



ANNEXE 3

Charges de service public de l'énergie constatées au titre de 2019 (CC'19)

Cette annexe présente les charges de service public de l'énergie constatées au titre de l'année 2019 pour les différents opérateurs concernés. Les charges de service public de l'énergie sont présentées dans l'ordre des actions du programme budgétaire les finançant, avant qu'une synthèse présente un récapitulatif de l'ensemble des charges.

En application de l'article 89 de la loi de finances pour 2020¹, le compte d'affectation spéciale « transition énergétique » est supprimé le 1^{er} janvier 2021. La distinction opérée dans les précédentes délibérations évaluant les charges de service public de l'énergie entre les montants relevant du compte d'affectation spéciale « transition énergétique » et ceux relevant du budget général de l'État n'est pas maintenue.

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 Électricité de Mayotte (EDM) à Mayotte, par Électricité et Eau de Wallis-et-Futuna (EEWF)² à Wallis-et-Futuna et dans les autres territoires par la direction Systèmes Énergétiques Insulaires (SEI) du groupe Électricité de France (EDF), qui sera désignée dans la suite du document par l'acronyme EDF sauf s'il est besoin de la distinguer d'autres entités du groupe EDF.

Les charges de service public de l'énergie constatées au titre de 2019 ont été établies à partir de la comptabilité appropriée fournie par les fournisseurs d'électricité et de gaz naturel au 31 mars 2020 et contrôlée par leur commissaire aux comptes ou leur comptable public, en application des dispositions des articles L. 121-9 et L. 121-37 du code de l'énergie.

La CRE a opéré des contrôles automatiques et des contrôles par échantillonnage des charges déclarées.

Avertissement

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

¹ LOI n° 2019-1479 du 28 décembre 2019 de finances pour 2020

² Société concessionnaire de la distribution publique d'électricité dans les îles Wallis et Futuna, filiale du groupe ENGIE

SOMMAIRE

A. SOUTIEN AUX ÉNERGIES RENOUVELABLES ÉLECTRIQUES, À LA COGÉNÉRATION GAZ NATUREL ET AUTRES MOYENS THERMIQUES EN MÉTROPOLE CONTINENTALE	3
A.1 SOUTIEN A LA PRODUCTION D'ELECTRICITE A PARTIR D'ENERGIES RENOUVELABLES ET DE COGENERATION AU PERIMETRE D'EDF EN METROPOLE CONTINENTALE	3
A.2 SURCOUTS D'ACHAT SUPPORTES PAR LES ENTREPRISES LOCALES DE DISTRIBUTION AU TITRE DE 2019 11	
A.3 SURCOUTS D'ACHAT SUPPORTES PAR LES ORGANISMES AGREES AU TITRE DE 2019	14
A.4 BILAN	14
B. SOUTIEN A L'INJECTION DE BIOMETHANE	15
B.1 SURCOUTS D'ACHAT	15
B.2 VALORISATION DES GARANTIES D'ORIGINE	16
B.3 BILAN	16
C. SOUTIEN EN ZNI	18
C.1 SURCOUTS DE PRODUCTION DANS LES ZONES NON INTERCONNECTEES	19
C.2 SURCOUTS LIES AUX CONTRATS D'ACHAT D'ELECTRICITE DANS LES ZONES NON INTERCONNECTEES 29	
C.3 SURCOUTS LIES AUX CONTRATS DE STOCKAGE DANS LES ZONES NON INTERCONNECTEES	31
C.4 CHARGES LIEES AUX ACTIONS DE MDE DANS LES ZONES NON INTERCONNECTEES	32
C.5 COUTS LIES AUX ETUDES MENTIONNEES DANS LES PPE	34
C.6 SYNTHESE DES CHARGES EN ZNI AU TITRE DE 2019	34
D. SOUTIEN AUX EFFACEMENTS	35
E. DISPOSITIFS SOCIAUX	35
E.1 CHARGES LIEES AUX DISPOSITIFS SOCIAUX – ELECTRICITE	35
E.2 CHARGES LIEES AUX DISPOSITIFS SOCIAUX – GAZ	37
E.3 BILAN DES CHARGES LIEES AUX DISPOSITIFS SOCIAUX	38
F. FRAIS DIVERS – COÛTS LIÉS A LA CONCLUSION ET À LA GESTION DES CONTRATS D'OBLIGATION D'ACHAT ET DE COMPLÉMENT DE RÉMUNÉRATION EN MÉTROPOLE CONTINENTALE (ÉLECTRICITÉ ET GAZ) 39	
G. SYNTHESE	40
G.1 CHARGES DE SERVICE PUBLIC CONSTATEES AU TITRE DE 2019	40
G.2 DETAIL DES CHARGES CONSTATEES AU TITRE DE 2019 PAR LES OPERATEURS AUTRES QU'EDF, EDM, EEWf, EDF PEI, RTE, ORGANISMES AGREES ET ACHETEURS DE DERNIER RECOURS	42

A. SOUTIEN AUX ÉNERGIES RENOUVELABLES ÉLECTRIQUES, À LA COGÉNÉRATION GAZ NATUREL ET AUTRES MOYENS THERMIQUES EN MÉTROPOLE CONTINENTALE

Cette section présente le calcul des charges comptabilisées dans les actions 1 « Soutien aux ENR électriques en métropole » et 4 « Soutien à la cogénération gaz naturel et autres moyens thermiques ». Elles comprennent deux mécanismes de soutien différents : l'obligation d'achat et le complément de rémunération. EDF supporte des charges associées à la fois à l'obligation d'achat et au complément de rémunération alors que les autres opérateurs (entreprises locales de distribution et organismes agréés) ne supportent que des charges liées à l'obligation d'achat.

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.

A.1 Soutien à la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables et de cogénération au périmètre d'EDF en métropole continentale

A.1.1 Evolution du parc de production soutenu

L'évolution des quantités d'énergie soutenues et des montants versés aux producteurs d'électricité à partir d'énergies renouvelables et de cogénération est présentée quel que soit leur mode de soutien (obligation d'achat ou complément de rémunération). Le développement des installations les plus grandes sous le régime du complément de rémunération implique une stagnation voire une régression du parc sous obligation d'achat en raison de l'arrivée à échéance des contrats les plus anciens. Les quantités soutenues par les deux modes de soutien sont exposées au paragraphe suivant dans lequel les charges de service public de l'énergie sont calculées.

La quantité d'énergie soutenue en 2019 s'élève à 61,5 TWh, elle augmente fortement entre 2018 et 2019 (+ 5,9 TWh soit + 11 %). La puissance des installations soutenues s'élève à 30,4 GW en 2019, soit 2,5 GW de plus qu'en 2018 (+ 9%).

Tableau 1 : Puissance et énergie des installations soutenues en 2019 par EDF en métropole (obligation d'achat et complément de rémunération cumulés)

		Total	Cogénération	Hydraulique	Eolien	Incinération	Biogaz	Biomasse	PV	Autres
Energie soutenue (TWh)	2018	55,6	6,7	6,2	26,3	1,9	2,1	2,8	9,4	<0,1
	2019	61,5	7,0	5,5	31,4	1,7	2,3	2,6	10,7	0,2
Puissance soutenue (GW)	2018	27,9	2,6	1,9	13,4	0,2	0,4	0,6	8,7	<0,1
	2019	30,4	2,8	1,9	14,6	0,2	0,4	0,6	9,6	0,2

La puissance du **parc éolien** soutenu atteint 14,6 GW, en hausse de 1,2 GW (+ 9 %) par rapport à 2018, cette filière explique la moitié de la hausse du parc soutenu. L'énergie produite par les éoliennes terrestres soutenues augmente de 5 TWh pour s'élever à 31,4 TWh en 2019 (+ 19 %), l'année 2018 était caractérisée par une météo plutôt défavorable à l'éolien. Cette filière explique la plus grande part de l'augmentation de l'énergie soutenue. Cette filière représente également près de la moitié de l'énergie soutenue en 2019.

Aucune **installation éolienne en mer** soutenue n'était mise en service en 2019.

La puissance et l'énergie du **parc photovoltaïque** augmentent respectivement de 10 % et 13 % entre 2018 et 2019 pour s'élever à 9,6 GW et 10,7 TWh. Il représente 17 % de l'énergie soutenue et 32 % du parc installé.

La filière **cogénération au gaz naturel** progresse de 5 % et de 4 % respectivement en puissance et en énergie soutenues pour atteindre 2,8 GW et 7,0 TWh en 2019.

Le **parc hydraulique** installé stagne s'agissant de sa puissance installée, sa production diminue de près de 11 % en 2019 par rapport à 2018 pour s'établir à 5,5 TWh. L'année 2019 a été caractérisée par une hydraulité particulièrement basse en particulier sur les 9 premiers mois de l'année et une sécheresse sévère en été. La fin de l'année a été au contraire caractérisée par des précipitations fortes, le mois de décembre 2019 a connu l'une des plus hautes hydraulités depuis 50 ans.

La **puissance de la filière biomasse bois-énergie** stagne entre 2018 et 2019 (600 MW) et sa production baisse de l'ordre de 200 GWh pour atteindre 2,6 TWh, principalement en raison des difficultés de l'installation de Gardanne (- 260 GWh entre 2018 et 2019).

La **filière biogaz** soutenue atteint 430 MW (+ 9 %) et 2,3 TWh (+ 8 %) en 2019. Il est à noter que cette augmentation se tient en parallèle de la forte dynamique de la filière biométhane injecté (cf. chapitre B), les installations de méthanisation ou de stockage de déchets non dangereux pouvant techniquement soit brûler le biogaz pour produire de l'électricité soit le purifier pour l'injecter dans les réseaux de gaz naturel.

La filière **incinération d'ordures ménagères** stagne s'agissant de sa puissance installée du fait qu'il n'y a plus de dispositifs de soutien pour cette filière. La production d'énergie se réduit de l'ordre 10 % pour atteindre 1,7 TWh en 2019.

Les autres filières (**gaz de mines, petites installations, diesels dispatchables et achat de surplus aux ELD**) sont négligeables. L'écart entre 2018 et 2019 est principalement porté par le fait que les achats de surplus aux ELD sont dorénavant comptés dès les charges constatées alors qu'ils n'étaient considérés qu'au titre des reliquats plusieurs années plus tard auparavant.

A.1.2 Surcoûts liés aux contrats d'achat

Les surcoûts d'achat en 2019 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) ;

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, le coût évité par l'acquisition de cette électricité (coût évité « énergie ») et le coût évité par l'acquisition des garanties de capacité (coût évité « capacité »).

A.1.2.1 Quantités d'électricité et coûts d'achat retenus par la CRE

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

La CRE ne prend pas en compte le coût d'achat exposé si le contrat d'achat correspondant n'est pas signé ou si une incertitude demeure sur la conformité de ce coût avec le contrat signé. Le nombre de contrats traités est en très forte croissance (de 4 500 en 2007 à 340 000 en 2016, 357 000 en 2017, 374 000 en 2018 et 396 000 en 2019). Ce nombre ne permet pas de procéder à une vérification individuelle des coûts des contrats.

Sur la base des résultats des contrôles qu'elle a effectués, la CRE a demandé à EDF des compléments sur 224 contrats. Ces contrôles ont permis de détecter certaines anomalies et de les corriger.

La mise en place de commentaires normés par EDF dans les bases de contrats transmises à la CRE, fournissant des explications sur les écarts présentés par un certain nombre de contrats, permet d'optimiser cette tâche de contrôle.

Les quantités d'électricité et coûts d'achat retenus par la CRE en métropole continentale pour 2019 sont détaillés dans le Tableau 2.

Tableau 2 : Quantités d'électricité et coûts d'achat retenus par la CRE pour 2019

	Cogénération (combustible fossile)	Cogénération (combustible fossile) dispatchable	Diesel dispatchable	Hydraulique	Eolien	Incinération	Biogaz	Biomasse	Photovoltaïque	Autres*	TOTAL
Janvier (GWh)	356,2	1 194,0	0,0	410,9	2 696,6	164,3	195,3	220,7	581,3	10,9	5 830,1
Février (GWh)	321,1	1 038,4	0,0	532,1	2 330,6	142,5	175,3	210,1	699,0	12,2	5 461,2
Mars (GWh)	354,0	1 050,4	0,0	557,9	3 975,8	177,7	195,2	230,8	889,4	25,0	7 456,2
Avril (GWh)	0,0	12,0	0,0	523,0	2 034,6	108,4	190,0	223,5	848,7	15,3	3 955,5
Mai (GWh)	0,0	9,5	0,0	648,5	1 938,8	140,5	193,9	235,4	1 007,7	18,0	4 192,2
Juin (GWh)	0,0	4,9	0,0	536,4	1 624,6	133,5	182,9	177,2	1 101,0	20,0	3 780,6
Juillet (GWh)	0,0	1,8	0,0	311,5	1 470,5	149,4	193,1	193,3	1 236,4	19,5	3 575,5
Août (GWh)	0,0	0,3	0,0	231,4	1 398,9	154,5	196,5	271,2	1 126,4	18,1	3 397,2
Septembre (GWh)	0,0	0,5	0,0	159,7	2 270,4	121,6	193,6	213,4	1 049,8	27,9	4 036,9
Octobre (GWh)	0,0	18,9	0,0	292,9	2 882,8	117,5	202,8	200,2	789,8	29,5	4 534,5
Novembre (GWh)	319,9	929,9	0,0	575,5	2 836,0	143,8	195,7	197,8	623,3	23,7	5 845,6
Décembre (GWh)	351,6	1 070,1	0,0	710,5	3 927,5	143,2	205,5	214,7	577,5	29,6	7 230,1
Quantités (GWh)	1 702,8	5 330,7	0,0	5 490,3	29 387,0	1 696,8	2 319,8	2 588,3	10 530,3	249,7	59 295,7
Quantités retenues en 2018*	1 949,8	4 789,9	1,2	6 194,0	26 031,3	1 888,2	2 138,8	2 779,8	9 431,3	64,8	55 269,2
Quantités retenues en 2017**	1 938,7	4 192,4	0,3	4 520,0	22 780,9	2 052,6	1 918,2	2 360,5	8 512,4	46,1	48 322,1
Coût d'achat (M€)	238,0	841,7	0,2	449,9	2 634,0	101,9	376,2	373,1	3 018,9	21,9	8 055,8
Coût d'achat retenu en 2018*	286,5	771,9	1,6	471,4	2 305,5	109,0	328,4	383,9	2 796,2	4,6	7 458,9
Coût d'achat retenu en 2017**	259,6	618,7	2,3	352,9	2 008,0	115,9	282,2	326,5	2 750,9	3,5	6 720,4
Coût d'achat unitaire (€/MWh)	139,8	157,9	6 331,8	81,9	89,6	60,0	162,2	144,2	286,7	87,7	135,9
Coût d'achat retenu en 2018*	146,9	161,1	1 310,1	76,1	88,6	57,8	153,5	138,1	296,5	70,8	135,0
Coût d'achat retenu en 2017**	133,9	147,6	7 191,2	78,1	88,1	56,5	147,1	138,3	323,2	75,2	139,1

Le volume d'énergie acheté sous obligation d'achat augmente de 7,3 % en 2019 par rapport à 2018, et atteint **59,3 TWh** pour un coût d'achat de **8 055,8 M€** (soit + 8,0 %).

Cette hausse est liée à la croissance en volume de la production éolienne (+ 3,4 TWh) et photovoltaïque (+ 1,1 TWh) modérée par la baisse de la production hydraulique (- 0,7 TWh). Le coût d'achat unitaire moyen augmente de 0,7 % pour s'établir à 135,9 €/MWh. Il fait l'objet d'évolutions contradictoires notamment :

- L'augmentation du coût d'achat unitaire de l'éolien en raison de l'inflation (+ 1,2 %),
- La baisse du coût d'achat moyen du photovoltaïque (- 3,3 %) en raison de la mise en service de nouvelles installations moins chères que le coût d'achat moyen de 2018 mais dont le niveau (286,7 €/MWh) reste toujours plus élevé que le coût d'achat unitaire moyen, l'augmentation de l'achat d'énergie photovoltaïque pousse donc à la hausse le coût d'achat unitaire moyen,
- La baisse de production de filières dont le coût d'achat est plus faible que le coût d'achat moyen, notamment l'incinération et l'hydraulique.

Il est à noter que l'évolution du coût d'achat moyen des diesels dispatchables est anecdotique, ces contrats étant caractérisés par des primes fixes rémunérant la puissance garantie des installations indépendamment de leur production réelle, souvent marginale, le rapport entre le soutien versé et l'énergie réellement produite peut varier énormément.

A.1.2.2 Coûts et recettes autres

Recettes liées à la résiliation de contrats

Une installation a résilié son contrat d'achat avant l'échéance de celui-ci et a, par conséquent, versé à EDF OA des indemnités de résiliation. Le montant de ces indemnités au titre de l'année 2019 vient en déduction des charges de service public d'EDF. Il représente 1,9 k€.

Cautions pour les projets d'installations S17

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

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

EDF OA a perçu, en 2019, 6 996 cautions et en a remboursé 271. Le montant venant en déduction des charges de service public d'EDF au titre de 2019 s'élève à 5,7 M€.

Le montant des recettes autres vient diminuer les charges de service public d'EDF OA au titre de 2019 d'un montant de 5,7 M€.

A.1.2.3 Coût évité 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* ».

Cas général

La méthodologie d'évaluation du coût évité par EDF en métropole est détaillée dans les délibérations de la CRE du 25 juin 2009³, du 16 décembre 2014⁴, du 25 mai 2016⁵, du 14 décembre 2016⁶, du 22 juin 2017⁷, du 16 mai 2019⁸ et du 28 novembre 2019⁹. Dans le cas général des filières sous obligation d'achat, le coût évité à EDF distingue le coût évité par la production quasi-certaine et celui évité par la production dite aléatoire. Des méthodologies d'évaluation particulières sont prévues pour la filière photovoltaïque, les filières dispatchables et les contrats dont la rémunération est horosaisonnalisée. Le coût évité de celles-ci est présenté dans les paragraphes suivants.

Le coût évité par la production quasi-certaine en 2019 est calculé en fonction des prix de marché à terme et des recettes des ventes réalisées par EDF OA dans le cadre des appels d'offres qu'elle organise. La production quasi-certaine est composée d'une part d'un ruban de base, produit et acheté toute l'année, et d'autre part de trois blocs supplémentaires, correspondant au surplus de production hivernaux du premier trimestre et des mois de novembre et décembre.

Dans le cadre de la mise en place d'un périmètre d'équilibre dédié à la production sous obligation d'achat, effectif depuis le 1^{er} juillet 2015, le coût évité par la production aléatoire est calculé par référence à un prix de court terme visant à refléter la valorisation de cette électricité, en application des principes définis par la délibération du 16 décembre 2014. Ce prix de court terme est calculé par pas demi-horaire comme la moyenne pondérée des prix spot, de l'indice de prix moyen pondéré horaire pour les échanges infra-journaliers et du prix de règlement des écarts facturé ou acquitté par RTE au gestionnaire du périmètre d'équilibre dédié à l'obligation d'achat par les volumes correspondants.

Coût évité par la production quasi-certaine

La puissance quasi-certaine retenue pour l'année 2019 est indiquée dans le Tableau 3.

Tableau 3 : Puissance quasi-certaine retenue pour 2019

	Puissance quasi-certaine (MW)
Ruban de base	1 400
Surplus de production du premier trimestre	2 200
Surplus de production novembre	2 100
Surplus de production décembre	2 100

Les références de coût évité retenues pour chaque bloc de puissance quasi-certaine sont indiquées dans le Tableau 4. Elles correspondent pour le produit « ruban » à la moyenne des cotations de marché observées entre le 1^{er} janvier 2017 et le 30 juin 2017 et des ventes réalisées par EDF OA entre le 1^{er} juillet 2017 et le 31 décembre 2018. Pour le produit « Q1 », elle correspond aux résultats des ventes organisées par EDF OA au cours de l'année 2018 et pour les produits « M11 » et « M12 » aux résultats des ventes organisées par EDF OA au cours du deuxième semestre 2019. Ce changement méthodologique a été apporté par la délibération du 22 juin 2017 susmentionnée et est devenu effectif le 1^{er} juillet 2017.

³ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 25 juin 2009 relative à l'évolution des principes de calcul du coût évité par l'électricité produite sous obligation d'achat en métropole continentale.

⁴ 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.

⁵ Délibération de la CRE du 25 mai 2016 portant communication relative à l'évolution de la méthodologie de calcul du coût évité par l'électricité produite sous obligation d'achat en métropole continentale.

