



ANNEXE 2

Mise à jour des charges de service public de l'énergie prévisionnelles au titre de l'année 2020 (CP''₂₀)

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

Cette annexe présente la mise à jour des charges de service public de l'énergie au titre de l'année 2020¹ par les différents opérateurs concernés ou la prévision de ces charges pour ceux qui ne l'avaient pas faite auparavant. 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.

Les charges ont été calculées à partir des déclarations envoyées par les opérateurs concernés avant le 30 avril 2020 et à partir des dernières données de prix de marché de gros de l'électricité et du gaz.

En application de l'article 89 de la loi de finances pour 2020², 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'Etat 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 Electricité de Mayotte (EDM) à Mayotte, par Électricité et Eau de Wallis-et-Futuna (EEWF) à Wallis-et-Futuna et dans les autres territoires par la direction Systèmes Énergétiques Insulaires (SEI) du groupe Électricité de France (EDF), qui sera désignée dans la suite du document par l'acronyme EDF sauf s'il est besoin de la distinguer d'autres entités du groupe EDF.

Opérateurs ayant déclaré la mise à jour de leurs charges de service public de l'énergie au titre de 2020

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

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

Dans ces conditions, la CRE a calculé la prévision des charges mise à jour au titre de l'année 2020 à partir des déclarations transmises par les opérateurs après avoir attiré, le cas échéant, leur attention sur les éventuelles erreurs manifestes détectées.

Avertissement

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

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

¹ Les charges initialement prévues font l'objet de l'annexe 1 de la délibération de la CRE du 30 octobre 2019 portant correction d'erreurs figurant dans la délibération n° 2019-172 du 11 juillet 2019 relative à l'évaluation des charges de service public de l'énergie pour 2020.

² LOI n° 2019-1479 du 28 décembre 2019 de finances pour 2020

SOMMAIRE

A. SOUTIEN AUX ÉNERGIES RENOUVELABLES ÉLECTRIQUES, À LA COGÉNÉRATION GAZ NATUREL ET AUTRES MOYENS THERMIQUES EN MÉTROPOLE CONTINENTALE	3
A.1 Soutien à la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables et de cogénération au périmètre d'EDF en métropole continentale.....	3
A.2 Mise à jour des surcoûts d'achat prévus par les entreprises locales de distribution au titre de 2020 ..	10
A.3 Mise à jour des surcoûts d'achat prévus par les Organismes agréés au titre de 2020.....	13
A.4 Bilan	13
B. SOUTIEN À L'INJECTION DE BIOMÉTHANE.....	14
B.1 Charges liées aux contrats d'achat de biométhane.....	14
B.2 Mise à jour de la valorisation prévisionnelle des garanties d'origine au titre de 2020.....	15
B.3 Mise à jour des charges prévisionnelles au titre de 2020	15
C. SOUTIEN EN ZNI.....	17
C.1 Surcoûts de production dans les zones non interconnectées	18
C.2 Surcoûts liés aux contrats d'achat d'électricité dans les Zones non interconnectées.....	24
C.3 Surcoûts liés aux contrats de stockage dans les Zones non interconnectées.....	27
C.4 Charges liées aux actions de MDE dans les Zones non interconnectées	28
C.5 Coûts liés aux études mentionnées dans les PPE	30
C.6 Synthèse de la mise à jour des charges en ZNI au titre de 2020.....	31
D. SOUTIEN AUX EFFACEMENTS.....	32
D.1 Contexte juridique	32
D.2 Montant des charges prévisionnelles au titre de 2020.....	32
E. DISPOSITIFS SOCIAUX	32
E.1 Charges liées aux dispositifs sociaux – électricité.....	32
E.2 Charges liées aux dispositifs sociaux – gaz.....	35
E.3 Bilan des charges prévisionnelles liées aux dispositifs sociaux	36
F. FRAIS DIVERS - COÛTS LIÉS À LA CONCLUSION ET À LA GESTION DES CONTRATS D'OBLIGATION D'ACHAT ET DE COMPLÉMENT DE RÉMUNÉRATION EN MÉTROPOLE CONTINENTALE (ELECTRICITE ET GAZ) 36	
G. SYNTHESE.....	38
G.1 Mise à jour des charges de service public prévisionnelles au titre de 2020	38
G.2 Détails de la mise à jour des charges de service public prévisionnelles au titre de 2020 par les opérateurs autres qu'EDF, EDM, EEWf, RTE et Acheteurs de dernier recours.....	40

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

Les perspectives d'évolution des quantités achetées et des montants versés aux producteurs d'électricité à partir d'énergies renouvelables et de cogénération sont présentées 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. La CRE précise que les installations sortant des dispositifs de soutien peuvent continuer à produire sans nouveau soutien public, ces installations sortent du périmètre de la délibération évaluant les charges de service public de l'énergie. 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 prévisionnelle d'énergie soutenue en 2020 s'élève à 68,7 TWh, elle augmente très fortement entre 2019 et 2020 (+ 7,2 TWh soit + 12 %), elle est aussi en hausse par rapport à la prévision initiale au titre de 2020 (+ 3,6 TWh soit + 5 %). La puissance des installations soutenues s'élèverait à 33,9 GW en 2020, elle augmenterait entre 2019 et 2020 de 3,5 GW, elle est aussi en hausse par rapport à la prévision initiale au titre de 2020 (+ 1,8 GW, soit + 5 %).

Tableau 1 : Puissance et énergie des installations soutenues prévues pour 2020 par EDF en métropole (obligation d'achat et complément de rémunération cumulés)

		Total	Cogénération	Hydraulique	Eolien	Incinération	Biogaz	Biomasse	Photovoltaïque	Autres
Energie soutenue (TWh)	2019	61,5	7,0	5,5	31,4	1,7	2,3	2,6	10,7	0,2
	2020 (initiale)	65,1	7,4	6,1	32,4	1,7	2,3	3,9	11,1	0,4
	2020 (mise à jour)	68,7	7,3	5,9	36,1	1,6	2,5	2,9	12,0	0,3
Puissance soutenue (GW)	2019	30,4	2,8	1,9	14,6	0,2	0,4	0,6	9,6	0,2
	2020 (initiale)	32,1	2,6	2,0	15,6	0,2	0,4	0,8	10,3	0,2
	2020 (mise à jour)	33,9	2,7	2,0	16,6	0,2	0,5	0,7	11,0	0,2

Le **parc éolien** soutenu connaît une hausse plus importante qu'attendue initialement. Sa puissance pourrait s'établir à 16,6 GW fin 2020, alors qu'il n'était que de 14,6 GW fin 2019 et qu'il était attendu qu'elle s'élève à 15,6 GW lors de la prévision initiale réalisée au premier semestre 2019. Deux raisons permettent d'expliquer cette évolution : d'une part, la situation litigieuse de l'arrêté du 13 décembre 2016 a été résolue fin 2019³ et, d'autre part, EDF constate une accélération du délai de mise en service des installations. L'énergie éolienne soutenue en 2020 pourrait s'élever à 36,1 TWh ; elle progresse plus rapidement que la puissance installée (+ 10 % en énergie entre la

³ L'arrêté du 13 décembre 2016 a été notifié à la Commission européenne incluant une puissance maximale d'installations soutenues sous ce régime transitoire (cf. avis de la CRE du 3 novembre 2016). Le cumul des demandes de contrat de soutien ayant dépassé cette puissance maximale, la direction générale de l'énergie et du climat a demandé à EDF de cesser de signer des contrats en application de cet arrêté. Les porteurs de projet concernés peuvent bénéficier des dispositifs de soutien en vigueur, cette situation a été clarifiée par l'arrêté du 30 mars 2020 et par la modification, le 23 octobre 2019, du cahier des charges de l'appel d'offres éolien terrestre.

prévision initiale et la prévision révisée alors que la puissance n'augmente que de 6 %) en raison de conditions météorologiques favorables à l'éolien au premier trimestre 2020.

Aucune installation **éolienne en mer** ne devrait être mise en service en 2020, le paragraphe précédent ne concerne par conséquent que l'éolien terrestre.

Le **parc photovoltaïque** soutenu progresse de 14 % entre 2019 et 2020 et pourrait s'élever à 11 GW fin 2020, il progresse même de 7 % entre la prévision initiale et la prévision révisée. Outre la progression continue du parc photovoltaïque grâce aux dispositifs de soutien mis en œuvre par l'Etat (guichet ouvert et appels d'offres), EDF note une légère accélération du calendrier de réalisation des parcs (un trimestre en moins pour une moyenne de 4 ans). L'énergie produite par ce parc soutenu progresse au même rythme et pourrait s'élever à 12 TWh en 2020 (+ 1,3 TWh par rapport à 2019).

La **filière cogénération au gaz naturel** devrait décroître entre 2019 et 2020 (- 2 % en puissance) mais plus faiblement qu'attendu lors de la prévision initiale (- 8 %), la puissance installée devrait atteindre 2,7 GW fin 2020. En revanche, l'énergie produite croît de 4 % entre 2019 et 2020 et devrait s'élever à 7,3 TWh en 2020. La mise en service d'installations sous complément de rémunération produisant davantage que les installations sous obligation d'achat explique cette augmentation de l'énergie produite. Ces dernières ont en effet la possibilité d'être à disposition du système électrique et de recevoir une prime rémunérant leur disponibilité. Ce mode n'a pas été maintenu avec le nouveau dispositif de soutien.

Le **parc hydraulique** soutenu progresse de 5 % entre 2019 et 2020 et devrait atteindre 2,0 GW. La production devrait s'élever à 5,9 TWh en 2020, en hausse de 0,4 TWh par rapport à 2019.

La puissance de la **filière biomasse bois-énergie** s'élèvera à 675 MW fin 2020, soit 70 MW de plus que fin 2019. Le report de 2020 à 2021 de la mise en service d'une installation de 50 MW fait diminuer la puissance prévue pour cette filière. L'énergie produite suit la même trajectoire et pourrait s'élever fin 2020 à 2,9 TWh.

La **filière biogaz** connaît une croissance de l'ordre de 10 % entre 2019 et 2020 tant en termes de puissance installée que d'énergie produite pour atteindre respectivement 477 MW et 2,5 TWh. Cette évolution est portée uniquement par la filière méthanisation. Si certaines ISDND ou STEP permettant le traitement de déchets ou d'eau s'équipent encore en moyen de valorisation énergétique, elles s'orientent vers la valorisation sous forme d'injection de biométhane dans les réseaux de gaz.

La **filière incinération d'ordures ménagères** décroît (- 11 MW entre 2019 et 2020, pour une puissance de 234 MW fin 2020) en raison de l'arrivée à échéance des contrats et de l'absence de mécanisme de soutien pour porter de nouvelles installations. L'énergie produite suit la même tendance et s'élèverait à 1,6 TWh en 2020.

Les autres filières (**gaz de mines, géothermie, achat des surplus aux ELD**) sont plus marginales et représenteraient une production de 322 GWh en 2020.

A.1.2 Surcoûts liés aux contrats d'achat

Les surcoûts d'achat prévus pour 2020 sont dus aux contrats d'achat suivants :

- les contrats relevant de l'obligation d'achat (article L. 314-1 du code de l'énergie) ;
- les contrats d'achat conclus à l'issue d'appels d'offres (1° de l'article L. 311-12 du code précité) ;
- les contrats conclus ou négociés avant le 11 février 2000 (article L. 121-27 du code précité) ;

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

A.1.2.1 Quantités d'électricité et coûts d'achat prévisionnels

La mise à jour de la prévision des quantités achetées en 2020 est établie par EDF à partir des montants constatés au titre de 2019 et au cours des mois de janvier à mars 2020, et des évolutions prévues pour le reste de l'année 2020. Comme indiqué en introduction, la CRE n'a pas modifié ces nouvelles prévisions.

Les quantités d'électricité et les coûts d'achat déclarés par EDF en métropole continentale au titre de l'année 2020 sont présentés dans le Tableau 2.

Tableau 2 : Mise à jour des quantités d'électricité et coûts d'achat prévus par EDF pour 2020

	Cogénération gaz	Hydraulique	Eolien	Incinération	Biogaz	Biomasse	Photovoltaïque	Surplus des ELD	Gaz de Mines	TOTAL
Janvier	1 520,1	578,5	3 378,4	136,4	214,3	219,8	395,0	21,1	6,5	6 470,1
Février	1 404,5	580,4	4 678,8	128,8	200,3	209,8	604,9	36,9	5,3	7 849,8
Mars	1 673,7	499,8	3 931,8	146,4	205,2	290,0	1 021,0	18,6	6,4	7 792,8
Avril	0,0	665,3	1 916,0	115,3	188,6	238,9	1 112,2	10,7	6,1	4 253,1
Mai	0,0	707,6	1 701,9	130,6	190,3	233,0	1 286,5	13,6	6,3	4 269,7
Juin	0,0	577,3	1 510,9	130,9	187,6	194,6	1 352,1	14,8	6,1	3 974,3
Juillet	0,0	409,1	1 450,1	156,7	196,7	231,6	1 421,0	12,1	6,3	3 883,5
Août	0,0	300,7	1 349,3	145,5	195,7	228,1	1 289,6	10,8	6,3	3 526,0
Septembre	0,0	272,0	1 839,9	132,9	190,9	227,6	1 056,4	14,5	6,1	3 740,3
Octobre	0,0	351,1	2 456,7	111,2	206,3	213,1	753,9	16,5	6,3	4 115,1
Novembre	1 236,5	401,1	2 703,8	143,1	195,6	217,5	436,5	15,5	10,1	5 359,7
Décembre	1 405,4	519,6	3 489,7	144,5	206,1	209,9	311,7	15,7	10,4	6 313,0
Quantités (GWh)	7 240,3	5 862,6	30 407,4	1 622,3	2 377,6	2 713,9	11 040,8	200,7	82,2	61 547,6
Prévision initiale pour 2020 (GWh)	7 312,7	6 036,8	27 420,7	1 654,2	2 246,0	3 488,1	10 470,0	182,3	74,2	58 885,0
Quantités en 2019 (GWh)	7 033,5	5 490,3	29 387,0	1 696,8	2 319,8	2 588,3	10 530,3	175,9	73,8	59 295,7
Coût d'achat (M€)	1 051,7	471,5	2 766,1	98,9	393,9	392,0	3 103,7	19,9	6,0	8 303,5
Prévision initiale pour 2020 (M€)	1 252,4	470,5	2 497,2	100,4	364,4	490,6	3 023,5	16,9	3,9	8 221,1
Coût d'achat en 2019 (M€)	1 079,7	449,9	2 634,0	101,9	376,2	373,1	3 018,9	16,6	5,3	8 055,8
Coût d'achat unitaire (€/MWh)	145,3	80,4	91,0	61,0	165,7	144,4	281,1	99,0	72,9	134,9
Prévision initiale pour 2020 (€/MWh)	171,3	77,9	91,1	60,7	162,2	140,7	288,8	92,6	53,2	139,6
Coût d'achat unitaire en 2019 (€/MWh)	153,5	81,9	89,6	60,0	162,2	144,2	286,7	94,4	71,8	135,9

La mise à jour de la prévision pour 2020 réalisée par EDF aboutit à un volume total de **61,5 TWh** pour un coût d'achat de **8 303,5 M€**.

