 355	5 889	0	25 466	25 466	0	1 597	808			27 871	27 063	808
Régie municipale d'Electricité MIRAMONT DE COMMINGES	125	45 930	5 272	0	40 658	40 658	0	0	0			40 658	40 658	0
Régie Municipale Multiservices de LA REOLE	26	11 478	1 116	0	10 362	10 362	0	0	8 318		5 405	24 085	10 362	13 723
Régie d'Electricité du Syndicat du SUD DE LA REOLE	3 368	1 507 829	129 083	1 658	1 377 088	1 377 088	0	24 237	0			1 401 325	1 401 325	0
Régie Municipale d'Electricité BAZAS	553	266 651	20 895	0	245 755	245 755	0	0	0			245 755	245 755	0
Régie Municipale d'Electricité GIGNAC	437	199 104	15 892	0	183 212	183 212	0	18 490	1 550			203 252	201 702	1 550
Régie Municipale d'Electricité CAZOULS LÈS BÉZIERS	231	125 744	10 391	0	115 353	115 353	0	3 986	180			119 519	119 339	180
Coopérative d'Électricité SAINT-MARTIN DE LONDRES	43 987	9 273 933	2 437 533	30 002	6 806 398	6 806 398	0	125 619	12 580			6 944 597	6 932 017	12 580
GAZ ÉLECTRICITÉ DE GRENOBLE	99 406	10 565 560	5 077 283	184 015	5 304 263	3 016 200	2 288 062	93 838	49 500			5 447 801	3 110 038	2 337 562
Régie Municipale d'Electricité SALINS LES BAINS	62	32 888	2 782	0	30 106	30 106	0	1 628	0			31 734	31 734	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	CAS	Budget				
MWh	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	
GASCOGNE ENERGIES SERVICES AIRE SUR L'ADOUR (ex Régies Municipales)	2 766	1 141 186	116 819	0	1 024 367	1 024 367	0	0	0			1 024 367	1 024 367	0
S.I.C.A.E. REGION DE PITHIVIERS	138 674	13 187 868	6 640 737	824 038	5 723 093	5 723 093	0	47 263	0			5 770 356	5 770 356	0
Régie Communale d'Electricité SAULNES	11	5 958	505	0	5 452	5 452	0	500	1 200			7 152	5 952	1 200
SAEML UEM USINE D'ELECTRICITE DE METZ	217 302	27 446 273	11 068 858	867 146	15 510 269	13 298 298	2 211 970	299 761	106 494		2 928	15 919 452	13 598 059	2 321 392
Régie Communale d'Electricité PIERREVILLERS	18	9 843	781	0	9 062	9 062	0	0	100			9 162	9 062	100
Régie Municipale d'Electricité ROMBAS	83	42 645	3 878	0	38 767	38 767	0	0	3 000			41 767	38 767	3 000
Régie Municipale d'Electricité CREUTZWALD	34 084	4 079 720	1 783 132	112 746	2 183 842	812 120	1 371 721	38 463	484			2 222 789	850 583	1 372 206
Régie Municipale d'Electricité GANDRANGE BOUSSANGE	20	9 713	783	0	8 930	8 930	0	0	0			8 930	8 930	0
Régie Municipale de Distribution CLOUANGE	24	13 014	797	0	12 217	12 217	0	0	0			12 217	12 217	0
Régie d'Electricité BITCHE	63	33 930	2 303	0	31 627	31 627	0	2 460	793			34 880	34 087	793
Régie Communale d'Electricité SAINTE-MARIE AUX CHENES	41	18 924	1 994	0	16 930	16 930	0	1 300	385			18 615	18 230	385
Régie Communale d'Electricité UCKANGE	326	90 839	17 588	0	73 250	41 816	31 434	2 650	360			76 260	44 466	31 794
Régie Municipale de Distribution d'Electricité de HAGONDANGE	69	26 654	2 941	0	23 713	23 713	0	4 452	4 091			32 256	28 165	4 091