⁶ Délibération de la CRE du 14 décembre 2016 portant communication relative à la méthodologie de calcul du coût évité par l'électricité produite sous obligation d'achat et à la valorisation des certificats de capacité attachés à la production sous obligation d'achat.

⁷ Délibération de la CRE du 22 juin 2017 portant communication relative à la méthodologie de calcul du coût évité par l'électricité produite sous obligation d'achat et à la valorisation des certificats de capacité attachés à la production sous obligation d'achat.

⁸ 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

⁹ Délibération de la CRE du 28 novembre 2019 portant décision sur la méthodologie de calcul du coût évité par l'électricité produite sous obligation d'achat

Tableau 4 : Prix retenus pour la valorisation de la puissance quasi-certaine pour 2019, en €/MWh

Ruban	1 ^{er} trimestre (Q1)	Novembre (M11)	Décembre (M12)
42,96	60,33	55,90	51,62

Ainsi, le coût évité par la production quasi-certaine, correspondant à 20,1 TWh, est de **978,6 M€**.

Coût évité par la production aléatoire relevant du cas général

Dans le cas général, le coût évité est calculé par référence à la moyenne mensuelle de la référence de prix court terme. Pour la filière éolienne, le coût évité est calculé à partir d'un prix moyen pondéré par les volumes aléatoires produits, afin de tenir compte des effets de corrélation entre ces volumes et les prix de marché.

Le coût évité par la production aléatoire relevant du cas général (hors contrats photovoltaïques, contrats à différenciation horosaisonnaire, contrats « appel modulable » et cogénérations « dispatchables ») s'élève à **759,5 M€**. Ce montant est détaillé dans le Tableau 5.

Tableau 5 : 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 pondéré éolien	Quantité éolien	Coût évité
	(€/MWh)	(GWh)	(€/MWh)	(GWh)	(M€)
Janvier	60,54	380	50,79	878	67,6
Février	46,19	453	37,88	688	47,0
Mars	33,44	524	27,74	2 160	77,4
Avril	37,47	652	35,39	1 318	71,1
Mai	36,84	787	36,31	1 198	72,5
Juin	28,57	656	23,22	908	39,8
Juillet	36,86	516	34,02	730	43,9
Août	32,78	532	23,14	659	32,7
Septembre	35,29	395	32,74	1 554	64,8
Octobre	38,43	479	35,69	2 142	94,9
Novembre	45,55	513	38,06	1 080	64,5
Décembre	35,65	699	28,99	2 015	83,3
Total 2019	38,07	6 587	33,19	15 330	759,5

Le coût évité obtenu pour EDF s'élève pour l'année 2019 à **1 738,1 M€** (hors coût évité de la capacité, et hors contrats photovoltaïques, contrats à différenciation horosaisonnaire, contrats « appel modulable » et cogénérations fonctionnant en mode « dispatchable »). S'il était de 1 749,0 M€ en 2018, cette stagnation s'explique par l'évolution contradictoire (1) de la hausse du volume d'énergie valorisé (+ 2,7 TWh), (2) de la hausse du prix moyen pondéré de valorisation de l'énergie quasi-certaine (de 44,35 €/MWh à 48,71 €/MWh) et (3) de la baisse importante du prix moyen pondéré de valorisation de l'énergie aléatoire (de 45,03 €/MWh à 38,07 €/MWh).

Coût évité par la production photovoltaïque

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

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

Le coût évité par la production photovoltaïque en 2019 s'élève ainsi à **415,5 M€**. Ce montant est détaillé dans le Tableau 6.

Tableau 6 : Prix de référence et coût évité à EDF par les contrats d'achat photovoltaïques en 2019

Mois	Facturation mensuelle		Facturation semestrielle		Facturation annuelle		Coûts évités
	Prix de référence	Quantité	Prix de référence	Quantité	Prix de référence	Quantité	
	(€/MWh)	(GWh)	(€/MWh)	(GWh)	(€/MWh)	(GWh)	M€
Janvier	66,57	232	61,19	218	50,52	131	35,4
Février	46,12	423	63,24	153	51,16	123	35,5
Mars	32,88	604	58,10	145	50,25	141	35,3
Avril	36,30	590	50,03	142	49,45	117	34,3
Mai	35,15	707	43,40	187	49,83	113	38,6
Juin	28,79	743	38,67	243	48,84	114	36,4
Juillet	37,73	802	35,82	305	46,99	129	47,3
Août	32,92	727	34,48	295	44,81	104	38,8
Septembre	35,72	598	33,97	323	41,52	129	37,7
Octobre	39,50	372	34,09	290	39,42	128	29,6
Novembre	48,79	209	34,89	291	38,19	124	25,1
Décembre	38,41	202	36,35	263	37,43	113	21,5
Total 2019	37,15	6210	41,24	2856	45,76	1464	415,5

Coût évité par les installations hydrauliques horosaisonnalisées

Certaines installations hydrauliques bénéficient de contrats d'achat à différenciation horosaisonnière : la rémunération du producteur par EDF dépend du moment où il produit son électricité. Les périodes horosaisonnières où le tarif est élevé correspondent sensiblement aux heures où le prix de marché est haut. Il existe donc dans le cas de ces contrats une corrélation temporelle entre le volume acheté par EDF et le prix de marché.

Le coût évité doit par conséquent être calculé par poste horosaisonnier. À cette fin, le calcul est fondé sur les valeurs horaires des prix de court terme, qui sont moyennées au pas mensuel selon les différentes périodes horosaisonnières. Le coût évité correspondant pour l'année 2019 est égal à **58,1 M€**.

Coût évité par les installations bénéficiant d'un contrat « appel modulable »

Le contrat de la dernière installation « dispatchable », qui fait l'objet d'un contrat type « appel modulable », est arrivé à échéance en octobre 2019 et représentait une puissance garantie de 4 MW. Le service rendu à EDF par ces installations est double : la mise à disposition de capacités de puissance permet à EDF d'assurer ses obligations en termes de risque de défaillance et l'énergie produite participe à la fourniture des clients en période de pointe. La valorisation de ces centrales doit donc tenir compte, non seulement de l'énergie produite, mais également de la capacité de puissance garantie.

La valorisation de la puissance mise à disposition de RTE dans le cadre des réserves complémentaires est retenue pour le calcul du coût évité. La prime fixe unitaire pour la puissance mise à disposition est calculée à partir de la moyenne des offres retenues dans le cadre des appels d'offres organisés par le gestionnaire de réseau de transport. Le coût fixe évité par les installations « dispatchables » est ainsi évalué à 25,9 k€.

Le coût évité « énergie » se calcule en fonction de l'utilisation effective par EDF de l'énergie achetée. Cette installation n'a livré aucune énergie au mécanisme d'ajustement. L'énergie achetée pour une utilisation hors ajustement est valorisée sur la base d'une moyenne mensuelle des prix de court terme aux heures de pointe, soit un coût évité de 1,6 k€.

Le coût évité à EDF en 2019 par les installations « dispatchables » bénéficiant d'un contrat de type « appel modulable » est de **27,4 k€**.

Coût évité par les installations de cogénération fonctionnant en mode « dispatchable » ou fonctionnant en dehors des périodes d'appel

À l'instar des contrats de type « appel modulable », le basculement en mode « dispatchable » d'une installation de cogénération traduit la mise à disposition de capacité de puissance au bénéfice d'EDF. L'énergie produite participe à la fourniture des clients en période de pointe. Le calcul du coût évité par ces installations nécessite donc de distinguer les achats effectués avant et après passage en mode dispatchable.

Par ailleurs, l'arrêté du 11 octobre 2013 a modifié les conditions d'achat des installations de cogénération, en introduisant notamment une rémunération de l'électricité produite hors période d'appel au prix de règlement positif des écarts sur le mécanisme d'ajustement moyen sur la journée de production. Le coût évité de ces installations est dès lors calculé au pas journalier, et présenté dans cette section.

Les achats effectués auprès des installations de cogénération ayant fonctionné pendant au moins un mois de l'année en mode « dispatchable » ou ayant produit en dehors des périodes d'appel s'élèvent à 5 331 GWh, pour un montant d'achat retenu de 841,7 M€.

Le coût évité par les achats effectués aux installations de cogénération en dehors des périodes pour lesquelles ces unités fonctionnent en mode « dispatchable » s'établit sur les mêmes bases que celles applicables aux contrats standards pour la part aléatoire de la production, hormis la production en dehors des périodes d'appel dont le coût évité est évalué à partir des prix de référence journaliers. Ce coût évité est ainsi évalué à 237,0 M€.

Le calcul du coût évité par les achats effectués en mode « dispatchable » ne peut s'effectuer à partir du mécanisme d'ajustement, dans la mesure où les contraintes d'appel afférentes aux installations de cogénération (préavis, montée en charge, durée minimale d'appel) ne permettent pas à EDF d'utiliser ces dernières sur ce mécanisme. Le coût évité « énergie » doit s'établir, pour chacune de ces installations, à partir des prix de marché horaires moyens sur les jours d'appel correspondants. Le coût évité « énergie » est ainsi évalué à 0,8 M€.

Le coût évité à EDF en 2019 par les installations de cogénération ayant fait l'objet d'un basculement ou d'une reconduction en mode « dispatchable » est de **237,8 M€**.

A.1.2.4 Coût évité lié aux certificats de capacité

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

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

Au titre de l'année 2019, les enchères suivantes ont été organisées par EPEX Spot permettant de valoriser les Années de Livraison 2018, 2019 et 2020 :

Résultat des enchères (€/MW)	AL 2018	AL 2019	AL 2020
21/03/2019			20000,9
16/05/2019	9200,9	0	20002,4
27/06/2019			22382
12/09/2019			20000,8
17/10/2019			17779,7
12/12/2019			16583,9

Le coût évité lié aux certificats de capacité au titre de l'année 2019 porte ainsi uniquement sur la valorisation qui aurait pu être faite, à l'occasion de ces enchères, des certificats obtenus par EDF OA pour les Années de Livraison 2018, 2019 et 2020 :

Volume de certificats pouvant être valorisés (MW)	AL 2018	AL 2019	AL 2020
21/03/2019			947,4
16/05/2019	479,9	189,4	1068,3
27/06/2019			1118,5
12/09/2019			1136,7
17/10/2019			1143,8
12/12/2019			1143,8

Les premières enchères ayant eu lieu en 2019 pour l'Année de Livraison 2020, l'intégralité du volume de certificats obtenus par EDF OA pour cette Année de Livraison est valorisé en 2019.

Le coût évité total retenu pour EDF au titre de l'année 2019 est de **131,8 M€**. Il est réparti de la manière suivante entre les filières de production :

	Coût évité par les certificats de capacité (M€)
Cogénération	46,9

Hydraulique	16,6
Eolien	46,7
Incinération	6
Biogaz	3,6
Biomasse	7,2
Photovoltaïque	4,7
Autre	0,2
Total	131,8

A.1.2.5 Coût évité total à EDF par les contrats d'achat

Le coût total évité à EDF par les contrats d'achat en métropole continentale est de **2 581,2 M€** (978,6 + 759,5 + 415,5 + 58,1 + 0,03 + 237,8 + 131,8).

A.1.2.6 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 **5 468,8 M€** en métropole continentale (8 055,8 M€ de coût d'achat - 5,7 M€ de coûts et recettes autres (résiliation de contrat et cautions pour les contrats S17) - 2 581,2 M€ de coût évité).

A.1.3 Complément de rémunération

Le dispositif de complément de rémunération est prévu aux articles L. 314-18 à L. 314-27 du code de l'énergie. Ces dispositions prévoient que les producteurs d'électricité à partir d'énergie renouvelable commercialisent leur énergie directement sur les marchés. Une prime vient 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. La prime est versée par EDF qui supporte en conséquence les charges de service public correspondantes.

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

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

La prime à l'électricité peut être qualifiée de prime variable, dans la mesure où son montant s'ajuste pour compenser la différence entre un niveau de tarif de référence T_e et un revenu marché de référence M_0 . Elle garantit ainsi aux producteurs un niveau de rémunération sur le long terme proche du tarif de référence tout en les intégrant aux marchés de gros de l'électricité. Les dispositions ont été précisées dans un décret définissant les installations pouvant bénéficier de l'obligation d'achat et du complément de rémunération¹⁰ et dans un décret définissant les modalités d'application du complément de rémunération¹¹.

Montant des charges constatées en 2019

Les charges constatées au titre de l'année 2019 pour EDF concernent 193 installations, il n'y en avait que 35 en 2018, et sont détaillées dans le Tableau 7.

¹⁰ 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.

¹¹ 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.

Tableau 7 : Charges liées au complément de rémunération supportées par EDF au titre de 2019

	Cogénération	Hydraulique	Eolien	Photovoltaïque	Total
Puissance installée (MW)	3	6	1 186	194	1 390
Energie produite (GWh)	9,2	21,9	2 002,1	156,8	2 190,1
Charges (M€)	0,5	1,6	94,1	6,9	103,1

Les modalités de rémunération des installations sous le régime du complément de rémunération induisent la prise en compte de factures de régularisation emportant des modifications de l'énergie, du prix de marché de référence M_0 et d'un terme relatif à la valorisation des capacités par l'installation. La CRE inclut dans les charges constatées le montant des régularisations pour 2018. Il est exposé dans le Tableau 8.

Tableau 8 : Charges liées à la régularisation des contrats de complément de rémunération supportées par EDF au titre de 2019

	Cogénération	Hydraulique	Eolien	Photovoltaïque	Total
Régularisation énergie produite (GWh)	1,5	0,6	81,0	0,4	83,4
Charges (k€)	59,3	23,2	2324,9	105,0	2 512,3

Les charges supportées par EDF résultant des contrats de complément de rémunération en 2019 s'élèvent à **105,6 M€**.

A.2 Surcoûts d'achat supportés par les entreprises locales de distribution au titre de 2019

A.2.1 Coûts d'achat déclarés par les entreprises locales de distribution

Les entreprises locales de distribution supportent des surcoûts liés aux contrats relevant de l'obligation d'achat (article L. 314-1 du code l'énergie). Le contexte réglementaire associé est similaire à celui décrit dans le chapitre A.1 traitant des surcoûts supportés par EDF OA en métropole continentale.

119 entreprises locales de distribution ont déclaré des charges supportées au titre des contrats d'achat en 2019. Parmi elles, trois opérateurs ont déclaré des surplus de production dus à l'obligation d'achat et revendus à EDF.

Pour affiner son appréciation sur le droit à compensation des contrats déclarés, la CRE a vérifié, comme les années précédentes, la cohérence des données physiques (puissance contractuelle et productibles mensuels déclarés) et des prix d'achat pratiqués (prime fixe, rémunérations proportionnelles, rémunération complémentaire eu égard aux arrêtés tarifaires en vigueur) sur l'ensemble des contrats déclarés.

La CRE ne prend pas en compte le coût d'achat exposé si une incertitude demeure sur la conformité du coût exposé avec les conditions de rémunération prévues par les arrêtés tarifaires correspondants. Le nombre de contrats des entreprises locales de distribution traités est en croissance constante (de 1 554 en 2009 à 12 750 en 2012, 15 291 en 2013, 17 241 en 2014, 18 687 en 2015, 19 674 en 2016, 20 615 en 2017, 21 802 en 2018 et 22 862 en 2019). Ce nombre ne permet pas de procéder à une vérification individuelle des coûts des contrats. La CRE a demandé aux opérateurs les factures et les détails de calculs pour les contrats présentant les écarts les plus importants entre les montants exposés et les montants normatifs calculés par la CRE.

Les réponses apportées n'ont pas permis de valider sans réserve la totalité de ces contrats et ont nécessité la correction de certains montants exposés. En particulier, une difficulté récurrente réside dans l'identification par les producteurs ou par les acheteurs obligés des bons coefficients d'indexation pour toutes les filières de production.

Les volumes et les coûts d'achat corrigés de surplus retenus au titre de 2019 s'élèvent respectivement à 3,4 TWh et à **456,6 M€**, ce qui représente une augmentation du volume de 16 % et du coût d'achat de 13 % par rapport aux charges constatées au titre de l'année 2018.

A.2.2 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 réglementés de vente exclusivement à partir du tarif de cession. Dans ce cas, une part importante de la production sous obligation d'achat permettra d'approvisionner les clients en offre de marché ou compte-tenu des volumes correspondants, sera vendue sur le marché *spot*.

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

En application de la délibération prise par la CRE le 22 juin 2017¹², 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 9.

Tableau 9 : Prix de marché mensuels et pondérés pour 2019

Mois	Prix mensuel	Prix pondéré éolien	Prix pondéré photovoltaïque
	(€/MWh)	(€/MWh)	(€/MWh)
Janvier	61,16	57,76	67,00
Février	46,62	44,18	46,40
Mars	33,86	30,62	33,39
Avril	38,08	36,48	37,21
Mai	37,21	36,75	35,56
Juin	29,26	26,43	29,34
Juillet	37,66	36,01	38,44
Août	33,39	28,70	33,37
Septembre	35,54	34,12	36,25
Octobre	38,60	36,77	39,92
Novembre	45,94	43,04	50,35
Décembre	36,46	32,91	39,92

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

En 2019, 87 entreprises locales de distribution ont injecté la totalité de l'énergie issue des contrats d'obligation d'achat dans le périmètre de vente aux tarifs réglementés de vente, et leur coût évité énergie est donc calculé uniquement en référence aux tarifs de cession. Les autres ont choisi de vendre l'intégralité de l'électricité issue de l'obligation d'achat sur les marchés de gros ou ont un mode d'approvisionnement conduisant à tenir compte à la fois des tarifs de cession et des prix de marché *spot*.

Au total le coût évité énergie est évalué à **133,2 M€** en 2019.

¹² Délibération de la CRE du 22 juin 2017 portant communication relative à la méthodologie de calcul du coût évité par l'électricité produite sous obligation d'achat et à la valorisation des certificats de capacité attachés à la production sous obligation d'achat.

A.2.3 Cautions pour les projets d'installations S17

Comme exposé à la section A.A.1.2.2, l'article 4 de l'arrêté du 9 mai 2017¹³ prévoit qu'une demande complète de contrat adressée à l'acheteur obligé par un producteur intègre une caution et que « *Les sommes ainsi perçues viendront minorer les charges de services publics compensées à l'acheteur obligé.* ».

9 entreprises locales de distribution ont déclaré avoir perçu un total de 390 cautions qui n'avaient pas encore été remboursées au 31 décembre 2019. Plusieurs entreprises locales de distribution ont indiqué à la CRE ne pas avoir demandé ces cautions aux producteurs, pour divers motifs dont notamment la difficulté de mise en œuvre.

Le montant des cautions perçues vient diminuer les charges de service public des entreprises locales de distribution au titre de 2019 d'un montant de **0,3 M€**. Au sein du Tableau 41, le montant des cautions perçues est intégré au coût évité lié à l'énergie produite.

A.2.4 Coûts évités liés aux certificats de capacité

Pour la valorisation des certificats de capacité, la méthodologie rappelée à la section A.A.1.2.4 est appliquée aux entreprises locales de distribution.

En application de la délibération de la CRE du 28 novembre 2019, la valorisation des garanties de capacité issues de la certification des installations sous OA, prévue par la délibération du 22 juin 2017, n'est quant à elle plus déduite des charges de service public de l'énergie pour la part de la production sous OA venant en substitution d'un approvisionnement au tarif de cession

Ainsi, toutes les entreprises locales de distribution dont le coût évité énergie est calculé uniquement en référence aux tarifs de cession n'ont pas eu besoin de fournir les données relatives à la valorisation des certificats de capacité des contrats d'achat. Cela a permis de réduire les difficultés liées à la déclaration de ces données, qui subsistent toutefois encore pour certains opérateurs.

Volume de certificats pouvant être valorisés (MW)	AL 2018	AL 2019	AL 2020
21/03/2019			36,9
16/05/2019	2,4	38,8	47,4
27/06/2019			46,4
12/09/2019			45,6
17/10/2019			47,7
12/12/2019			47,8

Le coût évité total retenu pour les entreprises locales de distribution au titre de l'année 2019 est de **5,3 M€**.

A.2.5 Surcoûts d'achat pour les entreprises locales de distribution en 2019

Les surcoûts retenus au titre de l'obligation d'achat s'élèvent ainsi, en 2019, pour 3,4 TWh de volumes d'achat, à **317,7 M€** (456,6 M€ - 133,2 M€ - 0,3 M€ - 5,3 M€), en augmentation de 24 % par rapport à 2018.