La quantité d'énergie et le coût d'achat continuent de progresser par rapport à 2019 (respectivement + 3,8 % et + 3,1 %), il pourrait s'agir de la dernière année de croissance du parc sous obligation d'achat (la décroissance du parc sous OA est amorcée en 2021, cf. annexe 1). La progression en énergie est particulièrement portée par les filières éolien terrestre (+ 1 TWh) et photovoltaïque (+ 0,5 TWh). Le coût d'achat total augmente (+ 248 M€) principalement sous l'effet de la hausse de l'énergie produite par les filières éolien et photovoltaïque. Le coût d'achat unitaire moyen décroît de 0,9 €/MWh pour s'élever à 134,9 €/MWh en raison principalement de la baisse du tarif d'achat moyen du photovoltaïque et de la cogénération au gaz.

Le coût d'achat unitaire de la cogénération décroît substantiellement (- 8,3 €/MWh soit - 5,4 %) en raison principalement de l'exemption de TICGN décidée par la loi de finances pour 2020 et le remboursement par les producteurs de la part du tarif d'achat visant à couvrir la TICGN.

Pour toutes les filières, il est à noter qu'EDF révisé à la baisse sa prévision d'inflation (+ 1,30 % contre + 1,35 % pour les prévisions établies en 2019). La plupart des mécanismes de soutien prévoient des clauses d'indexation des niveaux de soutien en fonction de l'évolution observée par l'INSEE du coût du travail et des prix de l'industrie.

Par rapport à la prévision initiale, l'énergie sous obligation d'achat augmente substantiellement (+ 2,7 TWh) en raison de la météorologie favorable à l'éolien terrestre au premier trimestre 2020 (+ 3,0 TWh). Les autres filières connaissent des évolutions contrastées (- 0,8 TWh pour la biomasse en raison d'une mise en service retardée en 2021, + 0,6 TWh pour le photovoltaïque sous l'effet d'une accélération du rythme de mise en service des installations). Le coût d'achat stagne par rapport à la prévision initiale (+ 1,0 %) sous l'effet contrasté (i) de la hausse du coût d'achat de l'éolien, et du photovoltaïque dans une moindre mesure, en conséquence de la hausse de la prévision d'énergie produite et (ii) de la baisse du coût d'achat de la biomasse en conséquence de la baisse de la prévision d'énergie produite et de la baisse importante du coût d'achat unitaire de la cogénération (- 26,0 €/MWh) dont les raisons sont exposées *supra* (une baisse des prix de marché attendue s'ajoute à l'exemption de TICGN).

La poursuite de la décroissance du coût d'achat unitaire moyen du photovoltaïque (- 5,6 €/MWh, soit - 1,9 %) est à noter sous l'effet de la mise en service en 2020 d'installations ayant un coût d'achat unitaire plus bas que le coût d'achat unitaire moyen de 2019.

A.1.2.2 Coûts évités liés à l'énergie produite

Le 1° de l'article L. 121-7 du code de l'énergie dispose que les coûts évités à EDF par les contrats d'achat en métropole continentale sont évalués « *par référence aux prix de marché de l'électricité* ».

Ce paragraphe présente le calcul des coûts évités, l'analyse de l'évolution des surcoûts d'achat est présenté au paragraphe A.1.2.6.

Cas général

La méthodologie d'évaluation du coût évité prévisionnel au titre de l'année en cours pour EDF en métropole continentale est détaillée dans la délibération de la CRE du 16 décembre 2014⁴, du 25 mai 2016⁵, du 22 juin 2017⁶, du 16 mai 2019⁷ et du 28 novembre 2019⁸. Dans le cas général des filières sous obligation d'achat, le coût évité à EDF distingue le coût évité par la production quasi-certaine et celui évité par la production dite aléatoire. Des méthodologies d'évaluation particulières sont prévues pour les filières photovoltaïque 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 est calculé par référence aux prix de marché à terme. Le coût évité par la production aléatoire est calculé pour les 4 premiers mois de l'année à partir des prix spot constatés, et pour les 8 derniers mois à partir des prix de marché à terme : cotation des produits M5 et M6 pour le mois de mai et de juin, et cotations des produits Q3 et Q4 auxquelles sont appliqués des coefficients mensuels correspondants à la moyenne, depuis 2002, des rapports du prix du mois sur le prix du trimestre correspondant (poids moyen du mois dans le trimestre) pour les mois de juillet à décembre.

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

Le coût évité ainsi obtenu pour l'année 2020 s'élève à **1 921,0 M€** (hors contrats photovoltaïques et contrats à différenciation horosaisonnaire).

Coût évité par la production quasi-certaine

La puissance quasi-certaine retenue pour l'année 2020⁹ est indiquée dans le Tableau 3.

Tableau 3 : Puissance quasi-certaine retenue pour 2020

	Puissance quasi-certaine (MW)
Ruban de base	1 400
Surplus de production du premier trimestre	2 100
Surplus de production novembre	1 800
Surplus de production décembre	1 800

En application de la délibération du 16 mai 2019, le coût évité pour les produits des blocs correspondant à la production quasi-certaine est calculé en fonction :

- des ventes effectivement réalisées le cas échéant par EDF depuis le 1^{er} juillet 2017 ;
- de la moyenne des cotations EEX constatées entre le 15 et le 30 avril 2020 pour les ventes à effectuer à compter de cette date.

Le coût évité du produit « ruban » est ainsi obtenu à partir des ventes réalisées par EDF entre le 1^{er} janvier 2018 et le 31 décembre 2019. Le coût évité du produit « Q1 » a été obtenu à partir des ventes réalisées par EDF entre le 1^{er} janvier 2019 et le 31 décembre 2019. Le coût évité par les blocs des mois M11 et M12 est calculé selon la méthodologie retenue pour l'évaluation du coût évité mensuel par la part aléatoire (cf. infra) qui repose notamment sur la moyenne des cotations EEX observées entre le 15 et le 30 avril 2020 pour le produit « Q4 ». Les références de coût évité finalement retenues pour chaque bloc de puissance quasi-certaine sont indiquées dans le Tableau 4.

Tableau 4 : Prix de valorisation des volumes quasi-certains retenus pour 2020, en €/MWh

Ruban	1 ^{er} trimestre (Q1)	Novembre (M11)	Décembre (M12)
48,13	59,13	54,44	51,13

⁴ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 16 décembre 2014 portant communication relative à l'évolution de la méthodologie de calcul du coût évité par l'électricité produite sous obligation d'achat en métropole continentale.

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

⁶ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 22 juin 2017 portant communication relative à la méthodologie de calcul du coût évité par l'électricité produite sous obligation d'achat et à la valorisation des certificats de capacité attachés à la production sous obligation d'achat

⁷ 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

⁸ 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

⁹ Délibération de la CRE du 28 novembre 2019 relative aux valeurs de la puissance équivalente quasi-certaine nécessaires pour le calcul du coût évité par l'électricité produite sous obligation d'achat en métropole continentale

Ainsi, le coût évité par la production quasi-certaine, correspondant à 19,5 TWh, est de **1 002,1 M€**.

Coût évité par la production aléatoire relevant du cas général

Le coût évité par la part aléatoire est évalué à partir des prix spot, des cotations des produits M5 et M6, et des cotations des produits Q3 et Q4 auxquelles sont appliquées des facteurs fondés sur des données historiques de manière à établir une référence mensuelle.

Tableau 5 : Prix de marché mensuels pour la part aléatoire pour 2020, en €/MWh

Mois	Référence mensuelle
Janvier	38,01
Février	26,25
Mars	23,81
Avril	13,45
Mai	18,71
Juin	26,01
Juillet	32,56
Août	29,68
Septembre	35,30
Octobre	53,23
Novembre	54,44
Décembre	51,13

Le coût évité par la production aléatoire relevant du cas général (hors contrats photovoltaïques et contrats à différenciation horosaisonnière) s'élève à **918,9 M€**. Ce montant est détaillé dans le Tableau 6.

Tableau 6 : Prix de marché mensuels et coût évité à EDF par les contrats d'achat en 2020 (hors contrats photovoltaïques et contrats horosaisonnalisés)

Mois	Prix mensuel	Quantité hors éolien	Prix mensuel éolien	Quantité éolien	Coût évité
	(€/MWh)	(GWh)	(€/MWh)	(GWh)	(M€)
Janvier	38,01	1 534,5	30,4	1 774,6	112,3
Février	26,25	1 467,8	22,9	3 178,5	111,4
Mars	23,81	1 699,9	19,5	2 328,0	85,8
Avril	13,45	706,6	12,6	1 240,0	25,1
Mai	18,71	740,1	17,6	1 003,4	31,5
Juin	26,01	617,6	23,6	835,0	35,8
Juillet	32,56	554,8	29,6	751,6	40,3
Août	29,68	459,8	26,4	650,8	30,8
Septembre	35,30	435,8	32,6	1 163,9	53,4
Octobre	53,23	463,1	50,0	1 758,2	112,5
Novembre	54,44	1 173,2	45,8	1 333,7	125,0
Décembre	51,13	1 464,5	39,9	2 010,5	155,0
Total 2020	34,2	11 318	29,5	18 028	918,9

Coût évité par la production photovoltaïque

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

La référence de coût évité pour la mise à jour de la prévision 2020 est calculée en appliquant aux prix de marché mensuels, dont le calcul est décrit dans la partie précédente, le rapport moyen des prix de marchés pondérés par les profils de production horosaisonniers du profil PRD3 (utilisé par les gestionnaires de réseaux de distribution) sur les prix mensuels issus de la valorisation de la production sous obligation d'achat dans le périmètre d'EDF au cours des cinq dernières années. Cette méthode de calcul permet de déterminer un niveau de valorisation de l'électricité photovoltaïque en accord avec les périodes de production théorique, le photovoltaïque permettant de produire uniquement le jour et davantage en été qu'en hiver.

Ainsi, le coût évité total prévisionnel pour la filière photovoltaïque en 2020 est de **346,5 M€**.

Cas particulier des installations bénéficiant d'un contrat horosaisonnalisé

Certaines installations bénéficient de contrats d'achat à différenciation horosaisonnaire, ce qui signifie que la rémunération du producteur par EDF dépend du moment où il produit son électricité. Les périodes horosaisonnaires où le tarif est élevé correspondent sensiblement aux heures où le prix de marché est haut. Il existe, pour ces contrats, une corrélation temporelle entre le volume acheté par EDF et le prix de marché. Le coût évité doit donc être calculé par poste horosaisonnier.

Ne pouvant prévoir, pour 2020, les prix de marché horaires et la répartition horaire des volumes achetés, on considère, en première approximation, que le coût évité par ces installations en 2020 a varié, par MWh, par rapport à 2019, dans la même proportion que le prix de marché moyen pondéré entre 2019 et 2020. Le coût évité est ainsi estimé à **60,0 M€**.

A.1.2.3 Prise en compte de l'imprévisibilité d'une partie de la production sous obligation d'achat

À la suite de la délibération de la CRE du 16 décembre 2014 portant communication relative à l'évolution de la méthodologie de calcul du coût évité par l'électricité produite sous obligation d'achat en métropole continentale, EDF a procédé à la création d'un périmètre d'équilibre dédié à l'obligation d'achat, au sein duquel les installations sous obligation d'achat ont été basculées au 1^{er} juillet 2015. En conséquence, l'évaluation des charges constatées en tient compte à compter de cette date.

La CRE a estimé, à partir des données fournies par EDF, le coût résultant pour l'année 2020 à **7,8 M€**, en tenant compte des volumes prévus pour chaque filière sous obligation d'achat, de leur contribution respective au volume total d'écart et des prix de marché à terme. Ce coût est à retrancher du coût évité par les contrats d'achat prévu au titre de 2020.

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 présenté ci-dessus. Il s'agit du coût évité « capacité ». L'article L. 335-5 du code de l'énergie dispose en effet que les gestionnaires de contrats d'obligation d'achat en métropole continentale sont subrogés aux producteurs pour la délivrance des garanties de capacité et la responsabilité des éventuels écarts. Les gestionnaires de contrats d'obligation d'achat ont notamment l'obligation de faire certifier les installations dont ils ont la gestion pour chaque Année de Livraison.

Dans ses délibérations du 14 décembre 2016 et du 22 juin 2017, la CRE a défini les principes de la prise en compte des revenus liés aux garanties de capacité respectivement pour l'Année de Livraison 2017 (la première année concernée par le mécanisme) puis pour l'ensemble des Années de Livraison du mécanisme de capacité. Ceux-ci conduisent à prendre en compte la valorisation qui pourrait être obtenue par un gestionnaire d'installation sous obligation d'achat aux enchères organisées pendant une année par EPEX Spot.

Pendant l'année 2020, les enchères tenues par EPEX Spot portent sur les Années de Livraison AL 2019, AL 2020, AL 2021 et AL 2022. Il n'y a pas d'enchères prévues pour les Années de Livraison AL 2023 et AL 2024.

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

Dans le cadre de sa déclaration prévisionnelle, EDF a déclaré à la CRE sa meilleure estimation des volumes destinés à être vendus aux enchères qui se tiennent en 2020 pour les différentes Années de Livraisons qui y sont traitées :

	AL 2019	AL 2020	AL 2021	AL 2022
Volume prévisionnel de certificats pouvant être valorisés en 2020 (MW)	0	- 82,1	6220,1	2941,4

Pour l'Année de Livraison AL 2019, EDF n'anticipe pas de rééquilibrage donnant lieu à une valorisation de certificats de capacité en 2020. Pour l'Année de Livraison AL 2020, un rééquilibrage négatif est prévu, consécutif à la sortie de contrat d'achat d'installations au cours de l'année 2020 non anticipée.

Les premières enchères ayant lieu en 2020 pour l'AL 2021, l'intégralité du volume de certificats obtenus par EDF OA pour cette Année de Livraison sera valorisé en 2020.

Le volume pris en compte pour l'AL 2022 prend également en compte les « contraintes d'offres »¹⁰ auxquelles est soumis EDF car le volume de certificats de capacité dont il dispose est supérieur à 3 GW pour chaque Année de

¹⁰ Cf. section 7.12.3.3 des règles du mécanisme de capacité en vigueur définies par RTE.