Régie d'Electricité SCHOENECK	72	38 371	2 790	0	35 581	35 581	0	1 331	135			37 047	36 912	135
Régie Municipale d'Electricité AMNEVILLE	102	55 590	4 102	0	51 487	51 487	0	0	810			52 297	51 487	810
Régie Municipale d'Electricité HOMBOURG HAUT	42	18 275	1 575	0	16 700	16 700	0	1 236	540			18 476	17 936	540
Régie Municipale d'Electricité ENERGIS SAINT-AVOLD	3 442	498 775	220 657	0	278 118	59 680	218 439	737	4 862			283 707	60 416	223 291
R.M.E.T. TALANGE	99	30 562	3 730	0	26 833	26 833	0	6 050	3 975			36 858	32 883	3 975
Régie Municipale d'Electricité et de Télédistribution MARANGE SILVANGE TERNEL	37	21 435	1 460	0	19 976	19 976	0	1 750	1 769			23 494	21 726	1 769
Régie Municipale d'Electricité MONTOIS LA MONTAGNE	27	9 527	1 028	0	8 499	8 499	0	0	800			9 299	8 499	800
S.I.C.A.E. CARNIN	49	16 596	1 949	0	14 647	14 647	0	0	0			14 647	14 647	0
Régie Electricité FONTAINE AU PIRE	9	4 536	374	0	4 162	4 162	0	0	158			4 321	4 162	158
SEM BEAUVOIS DISTRELEC	43	20 019	1 733	0	18 287	18 287	0	1 187	0			19 474	19 474	0
Régie Municipale d'Electricité LOOS	41	18 100	2 182	0	15 918	15 918	0	500	6 653			23 071	16 418	6 653
Régie Communale d'Electricité MONTAIRE	14 138	1 893 144	569 222	0	1 323 922	133 757	1 190 165	0	3 612			1 327 534	133 757	1 193 777
S.I.C.A.E. OISE	163 427	15 678 419	8 762 590	332 308	6 583 522	5 773 070	810 452	146 755	19 740			6 750 017	5 919 825	830 192
Société d'Electricité Régionale des CANTONS DE LASSIGNY & LIMITROPHES	18 092	3 107 032	842 577	46 004	2 218 452	1 569 061	649 391	15 991	7 717			2 242 160	1 585 052	657 107
Régie Municipale d'Electricité LARUNS	67	30 052	1 144	0	28 908	28 908	0	0	0			28 908	28 908	0
SIVOM d'énergie du Pays toy	106	13 642	4 322	0	9 320	9 320	0	0	1 440			10 760	9 320	1 440
Régie Electricité CAPVERN LES BAINS	24	9 959	1 535	0	8 424	8 424	0	0	80			8 504	8 424	80
Energies Services LANNEMEZAN	533	308 926	21 769	0	287 157	287 157	0	0	4 600		630	292 387	287 157	5 230
Régie Electricité LA CABANASSE	15	8 180	640	0	7 540	7 540	0	0	0			7 540	7 540	0
Régie Electricité Municipale PRATS DE MOLLO LA PRESTE	2 114	166 769	68 795	0	97 974	97 974	0	925	1 620			100 519	98 899	1 620
Régie Electricité Municipale SAINT-LAURENT DE CERDANS	14	8 350	735	0	7 615	7 615	0	0	0			7 615	7 615	0
Régie Intercommunale d'Electricité NIEDERBRONN REICHSOFFEN	695	352 700	36 655	0	316 045	316 045	0	11 488	675			328 208	327 533	675
GAZ DE BARR	189	69 432	7 928	0	61 505	61 505	0	1 559	0		2 227	65 291	63 064	2 227
UME	3 616	1 116 697	168 638	4 974	943 085	943 085	0	0	1 170			944 255	943 085	1 170

	Electricité								Gaz		Montant de la compensation			
	Charges dues aux contrats d'achats							Dispositifs sociaux	Obligation d'achat biométhane	Dispositifs sociaux				