Ces surcoûts se répartissent comme suit entre les principales filières :

- une production photovoltaïque de 454 GWh pour un surcoût de 142,6 M€ ;
- une production éolienne de 2 031 GWh pour un surcoût de 99,0 M€ ;
- une production des installations fonctionnant à partir de la biomasse de 215 GWh pour un surcoût de 25,2 M€ ;
- une production des cogénérations de 240 GWh pour un surcoût de 19,5 M€ ;
- une production des installations fonctionnant à partir du biogaz de 131 GWh pour un surcoût de 17,7 M€ ;
- une production hydraulique de 305 GWh pour un surcoût de 12,4 M€ ;
- une production géothermique de 6 GWh pour un surcoût de 1,2 M€

¹³ Arrêté du 9 mai 2017 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations implantées sur bâtiment utilisant l'énergie solaire photovoltaïque, d'une puissance crête installée inférieure ou égale à 100 kilowatts telles que visées au 3° de l'article D. 314-15 du code de l'énergie et situées en métropole continentale

Les principaux éléments de calcul des surcoûts d'achat par entreprises locales de distribution sont indiqués dans le Tableau 41.

A.3 Surcoûts d'achat supportés par les Organismes agréés au titre de 2019

A.3.1 Coûts d'achat déclarés par les Organismes agréés

Trois Organismes agréés (Enercoop, BHC Energy et Union des Producteurs Locaux d'Electricité) ont déclaré des charges pour la gestion de 164 contrats d'achat pour l'année 2019. Les volumes et les coûts d'achat déclarés s'élèvent respectivement à 54,1 GWh et à **7,2 M€**. En 2018, des charges avaient été déclarées par ces trois mêmes opérateurs pour un volume d'achat de 41,8 GWh et un coût d'achat de 5,8 M€. On observe une augmentation du volume d'achat de 29 % et du coût d'achat de 25 %.

A.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 *spot*, pondérés pour les filières éolien et photovoltaïque (cf. section A.2.2).

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

A.3.3 Coûts évités liés aux certificats de capacité

Comme indiqué dans la délibération prise par la CRE le 22 juin 2017, la vente de garantie de capacité de l'Organisme agréé à l'Acheteur obligé « historique », prévue dans le contrat de cession d'Obligation d'achat, doit être déclarée. Ce montant s'élève à **0,002 M€** et est pris en compte dans le calcul de la compensation en tant que coût évité lié aux certificats de capacité.

Pour la valorisation des certificats de capacité restants, la méthodologie rappelée à la section A.2.4 est utilisée. Le coût évité total retenu pour les Organismes agréés au titre de l'année 2019 est de **0,04 M€**.

A.3.4 Surcoûts d'achat pour les Organismes agréés au titre de 2019

Le surcoût total dû aux contrats d'achat pour les Organismes agréés en 2019 s'élève à **5,2 M€** (7,2 - 2,0 - 0,04). Les principaux éléments de calcul des surcoûts d'achat par opérateur sont indiqués dans le Tableau 41.

A.4 Bilan

En prenant en compte (i) les surcoûts d'achat évalués pour EDF, les entreprises locales de distribution et les Organismes agréés et (ii) les charges liées au dispositif de complément de rémunération supportées par EDF, les charges résultant des contrats d'obligation d'achat et de complément de rémunération en métropole continentale prévues par EDF, entreprises locales de distribution et les Organismes agréés en 2019 s'élèvent à **5 897,3 M€**.

Les principaux éléments sont indiqués dans le Tableau 10.

Tableau 10 : Bilan des charges réparties par action budgétaire liées aux contrats d'obligation d'achat et de complément de rémunération en métropole continentale au titre de 2019

en M€		EDF Obligation d'achat	EDF Complément de rémunération	ELD	Organismes agréés	Total 2019	
Action 1	Eolien terrestre	1 396,7	96,4	99,0	0,6	1 592,7	5 167,3
	Eolien en mer	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
	Solaire	2 593,1	7,0	142,6	3,8	2 746,6	
	Bio-énergies	531,3	0,0	42,9	0,0	574,2	
	Autres énergies	237,9	1,6	13,6	0,8	253,8	
Action 4	Cogénération et autres énergies	709,9	0,5	19,5	0,0	730,0	730,0
Total		5 468,8	105,6	317,7	5,2	5 897,3	

B. SOUTIEN A L'INJECTION DE BIOMETHANE

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

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

En application de l'article R. 121-27 du code de l'énergie, les charges constatées au titre de 2019 sont égales aux surcoûts d'achat constatés, augmentés des frais de gestion supportés par les fournisseurs, diminués du montant des valorisations financières des garanties d'origines.

16 fournisseurs ont supporté des charges liées à l'achat de biométhane en 2019.

119 installations ont produit du biométhane au cours de l'année 2019, dont 45 installations mises en service en 2019.

B.1 Surcoûts d'achat

B.1.1 Coûts d'achat

La CRE a vérifié, comme les années précédentes, la cohérence des données physiques (capacité maximale de production et production mensuelles déclarées) et des tarifs d'achat pratiqués en application de l'arrêté tarifaire en vigueur sur les contrats déclarés. Le dépassement fréquent de la capacité maximale de production des installations a été une fois de plus relevé par la CRE. Le contrat type proposé par le ministre en charge de l'énergie dispose en effet qu'au troisième mois de dépassement de cette capacité, le producteur doit notifier au préfet une nouvelle capacité maximale de production puis demander un avenant à son contrat d'achat auprès de son acheteur. L'augmentation de la capacité maximale de production a pour effet une baisse du tarif d'obligation d'achat applicable. La CRE constate que certains producteurs n'appliquent pas ces dispositions.

La quantité de gaz en dépassement et le coût d'achat associé ne sont pas comptabilisés dans le calcul des charges de service public.

Le nombre de contrats est en croissance (6 en 2014, 15 en 2015, 26 en 2016 et 44 en 2017, 74 en 2018, 119 en 2019). Ce nombre permet encore de procéder à une vérification individuelle des contrats. Toutefois, un effort important d'explication des règles de la comptabilité appropriée a été consenti par la CRE en raison de la croissance du nombre d'acheteurs (2 en 2014, 4 en 2015, 8 en 2016 et 2017, 13 en 2018, 16 en 2019).

Les quantités de gaz et les coûts d'achat retenus au titre de l'année 2019 sont présentés dans le Tableau 11.

Tableau 11 : Quantité de gaz et coûts d'achat retenus pour 2019

Janvier (GWh)	79,8
Février (GWh)	78,2
Mars (GWh)	91,5
Avril (GWh)	91,5
Mai (GWh)	96,6
Juin (GWh)	92,8
Juillet (GWh)	95,0
Août (GWh)	104,6
Septembre (GWh)	114,4
Octobre (GWh)	122,9
Novembre (GWh)	121,7
Décembre (GWh)	135,3
Quantité (GWh)	1224,1
Quantité 2018 (GWh)	708,8
Quantité 2017 (GWh)	404,0
Coût d'achat (M€)	126,5
Coût d'achat 2018 (M€)	72,5
Coût d'achat 2017 (M€)	40,5
Coût d'achat unitaire (€/MWh)	103,3
Coût d'achat unitaire 2018 (€/MWh)	102,2
Coût d'achat unitaire 2017 (€/MWh)	100,3

B.1.2 Coût évité

Le coût évité constaté est calculé en prenant comme référence de prix la moyenne mensuelle du prix sur le marché de gros du gaz naturel. Ils sont présentés dans le Tableau 12.

Tableau 12 : Prix de marché retenus

	Janv.	Févr.	Mars	Avril	Mai	Juin	Juillet	Août	Sept.	Oct.	Nov.	Déc.
Prix (€/MWh)	21,92	18,31	15,84	15,11	13,52	10,20	10,86	10,22	9,64	10,08	14,19	13,11

Le coût évité aux acheteurs pour les quantités de biométhane achetées est de **16,2 M€**.

B.1.3 Surcoûts d'achat

Les surcoûts d'achat de chaque acheteur sont calculés comme la différence entre les coûts d'achat de biométhane et les coûts évités liés aux quantités de gaz injecté. Les surcoûts d'achat constatés pour le biométhane injecté 2019 s'élèvent au total à **110,2 M€** (126,5 M€ - 16,2 M€).

B.2 Valorisation des garanties d'origine

Le I de l'article R. 121-31 précise que le montant des charges imputables à l'achat de biométhane injecté est « *réduit d'une part, fixée par arrêté du ministre chargé de l'énergie, du montant des valorisations financières des garanties d'origine* ». Cette part a été fixée à 75 % par arrêté du 23 novembre 2011¹⁴. Lorsque le biométhane est utilisé en tant que carburant, le fournisseur peut toutefois conserver la totalité de la valorisation financière des garanties d'origine.

Le montant des valorisations financières des garanties d'origine venant en déduction des charges de service public en 2019 s'élève à **2,5 M€**.

B.3 Bilan

Les charges constatées au titre de 2019 hors frais de gestion s'élèvent à **107,7 M€** en prenant en compte les éléments détaillés ci-dessus.

Les détails de l'évaluation des charges par opérateur sont indiqués dans le Tableau 13 et leur évolution par rapport aux coûts constatés au titre de 2018 dans le Tableau 14.

¹⁴ Arrêté du 23 novembre 2011 fixant la part du montant des valorisations financières des garanties d'origine (GO) venant en réduction des charges de service public portant sur l'achat de biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel donnant droit à compensation.

Tableau 13 : Charges constatées hors frais de gestion au titre de 2019

Opérateur	Volume acheté (kWh)	Coût d'achat (€)	Coût évité (€)	Surcoût d'achat (€)	Valorisation des garanties d'origine venant en déduction des charges (€)	Charges constatées au titre de 2019 (€)
ALSEN	14 635 885	1 765 207	193 853	1 571 354		1 571 354
ENDESA	18 532 298	2 178 316	253 449	1 924 866		1 924 866
ENERCOOP	6 670 952	825 073	87 842	737 232		737 232
ENGIE	616 888 633	63 303 520	8 230 380	55 073 141	1 857 051	53 216 090
ES	13 154 528	1 507 036	174 641	1 332 395	66 629	1 265 765
GAZ DE BORDEAUX	6 168 710	729 355	71 895	657 460	3 485	653 976
GAZ DE PARIS	109 412 758	10 922 360	1 416 302	9 506 058	3 676	9 502 382
GEG SE	19 842 575	1 906 341	271 021	1 635 320	23 630	1 611 690
PICOTY	4 963 285	453 978	62 077	391 901		391 901
PROVIRIDIS	5 191 176	714 734	62 166	652 567		652 567
REDEO ENERGIES	17 652 858	1 975 958	228 767	1 747 191	2 859	1 744 332
SAVE	172 576 334	18 831 729	2 243 135	16 588 594	171 982	16 416 612
SEGE - AIR LIQUIDE	91 968 881	8 677 494	1 238 565	7 438 929		7 438 929
SVD 17 - DALKIA	51 855 376	5 218 769	674 540	4 544 229	3 276	4 540 953
TERREAL	21 117 266	1 567 089	276 904	1 290 185		1 290 185
TOTAL DIRECT ENERGIE	53 495 421	5 875 626	723 058	5 152 568	375 777	4 776 791
TOTAL	1 224 126 936	126 452 583	16 208 593	110 243 990	2 508 365	107 735 625

Tableau 14 : Evolution des charges constatées hors frais de gestion au titre de 2019 par rapport aux charges constatées au titre de 2018

M€	Constaté 2019	Constaté 2018
Surcoûts d'achat constatés	110,2	56,0
Valorisation des GO	2,5	1,5
Charges	107,7	54,5

C. SOUTIEN EN ZNI

Les charges de service public dans les ZNI, en dehors des charges liées aux dispositifs sociaux (traitées à la section E.), 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 d'achat d'électricité supportés dans les territoires concernés par l'opérateur historique et mentionnés au 2° du I de l'article R. 121-28 du code de l'énergie ;
- aux surcoûts des ouvrages de stockage d'électricité pilotés par le gestionnaire du système électrique mentionnés au b) du 2° de l'article L. 121-7 du code de l'énergie ;
- aux coûts 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 à 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 2015¹⁵, la CRE a adopté la distinction suivante entre les projets de MDE :

- les projets d'infrastructures 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 constatées au titre des projets d'infrastructure visant la MDE pour l'année 2019.

Les modalités d'appréciation des surcoûts liés aux « petites » actions de MDE ont été définies dans la délibération du 2 février 2017¹⁶. 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 2019¹⁷. Depuis cette adoption, les coûts de développement des « petites » actions de MDE dans les ZNI supportés par les opérateurs historiques EDF SEI et EDM font l'objet d'un traitement à part entière alors que jusque-là ils étaient pris en compte pour le calcul de la compensation au travers des coûts commerciaux des opérateurs historiques.

Les modalités d'appréciation des surcoûts liés aux projets d'ouvrages de stockage d'électricité ont été définies dans la délibération du 30 mars 2017¹⁸. 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. Pour Mayotte, la CRE a délibéré le 17 octobre 2019 sur le niveau de compensation attribué à 2 projets de stockage. Aucun opérateur n'a déclaré de charges pour l'année 2019.

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

¹⁵ 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.

¹⁶ 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

¹⁷ Délibération de la CRE 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

¹⁸ Délibération de la CRE 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

La maquette budgétaire en cours de finalisation prévoit une unique action pour couvrir l'ensemble des charges de service public de l'énergie dans les ZNI, en dehors des charges liées aux dispositifs sociaux. Cette action est scindée en deux sous-actions distinctes : Transition énergétique et Mécanismes de solidarité. Les charges en ZNI se répartissent de la manière suivante entre ces deux sous-actions :

1. Transition énergétique :

- les surcoûts de production d'électricité supportés par l'opérateur historique pour l'électricité produite par les installations renouvelables qu'il exploite (installations hydrauliques notamment) ;
- les surcoûts d'achat d'électricité renouvelable supportés par l'opérateur historique ;
- les surcoûts des ouvrages de stockage d'électricité pilotés par le gestionnaire du système électrique ;
- les coûts supportés par les fournisseurs d'électricité en raison de la mise en œuvre d'actions de MDE portant sur les consommations d'électricité ;
- les coûts des études mentionnés au e) du 2° de l'article L. 121-7 du code de l'énergie.

2. Mécanismes de solidarité :

- les surcoûts de production d'électricité supportés par l'opérateur historique pour l'électricité produite par les installations qu'il exploite et qui fonctionnent à partir d'énergies fossiles ;
- les surcoûts d'achat d'électricité produite à partir d'énergies non renouvelable supportés par l'opérateur historique.

Les sections suivantes présentent les charges selon leur nature et non selon ces deux sous-actions. La ventilation entre ces deux sous-actions apparaît néanmoins en conclusion de chaque section.

C.1 Surcoûts de production dans les zones non interconnectées

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

Le 1° du I de l'article R. 121-28 du code de l'énergie précise que le montant des surcoûts de production d'électricité est égal, pour chaque ZNI, à la différence entre « *le coût de production normal et complet pour le type d'installation de production considéré dans cette zone* » et « *le prix qui résulterait de l'application à la quantité d'électricité considérée du tarif réglementé de vente, pour la part relative à la production* ».

Coûts de production

Les coûts de production à retenir doivent :

- tenir compte des éventuelles erreurs ou anomalies détectées lors du contrôle, de la qualité de la gestion du parc de production ainsi que des réserves émises par les commissaires aux comptes sur les montants déclarés ;
- n'être liés qu'aux seules particularités du parc de production inhérentes à la nature des ZNI.

Par ailleurs, il est nécessaire de diminuer ces coûts de certaines recettes non tarifaires perçues par les opérateurs, évaluées sur la base de leur déclaration.

En outre, une partie des clients bénéficient du tarif préférentiel d'achat d'électricité inférieur au tarif réglementé de vente qui peut être accordé aux clients agents actifs ou inactifs de l'opérateur et aux CCAS¹⁹. Ce tarif préférentiel correspond à un avantage en nature supporté par l'opérateur historique. En conséquence, la perte de recette afférente est assimilée pour lui à une charge. Ainsi, les coûts de production des opérateurs sont majorés à hauteur de la part de cette perte correspondant à l'octroi du tarif préférentiel au personnel actif et inactif de l'entité production.

Recettes de production

Les recettes de production issues des tarifs de vente dans les ZNI ne sont pas directement accessibles dans la comptabilité des opérateurs. Elles s'obtiennent en retranchant du chiffre d'affaires issu de la vente d'électricité aux tarifs de vente réglementés, celles liées à l'acheminement et à la gestion de la clientèle, puis en ajoutant les recettes liées à la vente des pertes et des services systèmes (les surcoûts dus à leur fourniture étant supportés par le gestionnaire de réseau).

¹⁹ Caisse Centrale d'Activités Sociales

En outre, les recettes totales déclarées par les opérateurs ne résultent pas de l'application stricte à la quantité d'électricité vendue dans chaque ZNI des tarifs réglementés de vente d'électricité. En effet, les recettes déclarées sont celles effectivement perçues par les opérateurs, dont une partie provient de la fourniture aux clients bénéficiant du tarif préférentiel mentionné *supra*. En conséquence, les recettes déclarées par les opérateurs doivent être majorées du chiffre d'affaires supplémentaire que les entreprises auraient perçu auprès de leurs clients bénéficiant de ce tarif préférentiel si ces derniers étaient assujettis aux tarifs réglementés de vente.

* * *

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

Quand cela s'avère nécessaire, les charges sont présentées selon la répartition entre les deux sous-actions Transition énergétique et Mécanismes de solidarité.

C.1.1 Surcoûts de production supportés par EDF au titre de 2019

C.1.1.1 Coûts de production

Coûts de production déclarés par EDF

Les coûts de production déclarés par EDF dans les ZNI s'élèvent, pour 2019, à 168,5 M€ pour la production renouvelable et 591,0 M€ pour la production à partir d'énergies fossiles, soit un total de 759,5 M€. La décomposition par grands postes de coûts est présentée dans le Tableau 15 et le Tableau 16.

Tableau 15 : Coûts de production renouvelable déclarés par EDF dans les ZNI au titre de 2019

M€	Nature de coûts déclarés <i>Transition Énergétique</i>	Corse	Guadeloupe	Guyane	Martinique	Réunion	SPM	Iles bretonnes	2019
Coûts fixes	Rémunération des capitaux	32,9	0,0	23,2	0,0	12,6	0,0	0,0	68,7
	Amortissements	8,3	0,0	8,1	0,0	6,1	0,0	0,0	22,5
	Impôts et taxes	9,2	0,0	16,7	0,0	11,7	0,0	0,0	37,6
	Frais de personnel	3,1	0,0	1,7	0,0	4,7	0,0	0,0	9,5
	Charges externes	2,5	0,0	3,1	0,0	1,6	0,0	0,0	7,3
	Frais de structure, de siège et prestations externes	3,7	0,0	2,5	0,0	15,8	0,0	0,0	22,0
Coûts variables	Combustibles	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Quotas de CO2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Autres achats	0,3	0,0	0,4	0,0	0,2	0,0	0,0	0,9
Coût total		60,1	0,0	55,6	0,0	52,8	0,0	0,0	168,5

Tableau 16 : Coûts de production à partir d'énergies fossiles déclarés par EDF dans les ZNI au titre de 2019

M€	Nature de coûts déclarés <i>Mécanismes de solidarité</i>	Corse	Guadeloupe	Guyane	Martinique	Réunion	SPM	Iles bretonnes	2019
Coûts fixes	Rémunération des capitaux	7,4	10,5	10,6	12,6	2,9	6,3	0,3	50,5
	Amortissements	8,2	12,2	15,9	12,3	2,8	3,0	0,5	54,9
	Impôts et taxes	2,2	11,1	15,3	6,4	1,8	0,0	0,0	37,0
	Frais de personnel	9,7	7,9	14,8	9,0	0,6	3,0	0,0	45,0
	Charges externes	15,1	12,4	14,7	14,7	3,4	0,8	1,2	62,5
	Frais de structure, de siège et prestations externes	9,9	13,3	12,1	10,7	0,7	0,2	0,0	47,0
Coûts variables	Combustibles	53,4	39,2	87,0	45,6	2,5	11,6	2,7	241,9
	Quotas de CO2	8,5	3,6	9,7	7,3	0,3	0,8	0,0	30,2
	Autres achats	5,5	2,3	6,8	6,3	0,0	1,1	0,0	22,2
Coût total		120,0	112,5	187,0	125,0	15,0	26,8	4,7	591,0

Dans le cadre de la troisième phase du plan national d'allocation des quotas d'émission de gaz à effet de serre (PNAQ3), EDF s'est vu exclu, à compter de l'exercice 2013 et jusqu'en 2020, des allocations gratuites des quotas d'émissions de gaz à effet de serre sur tous ses moyens de production thermiques insulaires. EDF a donc dû acquérir son déficit de quotas sur les marchés. En 2019, le déficit de quotas d'émission d'EDF s'élevait à environ 1,2 millions de tonnes. Pour la valorisation de ce volume, la CRE a retenu la moyenne des cotations observées sur le marché *ICE EUA Phase 3 Daily spot* du 1^{er} mars 2019 au 29 février 2020 qui s'élève à 25,20 €/tonne CO₂. Les coûts supportés par EDF au titre de l'acquisition des quotas viennent augmenter ses coûts de production.