Livraison. Les règles du mécanisme de capacité imposent dans ce cadre d'offrir à la vente un volume minimal par année en amont de l'Année de Livraison.

La CRE a vérifié la cohérence de ces volumes avec (i) l'application des règles du mécanisme de capacité s'agissant notamment des « contraintes d'offres » et (ii) les volumes certifiés anticipés par EDF au regard de ceux pris en compte pour les Années de Livraison 2020 et 2021. Pour ces Années de Livraison, la certification des installations a déjà eu lieu et les puissances installées correspondantes font l'objet de prévisions détaillées par EDF dans le cadre des charges prévisionnelles 2020 et 2021.

En application de la délibération de la CRE du 22 juin 2017 susmentionnée, la valorisation des certificats de capacité pour les Années de Livraison 2020, 2021 et 2022 est effectuée au prix moyen résultant des enchères qui se sont déjà tenues pour ces Années de Livraison, soit :

- pour l'Année de Livraison 2020, 19 458,28 €/MW ;
- pour l'Année de Livraison 2021, 19 359,75 €/MW ;
- pour l'Année de Livraison 2022, 16 641,7 €/MW.

Le coût évité total prévisionnel retenu pour EDF au titre de l'année 2020 est de **167,8 M€** répartis de la manière suivante :

Coût évité prévisionnel 2020 liés aux certificats de capacité (M€)	Cogénération	Hydraulique	Eolien	Incinération	Biogaz	Biomasse	Solaire	Autres	Total
	61,7	18,7	57,7	4,6	6,2	8,4	10,1	0,3	167,8

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

Le coût total évité à EDF par les contrats d'achat en métropole en 2020 est évalué à **2 487,5 M€** (1 002,1 M€ de coût évité par la production quasi-certaine + 918,9 M€ de coût évité par la production aléatoire + 346,5 M€ de coût évité par les contrats photovoltaïques + 60,0 M€ de coût évité horosaisonnalisé + 167,8 M€ de coût évité liés aux certificats de capacité – 7,8 M€ au titre de la prise en compte du coût de l'imprévisibilité de la production sous obligation d'achat).

A.1.2.6 Surcoûts liés aux contrats d'achat pour EDF en 2020

Les surcoûts supportés par EDF résultant des contrats d'achat en 2020 s'élèvent à **5 816,0 M€** en métropole continentale (8 303,5 M€ de coût d'achat – 2 487,5 M€ de coût évité).

La mise à jour de la prévision conduit à un montant de charges supérieur de 899 M€ à la prévision initiale pour 2020 (4 917,1 M€). Cette hausse s'explique principalement par la baisse des prix de marché (- 18,5 €/MWh en moyenne représentant + 710 M€ de charges) mais aussi par la hausse du coût d'achat total (+ 83 M€) sous l'effet de la hausse de la quantité achetée (+ 2,7 TWh).

La baisse des prix de marché entre la prévision initiale et les prix constatés entre janvier et avril 2020 est exceptionnelle (- 26 €/MWh pour janvier, - 39 €/MWh pour février, - 35 €/MWh pour mars, - 34 €/MWh pour avril) et a un effet haussier très important sur les surcoûts liés aux contrats d'achat. Elle s'explique par les conséquences de la pandémie mondiale du Covid-19 sur le prix des matières premières et la consommation d'électricité en France. La période de mars et d'avril 2020 a notamment été caractérisée par plusieurs épisodes de prix négatifs. Pour les mois suivants, les prix se redressent progressivement et ils ne sont plus que de 5 €/MWh inférieurs à la prévision initiale pour le dernier trimestre. Les volumes d'énergie quasi-certains vendus à terme avant le début de la pandémie (représentant 17 TWh sur les 60 TWh sous obligation d'achat) amortissent cette baisse des prix de marché, ces volumes sont valorisés à des prix proches de ceux prévus initialement (- 1 €/MWh pour le ruban « CAL 2020 » et - 4 €/MWh pour le produit « Q1 2020 »).

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 :

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

La prime à l'électricité peut être qualifiée de prime variable, dans la mesure où son montant s'ajuste pour compenser la différence entre un niveau de tarif de référence T_e et un revenu marché de référence M_0 . Elle garantit ainsi aux producteurs un niveau de rémunération sur le long terme proche du tarif de référence tout en les intégrant aux marchés de gros de l'électricité. Les dispositions ont été précisées dans un décret définissant les installations pouvant bénéficier de l'obligation d'achat et du complément de rémunération¹¹ et dans un décret définissant les modalités d'application du complément de rémunération¹².

Mise à jour des charges prévisionnelles pour 2020

EDF a mis à jour sa prévision des installations susceptibles de bénéficier du complément de rémunération au cours de l'année 2020, et des charges en résultant. EDF estime que les filières éolien terrestre, cogénération, biomasse, photovoltaïque, géothermie, hydraulique et biogaz seront concernées. La mise à jour de la prévision est détaillée dans le Tableau 7. Le calcul du montant de la prime est fondé sur des hypothèses relatives aux prix de marché similaires à celles utilisées pour la part variable de l'obligation d'achat (cf. paragraphe A.1.2.2).

Tableau 7 : Mise à jour de la prévision relative au complément de rémunération pour 2020

	Puissance installée en fin d'année 2020 (MW)		Energie produite (GWh)		Charges (M€)	
Prévision	Mise à jour	Initiale	Mise à jour	Initiale	Mise à jour	Initiale
Eolien	3600	2698	5707	4935	250,6	164,1
Photovoltaïque	1195	758	941	631	35,2	14,6
Biogaz	24	4	126	21	11,6	1,4
Biomasse	62	76	214	386	19,1	26,5
Géothermie	22	22	39	113	8,3	23,5
Hydraulique	28	19	51	57	3,3	2,3
Cogénération	30	27	57	77	2,1	3,4
TOTAL	4960	3604	7135	6220	330,2	235,7

Les charges prévisionnelles supportées par EDF résultant des contrats de complément de rémunération en 2020 s'élèvent à **330,2 M€** : Ce montant est en hausse de 94,5 M€ (+ 40 %) par rapport à la prévision initiale, en raison de l'augmentation de l'énergie produite (+ 914 GWh, soit + 15 %) mais surtout de la baisse des prix de marché spot de l'électricité servant de référence au niveau de la prime (l'impact sur la hausse des charges est similaire à celui pour les contrats d'obligation d'achat, voir paragraphe A.1.2.6).

A.2 Mise à jour des surcoûts d'achat prévus par les entreprises locales de distribution au titre de 2020

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 de l'énergie). Le contexte réglementaire associé est similaire à celui décrit dans la section A.A.1 traitant des surcoûts supportés par EDF OA en métropole continentale.

21 entreprises locales de distribution ont transmis une mise à jour des prévisions de charges liées aux contrats d'achat au titre de 2020. Aucune d'entre elles n'a annoncé de surplus de production dus à l'obligation d'achat et revendus à EDF.

¹¹ 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.

¹² 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.

Pour les autres opérateurs, en l'absence de mise à jour, les éléments de la prévision initiale pour 2020 sont repris. Quatre d'entre eux avaient annoncé des surplus de production dus à l'obligation d'achat.

Les volumes et les coûts d'achat corrigés des surplus retenus au titre de la mise à jour 2019 s'élèvent respectivement à 3,8 TWh et à **492,8 M€** – soit une augmentation de respectivement 9,6 % et 6,7 % par rapport à la prévision initiale (3,5 TWh et 461,9 M€).

A.2.2 Coûts évités liés à l'énergie produite

Conformément au mécanisme introduit par la loi de finances rectificative pour 2011 et en application de l'article L. 121-7 du code de l'énergie, 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 OA permettra d'approvisionner les clients en « Offre de Marché » ou compte-tenu des volumes correspondants, sera vendue sur le marché spot.

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

En application de la délibération prise par la CRE le 22 juin 2017, ces prix de marchés sont pondérés pour certaines filières (éolien et photovoltaïque en l'occurrence). Cela permet de refléter dans le calcul du coût évité les déformations attendues, en raison des profils de production spécifiques de ces filières, par rapport à la valorisation moyenne. Ces prix sont détaillés dans le Tableau 8.

Tableau 8 : Prix de marché mensuels et pondérés pour 2020

Mois	Prix mensuel	Prix pondéré éolien	Prix pondéré photovoltaïque
	(€/MWh)	(€/MWh)	(€/MWh)
Janvier	38,01	36,44	39,99
Février	26,25	24,55	27,91
Mars	23,81	21,95	20,07
Avril	13,45	10,89	11,27
Mai	18,71	18,03	18,67
Juin	26,01	24,62	27,25
Juillet	32,56	30,96	34,14
Août	29,68	28,05	30,50
Septembre	35,30	33,71	36,75
Octobre	53,23	50,76	54,57
Novembre	54,44	51,14	56,89
Décembre	51,13	46,68	55,58

Parmi les 21 entreprises locales de distribution ayant mis à jour leurs charges liées aux contrats d'achat, 8 ont indiqué prévoir d'injecter la totalité de l'énergie issue des contrats dans le périmètre de vente aux tarifs réglementés de vente ; leur coût évité énergie est donc calculé uniquement en référence aux tarifs de cession. Les autres prévoient de vendre l'intégralité de l'électricité issue de l'obligation d'achat sur les marchés de gros ou d'avoir un mode d'approvisionnement conduisant à tenir compte à la fois des tarifs de cession et des prix de marché spot.

Pour les opérateurs n'ayant pas effectué de mise à jour de leur charges prévisionnelles, le coût évité énergie calculé lors de la prévision initiale pour 2020 est repris.

Au total le coût évité énergie est évalué à **136,1 M€** au titre de la mise à jour de la prévision 2020 – soit une baisse de 22 % par rapport à la prévision initiale (183,2 M€).

A.2.3 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, avec une différenciation selon le volume total de certificats de capacité dont elles disposent.

Pour les opérateurs disposant d'un volume total de certificats de capacité inférieur à 20 MW, le calcul du coût évité au titre de 2021 prend en compte la valorisation des certificats de l'Année de Livraison 2022, et éventuellement de certificats des Années de Livraison précédentes si des rééquilibrages ont été déclarés. Pour l'Année de Livraison 2022, l'intégralité des volumes donne donc lieu à une valorisation en 2021.

Pour les opérateurs disposant d'un volume total de certificats de capacité inférieur à 20 MW, le calcul du coût évité au titre de 2020 prend en compte la valorisation des certificats de l'Année de Livraison 2021, et éventuellement de certificats des Années de Livraison précédentes si des rééquilibrages ont été déclarés. Pour l'Année de Livraison 2021, l'intégralité des volumes donne donc lieu à une valorisation en 2020.

Pour les opérateurs disposant d'un volume de certificats de capacité de plus de 20 MW, le calcul du coût évité prend en compte l'ensemble des enchères qui auront lieu pendant l'année 2020 pour les Années de Livraison 2021 et suivantes. Le volume à valoriser pour chaque Année de Livraison est égal au volume total de certificats multiplié par la proportion d'enchères qui auront lieu au cours de l'année 2020 par rapport au nombre total d'enchères pour cette Année de Livraison. En l'occurrence, pour l'AL 2022, le volume à valoriser en 2020 est de 6/10 du volume total de certificats. Il n'y a pas d'enchères prévues en 2020 pour les AL 2023 et 2024.

Dans le cadre de la mise à jour de leur déclaration prévisionnelle au titre de 2020, 11 entreprises locales de distribution ont déclaré à la CRE leur meilleure estimation des volumes destinés à être vendus aux enchères qui se tiennent en 2020 pour les différentes Années de Livraisons qui y sont traitées :

	AL 2019	AL 2020	AL 2021	AL 2022
Volume prévisionnel de certificats pouvant être valorisés en 2020 (MW)	0	0,3	217,2	69,8

Au total, 287,3 MW de certificats de capacité ont été pris en compte pour la mise à jour des charges des opérateurs concernés, contre 348,2 MW initialement.

En application de la délibération de la CRE du 22 juin 2017, les volumes de certificats pour les Années de Livraison 2020, 2021 et 2022 sont valorisés, pour le calcul du coût évité prévisionnel, à la moyenne des prix des enchères qui ont eu lieu pour ces Années de Livraison, soit :

- pour l'Année de Livraison 2020, 19 458,28 €/MW ;
- pour l'Année de Livraison 2021, 19 359,75 €/MW ;
- pour l'Année de Livraison 2022, 16 641,7 €/MW.

Le coût évité lié aux certificats de capacité pour les opérateurs ayant mis à jour leurs charges prévisionnelles est évalué à 5,4 M€ au titre de l'année 2020. En ajoutant les prévisions initiales des autres opérateurs, le coût évité total lié aux certificats de capacité s'élève à **8,4 M€** au titre de la mise à jour de la prévision pour 2020.

A.2.4 Surcoûts d'achat

Les surcoûts retenus au titre de l'obligation d'achat s'élèvent ainsi, en 2020, à **348,2 M€** (492,8 M€ - 136,1 M€ - 8,4 M€), soit une augmentation de 25 % par rapport aux charges initialement prévues (278,5 M€).

Les principaux éléments de calcul des surcoûts d'achat par entreprises locales de distribution sont indiqués dans le Tableau 45.

A.3 Mise à jour des surcoûts d'achat prévus par les Organismes agréés au titre de 2020

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

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

Les quatre Organismes agréés qui avaient déclaré des charges prévisionnelles au titre des contrats d'achat pour l'année 2020 ont transmis une mise à jour de ces charges. Après prise en compte de cette mise à jour, les volumes et les coûts d'achat prévisionnels s'élèvent respectivement à 171 GWh et à **17,8 M€** au titre de 2020 – soit une diminution de respectivement 11 % et 26 % par rapport à la prévision initiale (192 GWh et 24,0 M€). Un seul des opérateurs a effectué une mise à jour de ses charges prévisionnelles à la hausse, les trois autres opérateurs les ont révisées à la baisse.

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 à terme mensuels évalués par la CRE.

En application de la délibération prise par la CRE le 22 juin 2017, ces prix de marchés sont pondérés pour certaines filières (éolien et photovoltaïque en l'occurrence). Cela permet de refléter dans le calcul du coût évité les déformations attendues, en raison des profils de production spécifiques de ces filières, par rapport à la valorisation moyenne. Ces prix sont détaillés dans le Tableau 8 ci-dessus.

Au total le coût évité prévisionnel lié à l'énergie produite est évalué à **5,3 M€**.

A.3.3 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 Organismes agréés.

Ils ont déclaré à la CRE les volumes de capacités anticipés et pouvant être valorisés pendant l'année 2020. Au total, 23,7 MW de certificats de capacité ont été pris en compte, dont 11,1 MW pour l'Année de Livraison AL 2020 et 12,6 MW pour l'Année de Livraison AL 2021.