	Quantité achetée	Coût d'achat	Coût évité énergie	Coût évité capacité	Surcoût d'achat						Frais de gestion	Budget	CAS	Budget
					Total	dont CAS	dont Budget	CAS	CAS	CAS				
MWh	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€
Centrale Électrique VONDERSCHEER	45	18 584	1 352	0	17 232	17 232	0	0	0			17 232	17 232	0
Régie Municipale d'Electricité de la ville de SARRE UNION	15 503	2 252 908	945 071	0	1 307 838	8 469	1 299 368	28 556	449			1 336 843	37 026	1 299 817
ES ENERGIES STRASBOURG	308 831	72 896 899	17 436 238	884 993	54 575 669	46 878 310	7 697 359	434 658	147 482	1 272 316	23 602	56 453 726	48 585 283	7 868 443
VIALIS	26 985	5 141 198	1 232 176	31 502	3 877 520	3 877 520	0	62 623	25 443		347	3 965 933	3 940 143	25 790
Coopérative de droit suisse ELEKTRA BIRSECK	24 075	4 108 753	1 057 706	52 004	2 999 043	2 999 043	0	33 583	5 158			3 037 784	3 032 626	5 158
SAEML HUNELEC Service de Distribution Public HUNELEC	162	93 609	8 015	0	85 594	85 594	0	6 384	468			92 446	91 978	468
SICAE EST	52 960	7 168 046	2 857 511	106 009	4 204 526	4 204 526	0	34 368	4 500			4 243 394	4 238 894	4 500
Régie Municipale d'Electricité LA CHAMBRE	109	24 776	5 514	0	19 262	19 262	0	396	0			19 658	19 658	0
Régie Municipale d'Electricité de SAINT-AVRE	35	18 634	1 865	0	16 770	16 770	0	396	0			17 166	17 166	0
Régie de Distribution d'Énergie Électrique SAINT-MARTIN SUR LA CHAMBRE	63	32 906	2 877	0	30 029	30 029	0	396	0			30 425	30 425	0
Régie Municipale d'Electricité SAINTE-MARIE DE CUINES	14	6 911	723	0	6 188	6 188	0	396	0			6 584	6 584	0
SOREA	25 391	2 531 076	1 125 518	22 002	1 383 556	1 383 556	0	55 638	0			1 439 193	1 439 193	0
Régie Électrique AIGUEBLANCHE	106	56 044	4 391	0	51 653	51 653	0	0	0			51 653	51 653	0
Régie d'Electricité du Morel	48	26 934	1 902	0	25 032	25 032	0	0	0			25 032	25 032	0
Régie Municipale d'Electricité PONTAMAFREY MONTPASCAL	27	12 315	1 265	0	11 050	11 050	0	0	0			11 050	11 050	0
Régie Électrique TIGNES	853	97 080	32 541	0	64 539	64 539	0	1 140	60			65 739	65 679	60
Régie Électrique Communale BÖZEL	6 552	541 046	352 094	0	188 952	188 952	0	0	0			188 952	188 952	0
Régie Électrique Communale AUSSOIS	18	5 691	1 050	0	4 641	4 641	0	0	0			4 641	4 641	0
Régie Électrique AVRIEUX	6	3 605	284	0	3 321	3 321	0	0	0			3 321	3 321	0
Régie Électrique VILLARODIN BOURGET	21	10 232	468	0	9 764	9 764	0	0	0			9 764	9 764	0
Régie Électrique SAINTE-FOY TARENNAISE	22	8 945	1 125	0	7 820	7 820	0	0	0			7 820	7 820	0
Régie Électrique Municipale VILLAROGER	3	1 500	124	0	1 376	1 376	0	0	0			1 376	1 376	0
Régie Électrique Municipale LA CHAPPELLE	784	89 871	34 267	0	55 604	55 604	0	396	0			56 000	56 000	0
Régie Électrique MONTVALEZAN	27	11 560	1 544	0	10 016	10 016	0	0	0			10 016	10 016	0