Correctifs appliqués aux coûts de production

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

Le passage des ouragans Irma et Maria en septembre 2017 dans les îles du Nord (Saint Martin et Saint Barthélemy) a endommagé le système électrique de ces territoires. Afin de rétablir la production d'électricité et de réparer les actifs de production, EDF a engagé des frais à hauteur de 1,9 M€ en 2017 (1,4 M€ pour St Martin et 0,5 M€ pour St Barthélemy), à hauteur de 2,9 M€ en 2018 (2,3 M€ pour St Martin et 0,7 M€ pour St Barthélemy) et à hauteur de 2,6 M€ en 2019 (2,6 M€ pour St Martin et 0,05 M€ pour St Barthélemy). Ces charges pourront en grande partie, voire en totalité, être couvertes par les assurances au-delà de la franchise de 3,5 M€. En attendant de connaître parfaitement les coûts couverts par les assurances et les coûts restants à la charge d'EDF, la CRE, comme pour les charges constatées au titre de 2017 et 2018, ne retient pas dans les charges constatées au titre de 2019 le coût de 2,6 M€ lié aux réparations dans les îles du Nord.

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

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

Coûts du projet SACOI 3 en Corse

EDF porte le projet de renouvellement de la station de conversion de la liaison SACOI en Corse. En application de la délibération de la CRE du 21 février 2019²⁰, les coûts supportés par EDF et relatifs à la démolition et la reconstruction du poste source et à la démolition du poste de garde de l'ancienne centrale thermique, des bâtiments annexes et l'adaptation du réseau incendie du stockage fioul sont compensés dans la limite de plafonds fixés dans la délibération de la CRE. Ces travaux, débutés en 2018, devraient être effectués d'ici fin 2022. En 2019, EDF a supporté un coût total de 0,7 M€. Les plafonds fixés par la CRE pour ses travaux préliminaires au projet de renouvellement de la station SACOI n'ayant pas encore été atteints, la CRE retient le montant de **0,7 M€** dans les coûts de production d'EDF en ZNI au titre de 2019.

Recettes de production non tarifaires à retrancher des coûts de production

Les coûts de production déclarés par EDF doivent être diminués de **3,3 M€** correspondants aux recettes non tarifaires. La décomposition de ces recettes par territoires, déclarée par EDF et contrôlée par les commissaires aux comptes, est la suivante :

Corse	- 2,1 M€	Prestation dépotage à EDF PEI, location terrain, ventes de déchets, divers
Guadeloupe	- 0,1 M€	Divers
Martinique	- 0,6 M€	Location terrain, ventes de déchets, divers
Guyane	- 0,2 M€	Location terrain, divers
Réunion	- 0,2 M€	Divers
Saint-Pierre et Miquelon	- 0,01 M€	Location terrain

Coûts exclus liés à la gestion des moyens de production

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

L'analyse menée les années précédentes sur la qualité de cette gestion a été reconduite sur l'exercice 2019. L'analyse a permis de mettre en évidence des surcoûts directement imputables à la sous-disponibilité relative de certaines unités de production par rapport à des valeurs normatives de référence en Guyane et en Martinique. Ces surcoûts doivent être exclus des coûts de production.

En tenant compte de la mise à l'arrêt des groupes 1 et 8 de la centrale diesel de Dégrad des Cannes en Guyane et de la réduction de la puissance maximale admissible²¹ des moteurs restant, la disponibilité réelle des groupes diesel de la centrale en Guyane s'établit en moyenne sur l'année 2019 à 70,1 %. Ce faible taux de disponibilité – même après application des correctifs précédemment cités – s'explique par des incidents fortuits observés sur la centrale, par la poursuite des opérations de reprise des fissures sur le bâti des moteurs et de remplacement des tuyauteries, et par la nécessité de fabriquer des pièces de rechange sur mesure ce qui rallonge les délais d'approvisionnement. Le coût à exclure est évalué pour la Guyane en 2019 à **2,5 M€**.

²⁰ Délibération de la CRE du 21 février 2019 portant décision sur la compensation des charges engagées par la société EDF (centre EDF en Corse) dans le cadre du projet de renouvellement de la station de conversion de la liaison SACOI

²¹ Pour diminuer les contraintes sur les équipements, et ce dans le but de maintenir en fonctionnement les moteurs de la centrale, EDF SEI a réduit la puissance maximale admissible à 6,1 MW, correspondant à 80 % de la Pmax initiale des moteurs.

En tenant compte de la réduction de puissance d'un des deux moteurs de la centrale diesel de Pointe des Carrières en Martinique à partir de juillet 2019²², la disponibilité réelle des groupes diesel de la centrale en Martinique s'établit en moyenne sur l'année 2019 à 76,0 %. Ce taux relativement faible s'explique par des avaries exceptionnelles et un programme de maintenance conséquent. Le coût à excludure est évalué pour la Martinique en 2019 à **1,5 M€**.

Coûts supplémentaires liés à l'application du tarif agent aux effectifs de l'entité production

Les frais de personnel déclarés par EDF doivent être majorés de l'avantage en nature que constitue l'application dans les ZNI du tarif préférentiel aux effectifs de l'entité production d'EDF. Le montant correspondant est évalué, pour 2019 à **3,5 M€**.

Coûts et recettes liés aux certificats d'économie d'énergie

Jusqu'au 31 décembre 2018, les coûts de mise en œuvre des actions de MDE dans les ZNI supportés par EDF étaient pris en compte dans les coûts de commercialisation de celui-ci et par conséquent inclus dans les surcoûts de production qu'il supporte. Le travail effectué par les comités MDE, EDF et la CRE permet à présent de présenter les coûts de MDE de manière distincte des surcoûts de production. C'est l'objet de la section C.4.

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. La réalisation d'actions de MDE en ZNI permet au fournisseur historique, EDF SEI, d'obtenir des CEE. Les CEE générés par ces actions, en participant à l'obligation d'EDF SEI, permettent donc d'éviter des charges de SPE qui auraient été engendrées par l'acquisition de CEE.

Dans le cas où les CEE générés sont en excès par rapport à l'obligation d'EDF SEI ou dans le cas où EDF SEI serait en déficit de CEE, les recettes liées à la vente de CEE ou les coûts liés à l'achat de CEE sont comptabilisés dans les surcoûts de production du fournisseur historique, l'obligation CEE de celui-ci relevant en effet de la régulation de cet opérateur et non de la mise en œuvre des cadres de compensation de MDE. Des règles encadrant la vente et l'achat de CEE par EDF SEI ont été définies par la CRE. L'application de ces règles à l'année 2019 a conduit EDF SEI à ne vendre ni acheter de CEE. Par conséquent, aucune recette ni aucun coût lié aux CEE n'est comptabilisé dans les coûts de production d'EDF en ZNI au titre de 2019.

Coûts de production retenus à la compensation

En considérant les coûts non retenus et les coûts supplémentaires décrits *supra*, la CRE retient un montant de coûts de production supportés par EDF dans les ZNI en 2019 de **753,7 M€** (759,5 M€ - 2,6 M€ + 0,7 M€ - 3,3 M€ - 4,0 M€ + 3,5 M€ + 0,0 M€). Ce montant se répartit en **169,1 M€** de coûts de production renouvelable et **584,6 M€** de coûts de production à partir d'énergies fossiles. La décomposition par grands postes de coûts est donnée dans le Tableau 17 et le Tableau 18.

Tableau 17 : Coûts de production renouvelable retenus par la CRE pour EDF dans les ZNI en 2019

M€	Nature de coûts retenus <i>Transition Énergétique</i>	Corse	Guadeloupe	Guyane	Martinique	Réunion	SPM	Iles bretonnes	2019
Coûts fixes	Rémunération des capitaux	32,9	0,0	23,2	0,0	12,6	0,0	0,0	68,7
	Amortissements	8,3	0,0	8,1	0,0	6,1	0,0	0,0	22,5
	Impôts et taxes	9,2	0,0	16,7	0,0	11,7	0,0	0,0	37,6
	Frais de personnel	3,3	0,0	1,8	0,0	5,2	0,0	0,0	10,3
	Charges externes	2,5	0,0	3,0	0,0	1,5	0,0	0,0	7,1
	Frais de structure, de siège et prestations externes	3,7	0,0	2,5	0,0	15,9	0,0	0,0	22,0
Coûts variables	Combustibles	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Quotas de CO2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Autres achats	0,3	0,0	0,4	0,0	0,2	0,0	0,0	0,9
Coût total		60,2	0,0	55,6	0,0	53,3	0,0	0,0	169,1

Tableau 18 : Coûts de production à partir d'énergies fossiles retenus par la CRE pour EDF dans les ZNI en 2019

M€	Nature de coûts retenus <i>Mécanismes de solidarité</i>	Corse	Guadeloupe	Guyane	Martinique	Réunion	SPM	Iles bretonnes	2019
Coûts fixes	Rémunération des capitaux	7,4	10,5	10,6	12,6	2,9	6,3	0,3	50,5
	Amortissements	8,2	12,2	15,9	12,3	2,8	3,0	0,5	54,9
	Impôts et taxes	2,2	11,1	15,3	6,4	1,8	0,0	0,0	37,0
	Frais de personnel	10,3	8,4	15,6	9,4	0,6	3,2	0,0	47,5
	Charges externes	14,0	9,7	14,6	14,6	3,4	0,8	1,2	58,3
	Frais de structure, de siège et prestations externes	9,8	13,3	12,1	10,7	0,7	0,2	0,0	46,9
Coûts variables	Combustibles	53,2	39,2	84,5	44,1	2,5	11,6	2,7	237,7
	Quotas de CO2	8,5	3,6	9,7	7,3	0,3	0,8	0,0	30,2
	Autres achats	5,6	2,3	6,8	5,9	-0,2	1,1	0,0	21,6
Coût total		119,2	110,3	185,1	123,3	14,9	27,1	4,7	584,6

Le Tableau 19 présente l'évolution de ces coûts par rapport aux coûts constatés au titre de 2018.

²² Cette réduction de la puissance minimale et de la puissance maximale d'un des deux moteurs de la centrale de Pointe des Carrières en 2019 est liée à la mise en place du projet de flexibilité à Pointe des Carrières visant à réduire la puissance des moteurs pour faciliter l'intégration des EnR tout en garantissant l'inertie du système. Le second moteur subira les mêmes travaux au cours de l'année 2020.

Tableau 19 : Évolution des coûts de production d'EDF dans les ZNI constatés au titre de 2019 par rapport aux coûts constatés au titre de 2018

M€	Nature de coûts retenus	2019	Rappel 2018 ⁽¹⁾	Evolution	
				en M€	en %
Coûts fixes	Rémunération des capitaux	119,2	122,3	-3,1	-3%
	Amortissements	77,4	72,3	5,0	7%
	Impôts et taxes	74,5	70,9	3,7	5%
	Frais de personnel, charges externes et autres achats	145,9	142,0	3,9	3%
	Frais de structure, de siège et prestations externes	68,9	66,4	2,5	4%
Coûts variables	Combustibles	237,7	187,7	50,0	27%
	Quotas de CO2	30,2	20,1	10,1	50%
Coût total		753,7	681,6	72,1	11%

⁽¹⁾ Coûts tenant compte des rectifications effectuées sur l'exercice 2018 - cf. annexe 4 relative aux reliquats

Les coûts de production d'EDF dans les ZNI sont en hausse entre 2018 et 2019 (+ 11 %). Cette augmentation s'explique principalement par la hausse du coût d'achat des combustibles et des quotas de CO₂.

Le coût d'achat de combustible pour EDF dans les ZNI au titre d'une année résulte de deux paramètres : l'achat réel du combustible sur le marché l'année en question, et le dénouement des swaps²³.

En 2019, hors mécanisme de couverture financier, le coût d'achat des combustibles sur le marché pour EDF connaît une hausse d'environ 21,8 % par rapport à 2018 en raison d'un effet prix et d'un effet volume. Concernant l'effet prix défavorable, bien qu'une baisse des cours des matières premières ait été enregistrée, une baisse plus importante du cours de l'euro a été observée. L'effet volume s'explique par la plus forte sollicitation des centrales thermiques d'EDF notamment en Corse et en Guyane. En effet dans ces deux territoires, l'année 2019 a été marquée par une faible hydraulité imposant un recours plus important à tous les moyens de production thermique dont les centrales diesel et les TAC d'EDF SEI (l'écart est d'autant plus marqué que l'hydraulité de l'année 2018 avait été exceptionnelle). Cette hausse de la production thermique d'EDF dans ces deux territoires a été partiellement compensée par une baisse de la production de la centrale de Pointe des Carrières en Martinique en raison de plusieurs avaries.

Concernant, le mécanisme de couverture de l'achat des combustibles, le dénouement des swaps est négatif pour EDF SEI en 2019 (- 18,9 M€) car les prix de marché en 2019 sont supérieurs aux prix d'achat garantis par la couverture mise en place par EDF en 2018. De la même manière, le dénouement des swaps était aussi négatif en 2018 (- 23,3 M€).

Les charges résultant de l'acquisition des quotas d'émission de gaz à effet de serre sont également en augmentation (+ 50 %) en raison de la hausse des prix des quotas (25,20 €/tonne CO₂ en 2019 contre 18,07 €/tonne CO₂ en 2018) et de la hausse globale de la production thermique d'EDF dans les ZNI.

Le poste des dotations aux amortissements est également en augmentation entre 2018 et 2019 (+ 7 %). Cela s'explique par la mise en place à partir de 2019 d'amortissements accélérés sur la centrale de Dégrad des Cannes en Guyane afin d'obtenir comptablement une VNC de l'actif nulle fin 2023, date prévisionnelle de mise à l'arrêt de cette centrale.

Enfin, le poste des impôts et taxes est également en hausse (+ 5 %). La principale raison de cette hausse est une augmentation du taux de la taxe spéciale sur la consommation (TSC) de fioul léger en Guyane. Dans les territoires d'outre-mer, la TSC s'applique sur la consommation de carburants en lieu et place de la taxe intérieure de consommation sur les produits énergétiques (TICPE) en vigueur en métropole et en Corse. Le taux de la TSC, selon le carburant et l'usage, est fixé dans chaque territoire par le conseil régional, et à Mayotte, par le conseil général. En application de l'article 266 quater du code des douanes, pour le gazole utilisé comme carburant pour l'alimentation des moteurs fixes, le taux de la TSC ne peut pas excéder le taux visé au tableau B annexé au 1 de l'article 265 applicable au gazole identifié à l'indice 20. En 2006, le conseil régional de la Guyane²⁴ a fixé le taux de la TSC applicable au gazole alimentant les moteurs fixes à 5,66 € par hectolitre. Ce taux n'a pas été révisé jusqu'au 1^{er} août 2018, date à partir duquel le taux est désormais de 18,82 € par hectolitre à la suite de l'entrée en vigueur d'une délibération de l'assemblée territoriale de cette collectivité²⁵. Cette hausse, bien que réalisée conformément aux dispositions de l'article 265 du code des douanes, engendre une augmentation significative des coûts d'impôts et taxes d'EDF en Guyane. En effet, alors que le versement par EDF aux douanes au titre de la TSC sur le fioul léger consommé par EDF dans ses centrales n'était que de 3,5 M€ en 2018, il est de 13,2 M€ en 2019.

Sur ce dernier point, la CRE souhaite attirer l'attention des pouvoirs publics, notamment du ministère de l'Action et des Comptes publics. En effet, le produit issu de la TSC revient en totalité aux collectivités locales des territoires concernés. Il est réparti par le conseil régional entre les budgets de la région, des départements et des communes.

²³ Mécanisme financier de couverture des achats de combustible

²⁴ Délibération n° AP/06.03-1 du conseil régional de Guyane en date du 14 février 2006 modifiant la délibération n° AP/05.59 en date du 22 novembre 2005 relative à l'adoption d'un taux réduit de la Taxe Spéciale de Consommation (TSC) sur le gazole destiné à l'alimentation des moteurs fixes

²⁵ Délibération n° AP-2018-27 – Modification du taux réduit de la taxe spéciale de consommation (TSC) sur le gazole destiné à l'alimentation des moteurs fixes à compter du 1^{er} août 2018

Puisque les charges de SPE compensent les surcoûts de production dans les ZNI et que la TSC est aujourd'hui incluse dans les coûts de production, la totalité de la TSC facturée sur des carburants utilisés pour la production d'électricité est financée par le budget de l'Etat. Dès lors la question de la rémanence de cette taxe dans les TRV ou celle de l'exonération des combustibles à destination des centrales de production d'électricité se pose.

C.1.1.2 Recettes de production

Chiffre d'affaires

Le chiffre d'affaires déclaré par EDF en 2019 dans les ZNI est de 973,4 M€. Ce montant est net de la rémanence d'octroi de mer et net de la contribution tarifaire acheminement (CTA) instaurée par la loi du 9 août 2004.

Par ailleurs, ce montant doit être majoré des recettes supplémentaires qu'EDF aurait obtenues auprès des clients bénéficiant du tarif préférentiel²⁶ si ces derniers étaient assujettis aux tarifs réglementés de vente. En appliquant les tarifs réglementés de vente à la structure de consommation de la clientèle au tarif préférentiel de chaque ZNI, on obtient les recettes qu'EDF aurait théoriquement perçues en 2019 auprès de cette clientèle. En comparant ces recettes théoriques à celles effectivement obtenues par l'entreprise, on en déduit le supplément de recettes à considérer pour le calcul des recettes de production. Pour 2019, ce supplément est évalué à 9,9 M€.

Au final, le chiffre d'affaires 2019 à retenir au titre des recettes d'EDF issues des tarifs réglementés de vente dans les ZNI est donc de **983,3 M€** (973,4 M€ + 9,9 M€).

Recettes de distribution

Pour 2019, EDF a déclaré pour les ZNI un montant de recettes de distribution de **378,2 M€**, en hausse de 5 % par rapport à celui déclaré au titre de 2018 (359,7 M€). La CRE retient les recettes de distribution déclarées par EDF.

Recettes de gestion de la clientèle

Les recettes de gestion de la clientèle perçues par EDF dans les ZNI peuvent s'établir à partir de celles perçues par le gestionnaire de réseaux en application du TURPE, en tenant compte de la règle de répartition²⁷ fixée entre le fournisseur et le gestionnaire de réseaux dans le cadre de l'établissement de ce tarif.

Aucun client n'ayant exercé son éligibilité dans les ZNI, la composante annuelle de gestion, prévue dans le tarif d'acheminement et servant de référence à l'établissement des recettes de gestion clientèle du gestionnaire de réseaux, est celle des clients ne disposant pas d'un contrat d'accès au réseau distinct de leur contrat de fourniture. Pour le calcul des recettes de gestion de la clientèle, le montant moyen de la rémunération du fournisseur au titre de la gestion des clients en contrat unique est retranché de la composante annuelle de gestion. La composante retenue se présente comme suit :

	Du 1 ^{er} janvier 2019 au 1 ^{er} août 2019 (hors terme Rf ²⁸)	A partir du 1 ^{er} août 2019 (hors terme Rf ²⁸)
BT ≤ 36 kVA	7,4 €/client/an	7,6 €/client/an
BT > 36 kVA	99,8 €/client/an	102,8 €/client/an
HTA	199,6 €/client/an	205,7 €/client/an

Compte tenu de la règle de répartition des coûts de gestion de la clientèle applicable entre fourniture et acheminement, les recettes de gestion de la clientèle perçues par EDF dans les ZNI en 2019 s'élèvent à **40,2 M€**.

L'utilisation de cette règle de répartition est aujourd'hui remise en question par les faits que (i) EDF SEI est désormais en mesure d'identifier précisément les coûts de gestion clientèle qu'il supporte et que (ii) les principes relatifs au commissionnement établis en 2018 peuvent modifier la répartition entre fourniture et acheminement. La méthode de calcul des recettes de gestion de la clientèle doit donc être réexaminée. Les conclusions de ces travaux pourront éventuellement conduire à une réévaluation des recettes de gestion de la clientèle au titre de 2019.