En application de la délibération de la CRE du 22 juin 2017, les volumes de certificats pour les Années de Livraison 2020, 2021 et 2022 sont valorisés, pour le calcul du coût évité prévisionnel, à la moyenne des prix des enchères qui ont eu lieu pour ces Années de Livraison, soit :

- pour l'Année de Livraison 2020, 19 458,28 €/MW ;
- pour l'Année de Livraison 2021, 19 359,75 €/MW.

Le coût évité lié aux certificats de capacité est évalué à **0,5 M€** pour 2020.

A.3.4 Surcoûts d'achat

Le surcoût résultant s'élève à **12,0 M€** (17,8 M€ - 5,3 M€ - 0,5 M€), contre 14,0 M€ dans la prévision initiale pour 2020.

Les principaux éléments de calcul du surcoût d'achat par opérateur sont indiqués dans le Tableau 45.

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 2020 s'élèvent à **6 506,5 M€**. Elles sont détaillées dans le Tableau 9 par actions et sous-actions budgétaires.

Tableau 9 : 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 2020

en M€		EDF Obligation d'achat	EDF Complément de rémunération	ELD	Organismes agréés	Total 2020	
Action 1	Eolien terrestre	1 549,9	250,6	125,0	5,9	1 931,4	5 812,1
	Eolien en mer	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
	Solaire	2 748,2	35,2	148,1	5,1	2 936,6	
	Bio-énergies	563,6	30,7	45,9	0,0	640,2	
	Autres énergies	276,2	11,6	15,1	1,1	303,9	
Action 4	Cogénération et autres énergies thermiques	678,2	2,1	14,1	0,0	694,4	694,4
Total		5 816,0	330,2	348,2	12,0	6 506,5	

B. SOUTIEN À L'INJECTION DE BIOMÉTHANE

B.1 Charges liées aux contrats d'achat de biométhane

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

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

Conformément à l'article R. 121-30 du code de l'énergie, les fournisseurs de gaz peuvent transmettre à la CRE leur mise à jour de volumes et de coût d'achat de biométhane au titre de l'année 2020.

B.1.1 Mise à jour des coûts d'achat prévisionnels au titre de 2020

1 fournisseur qui n'avait pas fait de déclaration de charges prévisionnelles au titre de 2020 et, en conséquence de la mise en service d'au moins un site, a déclaré des charges pour cette année. 15 fournisseurs ont par ailleurs mis à jour leur déclaration de charges prévisionnelles et 2 autres ne l'ont pas modifiée.

Le Tableau 10 détaille, dans le cadre de la prévision initiale pour 2020 et de sa mise à jour, le nombre d'installations injectant du biométhane, le volume de biométhane acheté et le coût d'achat.

Tableau 10 : Comparaison de la prévision initiale pour 2020 et de sa mise à jour relativement au nombre d'installations injectant du biométhane, volume de biométhane acheté et coût d'achat

	Prévision initiale au titre de 2020	Mise à jour de la prévision au titre de 2020
Nombre d'installations	281	273
Quantité (GWh)	2 999	2 564
Coût d'achat (M€)	310,9	262,4

La révision à la baisse du nombre d'installations injectant du biométhane en 2020 est liée à un retard de la date de mise en service de certaines installations par rapport à la prévision initiale. L'écart portant sur la quantité d'énergie injectée s'explique principalement par le retard dans la date de mise en service des installations au cours de l'année.

B.1.2 Mise à jour des coûts évités prévisionnels au titre de 2020

Le coût évité pour l'année 2020 est calculé à partir des informations sur les prix de marché disponibles au 30 avril 2020.

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

- Pour les mois de janvier à avril, la moyenne mensuelle du prix constaté sur le marché de gros du gaz naturel de la zone d'équilibrage ;
- Pour les mois de mai et juin, la moyenne des cotations du 15 avril au 30 avril 2020 des produits mensuels correspondants ;

- Pour les mois de juillet à décembre, la moyenne des cotations du 15 avril au 30 avril 2020 des produits « Q3 2020 » et « Q4 2020 » auxquelles sont appliquées les moyennes, depuis 2010, des rapports du prix spot moyen de chaque mois sur le prix spot moyen des trimestres.

Tableau 11 : Référence de prix mensuelle retenue par zone d'équilibrage, en €/MWh

Année 2020	Cotation	Rapport par rapport au trimestre	Prix de référence
Janvier	11,22	-	11,22
Février	9,19	-	9,19
Mars	8,48	-	8,48
Avril	6,47	-	6,47
Mai	6,20	-	6,20
Juin	6,52	-	6,52
Juillet	7,24	0,989	7,16
Août	7,24	0,980	7,09
Septembre	7,24	1,031	7,46
Octobre	11,24	0,964	10,83
Novembre	11,24	1,013	11,39
Décembre	11,24	1,023	11,50

B.1.3 Mise à jour des surcoûts d'achat prévisionnels au titre de 2020

Cette référence de prix permet le calcul du coût évité issu de la mise à jour des charges prévisionnelles pour 2020. Le coût évité au titre de 2020 s'élève à 22,7 M€.

Les surcoûts d'achat liés à l'injection de biométhane s'élèvent donc à **240,0 M€** au titre de 2020.

L'écart entre les surcoûts d'achat prévisionnels calculés en 2020 et cette mise à jour s'élève à -10 M€. Cet écart s'explique principalement par la révision à la baisse de l'énergie produite de l'ordre de 435 GWh et par la chute importante des prix de marché de l'ordre de 11 €/MWh en moyenne observée sur l'année 2020.

B.2 Mise à jour de la valorisation prévisionnelle des garanties d'origine au titre de 2020

La mise à jour de la prévision de la réduction des charges résultant de la valorisation des garanties d'origine s'élève à **4,5 M€**, en hausse de 1,3 M€ par rapport à la prévision initiale (3,3 M€). Cette hausse s'explique d'une part par une hausse du nombre de garanties d'origine valorisées mais également par une hausse de la valorisation financière des garanties d'origine.

B.3 Mise à jour des charges prévisionnelles au titre de 2020

La mise à jour des charges prévisionnelles au titre de 2020 s'élève à **235,2 M€** et relève du CAS « transition énergétique ». Ce chiffre ainsi que ceux qui sont présentés dans le tableau ci-dessous n'intègrent pas la mise à jour des montants de frais de gestion effectuée par les acheteurs qui sont exposés au chapitre 36).

Les détails de l'évaluation des charges par opérateur sont indiqués dans le Tableau 12 et leur évolution par rapport aux charges constatées au titre de 2019 et prévisionnelles pour 2020 dans le Tableau 13. La baisse de charges prévisionnelles mises à jour de 11 M€ par rapport aux charges prévisionnelles initialement calculées est dû majoritairement à la baisse du volume de biométhane injecté en raison du décalage des mises en service de plusieurs installations.

Tableau 12 : Mise à jour de la prévision des charges pour 2020

Opérateur	Volume acheté (kWh)	Coût d'achat (€)	Coût évité (€)	Surcoût d'achat (€)	Valorisation des garanties d'origine venant en déduction des charges (€)	Charges reprévisionnelles au titre de 2020 (€)
ALSEN	19 867 480	2 426 083	171 566	2 254 518	1 756	2 252 762
ENDESA	64 664 792	6 759 674	588 531	6 171 143	215 990	5 955 153
ENERCOOP	8 176 901	1 018 024	71 201	946 823		946 823
ENGIE	1 088 264 464	109 962 724	9 535 318	100 427 406	3 125 632	97 301 774
ES	22 248 542	2 408 806	191 980	2 216 826	108 000	2 108 826
GAZ DE BORDEAUX	45 879 270	4 904 859	389 209	4 515 650	21 486	4 494 164
GAZ DE PARIS	203 083 327	19 350 079	1 767 500	17 582 579	61 924	17 520 655
GEG SE	19 286 000	1 825 227	168 712	1 656 515	38 544	1 617 971
PICOTY	39 699 170	3 752 366	341 041	3 411 324		3 411 324
PLUM ENERGIE	8 048 571	650 083	90 452	559 631	27 165	532 466
PROVIRIDIS	30 860 219	3 192 958	266 443	2 926 515	0	2 926 515
REDEO ENERGIES	119 295 548	13 981 208	1 057 020	12 924 189	3 390	12 920 798
SAVE	471 845 939	50 659 586	4 384 021	46 275 565	360 613	45 914 952
SEGE - AIR LIQUIDE	132 634 642	12 613 495	1 181 830	11 431 665		11 431 665
SOLVAY	23 484 485	2 561 521	202 315	2 359 207		2 359 207
SVD 17 - DALKIA	188 695 935	18 691 265	1 664 911	17 026 354		17 026 354
TERREAL	24 000 000	1 805 280	206 978	1 598 302		1 598 302
TOTAL DIRECT ENERGIE	53 544 139	5 880 615	463 378	5 417 237	571 904	4 845 334
TOTAL	2 563 579 423	262 443 854	22 742 405	239 701 449	4 536 403	235 165 045

Tableau 13 : Évolution des charges prévisionnelles mises à jour pour 2020 par rapport aux charges constatées au titre de 2019 et prévisionnelles pour 2020

M€	Constaté 2019	Prévisionnel 2020	Mise à jour prévisionnel 2020
Surcoûts d'achat constatés	110,2	250,0	239,7
Valorisation des GO	2,5	3,3	4,5
Charges reprévisionnelles	107,7	246,5	235,2

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 2015¹³, 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 prévisionnelles au titre des projets d'infrastructure visant la MDE pour l'année 2020.

Les modalités d'appréciation des surcoûts liés aux « petites » actions de MDE ont été définies dans la délibération du 2 février 2017¹⁴. 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 2019¹⁵. 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 2017¹⁶. Elles concernent EDF SEI et EDM. 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.

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

¹³ 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.

¹⁴ Délibération de la CRE du 2 février 2017 portant communication relative à la méthodologie d'examen des petites actions visant la maîtrise de la demande portant sur les consommations d'électricité dans les zones non interconnectées

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

¹⁶ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 30 mars 2017 portant communication relative à la méthodologie d'examen d'un projet d'ouvrage de stockage d'électricité dans les zones non interconnectées

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 : l'action Transition énergétique et l'action 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 renouvelables 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* ».

En conséquence, le calcul de la mise à jour des surcoûts de production nécessite de réévaluer, dans chaque ZNI, les coûts de production et la part relative à la production dans les recettes pour 2020 sur la base des éléments constatés au titre de 2019, de l'actualisation du bilan énergétique des ZNI et de la mise à jour des hypothèses économiques retenues pour la prévision initiale au titre de 2020. Ces éléments sont présentés dans les sections suivantes.

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 Mise à jour des surcoûts de production prévus par EDF pour 2020

C.1.1.1 Coûts de production

Les coûts de production mis à jour déclarés par EDF dans les ZNI s'élèvent, pour 2020, à **168,4 M€** pour la production renouvelable et **551,7 M€** pour la production à partir d'énergies fossiles, soit un total de **720,1 M€**. La décomposition par grands postes de coût est présentée dans le Tableau 14 et le Tableau 15 et leur évolution par rapport aux coûts constatés au titre de 2019 et prévisionnels pour 2020 dans le Tableau 16.

Tableau 14 : Mise à jour des coûts de production renouvelable dans les ZNI prévue par EDF pour 2020

M€	Nature de coûts déclarés et retenus <i>Transition Énergétique</i>	Corse	Guadeloupe	Guyane	Martinique	Réunion	SPM	Iles bretonnes	2020 reprev
Coûts fixes	Rémunération des capitaux	32,6	0,0	22,0	0,0	12,0	0,0	0,0	66,6
	Amortissements	8,3	0,0	8,2	0,0	6,1	0,0	0,0	22,7
	Impôts et taxes	9,3	0,0	16,9	0,0	11,9	0,0	0,0	38,1
	Frais de personnel	3,4	0,0	1,9	0,0	5,3	0,0	0,0	10,5
	Charges externes	2,5	0,0	3,1	0,0	1,6	0,0	0,0	7,2
	Frais de structure, de siège et prestations externes	3,8	0,0	2,5	0,0	16,1	0,0	0,0	22,3
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	1,0
Coût total		60,2	0,0	54,9	0,0	53,2	0,0	0,0	168,4

Tableau 15 : Mise à jour des coûts de production à partir d'énergies fossiles dans les ZNI prévue par EDF pour 2020

M€	Nature de coûts déclarés et retenus <i>Mécanismes de solidarité</i>	Corse	Guadeloupe	Guyane	Martinique	Réunion	SPM	Iles bretonnes	2020 reprev
Coûts fixes	Rémunération des capitaux	6,3	9,5	8,9	11,6	2,9	6,0	0,3	45,4
	Amortissements	9,1	9,9	15,4	12,1	3,1	2,9	0,4	52,9
	Impôts et taxes	2,2	11,3	15,5	6,5	1,9	0,2	0,0	37,7
	Frais de personnel	10,5	8,6	15,8	9,6	0,6	3,3	0,0	48,3
	Charges externes	14,0	12,7	14,8	16,9	6,4	0,8	1,2	66,8
	Frais de structure, de siège et prestations externes	10,0	13,5	12,3	10,8	0,7	0,2	0,0	47,6
Coûts variables	Combustibles	42,9	44,7	60,1	42,8	1,4	9,7	1,7	203,3
	Quotas de CO2	6,1	5,2	6,0	6,0	0,2	0,9	0,2	24,6
	Autres achats	7,3	2,4	6,9	7,3	0,0	1,2	0,0	25,1
Coût total		108,3	117,9	155,8	123,6	17,2	25,1	3,9	551,7

Comme affiché dans le Tableau 16, les coûts de production prévisionnels totaux pour 2020 dans les ZNI sont en baisse par rapport à 2019 (- 33,6 M€) mais en hausse à ceux initialement prévus (+ 28,2 M€).

Tableau 16 : Évolution des coûts de production prévisionnels dans les ZNI mis à jour par EDF pour 2020 par rapport aux coûts constatés au titre de 2019 et prévisionnels pour 2020

M€	Nature de coûts retenus	2020 reprev	2020 prév	Evolution		2019	Evolution	
				en M€	en %		en M€	en %
Coûts fixes	Rémunération des capitaux	112,0	120,6	-8,5	-7%	119,2	-7,2	-6%
	Amortissements	75,6	77,4	-1,7	-2%	77,4	-1,7	-2%
	Impôts et taxes	75,8	68,6	7,2	10%	74,5	1,2	2%
	Frais de personnel, charges externes et autres achats	158,8	155,9	2,9	2%	145,9	12,9	9%
	Frais de structure, de siège et prestations externes	70,0	73,9	-3,9	-5%	68,9	1,1	2%
Coûts variables	Combustibles	203,3	177,4	25,9	15%	237,7	-34,4	-14%
	Quotas de CO2	24,6	18,2	6,4	35%	30,2	-5,6	-18%
Coût total		720,1	691,9	28,2	4,1%	753,7	-33,6	-4%

Évolution par rapport aux coûts constatés au titre de 2019

Les coûts prévisionnels de production mis à jour pour 2020 présentent une baisse par rapport aux coûts constatés au titre de 2019 (- 4 %), principalement en raison d'une baisse majeure des achats de combustibles (- 14 %). Cette baisse est accentuée par une diminution des coûts d'acquisition des quotas de CO₂ et de la rémunération des capitaux. Elle est en partie contrebalancée par une hausse des charges externes et des autres achats.