Régie d'Electricité TOURS EN SAVOIE	48	26 778	2 040	0	24 737	24 737	0	1 236	0			25 973	25 973	0
Syndicat d'Electricité SYNERGIE MAURIENNE	10 990	1 050 644	457 411	9 948	583 285	583 285	0	7 150	450			590 885	590 435	450
Régie Gaz Électricité de la Ville BONNEVILLE	6 200	608 992	242 151	0	366 841	366 841	0	0	3 150			369 991	366 841	3 150
Régie du Syndicat Intercommunal d'Énergies VALLÉE DE THONES	403	216 838	17 950	0	198 888	198 888	0	3 684	4 050			206 622	202 572	4 050
Régie Municipale Électrique LES HOUCHES	1 779	95 521	91 661	0	3 861	3 861	0	0	900			4 761	3 861	900
Régie Municipale d'Electricité SALLANCHES	648	186 364	24 896	0	161 468	161 468	0	0	4 050			165 518	161 468	4 050
ENERGIE ET SERVICES DE SEYSSSEL (SAEML)	3 457	1 655 322	151 349	1 658	1 502 315	1 502 315	0	19 181	0			1 521 496	1 521 496	0
S.A.I.C. PERS LOISINGES	77	38 243	3 428	0	34 815	34 815	0	0	0			34 815	34 815	0
Régie d'Electricité d'Elbeuf	159	73 080	7 638	0	65 442	65 442	0	0	6 660			72 102	65 442	6 660
Régie Communale de Distribution d'Electricité MITRY MORY	60	28 380	1 563	0	26 817	26 817	0	0	3 280			30 097	26 817	3 280
S.I.C.A.E. E.L.V. : RÉGION EURE & LOIR YVELINES	1 167	431 886	49 955	0	381 932	381 932	0	12 375	3 023			397 330	394 307	3 023
SEOLIS	849 100	96 881 913	41 742 180	1 682 894	53 456 839	53 456 839	0	1 585 527	132 209			55 174 575	55 042 366	132 209
S.I.C.A.E. de la SOMME et du CAMBRAISIS	349 598	31 563 506	19 253 844	504 042	11 805 621	11 805 621	0	315 693	7 200			12 128 514	12 121 314	7 200
GAZELEC DE PERONNE	39 937	3 451 016	2 001 791	0	1 449 225	1 449 225	0	109 950	4 295		1 337	1 564 807	1 559 175	5 632

	Electricité									Gaz		Montant de la compensation		
	Charges dues aux contrats d'achats								Dispositifs sociaux	Obligation d'achat biométhane	Dispositifs sociaux			
	Quantité achetée	Coût d'achat	Coût évité énergie	Coût évité capacité	Surcoût d'achat			Frais de gestion				Budget	CAS	Budget
					Total	dont CAS	dont Budget		CAS	CAS	€			
MWh	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	
Régie Communale d'Electricité MONTDIDIER	11 342	1 123 998	488 919	21 554	613 525	613 525	0	0	1 488			613 013	613 525	1 488
Régie Municipale d'Electricité SAINT-PAUL CAP DE JOUX	6	2 600	255	0	2 345	2 345	0	125	216			2 686	2 470	216
SICAE du CARMAUSIN	10 193	3 582 936	497 049	6 632	3 079 255	3 079 255	0	92 275	801			3 172 331	3 171 530	801
Régie Municipale d'Electricité et de Gaz Energie Services Occitans CARMAUX ENEO	8 668	1 410 722	471 421	33 160	906 141	343 683	562 458	22 563	30 803		16 804	976 311	366 246	610 065
EPIC ENERGIES SERVICES LAVAUR - Pays de Cocagne	29 680	3 941 669	1 308 630	63 005	2 570 034	2 491 037	78 997	16 584	7 206		1 964	2 595 787	2 507 620	88 167