²⁶ Tous les clients qui bénéficient du tarif préférentiel dans les ZNI, et non pas uniquement les agents d'EDF affectés à la production, sont ici pris en compte.

²⁷ Répartition des coûts de gestion de la clientèle « fournisseur 80 % / gestionnaire de réseaux 20 % ».

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

Recettes de production retenues

Les recettes de production dans les ZNI s'élèvent en 2019 à **230,2 M€** dont **97,5 M€** est affecté à la production renouvelable et **132,6 M€** à la production à partir d'énergies fossiles. Elles sont calculées comme indiqué dans le Tableau 20. La ventilation des recettes entre la production renouvelable et la production à partir d'énergies fossiles est effectuée au prorata des volumes d'électricité injectés.

Tableau 20 : Recettes de production constatées pour EDF dans les ZNI en 2019

M€	Corse	Guadeloupe	Guyane	Martinique	Réunion	SPM	Iles bretonnes	2019
Chiffre d'affaires issu de la fourniture d'électricité ⁽¹⁾	214,5	201,3	87,8	159,9	313,1	5,5	1,2	983,3
Recettes réseau	92,0	78,0	30,4	59,4	115,8	2,0	0,5	378,2
Recettes gestion de la clientèle	9,0	8,1	2,5	6,9	13,4	0,1	0,1	40,2
Recettes brutes de production⁽²⁾	113,5	115,1	54,8	93,6	183,9	3,3	0,6	564,9
Part des recettes à considérer ⁽³⁾	39,3	15,1	43,8	24,6	25,6	3,3	0,6	152,2
Recettes de production totales⁽⁴⁾	58,1	34,6	51,9	35,5	45,9	3,6	0,6	230,2
Recettes de production - Transition Energétique	26,0	0,0	26,8	0,0	44,7	0,0	0,0	97,5
Recettes de production - Mécanisme de solidarités	32,1	34,6	25,1	35,5	1,2	3,6	0,6	132,6
Part production du tarif de vente ⁽⁵⁾ (€/MWh)	57,53	67,60	66,80	69,07	67,73	68,40	59,31	---

⁽¹⁾ Le chiffre d'affaires indiqué correspond au chiffre d'affaires total issu de la vente d'électricité aux tarifs réglementés (y compris aux agents), hors taxe, hors rémanence de l'octroi de mer et hors CTA.

⁽²⁾ Les recettes brutes de production s'obtiennent en minorant les recettes totales des recettes réseau et de la part des recettes de gestion de la clientèle affectée à l'activité de fourniture (les recettes brutes de production incluent les recettes de commercialisation).

⁽³⁾ Les recettes brutes de production doivent être diminuées de la part des recettes issues de la vente des kWh produits dans le cadre des contrats d'achat, traités à la section C.2 et à la section C.3.

⁽⁴⁾ incluant les recettes correspondant à la vente de services systèmes et la compensation des pertes.

⁽⁵⁾ la part production du tarif de vente est utilisée pour évaluer les surcoûts dus aux contrats d'achat en ZNI (cf. section C.2 et section C.3).

C.1.1.3 Surcoûts de production

Les coûts et les recettes de production retenus par la CRE pour EDF SEI s'élevant respectivement à 753,7 M€ et 230,2 M€, le montant définitif des surcoûts de production constatés dans les ZNI pour EDF au titre de l'année 2019 s'élève à **523,6 M€** et se décompose en **71,6 M€** de surcoûts de production renouvelable et **452,0 M€** de surcoûts de production à partir d'énergies fossiles. La décomposition de ces surcoûts par zone est présentée dans le Tableau 21 et le Tableau 22.

Tableau 21 : Surcoûts de production renouvelable d'EDF dans les ZNI en 2019

Transition Energétique M€	Corse	Guadeloupe	Guyane	Martinique	Réunion	SPM	Iles bretonnes	2019
Coûts de production	60,2	0,0	55,6	0,0	53,3	0,0	0,0	169,1
Recettes de production	26,0	0,0	26,8	0,0	44,7	0,0	0,0	97,5
Surcoûts de production	34,2	0,0	28,8	0,0	8,6	0,0	0,0	71,6

Tableau 22 : Surcoûts de production à partir d'énergies fossiles d'EDF dans les ZNI en 2019

Mécanismes de solidarité M€	Corse	Guadeloupe	Guyane	Martinique	Réunion	SPM	Iles bretonnes	2019
Coûts de production	119,2	110,3	185,1	123,3	14,9	27,1	4,7	584,6
Recettes de production	32,1	34,6	25,1	35,5	1,2	3,6	0,6	132,6
Surcoûts de production	87,1	75,8	160,0	87,8	13,7	23,5	4,1	452,0

La comparaison du total des surcoûts de production au titre de 2019 avec celui au titre de 2018 est présentée dans le Tableau 23.

Tableau 23 : Comparaison des surcoûts de production supportés par EDF dans les ZNI au titre de 2019 et au titre de 2018

Total M€	Corse	Guadeloupe	Martinique	Guyane	Réunion	SPM	Iles bretonnes	2019	Rappel 2018 ⁽¹⁾	Evolution	
										en M€	en %
Coût de production	179,4	110,3	240,7	123,3	68,2	27,1	4,7	753,7	681,6	72,1	11%
Recettes de production	58,1	34,6	51,9	35,5	45,9	3,6	0,6	230,2	232,5	-2,4	-1%
Surcoûts (M€)	121,3	75,8	188,8	87,8	22,3	23,5	4,1	523,6	449,1	74,5	17%

⁽¹⁾ Coûts et recettes tenant compte des rectifications effectuées sur l'exercice 2018 - cf. annexe 4 relative aux reliquats

C.1.2 Surcoûts de production supportés par EDM au titre de 2019

C.1.2.1 Coûts de production

Coûts de production déclarés par EDM

Les coûts de production déclarés par EDM, diminués des recettes non tarifaires, s'élèvent, pour 2019, à **126,8 M€**. La décomposition par grands postes de coûts est présentée dans le Tableau 24.

Tableau 24 : Coûts de production déclarés par EDM au titre de 2019

M€	Nature de coûts déclarés	2019	Rappel 2018 ⁽¹⁾	Evolution 2018-2019	
				en M€	en %
Coûts variables	Achats de combustibles hors taxes	76,7	61,6	15,1	24%
	Personnel, charges externes et autres achats	25,2	24,2	1,0	4%
	Impôts et taxes	0,7	0,8	-0,1	-11%
	Coûts d'acquisition des quotas de gaz à effet de serre	5,6	3,5	2,0	58%
Coûts fixes	Rémunération des capitaux	12,1	12,3	-0,2	-1%
	Amortissements	6,0	4,7	1,4	30%
	Frais de structure, de siège et prestations externes	0,7	0,6	0,1	8%
Coût total		126,8	107,6	19,3	17,9%

⁽¹⁾ Coûts tenant compte des rectifications effectuées sur l'exercice 2018 - cf. annexe 4 relative aux reliquats

Les coûts de production déclarés par EDM sont en nette hausse par rapport à ceux de 2018 (+ 17,9 %, soit + 19,3 M€). Cette augmentation s'explique principalement par la hausse du coût d'achat des combustibles et des quotas de CO₂.

La hausse du coût d'achat du combustible (+ 15,1 M€) s'explique par les facteurs suivants :

- une hausse du prix de marché des matières premières ;
- le mécanisme de couverture des achats de carburant effectuée par EDM en 2019, qui s'est dénoué en défaveur d'EDM (+ 3,2 M€). En 2018, en revanche, le dénouement des swaps était favorable à EDM (- 7,4 M€), ce qui renforce l'écart entre 2018 et 2019 ;
- L'augmentation de la production thermique d'EDM (+ 7,7 %) en lien avec la reprise de la croissance de la consommation en 2019 (+ 6,8 %). Les mouvements sociaux qui ont bloqués l'île au premier trimestre 2018 et les conditions climatiques favorables avaient conduit à une hausse modérée de la consommation en 2018 (+ 1,2 % entre 2017 et 2018).

Les charges résultant de l'acquisition des quotas d'émission de gaz à effet de serre sont également en augmentation (+ 58 %) en raison de l'augmentation du prix de référence des quotas qui s'établit à environ 24,6 €/tonne CO₂ en 2019 (contre 16,8 €/tonne CO₂ en 2018) et de la hausse globale de la production thermique d'EDM.

Le poste des dotations aux amortissements est également en augmentation en 2019 (+ 30 %). Cette hausse résulte toutefois du faible niveau de ce poste en 2018, du fait du versement d'indemnité d'assurance pour un sinistre sur l'un des moteurs.

Dans une moindre mesure, les charges de personnel, charges externes et autres achats sont en hausse (+ 4 %) résultant principalement d'un renforcement des équipes avec notamment l'achèvement de la mise en place de postes de chef de quart initiée en 2018 dû à des impératifs de sécurité et à la création d'une cellule Ingénierie.

Gestion des moyens de production

L'analyse menée par la CRE les années précédentes sur la conformité de la gestion des moyens de production aux règles de préséance économique a été reconduite sur l'exercice 2019. La CRE s'est assurée que les coûts d'exploitation des unités de production déclarés étaient bien liés aux seules particularités du parc de production inhérentes à la nature insulaire de Mayotte, et non à une éventuelle mauvaise gestion de la production.

En 2019, le taux de disponibilité moyen des installations de production d'EDM s'est élevé à 88 %, en hausse par rapport à 2018 (86,3 %), année qui présentait une disponibilité particulièrement faible. Cette faible disponibilité était liée d'une part par un nombre important de visites majeures sur les moteurs, accentué par des retards en début d'année liés au mouvement sociaux rendant inaccessibles les centrales et par des problèmes sur un des moteurs de la centrale des Badamiers d'autre part (à la suite d'une maintenance effectuée par un prestataire). A noter que la disponibilité de Badamiers II reste faible sur 2019 du fait de nouvelles difficultés sur ce moteur, compensée par une très bonne disponibilité de la centrale de Longoni.

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

Coûts de production éligibles à compensation

Les coûts de production pris en compte pour l'évaluation de la compensation au titre de l'année 2019 s'élèvent à **126,8 M€**.

C.1.2.2 Recettes de production

Chiffre d'affaires

Le chiffre d'affaires déclaré par EDM en 2019 s'élève à 37,4 M€. Ce montant doit être majoré des recettes supplémentaires qu'EDM aurait obtenues auprès des clients bénéficiant du « tarif agent » si ces derniers étaient assujettis aux tarifs réglementés de vente (cf. section C.1). En appliquant les tarifs réglementés de vente à la structure de consommation de la clientèle au « tarif agent », on obtient les recettes qu'EDM aurait théoriquement perçues en 2019 auprès de cette clientèle. En comparant ces recettes théoriques à celles effectivement obtenues par l'entreprise, on en déduit le supplément de recettes à considérer pour le calcul des recettes de production. Pour 2019, ce supplément est évalué à 0,2 M€.

Au final, le chiffre d'affaires 2019 à retenir au titre des recettes d'EDM issues des tarifs réglementés de vente est donc de **37,6 M€** (37,4 M€ + 0,2 M€).

Recettes de distribution

Les recettes d'acheminement déterminées par application du TURPE s'élèvent en 2019 à **15,0 M€**, contre **13,4 M€** en 2018.

Recettes de gestion de la clientèle

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

Pour 2019, ces recettes sont évaluées à **1,9 M€** contre **1,4 M€** pour 2018.

De la même façon que pour d'EDF SEI, la méthode de calcul des recettes de gestion de la clientèle devra être réexaminée. Les conclusions de ces travaux pourront éventuellement conduire à une réévaluation des recettes de gestion de la clientèle au titre de 2019.

Recettes de production retenues

Les recettes de production, incluant celles provenant de la vente des pertes et des services systèmes, sont en hausse en 2019 et s'élèvent à **21,8 M€**, contre **19,3 M€** pour 2018 (cf. Tableau 25). Cette évolution provient principalement d'une augmentation du chiffre d'affaires en lien avec la hausse de la consommation (+ 6,8 % par rapport à l'année 2018) et l'augmentation conséquente des tarifs réglementés de vente aux mois de juin et août 2019.

Tableau 25 : Recettes de production constatées pour EDM en 2019

en M€	2019
(+) Chiffre d'affaires issu de la fourniture d'électricité	37,4
(+) Chiffre d'affaires théorique lié aux agents EDM	0,2
Chiffre d'affaires total à considérer	37,6
(-) Recettes de distribution	15,0
(-) Recettes de gestion clientèle	1,9
(+) Recettes de vente pertes et services systèmes	2,2
Recettes brutes de production	22,9
Recettes de production totales ⁽¹⁾	21,8
Part production du tarif de vente (€/MWh)	62,56

⁽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 C.2.2

C.1.2.3 Surcoûts de production

Les coûts et recettes de production d'EDM retenus par la CRE étant respectivement de 126,8 M€ et 21,8 M€, le montant définitif des surcoûts de production d'EDM au titre de l'année 2019 s'élève à **105,0 M€** (126,8 M€ - 21,8 M€). EDM ne disposant, en propre, que de moyens de production thermiques, ce surcoût relève en totalité de la sous-action budgétaire « Mécanismes de solidarité ».

C.1.3 Surcoûts de production et d'achat supportés par EEWf au titre de 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 EEWf 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 EEWf, et ce jusqu'en 2020. Ainsi, la différence entre les coûts et les recettes d'EEWF relatifs aux activités électriques correspond aux surcoûts de production et d'achat supportés par EEWf du fait de la péréquation tarifaire. Néanmoins la variation des coûts d'utilisation des réseaux supportés par EEWf 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 pour l'année 2019, les prix de l'énergie restent fixés par le cahier des charges de concession, et ce jusqu'au 1^{er} janvier 2020. Par conséquent, le calcul des charges de service public de l'énergie supportées par EEWf se limite aux kWh péréqués, qui représentent en moyenne 42,3 % du volume d'électricité vendu en 2019 (en 2018, ils représentaient en moyenne 36,4 % de la consommation).

C.1.3.1 Coûts supportés

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

Les coûts constatés s'élèvent, pour 2019, à **4,73 M€**, dont 47 % au titre des combustibles (2,22 M€). La décomposition par grands postes de coût est présentée dans le Tableau 26.

Tableau 26 : Coûts déclarés par EEWf au titre de 2019 au niveau du périmètre péréqué

M€	Nature de coûts déclarés	2019	Part dans le total (en %)	Rappel 2018
Coûts variables	Achats de combustibles hors taxes	2,22	47%	1,69
	Personnel, charges externes et autres achats	1,81	38%	1,25
	Coûts de commercialisation	-	-	-
	Coûts d'acquisition des quotas de gaz à effet de serre	-	-	-
Coûts fixes	Rémunération des capitaux	0,12	3%	0,10
	Amortissements	0,33	7%	0,36
	Fonctions support	0,24	5%	0,45
Coût total hors achat d'énergie		4,72	100%	3,85
Coût achat d'énergie		0,01	0,2%	0,01
Coût total		4,73	100%	3,85

Évolution par rapport aux coûts constatés au titre de 2018

Les principaux facteurs d'augmentation des différents postes de coûts par rapport à l'année 2018 sont les suivants :

- La hausse du coût du combustible, de 14 % en 2019 par rapport à 2018 (hausse du coût total du combustible avant application des coefficients de péréquation). Cette hausse résulte d'une augmentation du prix unitaire du combustible - dont le prix est administré - de 6 %, et d'une augmentation de la production thermique liée à la croissance de la consommation d'électricité (+ 5,3 % en 2019).

- L'élargissement de l'assiette de kWh péréqués au cours de l'année 2019 (qui passe de 36,4 % en 2018 à 42,3 % en moyenne sur l'année 2019) ;

C.1.3.2 Recettes

En 2019, EEWf n'a pas répercuté les évolutions tarifaires des mois de juin et août 2019 à ses clients. Ces évolutions ayant conduit à des hausses significatives des tarifs réglementés de vente, leur non application conduit à minorer les recettes d'EEWF et par conséquent les surcoûts de production.

Par conséquent, la CRE a retenu dans les recettes constatées au titre de 2019, le montant des recettes théoriques correspondant à la bonne répercussion des TRV.

Les recettes retenues correspondant au périmètre péréqué s'élèvent ainsi à **1,2 M€** au titre de l'année 2019 (contre 0,96 M€ en 2018).

C.1.3.3 Surcoûts de production

Les coûts et les recettes prévisionnels retenus par la CRE s'élevant respectivement à 4,73 M€ et 1,2 M€, le montant des surcoûts de production et d'achat d'énergie prévisionnels au titre de l'année 2019 s'élève à **3,53 M€** pour EEWf (contre 2,89 M€ en 2018). Dans le contexte de mise en place de la péréquation tarifaire, les surcoûts de production ont été totalement intégrés dans la sous-action budgétaire « Mécanisme de solidarité ».

c.2 Surcoûts liés aux contrats d'achat d'électricité dans les zones non interconnectées

C.2.1 Surcoûts d'achat d'électricité supportés par EDF dans les ZNI au titre de 2019

C.2.1.1 Coûts liés aux contrats d'achat d'électricité

La CRE a retenu, au titre des contrats d'achat en ZNI, l'intégralité des quantités d'électricité et coûts d'achat transmis par EDF.

Les montants retenus au titre des contrats d'achat 2019 en ZNI sont présentés dans le Tableau 27.

Tableau 27 : Quantités d'électricité et coûts d'achat retenus pour EDF dans les ZNI pour 2019

	Corse		Guadeloupe		Martinique		Guyane		Réunion		SPM		Îles Bretonnes		Total		Rappel 2018*		Rappel 2017*	
	GWh	M€	GWh	M€	GWh	M€	GWh	M€	GWh	M€	GWh	M€	GWh	M€	GWh	M€	GWh	M€	GWh	M€
Interconnexion	713,6	41,6	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	713,6	41,6	615,4	42,5	679,7	37,2
Bagasse/Charbon	---	---	435,5	121,9	---	---	---	---	1 329,7	267,9	---	---	---	---	1 765,3	389,8	1 762,5	364,9	1 946,8	334,1
Thermique	524,5	160,6	977,0	244,3	751,9	219,5	110,7	27,1	1 001,4	249,2	---	---	---	---	3 365,5	900,7	3 051,1	807,8	3 321,6	780,1
Hydrogène	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Eolien	---	---	45,6	6,9	46,0	9,9	---	---	12,0	1,5	---	---	---	---	103,7	18,3	84,2	9,4	88,4	9,8
Hydraulique	43,1	3,2	44,1	6,5	---	---	19,6	2,2	4,7	0,4	---	---	---	---	111,5	12,2	138,2	14,4	100,3	9,8
Incinération	---	---	---	---	9,3	0,5	---	---	---	---	---	---	---	---	9,3	0,5	25,4	1,4	23,7	1,3
Géothermie	---	---	109,5	18,6	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	109,5	18,6	106,8	17,9	112,2	19,2
Biogaz	6,2	0,7	16,2	2,3	0,6	0,1	---	---	15,1	1,5	---	---	---	---	38,1	4,6	33,6	3,8	25,5	2,7
Biomasse	---	---	---	---	229,6	68,6	9,9	2,7	---	---	---	---	---	---	239,6	71,3	74,5	22,3	10,3	2,8
Photovoltaïque	210,5	73,9	92,6	37,2	75,5	31,9	48,4	22,6	244,1	115,8	---	---	0,219	0,035	671,1	281,5	646,0	272,6	647,7	280,9
Total	1 497,9	279,9	1 720,6	437,7	1 112,9	330,6	188,5	54,6	2 607,1	636,3	0,0	0,0	0,219	0,035	7 127,2	1 739,1	6 537,8	1 557,0	6 956,2	1 477,8

* montants tenant compte des rectifications effectuées sur les exercices 2017 et 2018 - cf. annexe 4

Le coût d'achat total retenu pour EDF SEI s'élève à **1 739,1 M€** en 2019.

Ce coût est en hausse de 11,7 % par rapport à 2018, avec une augmentation du volume d'achat correspondant de 9,0 %. Cette hausse des coûts est la résultante de plusieurs facteurs, mais s'explique essentiellement par l'augmentation des volumes d'achats suite à une faible hydraulité observée en 2019, associée à une légère hausse de la consommation électrique.