La réduction des coûts de production est principalement portée par le poste des achats de combustible (- 34,4 M€) par un effet combiné des prix et des volumes. D'une part, le prix des matières premières (fioul lourd et fioul léger) a significativement baissé entre 2020 et 2019. Et d'autre part, EDF prévoit une réduction de l'ordre de 14 % entre 2019 et 2020 de la quantité d'électricité produite à partir de ses centrales thermiques du fait de la sollicitation particulièrement importante en 2019 des moyens thermiques (niveau d'hydraulicité faible) et du développement de nouveaux moyens de production.

La baisse des prix et la diminution de la production thermique sont également à l'origine de la réduction des coûts d'achat des quotas de CO₂ (- 18 %).

La réduction des coûts de production supportés par EDF dans les ZNI est renforcée par une diminution de la rémunération des capitaux (- 6 %) liée à la baisse de la VNC des actifs d'EDF en ZNI.

Ces baisses sont en partie limitées par une hausse des dépenses aux postes de charges externes et d'autres achats liée à la poursuite de la déconstruction des anciennes centrales d'EDF en Corse, en Guadeloupe, à la Martinique et à La Réunion.

Évolution par rapport aux coûts prévisionnels pour 2020

Les coûts prévisionnels de production mis à jour pour 2020 sont supérieurs à ceux initialement prévus pour 2020 (+ 4,1 %). Cet écart s'explique par plusieurs facteurs.

La principale évolution concerne la hausse des coûts d'achat de combustibles (+ 15 %) qui s'explique par une hausse de la production thermique d'EDF de l'ordre de 12 % portée principalement par la Martinique où les volumes injectés par les producteurs tiers ont été revus à la baisse.

La hausse de la production thermique d'EDF entraîne également une hausse des coûts d'acquisition des quotas de CO₂ qui est renforcée par une légère augmentation du prix unitaire des quotas de CO₂.

Le poste des impôts et taxes est également augmenté (+ 10 %) du fait notamment de la hausse du taux de la TSC appliquée au fioul léger en Guyane (cf. section C.1.1.1 de l'annexe 3 relative aux charges constatées au titre de 2019).

Ces hausses sont en partie limitées par une diminution de la rémunération des capitaux (- 7 %) liée à une baisse de la VNC des actifs d'EDF en ZNI.

C.1.1.2 Recettes de production

La prévision des recettes de production mise à jour dans les ZNI pour 2020 s'élèvent à **229,2 M€**, dont **110,4 M€** pour la production renouvelable et **118,8 M€** pour la production à partir d'énergies fossiles. Ces recettes se répartissent comme indiqué dans le Tableau 17. 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 17 : Mise à jour des recettes de production prévues par EDF dans les ZNI pour 2020

Transition Énergétique M€	Corse	Guadeloupe	Guyane	Martinique	Réunion	SPM	Iles bretonnes	2020 reprev
Chiffre d'affaires issu de la fourniture d'électricité ⁽¹⁾	210,1	203,4	89,1	154,6	309,9	5,6	1,2	973,8
Recettes réseau	88,8	77,9	30,4	56,7	113,2	2,0	0,5	369,6
Recettes gestion de la clientèle	9,2	8,3	2,6	7,0	13,6	0,1	0,1	40,8
Recettes brutes de production ⁽²⁾	112,0	117,3	56,1	90,9	183,1	3,4	0,6	563,4
Part des recettes à considérer ⁽³⁾	36,7	16,8	41,2	22,4	32,8	3,4	0,6	153,9
Recettes de production totales ⁽⁴⁾	56,0	34,8	49,5	32,9	51,8	3,6	0,6	229,2
Recettes de production - Transition Énergétique	29,8	0,0	29,6	0,0	51,0	0,0	0,0	110,4
Recettes de production - Mécanisme de solidarités	26,2	34,8	19,9	32,9	0,7	3,6	0,6	118,8
Part production du tarif de vente ⁽⁵⁾ (€/MWh)	58,98	69,23	68,34	70,51	69,22	70,19	60,79	---

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

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

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

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

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

L'évolution des recettes de production prévisionnelles mises à jour par rapport aux recettes constatées au titre de 2019 et à celles initialement prévues pour 2020 est indiquée dans le Tableau 18.

Tableau 18 : Évolution des recettes de production dans les ZNI prévisionnelles mises à jour par EDF pour 2020 par rapport aux recettes constatées au titre de 2019 et prévisionnelles pour 2020

M€	2020 reprev	2020 prév	Evolution		2019	Evolution	
			en M€	en %		en M€	en %
Chiffre d'affaires issu de la fourniture d'électricité	973,8	968,6	5,3	1%	983,3	-9,4	-1%
Recettes réseau	369,6	382,6	-12,9	-3%	378,2	-8,5	-2%
Recettes gestion de la clientèle	40,8	46,6	-5,9	-13%	40,2	0,6	1%
Recettes brutes de production	563,4	539,3	24,1	4%	564,9	-1,4	0%
Part des recettes à considérer	153,9	137,5	16,4	12%	152,2	1,6	1%
Recettes de production totales	229,2	205,3	23,9	12%	230,2	-0,9	0%

Évolution par rapport aux recettes constatées au titre de 2019

La mise à jour des recettes de production est établie par EDF sur la base des recettes constatées en 2019 en prenant en compte les hypothèses suivantes :

- baisse moyenne de la consommation finale d'électricité de - 2,6 % entre 2019 et 2020 en raison de la crise sanitaire liée au Covid-19 ;
- légère baisse du taux de pertes moyen de 13,3 % en 2019 à 12,9 % en 2020 ;
- augmentation moyenne tarifaire de + 2,5 % HT en 2020 par rapport aux tarifs en vigueur en 2019 ;
- une évolution nulle des recettes d'acheminement en 2020 par rapport aux tarifs de réseau en vigueur en 2019 ;
- les recettes de gestion de la clientèle n'évoluent quasiment pas en corrélation avec la décroissance prévisionnelle de la consommation et l'évolution tarifaire envisagée.

La hausse des tarifs de vente d'électricité est contrebalancée par une diminution de la consommation, ce qui conduit à une stagnation des recettes brutes de production entre 2019 et 2020 (- 0 %). La part de production d'EDF SEI dans le mix électrique étant similaire en 2019 et 2020, les recettes de production totales affectées à EDF dans les ZNI n'évoluent quasiment pas entre 2019 et 2020 (- 0 %).

Évolution par rapport aux recettes prévisionnelles pour 2020

Malgré une révision à la baisse de la consommation prévisionnelle en 2020 en raison de la crise sanitaire liée au Covid-19, les recettes brutes de production sont en hausse (4 %) en raison des évolutions tarifaires. La hausse des recettes de production totales affectées à EDF est encore plus marquée (+ 12 %) en raison d'une réévaluation à la hausse de la part de la production d'EDF dans le mix électrique.

C.1.1.3 Surcoûts de production

Les montants prévisionnels des coûts et des recettes de production mis à jour retenus par la CRE s'élèvent respectivement au total à 720,1 M€ et 229,2 M€. Le montant des surcoûts de production mis à jour pour 2020 dans les ZNI est égal à **490,9 M€** et se décompose en **57,9 M€** de surcoûts de production renouvelable et **433,0 M€** de surcoûts de production à partir d'énergies fossiles. La décomposition de ces surcoûts par zone est présentée dans le Tableau 19 et le Tableau 20.

Tableau 19 : Surcoûts de production prévisionnels à partir d'énergies renouvelables mis à jour par EDF dans les ZNI pour 2020

Transition Énergétique M€	Corse	Guadeloupe	Guyane	Martinique	Réunion	SPM	Iles bretonnes	2020 reprév
Coûts de production	60,2	0,0	54,9	0,0	53,2	0,0	0,0	168,4
Recettes de production	29,8	0,0	29,6	0,0	51,0	0,0	0,0	110,4
Surcoûts de production	30,4	0,0	25,3	0,0	2,2	0,0	0,0	57,9

Tableau 20 : Surcoûts de production prévisionnels à partir d'énergies fossiles mis à jour par EDF dans les ZNI pour 2020

Mécanismes de solidarité M€	Corse	Guadeloupe	Guyane	Martinique	Réunion	SPM	Iles bretonnes	2020 reprév
Coûts de production	108,3	117,9	155,8	123,6	17,2	25,1	3,9	551,7
Recettes de production	26,2	34,8	19,9	32,9	0,7	3,6	0,6	118,8
Surcoûts de production	82,2	83,1	135,9	90,6	16,5	21,4	3,2	433,0

C.1.2 Mise à jour des surcoûts de production prévus par EDM pour 2020

C.1.2.1 Coûts de production

Les coûts de production prévisionnels mis à jour s'élèvent, pour 2020, à **122,7 M€**, dont 56 % au titre des combustibles – hors taxes (68,4 M€). La décomposition par grands postes de coûts et leur évolution par rapport aux coûts constatés au titre de 2019 et prévisionnels pour 2020 sont présentées dans le Tableau 21.

La révision des coûts de production prévisionnels pour 2020 conduit à une nette baisse des coûts par rapport à la prévision 2020 (- 8,0 M€) et au constaté pour 2019 (- 4,2 M€).

Tableau 21 : Evolution des coûts de production prévisionnels mis à jour pour 2020 par rapport aux coûts constatés au titre de 2019 et prévus initialement pour 2020

M€	Nature de coûts retenus	2020 reprév	2020 prév	Evolution		2019	Evolution	
				en M€	en %		en M€	en %
Coûts variables	Achats de combustibles hors taxes	68,4	80,3	-11,9	-15%	76,7	-8,3	-11%
	Personnel, charges externes et autres achats	26,7	26,8	-0,1	0%	25,2	1,5	6%
	Impôts et taxes	0,8	1,0	-0,2	-18%	0,7	0,1	21%
	Coûts d'acquisition des quotas de gaz à effet de serre	7,5	3,5	4,0	116%	5,6	1,9	35%
Coûts fixes	Rémunération des capitaux	12,0	11,9	0,2	2%	12,1	0,0	0%
	Amortissements	6,6	6,6	0,0	0%	6,0	0,6	9%
	Frais de structure, de siège et prestations externes	0,6	0,6	0,0	2%	0,7	0,0	-5%
Coût total		122,7	130,6	-8,0	-6%	126,8	-4,2	-3%

Évolution par rapport aux coûts constatés au titre de 2019

Le principal facteur d'évolution des coûts par rapport à 2019 est la forte baisse des coûts d'achat des combustibles (- 8,3 M€). Cette évolution s'explique par les facteurs suivants :

- la forte baisse des prix de marché des matières premières depuis le début d'année 2020, dans un contexte de crise sanitaire mondiale ;
- le mécanisme de couverture des achats de carburant effectuée par EDM en 2019, qui s'est dénoué en défaveur d'EDM (3,2 M€), ce qui renforce l'écart entre 2019 et 2020.

La baisse des coûts d'achat de combustible est en partie compensée par une hypothèse de légère croissance de la consommation électrique, de 1,3 % par rapport à 2019, et de forte hausse des coûts d'acquisition des quotas de CO₂ (+ 1,9 M€). EDM anticipe également une augmentation des charges de personnel, charges externes et

autres achats (+ 1,5 M€) qui résulte d'un renforcement des équipes et d'une hypothèse d'augmentation des rémunérations renforcée par l'élévation des différents plafonds des organismes sociaux (Caisse de Sécurité Sociale de Mayotte, CAMIEG) et du taux de cotisations retraite.

A noter que les coûts liés au déploiement de la MDE, auparavant intégrés directement dans les coûts de production d'EDM sont désormais présentés dans une partie distincte (partie C.4.2).

Évolution par rapport aux coûts prévisionnels pour 2020

De la même façon, la baisse des coûts prévisionnels 2020 par rapport à la prévision initiale (- 8,0 M€) s'explique par la réévaluation des coûts de combustibles dans un contexte de baisse des cours des matières premières (- 11,9 M€), en partie compensée par une hausse des charges résultant de l'acquisition des quotas d'émission de gaz à effet de serre en raison de la hausse du prix de référence des quotas en 2019.

C.1.2.2 Recettes de production

Les recettes de production prévisionnelles mises à jour pour 2020 s'élèvent pour EDM à **23,1 M€**, réparties comme indiqué dans le Tableau 22.

Tableau 22 : Évolution des recettes de production prévues par EDM pour 2020 par rapport aux recettes constatées au titre de 2019 et initialement prévues pour 2020

en M€	2020	2020	Evolution		2019	Evolution	
	reprév	prév	en M€	en %		en M€	en %
(+) Chiffre d'affaires issu de la fourniture d'électricité	39,3	36,8	2,6	7%	37,4	1,9	5%
(+) Chiffre d'affaires théorique lié aux agents EDM	0,2	0,2	0,0	13%	0,2	0,0	5%
Chiffre d'affaires total à considérer	39,6	37,0	2,6	7%	37,6	1,9	5%
(-) Recettes de distribution	15,2	15,4	-0,2	-1,4%	15,0	0,2	1%
(-) Recettes de gestion clientèle	2,2	1,6	0,6	40%	1,9	0,3	17%
(+) Recettes de vente pertes et services systèmes	2,4	2,2	0,2	9%	2,2	0,2	10%
Recettes brutes de production	24,6	22,2	2,4	11%	22,9	1,6	7%
Recettes de production totales ⁽¹⁾	23,1	20,2	2,9	14%	21,8	1,3	6%
Part production du tarif de vente (€/MWh)	65,87	57,77	8,1	14%	62,56	3,3	5%

⁽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 **Erreur ! Source du renvoi introuvable.**

Évolution par rapport aux recettes constatées au titre de 2019

Le chiffre d'affaires pour 2020 est supérieur à celui prévu pour 2019 d'environ 5 % ce qui s'explique principalement par l'hypothèse de reprise de la croissance de la consommation (+ 1,3 % par rapport à 2019), de l'augmentation du nombre de clients (+ 2,6 % par rapport à 2019) ainsi que par la hausse des tarifs réglementés de vente. En effet, les recettes tarifaires prennent en compte la hausse des TRV au 1^{er} février 2020 (en moyenne de + 3,0 % HT pour les tarifs bleus résidentiels, + 1,4 % HT pour les tarifs « bleus + » et + 1,5 % HT pour les tarifs verts ainsi que la prise en compte d'une hypothèse de hausse de 1 % du tarif réglementé au 1^{er} août 2020.