Régie d'Electricité du Département de la Vienne SOREGIES	515 985	75 285 554	24 064 068	998 130	50 223 355	50 223 355	0	330 954	0		894	50 555 203	50 554 309	894
Régie Municipale Electrique SAINT-LEONARD DE NOBLAT	406	35 880	15 406	0	20 474	20 474	0	0	0			20 474	20 474	0
Régie Municipale d'Electricité LA BRESSE	6 313	689 653	319 797	23 212	346 644	346 644	0	10 140	0			356 784	356 784	0
S.I.C.A.E. CANTONS DE LA FERTE-ALAIS & LIMITROPHES	659	219 525	28 569	0	190 956	190 956	0	4 912	1 095			196 962	195 868	1 095
Coopérative d'Electricité VILLIERS SUR MARNE	63	30 950	2 366	0	28 583	28 583	0	0	13 800			42 383	28 583	13 800
S.I.C.A.E. VALLEE DU SAUSSERON	83	39 445	3 628	0	35 817	35 817	0	1 318	3 084			40 218	37 134	3 084
BCM ENERGY	0	0	0	0	0	0	0	0	0			0	0	0
BHC ENERGY	28 011	4 193 364	1 502 844	14 001	2 676 519	2 676 519	0	357 068	0			3 033 587	3 033 587	0
DIRECT ENERGIE	0	0	0	0	0	0	0	0	117 669	3 705 440	140 828	3 963 937	3 705 440	258 497
ENERCOOP	15 077	1 954 882	743 680	4 000	1 207 202	1 207 202	0	39 861	47 934	816 425		2 111 422	2 063 488	47 934
ENERGEM	0	0	0	0	0	0	0	0	278		66	344	0	344
CALEO											5 000	5 000	0	5 000
ENDESA ENERGIA SA										1 410 247		1 410 247	1 410 247	0
SAVE										18 539 083		18 539 083	18 539 083	0
ALSEN										1 594 710		1 594 710	1 594 710	0
Gaz de Bordeaux											46 100	46 100	0	46 100
SOCIETE EUROPEENNE DE GESTION DE L'ENERGIE										8 535 150		8 535 150	8 535 150	0
ALTERNA											620	620	0	620
LAMPIRIS France	0	0	0	0	0	0	0	0	114 275		9 969	124 244	0	124 244
Gaz de Paris										10 804 788		10 804 788	10 804 788	0
PICOTY										1 043 225		1 043 225	1 043 225	0
DYNEFF											1 944	1 944	0	1 944
GEG Source d'Energies										1 510 637		1 510 637	1 510 637	0
SOLVAY ENERGY SERVICES (ex RHODIA ENERGY)										1 738 275		1 738 275	1 738 275	0
Total Energie Gaz (Tegaz)										1 174 827		1 174 827	1 174 827	0
SOCIETE VALMY DEFENSE 17 SVD 17										5 414 305		5 414 305	5 414 305	0
ENGIE (ex-GDF SUEZ SA)	0	0	0	0	0	0	0	0	5 138 859	58 989 458	356 755	64 485 072	58 989 458	5 495 614
GEDIA ENERGIES & SERVICES	0	0	0	0	0	0	0	0	1 180			1 180	0	1 180
Joul	0	0	0	0	0	0	0	0	79 324		1 939	81 263	0	81 263
OUI ENERGY	0	0	0	0	0	0	0	0	27 700			27 700	0	27 700
PROVIRIDIS SAS										692 758		692 758	692 758	0
REDEO ENERGIES SAS										2 522 088		2 522 088	2 522 088	0
ÉNERGIES DU SANTERRE	0	0	0	0	0	0	0	0	1 352			1 352	0	1 352
SELIA	0	0	0	0	0	0	0	0	713			713	0	713
Terreal										1 369 660		1 369 660	1 369 660	0
Union des producteurs locaux d'électricité	15 432	1 449 624	795 745	20 002	633 877	633 877	0	28 701	900			663 478	662 578	900
TOTAL	3 259 141	438 554 508	164 321 891	6 983 042	267 249 575	248 839 759	18 409 816	4 643 386	6 225 606	121 133 392	619 858	399 871 817	374 616 537	25 255 280