- Les volumes d'achat totaux augmentent très fortement en 2019 par rapport à 2018 (+ 9,0 %). Cette hausse s'explique principalement par deux facteurs. Tout d'abord, l'hydraulité a été bien moins bonne en 2019 qu'en 2018 qui avait été une très bonne année sur cet aspect. La production d'EDF SEI pour ses territoires « hydrauliques » (Corse, Guyane, Réunion) a ainsi été réduite de 550 GWh en 2019, expliquant quasiment la totalité de la hausse des achats d'énergie. Par ailleurs, cette augmentation s'explique par une légère hausse de la consommation électrique (+ 0,6 %). La situation est contrastée entre les territoires (- 1,1 % en Corse contre + 3 % en Guyane).
- Les coûts d'achats totaux augmentent de 182,1 M€ par rapport à 2018. Cette hausse est majoritairement portée par trois filières : la filière thermique (+ 92,9 M€), la filière biomasse (+ 49,0 M€) et la filière bagasse charbon (+ 24,9 M€).
- La filière thermique voit ses coûts augmenter de 11% par rapport à 2018. Cette hausse est cohérente avec l'augmentation des volumes associée (+ 10 %). Les achats thermiques servent de variable d'ajustement

au gestionnaire de réseau pour assurer l'équilibre offre-demande dans la plupart des territoires, ce qui explique leur forte augmentation dans un contexte de faible hydraulité et de légère hausse de la consommation en ZNI.

- La hausse des coûts de la filière biomasse (+ 222 %) s'explique par la mise en service en fin d'année 2018 de la centrale de Galion 2 en Martinique (36,5 MW). La production annuelle de cette centrale a considérablement augmenté le poids de la filière biomasse en ZNI qui n'était pour l'instant représentée que par la centrale de Kourou en Guyane (1,7 MW).
- Le coût d'achat de la filière bagasse-charbon est en augmentation de 7%, malgré une production stable par rapport à 2018 (+ 0,2 %). Cette hausse s'explique par une augmentation du coût des quotas CO₂ (17,1 €/t en moyenne en 2018 contre 24,7 €/t en 2019) qui impacte fortement une production très émettrice, mais aussi par la prise en compte des nouveaux investissements IED dans la compensation versée à Albioma pour ses centrales.
- Le volume des achats éoliens est en augmentation (+ 23 %) avec la mise en service de parcs de production en Martinique (projet GRESS, 14 MW) et en Guadeloupe (parc de Sainte-Rose, 16 MW). Cette hausse en volume est associée à une augmentation bien plus importante du coût d'achat (+ 95 %), puisque les nouvelles installations couplées à des ouvrages de stockage bénéficient d'un tarif plus avantageux que les installations déjà en service.
- Les achats de production photovoltaïque augmentent de 4 % en 2019, avec une hausse des coûts correspondante de 3 %. Cette hausse de la production s'explique par la mise en service de près de 2 GW de nouvelles installations, lauréates d'appel d'offre ou bénéficiant d'un tarif d'achat S17. Le hausse des coûts est plus faible que celle en volume, car les nouvelles installations sont soutenues à un tarif moins onéreux que les installations déjà en service.
- En lien avec la faible hydraulité observée en 2019, les achats hydrauliques sont en baisse de 19 % en 2019.
- Enfin, les coûts d'achats des filières interconnexion, incinération, géothermie et biogaz sont relativement stable par rapport à 2018 (fluctuations inférieures à 1 M€ par filière).

C.2.1.2 Coûts évités à EDF par les contrats d'achat d'électricité en ZNI

En application du a) du 2° du I de l'article R. 121-28 du code de l'énergie, le coût évité par les contrats d'achat dans les ZNI est calculé en valorisant l'électricité achetée par EDF à la part production des tarifs de vente. Le coût évité s'élève à **414,0 M€**, comme détaillé dans le Tableau 28.

Tableau 28 : Coût évité à EDF par les contrats d'achat dans les ZNI en 2019

	Corse	Guadeloupe	Martinique	Guyane	Réunion	SPM	Iles bretonnes	2019
Quantités achetées (GWh)	1 497,9	1 720,6	1 112,9	188,5	2 607,1	0,0	0,219	7 127,2
Taux de pertes (%)	13,7%	14,2%	10,0%	11,9%	9,7%	5,4%	4,1%	
Quantités achetées et consommées (GWh) *	1 293,4	1 476,9	1 001,4	166,1	2 354,9	0,0	0,210	6 292,9
Part production du tarif de vente (€/MWh)	57,53	67,60	69,07	66,80	67,73	68,40	59,31	---
Coût évité par les contrats d'achat (M€)	74,4	99,8	69,2	11,1	159,5	0,00	0,0125	414,0

* 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.

C.2.1.3 Surcoûts dus aux contrats d'achat d'électricité supportés par EDF dans les ZNI

Les surcoûts supportés par EDF résultant des contrats d'achat en 2019 s'élèvent à **1 325,1 M€** dans les ZNI (1 739,1 M€ de coût d'achat – 414,0 M€ de coût évité).

Ce montant se répartit de la manière suivante :

- 332,3 M€ au titre des charges relevant de la sous-action « Transition énergétique » ;
- 992,8 M€ au titre des charges relevant de la sous-action « Mécanismes de solidarité ».

La décomposition des surcoûts supportés par EDF par zone et par sous-action est présentée dans le Tableau 29.

Tableau 29 : Surcoûts dus aux contrats d'achat d'EDF dans les ZNI en 2019

M€	Corse	Guadeloupe	Martinique	Guyane	Réunion	SPM	Iles bretonnes	2019
Coût d'achat	279,9	437,7	330,6	54,6	636,3	0,0	0,035	1 739,1
Coût évité	74,4	99,8	69,2	11,1	159,5	0,0	0,012	414,0
Surcoûts	205,5	337,9	261,4	43,5	476,8	0,0	0,023	1 325,1
Transition Énergétique OA	64,8	40,4	34,3	20,8	102,4	0,0	0,023	262,6
Transition Énergétique gré à gré	0,0	13,2	54,3	2,1	0,0	0,0	0,0	69,7
Mécanismes de solidarité	140,7	284,3	172,8	20,6	374,5	0,0	0,0	992,8

C.2.2 Surcoûts d'achat d'électricité supportés par EDM au titre de 2019

C.2.2.1 Coûts liés aux contrats d'achat d'électricité à Mayotte

En 2019, EDM a supporté des charges liées à l'obligation d'achat pour la filière photovoltaïque. 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. En 2019, l'intégralité de la production de cette centrale Biogaz a toutefois été consommée en propre par le producteur.

Les volumes d'électricité achetés par EDM sont stables par rapport à 2018 (+ 0,01 %). De nouvelles installations photovoltaïques ont été mises en service en 2019 mais n'ont pas données lieu à facturation. Le seuil de déconnexion pour les énergies intermittentes, relevé à 32 % en 2017, n'a pas été franchi et aucune déconnexion d'installation photovoltaïque n'a donc eu lieu. Les volumes d'achat s'élèvent, pour 2019, à 17,6 GWh pour un montant de **8,0 M€**.

La CRE a retenu, au titre des contrats d'achat à Mayotte, l'intégralité des quantités d'électricité et coûts d'achat transmis par EDM pour 2019.

C.2.2.2 Coûts évités à EDM par les contrats d'achat d'électricité à Mayotte

En application des dispositions du 2° du I de l'article R. 121-28 du code de l'énergie, les surcoûts dus aux contrats d'achat dans les ZNI sont calculés par rapport à la part production du tarif de vente. L'électricité achetée par EDM, valorisée à la part production (cf. section C.1.2.2), est évaluée à **1,0 M€**, comme détaillé dans le Tableau 30

Tableau 30 : Coût évité à EDM par les contrats d'achat en 2019

Coût d'achat	8,0	M€
Quantités achetées	17,6	GWh
<i>Taux de pertes</i>	<i>8,25%</i>	
Quantités achetées et consommées ⁽¹⁾	16,2	GWh
<i>Part production dans le tarif de vente</i>	<i>62,56</i>	<i>€/MWh</i>
Coût évité par les contrats d'achat	1,0	M€

⁽¹⁾ Les quantités achetées doivent être diminuées de la part correspondant aux pertes, celles-ci étant intégralement prises en compte dans le calcul des surcoûts de production

C.2.2.3 Surcoûts dus aux contrats d'achat d'électricité supportés par EDM à Mayotte

Les surcoûts supportés par EDM résultant des contrats d'achat en 2019 s'élèvent à **7,0 M€** (8,0 M€ - 1,0 M€). Ces contrats portant exclusivement sur des installations photovoltaïques, la totalité de ces surcoûts relèvent de la sous-action budgétaire « Transition énergétique ».

C.2.3 Surcoûts d'achat d'électricité supportés par EEWf au titre 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. L'évaluation du surcoût d'achat a été intégrée dans le calcul du surcoût de production pour les charges constatées au titre de 2019 (cf. section C.1.3) et intégré dans la sous-action budgétaire « Mécanisme de solidarité ».

c.3 Surcoûts liés aux contrats de stockage dans les Zones non interconnectées

C.3.1 Surcoûts liés aux contrats de stockage supportés par EDF dans les ZNI au titre de 2019

Aucune charge n'a été déclarée par EDF au titre de 2019 pour des ouvrages de stockage. Des charges prévisionnelles sont présentées au titre des années 2020 et 2021 (cf. Annexes 1 et 2).

C.3.2 Surcoûts liés aux contrats de stockage supportés par EDM à Mayotte au titre de 2019

Aucune charge n'a été déclarée par EDM au titre de 2019 pour des ouvrages de stockage.

C.4 Charges liées aux actions de MDE dans les zones non interconnectées

La délibération de la CRE du 2 février 2017²⁹ 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 a abouti à leur adoption par la délibération du 17 janvier 2019³⁰.

Jusqu'à la publication de ces cadres, les coûts de mise en œuvre des actions de MDE dans les ZNI supportés par les fournisseurs historiques étaient pris en compte dans les coûts de commercialisation de ces derniers et par conséquent inclus dans les surcoûts de production qu'ils supportent. Le travail effectué par les comités MDE, les fournisseurs historiques et la CRE permet à présent de présenter les coûts de MDE de manière distincte des surcoûts de production. C'est l'objet de cette section.

L'ensemble des coûts de MDE relève de la sous-action Transition Énergétique.

C.4.1 Coûts liés aux actions de MDE supportés par EDF dans les ZNI au titre de 2019

Les coûts liés aux actions de MDE supportés par EDF dans les ZNI s'élèvent en 2019 à **96,6 M€**. La décomposition par grands postes de coût est présentée dans le Tableau 31.

Tableau 31 : Coûts de MDE supportés par EDF dans les ZNI en 2019

M€	Nature de coûts	Corse	Guadeloupe	Guyane	Martinique	Réunion	SPM	2019
Coûts	Aides commerciales (prime MDE)	12,0	18,1	18,4	17,6	17,7	0,01	83,9
	Frais de personnel	1,4	1,8	0,7	2,0	2,3	0,00	8,2
	Autres charges	2,7	2,1	0,8	1,4	2,4	0,03	9,4
Recettes	Participations tierces	-0,1	-0,2	0,00	-4,5	-0,01	0,00	-4,8
Coût net total		16,0	21,8	19,8	16,6	22,4	0,04	96,6

Les recettes de participations tierces correspondent aux financements apportés par d'autres acteurs comme les Collectivités ou les Régions pour le déploiement des actions de MDE. Ces financements sont versés directement à EDF.

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. La réalisation d'actions de MDE en ZNI permet au fournisseur historique, EDF SEI, d'obtenir des CEE. Les CEE générés par ces actions, en participant à l'obligation d'EDF SEI, permettent donc d'éviter des coûts qui auraient été engendrés par l'acquisition de CEE.

Dans le cas où les CEE générés sont en excès par rapport à l'obligation d'EDF SEI ou dans le cas où EDF SEI serait en déficit de CEE, les recettes liées à la vente de CEE ou les coûts liés à l'achat de CEE sont comptabilisés dans les coûts de production du fournisseur historique, l'obligation CEE de celui-ci relevant en effet de la régulation de cet opérateur et non de la mise en œuvre des cadres de compensation de MDE³¹ (cf. section C.C.1.1.1).

Évolution par rapport aux coûts constatés au titre de 2018

Les coûts de MDE constatés augmentent de manière significative entre 2018 et 2019 (+ 155 %).

Pour les charges constatées au titre de 2018, les coûts de MDE étaient comptabilisés dans les coûts de commercialisation du fournisseur historique eux-mêmes inclus dans les coûts de production.

Tableau 32 : Evolution des coûts de MDE supportés par EDF en ZNI entre 2018 et 2019

M€	Total constaté 2019	Total constaté 2018 ⁽¹⁾	Evolution	
			en M€	en %
Coût net total	96,6	37,9	58,8	155%

²⁹ 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

³⁰ Délibération de la CRE 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

³¹ En contrepartie de la prise en compte des coûts d'achat et des recettes de vente de CEE dans les coûts de production, les recettes de production affectées à EDF SEI incluent la part des TRV dédiée à l'acquisition des CEE.

⁽¹⁾ Coûts tenant compte des rectifications effectuées sur l'exercice 2018 - cf. annexe 4 relative aux reliquats

La mise en œuvre des cadres territoriaux de compensation dans les ZNI début 2019 explique cette hausse substantielle des coûts de MDE. En effet, l'objectif de ces cadres est bien de massifier le déploiement des actions au travers d'un nombre plus important d'actions subventionnées et de la mise en place de mesures de communication, de sensibilisation et d'accompagnement.

C.4.2 Coûts liés aux actions de MDE supportés par EDM à Mayotte au titre de 2019

Les coûts liés aux actions de MDE supportés par EDM s'élèvent en 2019 à **3,0 M€**. La décomposition par grands postes de coût est présentée dans le Tableau 33.

Tableau 33 : Coûts de MDE supportés par EDM en 2019

M€	Nature de coûts	2019
Coûts	Aides commerciales (prime MDE)	2,4
	Frais de personnel	0,4
	Autres charges	0,2
Recettes	Participations tierces	0,0
Coût total		3,0
Recettes CEE		-0,3
Coûts nets		2,7

Les recettes de participations tierces correspondent aux financements apportés par d'autres acteurs comme les Collectivités ou les Régions pour le déploiement des actions de MDE. EDM n'a pas perçu de participations tierces en 2019.

Certificats d'économies d'énergie (CEE)

EDM est un acteur éligible au dispositif des CEE mais il n'est pas soumis à des obligations d'économies d'énergie, contrairement à EDF SEI. En effet, les ventes d'électricité d'EDM sont inférieures au seuil de 400 GWh défini à l'article R. 221-3 du code de l'énergie.

La réalisation d'actions de MDE à Mayotte permet à EDM d'obtenir des CEE, dont la totalité peut ainsi être vendue. Les recettes issues de la vente de CEE vient donc en diminution des coûts supportés pour le mise en œuvre des actions de MDE.

Le montant des recettes de CEE déclaré par EDM pour 2019 s'élève à **0,3 M€**. Il correspond à la valorisation de CEE issus des opérations de MDE menées en 2017 et 2018, non valorisés jusqu'à présent.

A noter qu'à la suite des demandes de la CRE, EDM avait obtenu pour la première fois en 2018 et début 2019 des CEE correspondant aux actions de MDE mises en œuvre en 2017 et 2018. Aucune valorisation de ces CEE n'avait été prise en compte dans le constaté 2018 dans l'attente de la définition des modalités de traitement des CEE dans les charges.

Charges liées aux actions de MDE

Les coûts et les recettes retenus par la CRE s'élevant respectivement à 3,0 M€ et 0,3 M€, le montant des charges liées aux actions de MDE au titre de l'année 2019 est évalué à **2,7 M€** pour EDM. Ce coût relève de la sous-action budgétaire « Transition Energétique ».

Évolution par rapport aux coûts constatés au titre de 2018

Les coûts de MDE constatés sont en hausse en 2019 (+ 14 %).

A noter que pour les charges constatées au titre de 2018, les coûts de MDE étaient comptabilisés dans les coûts de commercialisation du fournisseur historique eux-mêmes inclus dans les coûts de production.

Tableau 34 : Evolution des coûts de MDE supportés par EDM entre 2018 et 2019

M€	Total constaté 2019	Total constaté 2018	Evolution	
			en M€	en %
Coût net total	2,7	2,4	0,3	14%

La mise en œuvre des cadres territoriaux de compensation dans les ZNI, début 2019, explique l'augmentation des coûts de MDE. L'objectif de ces cadres était en effet d'accélérer le déploiement des actions de MDE au travers d'un

nombre plus important d'actions subventionnées et de la mise en place de mesures de communication, de sensibilisation et d'accompagnement. A noter que cette hausse est en partie compensée par la prise en compte de la valorisation des CEE en 2019.

c.5 Coûts liés aux études mentionnées dans les PPE

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

c.6 Synthèse des charges en ZNI au titre de 2019

Au total, les charges de SPE qui relèvent du soutien en ZNI, en dehors des charges liées aux dispositifs sociaux, s'élèvent à **2.063,6 M€** pour l'année 2019 et se répartissent de la manière suivante entre les deux sous-actions :

- Transition énergétique : **510,2 M€**
- Mécanismes de solidarité : **1.553,4 M€**

Tableau 35 : Synthèse des charges constatées en ZNI au titre de 2019, en dehors des charges liées aux dispositifs sociaux

2019 - M€	EDF	EDM	EEWF	Autres acteurs	Total
Transition énergétique	500,5	9,7	0,0	0,0	510,2
Surcoûts achats OA	262,6	7,0			269,6
Surcoûts achats GAG ENR	69,7				69,7
Surcoûts production FH ENR	71,6				71,6
MDE	96,6	2,7			99,4
Stockage					0,0
Etudes ZNI identifiées dans PPE					0,0
Mécanismes de solidarité	1 444,8	105,0	3,5		1 553,4
Surcoûts achats GAG non ENR	992,8				992,8
Surcoûts production FH non ENR	452,0	105,0	3,5		560,5

D. SOUTIEN AUX EFFACEMENTS

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.

RTE a déclaré des charges pour la mise en œuvre des contrats d'effacement au titre de 2019 à hauteur de **6,7 M€**.

E. DISPOSITIFS SOCIAUX

E.1 Charges liées aux dispositifs sociaux – électricité

Participation au 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.

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 ». Néanmoins, les dispositions réglementaires nécessaires au déploiement du chèque énergie n'ayant pas été prises dans les îles de Saint-Martin et Saint-Barthélemy, le tarif de première nécessité y a été prolongé en 2019. En l'absence d'avancées réglementaires à date, la compensation est également prévue pour 2021.

Ainsi, seul EDF prévoit de supporter des charges liées au tarif de première nécessité en 2021, relatives aux îles de Saint-Martin et Saint-Barthélemy spécifiquement.

En application des articles R. 337-1 à R. 337-3 du code de l'énergie, deux catégories de clients bénéficiant du TPN sont distinguées :

- Les personnes physiques titulaires d'un contrat de fourniture d'électricité se voient appliquer une déduction forfaitaire sur le prix de leur fourniture pour leur résidence principale, qui dépend du nombre d'unités de consommation du foyer et de la puissance souscrite.
- Et, depuis le 15 novembre 2013³², dans le cas d'une résidence sociale au sens de l'article L. 633-1 du code de la construction et de l'habitation dont les résidents ne disposent pas d'un contrat individuel de fourniture, le gestionnaire de ladite résidence perçoit une déduction sur le prix de fourniture contractuellement établi entre le gestionnaire et son fournisseur d'électricité, qui est calculée en fonction du nombre de logements de la résidence sociale concernée.

Au surplus, en application de l'article R. 337-13 du code de l'énergie, les personnes physiques bénéficiaires du TPN disposent de la gratuité de la mise en service et d'une réduction de 80 % sur les frais de déplacement pour impayés.

Les pertes de recettes et coûts de gestion additionnels associés 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.).

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*

³² Cette nouvelle catégorie des bénéficiaires du TPN a été introduite par la loi n° 2013-312 du 15 avril 2013 visant à préparer la transition vers un système énergétique sobre et portant diverses dispositions sur la tarification de l'eau et sur les éoliennes.

des dépenses qu'ils assument pour l'amélioration de la qualité environnementale ou la capacité de maîtrise de la consommation d'énergie de ce logement comprises parmi celles mentionnées à l'article 200 quater du code général des impôts. »

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

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

Par ailleurs, en application de l'article L. 124-5 du code de l'énergie, les fournisseurs d'électricité doivent proposer à leurs clients domestiques bénéficiant de l'aide en forme du chèque énergie la mise à disposition des données de consommation, exprimées en euros, 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 des charges liées aux dispositifs sociaux ont été supportées par EDF en métropole continentale et en ZNI³³, par 75 entreprises locales de distribution et 8 fournisseurs alternatifs³⁴ en métropole continentale.