Les recettes de production d'EDM prévues pour 2020 sont obtenues en retranchant du chiffre d'affaires prévisionnel, issu de la vente d'électricité aux tarifs réglementés de vente et corrigé de l'effet du tarif agent, les recettes de distribution prévisionnelles et les recettes prévisionnelles relatives à la gestion de la clientèle, puis en ajoutant les recettes prévisionnelles liées à la vente des pertes et des services systèmes (les surcoûts de production dus à leur fourniture devant être compensés).

Évolution par rapport aux recettes initialement prévues pour 2020

Le montant des recettes mises à jour pour 2020 est supérieur à celui initialement prévu (+ 14 %) ce qui s'explique notamment par une révision à la hausse du chiffre d'affaires liée à la nette augmentation des TRV aux mois de juin et août 2019 et début 2020, bien supérieure à la hausse anticipée lors de l'établissement des prévisions pour 2020 au début de l'année 2019.

C.1.2.3 Surcoûts de production

Les coûts et les recettes de production prévisionnels retenus par la CRE s'élevant respectivement à 122,7 M€ et 23,1 M€, le montant des surcoûts de production prévisionnels au titre de l'année 2020 est évalué pour EDM à **99,5 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 Mise à jour des surcoûts de production prévus par EEWf pour 2020

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 la mise en œuvre progressive de la péréquation tarifaire, entre le 1^{er} juillet 2016 et le 1^{er} janvier 2020.

Depuis le 1^{er} janvier 2020, les tarifs réglementés de vente de l'électricité en vigueur en métropole s'appliquent dans les îles Wallis et Futuna et se substituent à ceux définis dans la convention de concession en cours. D'autre part, les dispositions des articles L. 121-29 à L. 121-31 du code de l'énergie relatifs au fonds de péréquation de l'électricité sont également en vigueur depuis le 1^{er} janvier 2020.

Avant cette date, le calcul des charges de service public de l'énergie supportées par EEWf était limité aux kWh péréqués dont le volume a augmenté progressivement entre 2016 et 2020, en application de l'arrêté du 29 juin 2016¹⁷. En 2019, la péréquation représentait en moyenne 42,3 % du volume d'électricité, contre 36,4 % en 2018 et 24,6 % en 2017.

C.1.3.1 Coûts de production

Les coûts de production prévisionnels mis à jour s'élèvent, pour 2020, à **8,3 M€**, dont 73 % au titre des combustibles – hors taxes (6,1 M€). La décomposition par grands postes de coût et leur évolution par rapport aux coûts constatés au titre de 2019 et prévisionnels pour 2020 sont présentées dans le Tableau 23.

A noter que les coûts constatés au titre de 2019 ont été 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 périmètres des coûts constatés 2019 et prévisionnel 2020 ayant évolués, leur comparaison est difficile.

La révision des coûts de production prévisionnels pour 2020 conduit à une nette hausse des coûts par rapport au constaté 2019 (+ 3,6 M€) et à la prévision initiale pour 2020 (+ 0,9 M€).

Tableau 23 : Évolution des coûts de production prévus par EEWf pour 2020 par rapport aux coûts constatés au titre de 2019 et initialement prévus pour 2020

M€	Nature de coûts déclarés	2020 reprév	2020 prév	Evolution		2019	Evolution	
				en M€	en %		en M€	en %
Coûts variables	Achats de combustibles hors taxes	6,1	5,1	0,9	18%	2,2	3,9	174%
	Personnel, charges externes et autres achats	1,2	1,0	0,2	20%	1,8	-0,6	-32%
	Coûts d'acquisition des quotas de CO2	0,0	0,0	-		0,0	-	
Coûts fixes	Rémunération des capitaux	0,2	0,1	0,08	87%	0,1	0,05	44%
	Amortissements	0,6	0,6	-0,1	-9%	0,3	0,3	78%
	Fonctions support	0,2	0,5	-0,30	-55%	0,2	0,00	-1%
Coût total		8,3	7,4	0,9	12%	4,7	3,6	76%

Évolution par rapport aux coûts constatés au titre de 2019

L'évolution de coûts s'explique principalement par les facteurs suivants :

- L'accroissement du volume de kWh péréqués, avec la mise en œuvre de la péréquation totale à compter du 1^{er} janvier 2020 alors que seuls 42,3 % en moyenne des volumes étaient péréqués en 2019. Cela explique en grande partie la hausse du coût d'achat de combustible entrant dans le calcul des charges de SPE (+ 3,9 M€ par rapport à 2019).
- La modification du périmètre de calcul des charges de SPE, restreint, à partir de 2020, aux coûts d'exploitation de son parc de production avec l'entrée en vigueur du Fonds de péréquation de l'électricité au sein duquel seront pris en charges les surcoûts d'exploitation du réseau. Cette modification entraîne une baisse des charges de personnel, charges externes et autres achats ainsi que des charges relatives aux fonctions support et vient limiter la hausse des coûts induite par la pleine mise en œuvre de la péréquation.
- L'évolution prévisionnelle des différentes composantes de coût est également établie sur la base d'une hypothèse de hausse de la consommation de 1,5 % en 2020 par rapport à 2019 et d'une hausse d'environ 2 % des charges de personnel, achats et autres charges externes.

Évolution par rapport aux coûts prévisionnels pour 2020

Les écarts par rapport à la prévision 2020 s'expliquent principalement par une révision à la hausse des coûts de combustibles (+ 0,9 M€) renforcée par une croissance de la consommation plus importante que dans les prévisions initiales (+ 3,7 %).

¹⁷ 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.

C.1.3.2 Recettes de production

Les recettes de production prévisionnelles mises à jour pour 2020 s'élèvent pour EEWf à **1,0 M€**, réparties comme indiqué dans le Tableau 24.

Tableau 24 : Evolution des recettes de production prévisionnelles mises à jour pour 2020 par EEWf par rapport aux recettes initialement prévues pour 2020

en M€	2020 reprév	2020 prév	Evolution	
			en M€	en %
Chiffre d'affaires total à considérer	2,0	1,9	0,1	6%
(-) Recettes de distribution	0,9	0,9	0,0	6%
(-) Recettes de gestion clientèle	0,2	0,2	0,0	0%
(+) Recettes de vente pertes et services systèmes	0,1	0,1	0,0	-6%
Recettes brutes de production	1,0	0,9	0,1	6%
Recettes de production totales (1)	1,0	0,9	0,1	6%
Part production du tarif de vente (€/MWh)	46,04	44,52	1,5	3%

(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.2.2.2

Le montant des recettes mises à jour pour 2020 est en légère hausse par rapport aux prévisions initiales (+ 6 %) du fait d'une révision de l'hypothèse de croissance de la consommation de (+ 3,7 % par rapport à la prévision 2020), et de la hausse des tarifs règlementé début 2020, supérieures à la hausse anticipée lors de l'établissement des prévisions pour 2020 au début de l'année 2019.

C.1.3.3 Surcoûts de production

Les coûts et les recettes de production prévisionnels mis à jour et retenus par la CRE s'élevant respectivement à 8,3 M€ et 1,0 M€, le montant des surcoûts de production prévisionnels au titre de l'année 2020 est évalué à **7,3 M€** pour EEWf. Cette année et au vu de la faible production ENR à Wallis et Futuna, l'ensemble de surcoûts de production est affecté à la sous-action budgétaire « Mécanisme de solidarité ». Une séparation sera faite l'année prochaine, sur la base des données transmises par EEWf.

C.2 Surcoûts liés aux contrats d'achat d'électricité dans les Zones non interconnectées

C.2.1 Mise à jour des surcoûts d'achat d'électricité prévus par EDF SEI au titre de 2020

C.2.1.1 Mise à jour des quantités d'électricité et coûts d'achat prévisionnels

La mise à jour de la prévision des quantités et des coûts d'achat d'EDF dans les ZNI pour l'année 2020 est présentée dans le Tableau 25.

Tableau 25 : Quantités d'électricité et coûts d'achat prévisionnels mis à jour par EDF dans les ZNI en 2020

	Interconnexion*	Bagasse/C harbon	Thermique	Hydrogène	Eolien	Hydraulique	Incinération	Géothermie	Biogaz	Biomasse	Photovoltaïque	TOTAL
Corse	677,6	0,0	499,0	0,0	14,8	52,3	0,0	0,0	12,1	0,0	254,3	1 510,0
Guadeloupe	0,0	392,2	888,9	0,0	97,7	40,7	0,0	108,6	17,9	0,0	143,6	1 689,6
Martinique	0,0	0,0	715,4	4,8	45,6	0,0	18,8	0,0	0,6	229,4	79,1	1 093,8
Guyane	0,0	0,0	154,5	0,0	0,0	19,7	0,0	0,0	0,0	17,5	59,4	251,1
La Réunion	0,0	1 345,0	749,6	0,0	12,6	7,3	0,0	0,0	15,3	0,0	290,0	2 419,8
Saint-Pierre et Miquelon	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Iles bretonnes	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,270
Quantités (GWh)	677,6	1 737,2	3 007,4	4,8	170,7	119,9	18,8	108,6	45,9	246,9	826,8	6 964,6
Prévision 2020 (GWh)	685,2	1 820,7	3 036,2	4,4	199,1	123,3	24,5	195,3	43,1	257,9	980,5	7 370,2
Constatées en 2019 (GWh)	713,6	1 765,3	3 365,5	0,0	103,7	111,5	9,3	109,5	38,1	239,6	671,1	7 127,2
Coût d'achat (M€)	40,2	409,0	837,0	1,4	30,5	12,1	2,3	13,2	5,6	73,5	327,4	1 752,3
Prévision 2020 (GWh)	38,8	426,7	827,2	1,4	37,6	11,3	4,6	24,8	5,6	74,8	360,3	1 813,0
Constatés en 2019 (M€)	41,6	389,8	900,7	0,0	18,3	12,2	0,5	18,6	4,6	71,3	281,5	1 739,1

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

Évolution par rapport aux quantités d'électricité et coûts d'achat constatés au titre de 2019

Les volumes d'achats prévisionnels mis à jour pour 2020 sont en baisse de 2,3 % par rapport à 2019. Dans le même temps, le coût d'achat – toutes filières confondues – devrait quant à lui augmenter de 0,8 %. La baisse prévisionnelle des volumes achetés en 2020 est due à une meilleure hydraulité en 2020 qu'en 2019 (l'hydraulité avait été très faible en Corse, en Guyane et à la Réunion), couplée à une réduction de la consommation en 2020 en raison de la crise sanitaire actuelle.

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

- La baisse de la consommation et la meilleure hydraulité entrainera une baisse des achats thermiques et bagasse-charbon (respectivement - 10,6 % et - 1,6 %). Cette baisse de la production est associée à une baisse des coûts thermiques (- 7,1 %). Les coûts de la filière bagasse-charbon restent eux en hausse (+ 4,9 %), portés par la conversion à mi- année de la centrale d'Albioma Caraïbes à la biomasse.
- Les achats éoliens devraient largement augmenter (+ 65 %), avec un parc d'éoliennes installées plus important en Guadeloupe associé à la mise en service d'installations bénéficiant du tarif éolien cyclonique.
- La production photovoltaïque devrait être en hausse en 2020 par rapport à 2019 (+ 23,2 %) avec la mise en service de plusieurs installations lauréates d'appels d'offres ou bénéficiant d'un tarif d'achat S17. Cette hausse reste plus importante que celle des coûts (+ 16,3 %), les nouveaux parcs étant moins onéreux que ceux déjà installés.
- Enfin, les prévisions d'achats intègrent de la production à partir d'hydrogène, suite à la délibération de la CRE sur le projet de pile à combustible d'Aquipac en Martinique.

Évolution par rapport aux quantités d'électricité et coûts d'achat prévisionnels pour 2020

Le volume d'achat total prévisionnel mis à jour pour 2020 est en baisse par rapport à la première prévision réalisée (- 5,5 %). Cette décroissance est principalement due à la révision à la baisse des scénarios de consommation suite à la crise sanitaire actuelle. Le coût d'achat est lui aussi en baisse (- 3,3 %).

Les prévisions de production pour les filières thermique et charbon sont logiquement en baisse suite à cette réduction du volume total d'achat. Les prévisions pour les filières photovoltaïque, géothermie et éolien sont également en baisse, avec des parcs prévisionnels moins ambitieux en terme de développement des installations d'énergie renouvelable.

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

En application du a) du 2° du I de l'article R. 121-28 du code de l'énergie, le coût évité par les contrats d'achat dans les ZNI est calculé en valorisant l'électricité achetée par EDF à la part production des tarifs de vente. Celles-ci ont été réévaluées comme présenté en section C.1.1.2. Le coût évité s'élève à **415,1 M€**, comme détaillé dans le Tableau 26.

Tableau 26 : Coût prévisionnel évité à EDF mis à jour pour les contrats d'achat dans les ZNI en 2020

	Corse	Guadeloupe	Martinique	Guyane	Réunion	SPM	Iles bretonnes	2020 reprév
Quantités achetées (GWh)	1 510,0	1 689,6	1 093,8	251,1	2 419,8	0,0	0,270	6 964,6
Taux de pertes (%)	14,1%	13,0%	10,0%	12,0%	9,1%	5,2%	5,3%	
Quantités achetées et consommées (GWh) *	1 297,1	1 470,0	984,4	221,0	2 199,7	0,0	0,256	6 172,5
Part production du tarif de vente (€/MWh)	58,98	69,23	70,51	68,34	69,22	70,19	60,79	---
Coût évité par les contrats d'achat (M€)	76,5	101,8	69,4	15,1	152,3	0,00	0,0155	415,1

* 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 supportés par EDF dans les ZNI

Les surcoûts prévisionnels mis à jour d'EDF résultant des contrats d'achat en 2019 s'élèvent à **1 337,2 M€** dans les ZNI (1 752,3 M€ de coût d'achat – 415,1 M€ de coût évité).

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

- 374,3 M€ au titre des charges relevant du programme budgétaire « Transition énergétique » ;
- 962,9 M€ au titre des charges relevant du programme budgétaire « Mécanismes de solidarité ».

La décomposition des surcoûts supportés par EDF par zone et par compte de financement budgétaire est présentée dans le Tableau 27.