E.1.1 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, cette compensation s'élève à **23,4 M€** pour l'ensemble des opérateurs ayant déclaré des charges afférentes à ce dispositif (contre 24,3 M€ en 2018).

E.1.2 Charges liées aux dispositifs d'affichage déporté

Pour 2019, ces charges ont été déclarées par EDF seulement, qui fait état de 0,6 M€ de coûts liés à la conception et au développement du dispositif au titre de l'année 2019. Ces coûts font suite aux coûts déclarés au titre des années 2016 (0,9 M€), 2017 (2,0 M€) et 2018 (2,8 M€).

Néanmoins, en l'absence de déploiement effectif du dispositif en 2019, ces coûts ne sont pas retenus dans les charges constatées au titre de 2019. 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.

E.1.3 Charges liées aux autres dispositifs contre la précarité énergétique

E.1.3.1 Charges associées au « tarif de première nécessité »

Compte-tenu de l'abrogation du dispositif, à l'exception des îles de Saint-Martin et Saint-Barthélemy, seul EDF a déclaré des charges associées au « tarif de première nécessité » pour l'année 2019.

- Le nombre de foyers ayant bénéficié du TPN sur les îles de Saint-Martin et Saint-Barthélemy en 2019 s'élève à 230, pour un total de 0,003 M€. Des difficultés de mise en œuvre de la prolongation de ce dispositif sur les deux îles ont réduit le nombre de bénéficiaires du tarif de première nécessité.
- Au surplus, 1 582 foyers dans les zones non-interconnectées ont bénéficié du TPN en 2018 et perçu une fin de facturation correspondante au titre de 2019, pour un total de 0,004 M€.
- EDF n'a pas déclaré de surcoûts de gestion associés à la gestion du TPN au titre de 2019.

³³ EDM n'a pas déclaré de charges associées aux dispositifs sociaux – électricité au titre de 2019. De plus, les dispositifs ici décrits ne sont pas applicables à Wallis-et-Futuna.

³⁴ Engie, Direct Energie, Selia, Oui Energy, Gedia Energies & Services, Energem, Union des producteurs locaux d'électricité, Budget Télécom – Mint Energie.

- Au titre des services liés à la fourniture pour ses clients dans les zones non interconnectées, EDF a déclaré une fin de facturation relative à l'année 2018, pour un montant de -0,001 M€.

L'abrogation du TPN, à l'exception des îles de Saint-Martin et Saint-Barthélemy, a conduit à la très forte réduction des frais associés au TPN sur l'année 2019. Le total des charges prévisionnelles liées au TPN à compenser au titre de 2019 s'élève ainsi à **0,006 M€** (0,003 M€ + 0,004 M€ + -0,001 M€), contre 83,2 M€ en 2018.

E.1.3.2 Charges relatives aux services liés à la fourniture aux bénéficiaires du chèque énergie

Le montant des charges imputables aux services liés à la fourniture des bénéficiaires du chèque énergie pour 2019 s'élève à **2,6 M€** (contre 1,7 M€ en 2018).

La somme des charges 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 -0,001 et 2,6 M€) est en légère baisse par rapport à la somme des charges constatées en 2018 au titre de ces mêmes réductions (respectivement 1,2 M€ et 1,7 M€). Le niveau observé reste inférieur à la somme des charges constatées en 2017 au titre de ces réductions (respectivement 6,3 M€ et 0,3 M€).

E.1.4 Bilan des charges liées aux dispositifs sociaux – électricité supportées par opérateur

Les charges à compenser aux opérateurs en 2019 au titre des dispositifs sociaux – électricité en métropole continentale et dans les ZNI s'élèvent à **26,0 M€** (23,4 M€ + 0 M€ + 0,006 M€ + 2,6 M€), contre 109,3 M€ en 2018 (dont 83,2 associés au TPN depuis abrogé).

Les détails de charges par type d'opérateur sont indiqués dans le Tableau 36. Les détails par entreprises locales de distribution et pour les autres fournisseurs sont indiqués dans le Tableau 41.

Tableau 36 : Charges liées aux dispositifs sociaux supportées par les opérateurs au titre de 2019

	Charges retenues au titre du FSL	Charges retenues au titre du dispositif d'affichage déporté	Charges retenues au titre des autres dispositifs contre la précarité énergétique (TPN, chèque énergie)	Total à compenser au titre de 2019	Charges retenues en 2018
	M€	M€	M€	M€	M€
EDF	18,6	0,0	1,7	20,3	90,7
EDF MC	18,2	0,0	1,5	19,7	85,2
EDF ZNI	0,4	0,0	0,2	0,7	5,5
EDM	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ELD	0,7	0,0	0,1	0,8	1,8
Autres fournisseurs	4,1	0,0	0,8	4,9	16,8
Total	23,4	0,0	2,6	26,0	109,3

E.2 Charges liées aux dispositifs sociaux – gaz

Le tarif spécial de solidarité

À l'instar des bénéficiaires de la tarification de l'électricité comme produit de première nécessité (cf. chapitre E.1), le tarif spécial de solidarité (TSS) est abrogé à partir du 1^{er} janvier 2018 au profit du dispositif d'aide en forme du 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 de la gratuité d'une réduction de 80 % sur les frais de déplacement pour impayés et de la mise en service. 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 de l'aide en forme du 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. 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 délibération.

* * *

Au titre de l'année 2019 des charges liées aux dispositifs sociaux ont été supportées par EDF, par 13 entreprises locales de distribution et 5 fournisseurs alternatifs³⁵ en métropole continentale.

E.2.1 Charges liées au « tarif spécial de solidarité »

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

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

Dix-neuf fournisseurs ont déclaré des charges liées au chèque énergie pour un total de **0,847 M€**. Ils étaient 16 à le faire l'an passé au titre de 2018 pour 0,460 M€.

E.2.3 Charges liées aux dispositifs d'affichage déporté

En l'absence de déploiement effectif du dispositif en 2019, aucun coût n'a été constaté à ce titre.

E.2.4 Bilan des charges liées aux dispositifs sociaux –gaz supportées par opérateur

Le total des charges à compenser aux fournisseurs au titre de 2019 s'élève à **0,847 M€** (0,847 M€ + 0 M€). Ces surcoûts relèvent du programme budgétaire « service public de l'énergie ».

Les détails de charges par type d'opérateur sont indiqués dans le Tableau 37. Les détails par entreprises locales de distribution et pour les autres fournisseurs sont indiqués dans le Tableau 41.

Tableau 37 : Charges liées aux dispositifs sociaux supportées par les opérateurs au titre de 2019

	Dispositif d'affichage déporté	Autres dispositifs		Total à compenser en 2019	Charges retenues en 2018
		Charges supportées au titre du TSS	Perte de recettes liée aux réductions sur les services pour les bénéficiaires du chèque énergie		
	M€	M€	M€	M€	M€
EDF	0,0	0,0	0,6	0,6	5,0
ELD	0,0	0,0	0,1	0,1	0,7
Autres fournisseurs	0,0	0,0	0,23	0,2	21,9
Total	0,0	0,0	0,85	0,8	27,5

E.3 Bilan des charges liées aux dispositifs sociaux

Le total des charges associées aux dispositifs sociaux électricité et gaz constatées pour l'année 2020 s'élève à **26,8 M€** (dont **26,0 M€** en électricité et **0,8 M€** en gaz). Ce montant est en baisse de 80% par rapport au constaté sur l'année 2018, s'élevant à 136,8 M€ (dont 109,3 M€ en électricité et 27,5 M€ en gaz). Cette baisse est majoritairement due à l'abrogation du « tarif de première nécessité » et du « tarif spécial de solidarité » en électricité et gaz respectivement, remplacés par le chèque énergie, dont les coûts ne font pas partie du périmètre des charges

³⁵ Engie, Total Direct Energie, Dyneff, Energem et Vattenfall

de service public de l'énergie (à l'exception des services liés à la fourniture pour les bénéficiaires du chèque énergie).

F. FRAIS DIVERS – COÛTS LIÉS A LA CONCLUSION ET À LA GESTION DES CONTRATS D'OBLIGATION D'ACHAT ET DE COMPLÉMENT DE RÉMUNÉRATION EN MÉTROPOLE CONTINENTALE (ÉLECTRICITÉ ET GAZ)

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

S'agissant des coûts supportés au titre de l'achat de biométhane, le 3° de l'article L. 121-36 du code de l'énergie dispose notamment que la compensation des charges comprenne « *les coûts de gestion supplémentaires directement induits par la mise en œuvre de l'obligation d'achat de biogaz* ».

En application des dispositions de ces articles, les règles relatives à la comptabilité appropriée délibérées par la CRE le 20 février 2020 permettent aux gestionnaires de contrats d'obligation d'achat et de complément de rémunération d'électricité (EDF, les entreprises locales de distribution et les Organismes agréés), ainsi qu'aux acheteurs de biométhane (entreprises locales de distribution et fournisseurs de gaz naturel) de déclarer les coûts correspondants qu'ils ont supportés au titre de 2019.

Au titre des coûts liés à la conclusion et gestion des contrats d'obligation d'achat et de complément de rémunération en électricité, et des contrats d'achat de biométhane en gaz, les opérateurs ont déclaré les coûts associés au suivi et à la comptabilité de ces contrats, ainsi qu'aux charges de ressources humaines, d'infrastructure et de prestations informatiques. Au surplus les opérateurs ont déclaré des coûts correspondant au fonctionnement du périmètre d'équilibre pour les installations dont ils ont la gestion, ou, le cas échéant, des coûts de gestions facturés par les organismes en charge de le faire à leur place.

La CRE a analysé les déclarations effectuées par les opérateurs et a pu consulter dans ce cadre un certain nombre de justificatifs d'évaluation des coûts de gestion des opérateurs (factures, bulletin de salaire, etc.). Des corrections ont été opérées afin de ne prendre en compte que les coûts liés à la mise en œuvre des dispositifs. En particulier, les coûts dont la compensation n'est pas prévue par la loi, notamment les frais correspondant à la certification des déclarations de charges des opérateurs (en application de l'article L. 121-9 du code de l'énergie) ainsi que les activités de démarchage par les Organismes agréés d'installations bénéficiant d'un contrat d'obligation d'achat et par les acheteurs de biométhane pour la conclusion de nouveaux contrats d'achat, ont été exclus.

Lorsque les montants déclarés par les opérateurs étaient manifestement élevés au regard de l'objectif d'efficacité, la CRE a interrogé les opérateurs concernés qui ont alors apporté des corrections à leurs déclarations. La CRE a aussi été amenée à exclure les coûts ne reflétant pas une mise en œuvre efficace des dispositifs.

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

Le montant finalement retenu au titre de l'année 2019 s'élève à **49,0 M€** (contre 52,1 M€ prévus dans la mise à jour du montant prévisionnel au titre de 2019) :

- 48,1 M€ sont relatifs aux contrats d'obligation d'achat et de complément de rémunération dans le cadre du soutien à la production d'électricité (dont 43,8 M€ prévus par EDF, 4,1 M€ prévus par 84 entreprises locales de distribution, et 0,1 M€ prévus par trois Organismes agréés). Afin d'améliorer l'identification des composantes déterminantes fixant le niveau de ces frais de gestion, la CRE demandera à EDF des éléments d'analyse additionnels pour sa prochaine déclaration.
- 0,9 M€ sont déclarés par les acheteurs de biométhane (dont 0,01 M€ prévus par deux entreprises locales de distribution et 0,9 M€ prévus par 14 fournisseurs de gaz naturel). Les coûts de gestion associés à l'achat de biométhane ont ainsi été multipliés par 2 entre 2018 et 2019. La CRE continuera à être attentive à l'évolution de ces frais.

Les détails de charges par type d'opérateur, ainsi que la comparaison à la mise à jour de la prévision au titre de 2019, sont présentés dans le Tableau 38.

Tableau 38 : Charges liées aux frais de gestion supportées par les opérateurs au titre de 2019

M€	Gestionnaires de contrats d'obligation d'achat ou de complément de rémunération d'électricité			Acheteurs de biométhane		Total
	EDF	ELD	Organismes agréés	ELD	Fournisseurs de gaz	
Rappel du montant prévisionnel mis à jour au titre de 2019	46,3	4,2	0,4	0,01	1,2	52,1
Montant retenu au titre de 2019	43,8	4,1	0,1	0,01	0,9	49,0
Variation	- 2,5	- 0,1	- 0,3	0,00	- 0,3	- 3,1

G. SYNTHÈSE

G.1 Charges de service public constatées au titre de 2019

Le montant total des charges de service public de l'énergie constatées au titre de 2019 s'élève à **8 151,1 M€**. Le détail de la répartition des charges par action budgétaire et par type d'opérateur est fournie dans le Tableau 39.

La comparaison de ce montant avec les charges constatées au titre de l'année 2018, ainsi qu'avec la mise à jour de la prévision des charges au titre de 2019 est fournie dans le Tableau 40.

Tableau 39 : Charges de service public de l'énergie constatées au titre de 2019

en M€	EDF	EDM	EEWF	EDF PEI	RTE	Acheteur en dernier recours	ELD	Autres fournisseurs dont Organismes agréés	Charges au titre de 2019
Soutien ENR électrique en métropole	4 864,0					0,0	298,1	5,2	5 167,3
Eolien terrestre	1 493,1					0,0	99,0	0,6	1 592,7
Eolien en mer	0,0					0,0	0,0	0,0	0,0
Photovoltaïque	2 600,1					0,0	142,6	3,8	2 746,6
Bio-énergies	531,3					0,0	42,9	0,0	574,2
Autres énergies	239,5					0,0	13,6	0,8	253,8
Injection biométhane	0,0					0,0	1,9	105,8	107,7
Soutien en ZNI⁽¹⁾	1 945,3	114,7	3,5	0,0					2 063,6
Transition énergétique	500,5	9,7	0,0	0,0					510,2
Mécanismes de solidarité	1 444,8	105,0	3,5	0,0					1 553,4
Cogénération et autres moyens thermiques	710,5					0,0	19,5	0,0	730,0
Effacement					6,7				6,7
Dispositifs sociaux⁽²⁾	20,9	0,0					0,9	5,1	26,8
Compensation FSL	18,6	0,0					0,7	4,1	23,4
Afficheur déporté	0,0						0,0	0,0	0,0
Autres	2,2	0,0					0,2	1,0	3,4
Frais divers	43,8					0,0	4,1	1,0	49,0
Frais de gestion	43,8					0,0	4,1	1,0	49,0
	7 584,5	114,7	3,5	0,0	6,7	0,0	324,6	117,1	8 151,1

(1) Hors charges liées aux dispositifs sociaux en ZNI

(2) Dont charges liées aux dispositifs sociaux en ZNI

Tableau 40 : Comparaison des charges de service public prévisionnelles et constatées au titre de 2019, ainsi qu'avec les charges constatées au titre de 2018

en M€	Charges constatées au titre de 2019	Charges constatées au titre de 2018 ⁽¹⁾	Evolution 2019-2018		Charges prévues mises à jour au titre de 2019	Evolution 2019-2019 reprév	
			en M€	en %		en M€	en %
Soutien ENR électrique en métropole	5 167,3	4 399,3	768,0	17%	4 746,8	420,5	9%
<i>Eolien terrestre</i>	1 592,7	1 193,8	398,9	33%	1 304,2	288,5	22%
<i>Eolien en mer</i>	0,0	0,0	0,0	0%	0,0	0,0	0%
<i>Photovoltaïque</i>	2 746,6	2 460,3	286,2	12%	2 685,7	60,8	2%
<i>Bio-énergies</i>	574,2	523,4	50,9	10%	547,3	27,0	5%
<i>Autres énergies</i>	253,8	221,7	32,1	14%	209,6	44,2	21%
Injection biométhane	107,7	54,6	53,1	97%	119,9	-12,2	-10%
Soutien en ZNI	2 063,6	1 781,7	281,8	16%	1 968,3	95,3	5%
<i>Transition énergétique</i>	510,2	383,4	126,7	33%	506,0	4,2	1%
<i>Mécanismes de solidarité</i>	1 553,4	1 398,3	155,1	11%	1 462,3	91,1	6%
Cogénération et autres moyens thermiques	730,0	715,5	14,5	2%	737,8	-7,8	-1%
Effacement	6,7	9,4	-2,7	-29%	6,3	0,4	7%
Dispositifs sociaux	26,8	136,8	-110,0	-80%	29,2	-2,3	-8%
<i>Compensation FSL</i>	23,4	24,3	-0,9	-4%	24,5	-1,1	-5%
<i>Afficheur déporté</i>	0,0	0,0	0,0	0%	0,1	-0,1	-100%
<i>Autres</i>	3,4	112,5	-109,1	-97%	4,5	-1,1	-24%
Frais divers	49,0	47,6	1,4	3%	52,1	-3,2	-6%
<i>Frais de gestion</i>	49,0	47,6	1,4	3%	52,1	-3,2	-6%
	8 151,1	7 145,0	1 006,2	14%	7 660,4	490,7	6%

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

Évolution par rapport aux charges prévisionnelles mises à jour au titre de 2019

Les charges constatées au titre de 2019 sont supérieures de 490,7 M€ à la mise à jour de la prévision effectuée au titre de cette même année. Les principales explications de cet écart sont les suivantes :

- (hausse) La hausse du soutien aux énergies renouvelables électriques en métropole (+ 420,5 M€) est dû presque exclusivement à la baisse des prix de marché constatés par rapport à ceux prévus pour la fin de l'année 2019 lors de la délibération de juillet 2019 : entre juin et décembre 2019, les prix de marché ont été de près de 17 €/MWh inférieurs à la référence retenue par la CRE sur la base d'observations des prix de marché entre le 15 et le 30 avril 2019.
- (hausse) La très légère hausse des charges liées à la transition énergétique dans les ZNI (+ 4,2 M€) est due à plusieurs facteurs, certains haussiers, d'autres baissiers :
 - (baisse) Les surcoûts d'achat ENR d'EDF SEI sont en légère baisse par rapport à la mise à jour de la prévision (- 12,7 M€). Cette baisse est principalement due à une prévision de développement du parc photovoltaïque trop ambitieuse.
 - (hausse) La hausse des dépenses d'EDF en ZNI pour les actions de MDE (+ 20,7 M€) s'explique par un démarrage réussi des cadres de compensation dans les différents territoires avec en Guyane, et dans une moindre mesure, à La Réunion et en Martinique, des volumes de primes MDE octroyées plus importants qu'initialement prévus. Les frais de fonctionnement d'EDF pour la mise en œuvre des cadres est également en hausse notamment afin de renforcer les contrôles des opérations réalisées.
- (hausse) La hausse des charges liées à la sous-action Mécanismes de solidarité dans les ZNI (+ 91,1 M€) est due principalement à une sous-estimation du coût des achats non renouvelables d'EDF SEI. Cet écart d'estimation s'explique en partie par la non prise en compte des bonus-malus pour les centrales d'EDF PEI dans la mise à jour des charges prévisionnelles.
- (baisse) S'agissant de l'obligation d'achat du biométhane, la baisse de 12,2 M€ est principalement due au retard dans la mise en service des installations entraînant une baisse du volume acheté (- 215 GWh).

Évolution par rapport aux charges constatées au titre de 2018

Les charges constatées au titre de 2019 sont supérieures de 1 006,2 M€ au montant des charges constatées au titre de l'année précédente (2018). Les principales explications de cet écart sont les suivantes :

- (hausse) La hausse du soutien aux énergies renouvelables électriques en métropole (+ 768,0 M€) est dû d'une part à la hausse importante de l'énergie soutenue (+ 6 TWh soit + 11 %) en raison principalement

d'une météorologie défavorable à l'éolien en 2018 et normale en 2019 ainsi qu'à une baisse moyenne des prix de marché servant de référence au calcul de charges (- 4,5 €/MWh soit - 10 %).