Tableau 27 : Surcoûts d'achat prévisionnels mis à jour d'EDF dans les ZNI en 2019

M€	Corse	Guadeloupe	Martinique	Guyane	Réunion	SPM	Iles bretonnes	2020 reprév
Coût d'achat	282,9	450,7	314,2	74,8	629,7	0,0	0,044	1 752,3
Coût évité	76,5	101,8	69,4	15,1	152,3	0,0	0,016	415,1
Surcoûts	206,4	348,9	244,8	59,7	477,4	0,0	0,028	1 337,2
Transition Énergétique OA	67,5	63,2	35,4	22,9	117,3	0,0	0,028	306,2
Transition Énergétique gré à gré	0,3	7,4	54,8	5,3	0,2	0,0	0,000	68,1
Mécanismes de solidarité	138,6	278,3	154,5	31,5	359,9	0,0	0,000	962,9

C.2.2 Mise à jour des surcoûts d'achat d'électricité prévus par EDM au titre de 2020

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

Les volumes d'achat prévisionnels mis à jour pour 2020 sont de 24,1 GWh, pour un montant de **9,2 M€**. Les quantités et coûts d'achat prévisionnels par filière sont présentés dans le Tableau 28.

Tableau 28 : Quantités d'électricité et coûts d'achat prévisionnels d'EDM au titre de 2020

		Biogaz	Photovoltaïque	TOTAL
Quantités (GWh)	Reprévision 2020	1,1	23,0	24,1
	Prévision 2020	6,0	31,8	37,8
	Constaté 2019	0,0	17,6	17,6
Coût d'achat (M€)	Reprévision 2020	0,1	9,0	9,2
	Prévision 2020	0,6	11,1	11,7
	Constaté 2019	0,0	8,0	8,0

En 2020, EDM prévoit la mise en service de 63 nouvelles installations photovoltaïques de moins de 100 kW par rapport au parc en fonctionnement fin 2019 et 6 installations de plus de 100 kW. Ces dernières correspondent aux lauréats de l'appel d'offres 2016/S 242-441980 dont les résultats ont été annoncés en août 2017 et dont les installations devraient être mises en service en 2020. Une centrale biogaz a été mise en service au mois de décembre 2018 sur l'ISDND de Dzoomogné 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 été consommée en propre par le producteur. EDM a ainsi revu à la baisse l'estimation de la production de biogaz pour 2020.

Cela se traduit par une augmentation des charges et volumes d'achat par rapport au constaté 2019 et un ajustement à la baisse par rapport à la première prévision pour 2020 (Tableau 29).

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

L'électricité achetée par EDM, valorisée à la part production estimée à 65,87 €/MWh (cf. paragraphe C.1.2.2), est évaluée à **1,5 M€**, comme détaillé dans le Tableau 29.

Tableau 29 : Coût évité à EDM par les contrats d'achat en 2020

	2020 reprév	2020 prév	Evolution		2019	Evolution	
			en M€	en %		en M€	en %
Coût d'achat (M€)	9,2	11,7	-2,6	-22%	8,0	1,2	15%
Quantités achetées (GWh)	24,1	37,8	-13,7	-36%	17,6	6,5	37%
Taux de pertes	8,60%	8,60%	0,0	0%	8,25%	0,0	4%
Quantités achetées et consommées (GWh) ⁽¹⁾	22,0	34,5	-12,5	-36%	16,2	5,9	36%
Part production dans le tarif de vente (€/MWh)	65,87	57,77	8,1	14%	62,56	3,3	5%
Coût évité par les contrats d'achat (M€)	1,5	2,0	-0,5	-27%	1,0	0,4	44%
Surcoûts d'achat (M€)	7,7	9,7	-2,0	-21%	7,0	0,8	11%

⁽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 supportés par EDM à Mayotte

Les surcoûts prévus par EDM résultant des contrats d'achat en 2020 s'élèvent à **7,7 M€** (9,2 M€ - 1,5 M€). La totalité de ces contrats portant sur des installations d'énergies renouvelables (biogaz ou photovoltaïque), la totalité de ces surcoûts relèvent de la sous-action budgétaire « Transition énergétique ».

C.2.3 Mise à jour des surcoûts d'achat d'électricité prévus par EEFW au titre de 2020

C.2.3.1 Coûts liés aux contrats d'achat d'électricité à Wallis et Futuna

EEFW achète l'énergie des centrales photovoltaïques TEP verte appartenant au territoire de Wallis et Futuna. Ces installations représentent une capacité installée de 21 kW à Wallis et 51 kW à Futuna.

Les volumes d'achat prévisionnels mis à jour pour 2020 s'élèvent à 61,9 MWh, pour un montant de **0,02 M€**. EEFW ne prévoit pas la mise en service de nouvelles installations de production d'électricité renouvelables en 2020.

Pour rappel, dans le contexte de la mise en place progressive de la péréquation tarifaire aux îles Wallis et Futuna, les coûts d'achat – peu significatifs – n'avaient pas été distingués des coûts de production jusqu'en 2020.

C.2.3.2 Coûts évités à EEFW par les contrats d'achat d'électricité à Wallis et Futuna

L'électricité achetée par EEFW, valorisée à la part production estimée à 46,04 €/MWh (cf. section C.1.3.2), est évaluée à **2,7 k€**, comme détaillé dans le Tableau 30

Tableau 30 : Coût évité à EEFW par les contrats d'achat en 2020

	2020 reprév	2020 prév	Evolution	
			en M€	en %
Coût d'achat (M€)	0,02	0,03	-0,002	-9%
Quantités achetées (GWh)	0,06	0,07	-0,01	-9%
Taux de pertes	5,78%	6,74%	-0,01	-14%
Quantités achetées et consommées (GWh) ⁽¹⁾	0,06	0,1	-0,01	-8%
Part production dans le tarif de vente (€/MWh)	46,04	44,52	1,5	3%
Coût évité par les contrats d'achat (M€)	0,003	0,003	0,000	-5%
Surcoûts d'achat (M€)	0,02	0,02	-0,002	-10%

⁽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.2.3.3 Surcoûts dus aux contrats d'achat d'électricité supportés par EEFW à Wallis et Futuna

Les surcoûts prévus par EEFW résultant des contrats d'achat en 2020 s'élèvent à **0,02 M€**. Ces surcoûts relèvent de la sous-action budgétaire « Transition énergétique ».

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

C.3.1 Mise à jour des surcoûts liés aux contrats de stockage prévus par EDF au titre de 2020

C.3.1.1 Coûts prévisionnels liés aux contrats de stockage

La mise à jour des quantités brutes injectées par des ouvrages de stockage et les coûts prévisionnels associés d'EDF dans les ZNI au titre de 2020 sont présentés dans le Tableau 31. La mise à jour du coût total du stockage prévu par EDF dans les ZNI s'élève à **1,0 M€** au titre de 2020.

Tableau 31 : Mise à jour des quantités d'électricité brutes injectées et coûts prévisionnels d'EDF pour les ouvrages de stockage dans les ZNI au titre de 2020

	Corse	Guadeloupe	Martinique	Guyane	La Réunion	Saint-Pierre et Miquelon	Iles bretonnes	TOTAL
Injection (GWh)	0,0	0,4	0,0	0,0	0,6	0,0	0,0	1,0
Prévision 2020 (GWh)	0,0	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0,0	0,0
Constaté 2019 (GWh)	0,0	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0,0	0,0
Coûts (M€)	0,0	0,4	0,0	0,0	0,6	0,0	0,0	1,0
Prévision 2020 (GWh)	0,0	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0,0	0,0
Constaté 2019 (GWh)	0,0	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0,0	0,0

Évolution par rapport aux quantités d'électricité injectées et coûts du stockage constatés au titre de 2019

Aucun coût ou volume n'a été présenté par EDF en 2019 pour des ouvrages de stockage. Les coûts et volumes exposés pour 2020 correspondent à la mise en service de premières installations en Guadeloupe et à la Réunion pour lesquelles la CRE a délibéré le 4 octobre 2018 sur le niveau de compensation attribué.

Évolution par rapport aux quantités d'électricité injectées et coûts du stockage prévus initialement pour 2020

En l'absence d'adaptation au stockage des chroniques d'appels prévisionnelles déclarées par EDF SEI pour la prévision initiale 2020, la CRE avait choisi de ne pas retenir, au sein des charges prévisionnelles, les charges liées à ces projets pour EDF, puisque ces charges sont inférieures aux surcoûts engendrés

C.3.1.2 Coûts évités à EDF par les contrats de stockage

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 injectée par les ouvrages de stockage à la part production des tarifs de vente. Le coût évité s'élève à **0,1 M€**, comme détaillé dans le Tableau 32.

Tableau 32 : Mise à jour du coût prévisionnel évité à EDF par les contrats stockage dans les ZNI en 2020

M€	Corse	Guadeloupe	Martinique	Guyane	Réunion	SPM	Iles bretonnes	2020 reprév
Quantités injectées (GWh)	0,0	0,4	0,0	0,0	0,6	0,0	0,000	1,0
Taux de pertes (%)	14,1%	13,0%	10,0%	12,0%	9,1%	5,2%	5,3%	
Quantités achetées et consommées (GWh) *	0,0	0,4	0,0	0,0	0,6	0,0	0,000	0,9
Part production du tarif de vente (€/MWh)	58,98	69,23	70,51	68,34	69,22	70,19	60,79	---
Coût évité par les contrats d'achat (M€)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,0000	0,1

* 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.3.1.3 Surcoûts dus aux contrats de stockage supportés par EDF dans les ZNI

Les surcoûts prévisionnels d'EDF résultant des contrats de stockage mis à jour au titre de 2020 s'élèvent à **0,9 M€** dans les ZNI (1,0 M€ de coût – 0,9 M€ de coût évité) au titre des charges relevant du programme budgétaire « Transition énergétique ».

La décomposition des surcoûts supportés par EDF par zone est présentée dans le Tableau 33.

Tableau 33 : Mise à jour des surcoûts de stockage prévisionnels d'EDF dans les ZNI au titre de 2020

M€	Corse	Guadeloupe	Martinique	Guyane	Réunion	SPM	Îles bretonnes	2020 reprév
Coût d'achat	0,0	0,4	0,0	0,0	0,6	0,0	0,000	1,0
Coût évité	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,000	0,1
Surcoûts	0,0	0,3	0,0	0,0	0,6	0,0	0,000	0,9

C.3.2 Surcoûts liés aux contrats de stockage supportés par EDM à Mayotte au titre de 2020

Pour Mayotte, la CRE a délibéré le 17 octobre 2019 sur le niveau de compensation attribué à 2 projets de stockage. Ces installations ne devraient pas être mises en service avant 2021. Par conséquent, EDM n'a déclaré aucune charge prévisionnelle au titre des contrats de stockage pour l'année 2020.

c.4 Charges liées aux actions de MDE dans les Zones non interconnectées

La délibération de la CRE du 2 février 2017¹⁸ 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 2019¹⁹.

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 budgétaire Transition Énergétique.

C.4.1 Mise à jour des coûts liés aux actions de MDE supportées par EDF dans les ZNI au titre de 2020

Les coûts mis à jour liés aux actions de MDE et déclarés par EDF dans les ZNI s'élèvent pour 2020 à **78,4 M€**. La décomposition par grands postes de coût est présentée dans le Tableau 34.

Tableau 34 : Coûts prévisionnels de MDE supportés par EDF et mis à jour pour 2020

M€	Nature de coûts	Corse	Guadeloupe	Guyane	Martinique	Réunion	SPM	Îles du Ponant	2020
Coûts	Aides commerciales (prime MDE)	12,2	14,8	13,9	11,6	11,4	0,05	0,16	64,1
	Frais du fournisseur historique	4,3	4,1	1,5	3,6	4,9	0,01	0,03	18,5
Recettes	Participations tierces	-0,8	-1,4	0,00	-2,1	0,00	-0,04	0,00	-4,2
Coût net total		15,7	17,6	15,4	13,2	16,3	0,02	0,19	78,4

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.

¹⁸ 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

¹⁹ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 17 janvier 2019 portant décision relative aux cadres territoriaux de compensation pour les petites actions de MDE en Corse, Guadeloupe, Guyane, Martinique, à Mayotte et à la Réunion

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 MDE²⁰.

Évolution par rapport aux coûts constatés au titre de 2019

La révision des coûts de MDE prévisionnels pour 2020 conduit à une baisse notable des coûts par rapport au constaté pour 2019 (- 18,2 M€). Le Tableau 35 détaille cette variation par poste.

Tableau 35 : Evolution des coûts de MDE supportés par EDF en ZNI entre la mise à jour de la prévision au titre de 2020 et le constaté au titre de 2019

M€	Nature de coûts	Total reprévision 2020	Total constaté 2019	Evolution	
				en M€	en %
Coûts	Aides commerciales (prime MDE)	64,1	83,9	-19,7	-24%
	Frais du fournisseur historique	18,5	17,5	1,0	6%
Recettes	Participations tierces	-4,2	-4,8	0,5	-11%
Coût net total		78,4	96,6	-18,2	-19%

La crise sanitaire liée au Covid-19 a fortement ralenti le déploiement des actions de MDE au premier semestre 2020. Le montant total prévisionnel des primes MDE versées sur l'année 2020 est par conséquent en forte baisse par rapport au montant constaté pour l'année 2019 (- 24 %).

Les frais du fournisseur sont quant à eux en légère hausse (+ 6 %) conformément à la volonté de mettre en place les outils et le personnel nécessaires dans les différents territoires afin de massifier le déploiement des actions de MDE et ainsi atteindre les objectifs des cadres de compensation.

Évolution par rapport aux coûts prévisionnels au titre de 2020

La révision des coûts de MDE prévisionnels pour 2020 conduit à une baisse des coûts par rapport à la prévision initiale (- 6,9 M€).

Pour la prévision initiale au titre de 2020, les coûts de MDE étaient comptabilisés dans les coûts de commercialisation du fournisseur historiques eux-mêmes incluent dans les coûts de production.

Tableau 36 : Evolution des coûts de MDE supportés par EDF en ZNI entre la prévision mise à jour au titre de 2020 et la prévision initiale au titre de 2020

M€	Total reprévision 2020	Total prévision initiale 2020	Evolution	
			en M€	en %
Coût net total	78,4	85,3	-6,9	-8%

La crise sanitaire liée au Covid-19, par un moindre déploiement des actions, explique la baisse des coûts de MDE entre la prévision initiale et la mise à jour de celle-ci.

C.4.2 Mise à jour des coûts liés aux actions de MDE supportées par EDM à Mayotte au titre de 2020

Les coûts mis à jour liés aux actions de MDE et déclarés par EDM s'élèvent pour 2020 à **4,1 M€**. La décomposition par grands postes de coût est présentée dans le Tableau 37.