- (hausse) La hausse des charges liées à la transition énergétique dans les ZNI (+ 126,7 M€) est due à plusieurs facteurs :
 - (hausse) Les surcoûts d'achats d'énergie renouvelable d'EDF SEI sont en hausse par rapport à 2018 (+ 51,2 M€). Cette hausse s'explique par la mise en service de nombreuses centrales d'énergie renouvelable : la centrale de Galion 2 en Martinique (36,5 MW), les centrales éoliennes de Sainte-Rose en Guadeloupe (16 MW) et GRESS en Martinique (14 MW), ou encore de près de 2 GW de capacités photovoltaïques.
 - (hausse) La hausse des surcoûts de production renouvelable (+ 16,5 M€) est principalement due au faible niveau d'hydraulicité en 2019 en Corse et en Guyane : les recettes de production affectées à la production renouvelable d'EDF en ZNI sont en baisse, ce qui engendre une hausse des surcoûts de production renouvelable.
 - (hausse) La mise en œuvre des cadres territoriaux de compensation dans les ZNI début 2019 explique la hausse substantielle des coûts de MDE (+ 58,8 M€).
- (hausse) La hausse des charges liées à la sous-action Mécanismes de solidarité dans les ZNI (+ 155,1 M€) est due à plusieurs facteurs :
 - (hausse) La hausse des surcoûts d'achat non renouvelable d'EDF SEI (+ 79,7 M€) s'explique principalement par une réduction de la production du parc hydraulique d'EDF SEI et la nécessité d'augmenter les achats thermiques pour assurer l'équilibre offre-demande.
 - (hausse) La hausse des surcoûts de production à partir d'énergies non renouvelables d'EDM et d'EDF en ZNI (respectivement de + 16,8 M€ et + 58,0 M€) est principalement liée à la hausse du coût d'achat des combustibles et des quotas de CO₂.
 - (hausse) La hausse des surcoûts de production d'EEWF (+ 0,6 M€) est principalement liée à l'élargissement de l'assiette de kWh péréqués au cours de l'année 2019 et la hausse du coût du combustible.
- (baisse) S'agissant des dispositifs sociaux, la baisse observée (- 110 M€) est liée à l'abrogation des dispositifs TPN et TSS dans le cadre du déploiement du « chèque énergie » dont les montants ne sont pas, a contrario du TPN et du TSS, pris en charge par les charges de SPE (à l'exception des services associés) ;
- (hausse) Le hausse des surcoûts d'achat de biométhane injecté (+ 53,1 M€, soit donc un doublement), liée au développement de la filière (multiplication par 1,7 du volume acheté) a été exacerbée par la baisse des prix du gaz servant à valoriser le biométhane produit (- 10,0 €/MWh) ;

G.2 Détail des charges constatées au titre de 2019 par les opérateurs autres qu'EDF, EDM, EEWF, EDF PEI, RTE, Organismes agréés et acheteurs de dernier recours

Le Tableau 41 présente les détails des charges constatées au titre de 2019 par les opérateurs autres qu'EDF, EDM, EEWF, EDF PEI, RTE, organismes agréés et acheteurs de dernier recours.

Tableau 41 : Détails des charges constatées au titre de 2019 par les opérateurs autres qu'EDF, EDM, EEWF, EDF PEI, RTE, organismes agréés et acheteurs de dernier recours

Nom opérateur	Charges dues aux contrats d'achat					Soutien à l'injection de biométhane	Charges liées aux dispositifs sociaux	Frais de gestion	Montant de la compensation
	Quantité achetée	Coût d'achat	Coût évité énergie	Coût évité capacité	Surcoût d'achat total				
	MWh	€	€	€	€	€	€	€	€
R.S.E. REGIE SERVICES	2 280	835 649	84 270	1 985	749 395		0	39 848	789 243
ENERGIE AMBERIEUX									
SICAE de l'Aisne	3 992	1 330 941	197 938	0	1 133 003		6 852	0	1 139 855
Energie Développement Services du BRIANÇONNAIS	31 556	2 539 796	1 440 283	0	1 099 513		4 167	12 276	1 115 956
Régie Municipale d'Electricité ROQUEBILIERE	35	18 728	1 905	0	16 823		0	0	16 823
Régie Communale d'Electricité GATTIERES	146	78 068	7 329	0	70 739		150	2 790	73 679
Régie Electrique DALOU	32	16 626	1 475	0	15 151		0	523	15 674
Régie municipale d'Electricité VARILHES	924	441 499	46 040	0	395 460		1 350	2 551	399 361
Régie Municipale d'Electricité VIODESSOS	19	8 900	969	0	7 931		0	0	7 931
Régie Municipale d'Electricité MAZÈRES	2 296	837 649	128 740	0	708 909		900	492	710 300
Régie Municipale d'Electricité ARIGNAC	194	54 557	9 670	0	44 887		0	0	44 887
Régie Electrique MERCUS GARRABET	8	3 690	410	0	3 280		0	1 387	4 667

ANNEXE 3

15 juillet 2020

	Charges dues aux contrats d'achat					Soutien à l'Injection de biométhane	Charges liées aux dispositifs sociaux	Frais de gestion	Montant de la compensation
	Quantité achetée	Coût d'achat	Coût évité énergie	Coût évité capacité	Surcoût d'achat total				
Nom opérateur	MWh	€	€	€	€	€	€	€	€
Régie Municipale d'Electricité MERENS LES VALS	12	7 094	681	0	6 413		0	615	7 028
Régie municipale d'Electricité QUIE	8	2 896	387	0	2 509		0	719	3 228
Régie municipale d'Electricité TARASCON-SUR-ARIEGE	6 527	652 523	325 398	0	327 125		77	2 223	329 425
Régie municipale d'Electricité SAVERDUN	7 294	1 803 507	349 917	0	1 453 590		900	492	1 454 982
Régie d'Electricité SAINT-QUIRC - CANTE - LISSAC - LABATUT	399	221 168	20 949	0	200 218		450	92	200 760
S.I.C.A.E. DE LA REGION DE PRECY SAINT-MARTIN	7 881	2 334 403	313 578	14 239	2 006 585		231	16 707	2 023 523
Régie Municipale d'Énergie Electrique QUILLAN	5 307	625 564	264 145	0	361 419		2 436	4 621	368 476
S.I.V.O.M. LABERGEMENT SAINTE-MARIE	2 665	274 270	132 390	0	141 881		1 340	5 630	148 851
Régie SDED EROME	87	49 160	5 147	0	44 013		0	507	44 520
Régie SDED Gervans	96	56 830	4 721	0	52 109		0	0	52 109
Société d'économie mixte locale DREUX - GEDIA	80	36 684	4 264	0	32 419		13 127	0	45 546
SYNELVA COLLECTIVITÉS	74 618	9 575 311	2 831 644	118 403	6 625 263		10 800	61 947	6 698 010
Régie Municipale d'Electricité CAZERES	607	297 948	34 172	0	263 776		0	4 693	268 469
Régie Municipale d'Electricité MARTRES TOLOSANE	102	30 044	5 848	0	24 196		0	3 088	27 284
Régie municipale d'Electricité MIRAMONT DE COMMINGES	151	51 907	7 840	0	44 067		0	0	44 067
Régie Municipale Multiservices de LA REOLE	24	10 555	1 126	0	9 429		0	0	9 429
Régie d'Electricité du Syndicat du SUD DE LA REOLE	3 682	1 383 758	183 664	0	1 200 094		0	14 424	1 214 518
Régie Municipale d'Electricité BAZAS	831	297 973	42 755	0	255 218		801	4 506	260 525
Régie Municipale d'Electricité GIGNAC	426	190 719	20 976	0	169 742		0	4 190	173 932
Régie Municipale d'Electricité CAZOULS LES BÉZIERS	236	125 501	11 647	0	113 854		40	5 423	119 317
Coopérative d'Electricité SAINT-MARTIN DE LONDRES	41 197	9 302 380	1 553 747	30 152	7 718 481		15 976	120 563	7 855 020
GAZ ELECTRICITE DE GRENOBLE	112 354	11 525 762	4 453 951	265 088	6 806 723		49 500	161 421	7 017 644
Régie Municipale d'Electricité SALINS LES BAINS	64	34 197	3 176	0	31 022		266	2 701	33 988
GASCOGNE ENERGIES SERVICES AIRE SUR L'ADOUR (ex Régies Municipales)	2 113	865 895	103 203	0	762 692		635	0	763 327
S.I.C.A.E. REGION DE PITHIVIERS	126 857	12 477 162	6 460 808	0	6 016 355		12 654	51 146	6 080 155
Régie Communale Electrique SAULNES	11	5 590	583	0	5 007		430	750	6 187
SAEML UEM USINE D'ELECTRICITE DE METZ	226 953	31 579 162	9 314 416	671 403	21 593 343		98 931	237 430	21 929 704
Régie Communale d'Electricité PIERREVILLERS	19	10 630	938	0	9 693		0	362	10 055
Régie Municipale d'Electricité ROMBAS	84	41 788	4 405	0	37 384		1 493	1 501	40 377
Régie Municipale d'Electricité CREUTZWALD	32 845	3 739 969	1 355 258	169 236	2 215 475		1 755	21 654	2 238 884
Régie Municipale de Distribution CLOUANGE	32	16 021	1 534	0	14 487		0	0	14 487
Régie d'Electricité BITCHE	73	36 601	3 495	0	33 106		526	2 676	36 308
Régie Communale d'Electricité SAINTE-MARIE AUX CHENES	39	18 576	2 042	0	16 534		0	1 919	18 453
Régie Communale d'Electricité UCKANGE	333	86 523	18 586	0	67 936		0	2 567	70 503
Régie Municipale de Distribution d'Electricité de HAGONDANGE	110	36 376	5 428	0	30 948		3 722	2 516	37 186
Régie d'Electricité SCHOENECK	75	40 824	3 589	0	37 235		235	1 300	38 770
Régie Municipale d'Electricité AMNEVILLE	135	66 759	6 567	0	60 192		1 426	4 800	66 418
Régie Municipale d'Electricité HOMBURG HAUT	51	21 235	2 443	0	18 792		1 523	1 400	21 715
Régie Municipale d'Electricité ENERGIS SAINT-AVOLD	2 683	477 114	159 974	0	317 140		1 753	0	318 893
R.M.E.T. TALANGE	116	34 170	5 743	0	28 427		360	3 864	32 651
Régie Municipale d'Electricité et de Télédistribution MARANGE SILVANGE TERNEL	35	20 796	1 653	0	19 144		4 241	1 500	24 885
Régie Municipale d'Electricité MONTAIS LA MONTAGNE	25	9 736	1 182	0	8 554		0	0	8 554
S.I.C.A.E. CARNIN	54	18 018	2 990	0	15 028		0	0	15 028
Régie Electrique FONTAINE AU PIRE	8	3 858	412	0	3 447		158	0	3 605
SEM BEAUVOIS DISTRELEC	43	19 102	2 134	0	16 969		0	660	17 629
Régie Municipale d'Electricité LOOS	50	22 152	2 998	0	19 154		3 942	0	23 096
Régie Communale d'Electricité MONTATAIRE	14 057	1 981 732	808 527	0	1 173 205		6 903	448	1 180 555
S.I.C.A.E. OISE	190 707	18 170 881	7 144 398	323 330	10 703 152		18 412	161 234	10 882 798
Société d'Electricité Régionale des CANTONS DE LASSIGNY & LIMITOPHES	17 044	2 862 967	880 465	0	1 982 502		6 166	16 587	2 005 255
Régie Municipale d'Electricité LARUNS	47	21 579	3 508	0	18 071		0	0	18 071
SIVOM d'Énergie du Pays Toy	180	20 736	9 011	0	11 725		1 350	54	13 129
Régie Electrique CAPVERN LES BAINS	24	9 407	1 579	0	7 828		0	0	7 828
Energies Services LANNEMEZAN	624	360 873	24 458	0	336 415		4 647	2 897	343 959
Régie Electrique LA CABANASSE	15	8 082	764	0	7 318		0	85	7 403
Régie Electrique Municipale PRATS DE MOLLO LA PRESTE	1 549	120 191	79 037	0	41 154		197	0	41 351
Régie Electrique Municipale SAINT-LAURENT DE CERDANS	12	7 754	620	0	7 135		290	0	7 425
Régie Intercommunale d'Electricité NIEDERBRONN REICHSHOFFEN	622	315 943	28 525	0	287 417		706	9 773	297 896
GAZ DE BARR	250	91 596	12 062	0	79 533		6 041	2 094	87 668
UME	4 013	1 173 475	161 403	10 001	1 002 071		0	17 197	1 019 268

Nom opérateur	Charges dues aux contrats d'achat					Soutien à l'injection de biométhane	Charges liées aux dispositifs sociaux	Frais de gestion	Montant de la compensation
	Quantité achetée	Coût d'achat	Coût évité énergie	Coût évité capacité	Surcoût d'achat total				
	MWh	€	€	€	€	€	€	€	€
Régie Municipale d'Electricité de la ville de SARRE UNION	15 642	2 141 604	698 343	0	1 443 261		595	29 130	1 472 986
ES ENERGIES STRASBOURG	308 390	72 729 382	12 638 203	858 039	59 233 140	1 265 765	162 473	406 474	61 067 853
VIALIS	24 630	5 055 653	985 261	37 025	4 033 367		14 945	31 360	4 079 671
Coopérative de droit suisse ELEKTRA BIRSECK	23 995	4 620 703	942 306	50 700	3 627 697		1 590	28 317	3 657 604
SAEML HUNELEC Service de Distribution Public HUNELEC	170	98 036	6 487	0	91 549		261	5 769	97 580
SICAE EST	61 838	8 400 601	2 382 722	105 639	5 912 240		5 265	72 962	5 990 467
Régie Municipale d'Electricité LA CHAMBRE	157	30 548	6 484	0	24 064		0	0	24 064
Régie Municipale d'Electricité de SAINT-AVRE	34	17 972	1 351	0	16 621		0	595	17 216
Régie de Distribution d'Energie Electrique SAINT-MARTIN SUR LA CHAMBRE	60	31 343	2 351	0	28 992		0	880	29 872
Régie Municipale d'Electricité SAINTE-MARIE DE GUINES	30	12 693	1 197	0	11 496		0	891	12 387
SOREA	30 824	3 051 984	1 139 109	21 914	1 890 960		2 122	61 510	1 954 592
Régie Electrique AIGUEBLANCHE	113	57 221	5 779	0	51 443		0	0	51 443
Régie Electrique PETIT COEUR	3	2 086	198	0	1 887		0	0	1 887
Régie d'Electricité du Morel	35	22 370	1 872	0	20 499		0	0	20 499
Régie Municipale d'Electricité PONTAMFREY MONTPASCAL	16	8 085	839	0	7 247		0	680	7 927
Régie Electrique TIGNES	133	14 509	6 728	0	7 781		1 233	0	9 014
Régie Electrique Communale BOZEL	4 343	392 954	193 662	0	199 292		0	0	199 292
Régie Electrique Communale AUSSOIS	17	5 619	898	0	4 721		0	0	4 721
Régie Electrique AVRIEUX	6	3 868	385	0	3 484		225	0	3 709
Régie Electrique VILLARODIN BOURGET	19	9 396	958	0	8 438		0	0	8 438
Régie Electrique SAINTE-FOY TARENTEISE	24	9 591	1 390	0	8 201		0	0	8 201
Régie Electrique Municipale VILLAROGGER	9	2 644	505	0	2 140		0	0	2 140
Régie Electrique Municipale LA CHAPELLE	946	105 935	36 316	0	69 619		0	1 963	71 582
Régie Electrique MONTVALEZAN	15	9 397	879	0	8 518		56	20	8 594
Régie d'Electricité TOURS EN SAVOIE	45	25 136	2 518	0	22 618		0	0	22 618
Syndicat d'Electricité SYNERGIE MAURIENNE	14 265	1 383 808	540 684	11 675	831 449		710	16 038	848 198
Régie Gaz Electricité de la Ville BONNEVILLE	5 905	546 447	283 093	0	263 355		3 150	7 600	274 105
Régie du Syndicat Intercommunal d'Energies VALLÉE DE THÔNES	484	251 628	24 113	0	227 515		5 603	3 922	237 040
Régie Municipale Electrique LES HOUCHES	204	29 244	11 313	0	17 931		900	2 600	21 431
Régie Municipale d'Electricité SALLANCHES	561	177 365	27 598	0	149 767		4 050	13 160	166 977
ENERGIE ET SERVICES DE SEYSEL (SAEML)	4 779	1 834 088	244 904	0	1 589 185		14 504	22 497	1 626 186
S.A.I.C. PERS LOISINGS	99	44 085	4 975	0	39 110		0	0	39 110
Régie d'Electricité d'Elbeuf	167	77 921	6 537	0	71 384		11 217	4 432	87 033
Régie Communale de Distribution d'Electricité MITRY MORY	54	27 572	2 684	0	24 888		3 150	0	28 038
S.I.C.A.E. E.L.Y. : REGION EURE & LOIR YVELINES	1 265	467 923	61 802	0	406 121		3 756	12 070	421 947
SEOLIS	832 329	95 237 664	31 508 271	1 277 769	62 451 624		123 860	1 552 808	64 128 292
S.I.C.A.E. de la SOMME et du CAMBRAIS	364 845	32 763 717	13 647 362	490 690	18 625 665		7 200	321 068	18 953 933
GAZELEC DE PERONNE	44 106	3 886 136	1 647 520	62 375	2 176 240		3 566	12 461	2 192 268
Régie Communale d'Electricité MONTDIDIER	11 082	1 107 392	565 295	0	542 097		1 350	3 162	546 609
Régie Municipale d'Electricité SAINT-PAUL CAP DE JOUX	5	2 199	251	0	1 948		0	542	2 490
SICAE du CARMAUSIN	11 615	3 870 725	467 262	8 001	3 395 462		1 688	34 386	3 431 536
Régie Municipale d'Electricité et de Gaz Energie Services Occitans CARMAUX ENEO	6 879	1 177 279	306 371	0	870 908		40 935	25 233	937 076
EPIC ENERGIES SERVICES LAVALUR - Pays de Coccagne	25 535	3 634 950	1 261 698	0	2 373 253		5 042	27 300	2 405 595
Régie d'Electricité du Département de la Vienne SOREGIES	649 323	91 951 611	24 360 631	745 762	66 845 219		132 156	378 674	67 356 049
Régie Municipale Electrique SAINT-LÉONARD DE NOBLAT	434	38 354	22 356	0	15 998		113	0	16 111
Régie Municipale d'Electricité LA BRESSE	8 761	1 066 734	371 106	26 152	669 476		46	17 105	686 627
S.I.C.A.E. CANTONS DE LA FERTÉ-ALAIS & LIMITROPHES	656	189 685	33 780	0	155 905		88	5 113	161 107
Coopérative d'Electricité VILLIERS SUR MARNE	66	30 908	3 379	0	27 529		9 000	0	36 529
S.I.C.A.E. VALLEE DU SAUSSERON	90	43 371	4 586	0	38 786		2 946	1 546	43 277
TOTAL Flex	26 648	4 042 176	948 121	15 952	3 078 104			79 633	3 157 737
BUDGET TELECOM - MINT ENERGIE	0	0	0	0	0		2 628		2 628
TOTAL DIRECT ENERGIE	0	0	0	0	0	4 776 791	479 375	15 823	5 271 989
ENERCOOP	14 812	1 951 112	556 132	4 000	1 390 980	737 232		33 427	2 161 638
ENERGEM	0	0	0	0	0		649		649
CALED							2 500		2 500
ENDESA ENERGIA SA						1 924 866		17 476	1 942 342
SAVE						16 416 612		146 002	16 562 614
ALSEN						1 571 354		8 885	1 580 239
Gaz de Bordeaux						653 976	6 560	9 744	670 279
SOCIETE EUROPEENNE DE GESTION DE L'ENERGIE						7 438 929		59 412	7 498 341
Gaz de Paris						9 502 382		49 290	9 551 672
Vattenfall							562		562
PICOTY						391 901		6 850	398 750
DYNEFF							8 940		8 940
GEG Source d'Energies						1 611 690		6 154	1 617 843
Total Energie Gaz (Tegaz)							168 745		168 745
SOCIETE VALMY DEFENSE 17 SVD 17						4 540 953		146 854	4 687 808
ENGIE	0	0	0	0	0	53 216 090	4 411 399	370 324	57 997 813
GEDIA ENERGIES & SERVICES	0	0	0	0	0		573		573

	Charges dues aux contrats d'achat					Soutien à l'injection de biométhane	Charges liées aux dispositifs sociaux	Frais de gestion	Montant de la compensation
	Quantité achetée	Coût d'achat	Coût évité énergie	Coût évité capacité	Surcoût d'achat total				
Nom opérateur	MWh	€	€	€	€	€	€	€	€
OUI ENERGY	0	0	0	0	0		13 073		13 073
PROVIRIDIS SAS						652 567		32 912	685 479
REDEO ENERGIES SAS						1 744 332		27 245	1 771 577
SELIA	0	0	0	0	0		358		358
Terreal						1 290 185		6 112	1 296 297
Union des producteurs locaux d'électricité	12 616	1 213 363	476 625	15 567	721 171		1 008	23 234	745 413
Total	3 437 098	463 756 319	135 551 079	5 335 095	322 870 145	107 735 625	5 948 024	5 162 486	441 716 280