Tableau 37 : Coûts prévisionnels de MDE supportés par EDM et mis à jour pour 2020

M€	Nature de coûts	2020 reprév
Coûts	Aides commerciales (prime MDE)	3,4
	Frais de personnel	0,4
	Autres charges	0,3
Recettes	Participations tierces	0,0
Coût total		4,1
Recettes CEE		-0,1
Coûts nets		4,0

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 ne prévoit pas de participations tierces pour 2020.

Certificats d'économies d'énergie (CEE)

²⁰ 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.

EDM est un acteur éligible au dispositif des CEE mais il n'est 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 la mise en œuvre des actions de MDE.

Le montant des recettes de CEE déclaré par EDM pour 2020 s'élève à **0,1 M€**.

C.4.3 Charges liées aux actions de MDE

Les coûts et les recettes de prévisionnels mis à jour et retenus par la CRE s'élevant respectivement à 4,1 M€ et 0,1 M€, le montant des charges prévisionnelles liées aux actions de MDE au titre de l'année 2020 est évalué à **4,0 M€** pour EDM. Ce coût relève de la sous-action budgétaire « Transition Energétique ».

Évolution par rapport aux coûts constatés au titre de 2019

La révision des coûts de MDE prévisionnels pour 2020 conduit à une hausse des coûts par rapport au constaté pour 2019 (+ 1,2 M€). Le Tableau 38 détaille cette variation par poste.

Tableau 38 : Evolution des coûts de MDE supportés par EDM entre la prévision mise à jour au titre de 2020 et le constaté au titre de 2019

M€	Nature de coûts	2020 reprév	2019	Evolution	
				en M€	en %
Coûts	Aides commerciales (prime MDE)	3,4	2,4	0,9	38%
	Frais de personnel	0,4	0,4	0,0	0%
	Autres charges	0,3	0,2	0,1	89%
Recettes	Participations tierces	0,0	0,0	0,0	-
Coût total		4,1	3,0	1,1	36%
Recettes CEE		-0,1	-0,3	0,2	-59%
Coûts nets		4,0	2,7	1,2	45%

Les coûts prévisionnels mis à jour pour 2020 ont été alignés sur les objectifs du cadre territorial de compensation, adopté début 2019. Ces objectifs prévoient un déploiement progressif des actions de MDE, qui s'accompagne d'une hausse des aides commerciales et d'un renforcement des effectifs afin d'accompagner le déploiement de ces actions. Les recettes liées au CEE sont en revanche inférieures à celles constatées en 2019, du fait de la valorisation en 2019 des stocks de CEE 2017 et 2018 non valorisés jusqu'à présent.

Évolution par rapport aux coûts prévisionnels au titre de 2020

La révision des coûts de MDE prévisionnels pour 2020 conduit à une baisse des coûts par rapport à la prévision initiale (- 0,9 M€).

Pour la prévision initiale au titre de 2020, les coûts de MDE étaient comptabilisés dans les coûts de commercialisation du fournisseur historiques eux-mêmes incluent dans les coûts de production.

Tableau 39 : Evolution des coûts de MDE supportés par EDM entre la reprévision au titre de 2020 et la prévision initiale au titre de 2020

M€	Nature de coûts	Total reprévision 2020	Total prévision initiale 2020	Evolution	
				en M€	en %
Coût net total		4,0	4,9	-0,9	-19%

Les objectifs pour 2020 ont été alignés sur les objectifs du cadre de compensation, validé début 2019. Si le programme adopté pour Mayotte constitue une accélération du déploiement de la MDE par rapport à la situation actuelle, il reste modeste au regard des cadres des autres territoires. Cela s'explique d'une part par un manque de moyens humains chez EDM et les autres membres du comité (ADEME et Conseil départemental) ne permettant pas un déploiement massif de certaines actions et par l'absence d'un tissu d'entreprises en capacité de déployer ces actions d'autre part. Ainsi, la mise jour de la prévision conduit à une baisse des coûts par rapport à la prévision initiale.

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 2020.

c.6 Synthèse de la mise à jour des charges en ZNI au titre de 2020

Au total, les charges de SPE qui relèvent du soutien en ZNI, en dehors des charges liées aux dispositifs sociaux, s'élèvent à **2 025,9 M€** pour l'année 2020 et se répartissent de la manière suivante entre les deux sous-actions :

- Transition énergétique : **523,2 M€**
- Mécanismes de solidarité : **1.502,7 M€**

Tableau 40 : Synthèse de la mise à jour des charges en ZNI au titre de 2020, en dehors des charges liées aux dispositifs sociaux

en M€	EDF	EDM	EEWF	Autres acteurs	TOTAL
Transition énergétique	511,6	11,7	0,02	0,0	523,2
Surcoûts achats OA	306,2	7,7			314,0
Surcoûts achats GAG ENR	68,1		0,02		68,1
Surcoûts production FH ENR	57,9				57,9
MDE	78,4	4,0			82,4
Stockage	0,9				0,9
Etudes ZNI identifiées dans PPE					0,0
Mécanismes de solidarité	1 395,8	99,5	7,3		1 502,7
Surcoûts achats GAG non ENR	962,9				962,9
Surcoûts production FH non ENR	433,0	99,5	7,3		539,8

D. SOUTIEN AUX EFFACEMENTS

D.1 Contexte juridique

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

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

D.2 Montant des charges prévisionnelles au titre de 2020

Pour l'année 2020, les charges prévisionnelles déclarées par RTE pour la mise en œuvre des contrats d'effacement qui seront conclus dans le cadre de l'appel d'offres « effacement 2020 » s'élèvent à **3,2 M€**. Cette évaluation est en forte baisse par rapport à la prévision initiale de 40 M€ en raison (i) du plus faible montant résultant de l'appel d'offres effacement et (ii) du mode de facturation qui conduira RTE à supporter la moitié des charges induites par l'appel d'offres 2020 en 2021.

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 2013²¹, 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.

²¹ 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.

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 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 2020, une mise à jour de sa prévision des charges liées aux dispositifs sociaux électricité a été déclarée par EDF, en métropole continentale et en ZNI²², par 15 entreprises locales de distribution et un fournisseur alternatif. Pour les fournisseurs ayant prévu de supporter des charges en 2020 mais n'ayant pas fourni de mise à jour de leurs prévisions, les éléments relatifs à la prévision initiale ont été repris.

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 2020, EDF, 10 entreprises locales de distribution et un fournisseur alternatif ont fait état de versements aux fonds de solidarité logement dans le cadre de la mise à jour de leurs charges. Pour les autres fournisseurs dont les versements prévisionnels aux fonds de solidarité logement n'ont pas été mis à jour cette année, l'intégralité de la prévision initiale a été reprise.

La compensation après mise à jour des charges s'élève à **23,9 M€** pour l'ensemble des opérateurs ayant déclaré des charges afférentes à ce dispositif au titre de 2020 (contre 23,4 M€ en 2019).

E.1.2 Charges liées aux dispositifs d'affichage déporté

Au titre de l'année 2020, ces charges ont été déclarées par EDF seulement, pour un total prévu de **0,6 M€** de coûts liés à la conception et au développement du dispositif. En l'absence de la publication de l'arrêté devant fixer le montant unitaire maximal par ménage de la compensation du déploiement des dispositifs à la date de publication de la présente délibération, les coûts exposés pour l'année 2020 par EDF ont été retenus. Les régularisations nécessaires seront opérées l'année prochaine en fonction du niveau du plafond défini par arrêté et d'une estimation du déploiement de dispositifs.

Ces coûts font suite aux coûts déclarés au titre des années 2016 (0,9 M€), 2017 (2,0 M€), 2018 (2,8 M€) et 2019 (0,6 M€). En raison de l'absence de déploiement du dispositif, ces coûts passés n'ont pas été compensés à ce jour. 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.

²² EDM n'a pas déclaré de charges associées aux dispositifs sociaux – électricité au titre de 2020. De plus, les dispositifs ici décrits ne sont pas applicables à Wallis-et-Futuna.

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 2020.

- Le nombre prévisionnel de bénéficiaires du TPN dans les îles de Saint-Martin et Saint-Barthélemy pour lesquels EDF prévoit des facturations courant 2020 est estimé à 2 098. Les déductions et versements forfaitaires associés s'élèvent à **0,2 M€**.
- EDF prévoit un surcoût de **0,01 M€** associé à la gestion du TPN dans les îles de Saint-Martin et Saint-Barthélemy en 2020.
- Le montant des charges prévisionnelles résiduelles relatives aux services liés à la fourniture au TPN s'élève à **0,008 M€** pour les clients d'EDF dans les îles de Saint Martin et Saint Barthélemy.

Le total des charges prévisionnelles liées au TPN à compenser à EDF au titre de 2020 s'élève ainsi à **0,2 M€** (0,2 M€ + 0,01 M€ + 0,008 M€).

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

Le montant des charges prévisionnelles relatives aux services liés à la fourniture des bénéficiaires du chèque énergie pour 2020 s'élève à **2,6 M€**.

Ce montant est en diminution par rapport à la prévision initiale pour 2020 (4,9 M€), EDF ayant révisé à la baisse ses prévisions sur la base du réalisé en 2019, en lien avec un taux d'utilisation du chèque énergie encore en-deçà des attentes. D'autre part, la crise sanitaire et économique découlant de la pandémie liée à la COVID-19 ajoute une forte incertitude quant à l'évolution des services liés à la fourniture des bénéficiaires du chèque énergie pour l'année 2020.

La somme des charges mises à jour pour 2020 au titre des réductions sur les services liés à la fourniture au tarif de première nécessité et à la fourniture des bénéficiaires du chèque énergie (respectivement 0,008 M€ et 2,6 M€) est stable par rapport à la somme des charges constatées en 2019 au titre de ces mêmes réductions (respectivement -0,001 M€ et 2,6 M€) et en légère baisse par rapport à 2018 (respectivement 1,2 M€ et 1,7 M€). Ce total reste sensiblement inférieur aux niveaux constatés en 2016 (8 M€ liés au TPN) et 2017 (6,3 M€ liés au TPN + 0,3 M€ liés au chèque énergie).

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

La mise à jour de la prévision de charges à compenser aux opérateurs en 2020 au titre des dispositifs sociaux – électricité en métropole continentale et dans les ZNI s'élève à **27,2 M€** (23,9 M€ + 0,6 M€ + 0,2 M€ + 2,6 M€). Elle est inférieure de 15 % à la prévision initiale de 32,1 M€, pour deux raisons principales :

- La révision à la baisse par EDF des coûts associés aux dispositifs d'affichage déporté (-2,3 M€ par rapport à la prévision initiale), dans l'attente des modifications réglementaires associées au déploiement du dispositif. De plus, la modification de l'article L. 124-5 du code de l'énergie par la loi du 8 novembre 2019 n'impose plus l'installation d'un dispositif d'affichage spécifique, ce qui permettrait d'éviter certains coûts associés au déploiement d'un afficheur physique.
- La révision à la baisse par EDF des prévisions de recours aux services liés à la fourniture pour les bénéficiaires du chèque énergie (- 2,4 M€ par rapport à la prévision initiale) ;

Les détails de charges par type d'opérateur sont indiqués dans le Tableau 41. Les détails par entreprises locales de distribution et pour les autres fournisseurs sont indiqués dans le Tableau 45.

Tableau 41 : Mise à jour de la prévision de charges liées aux dispositifs sociaux au titre de 2020 et comparaison par rapport aux charges constatées au titre de 2019 et initialement prévues pour 2020

	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)	2020 actualisé	2019	2020 prévision initiale
	M€	M€	M€	M€	M€	M€
EDF	18,6	0,6	1,8	21,1	20,3	26,1
EDF MC	18,2	0,6	1,5	20,2	19,7	25,0
EDF ZNI	0,4	0,0	0,4	0,8	0,7	1,1
EDM	0,0	0,0	0,0	0	0	0
ELD	0,7	0,0	0,1	1	0,8	0,8
Autres fournisseurs	4,6	0,0	0,8	5	4,9	5,2
Total	23,9	0,6	2,8	27,2	26,0	32,1

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. section E.1), le tarif spécial de solidarité (TSS) est abrogé à partir du 1^{er} janvier 2018 au profit du dispositif d'aide « chèque énergie ».

Dispositions applicables aux bénéficiaires du chèque énergie

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

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

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

Par ailleurs, en application de l'article L. 445-6 du code de l'énergie, les fournisseurs de gaz naturel doivent proposer à leurs clients bénéficiant 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 2020, quatre fournisseurs, EDF, Total Direct Énergie, Énergies de Strasbourg et Vattenfall, ont déclaré la mise à jour de leurs charges prévisionnelles pour 2020. Par ailleurs, les éléments relatifs à la prévision initiale sont repris pour les autres fournisseurs ayant prévu de supporter des charges en 2020.

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

Avec la fin du tarif spécial de solidarité, aucun opérateur ne prévoit de frais relatifs aux déductions et versements forfaitaires, aux surcoûts de gestion et aux services liés à la fourniture pour l'année 2020.

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

Quatre opérateurs ont révisé leurs prévisions, en hausse de 187 k€ pour EDF et de 30 k€ pour Total Direct Énergie, en baisse de 7 k€ pour Énergies de Strasbourg et de 0,3 k€ pour Vattenfall. Tous les opérateurs ont revu à la hausse le nombre de mises en service gratuites et à la baisse, sauf EDF, celui des interventions pour impayés.

La mise à jour de la prévision des coûts liés au chèque énergie conduit à retenir au titre de 2020 un montant de **1,0 M€**, contre 0,8 M€ à l'issue de la déclaration des charges prévisionnelles faite en 2019.

E.2.3 Charges liées aux dispositifs d'affichage déporté

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

La prévision des coûts liés aux dispositifs d'affichage reste inchangée et nulle pour 2020.

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

La mise à jour de la prévision des charges liées aux dispositifs sociaux conduit à retenir au titre de 2020 un montant de charges de **1,0 M€**, supérieur de 15 % par rapport aux charges constatées en 2019 et supérieur de 27 % à la prévision initiale pour 2020.

Ces charges relèvent du programme budgétaire « service public de l'énergie ». Le détail de charges par type de fournisseur est indiqué dans le Tableau 42. Les détails par entreprises locales de distribution et pour les autres fournisseurs sont indiqués dans le Tableau 45.

Tableau 42 : Mise à jour de la prévision des charges liées au TSS au titre de 2020 et comparaison par rapport aux charges constatées au titre de 2019 et initialement prévues pour 2020

	2020 reprév	2020 prév	Evolution		2019	Evolution	
			en M€	en %		en M€	en %
EDF	0,6	0,4	0,19	50%	0,6	0,00	0%
ELD	0,1	0,1	-0,01	-9%	0,1	0,01	15%
Autres fournisseurs	0,3	0,3	0,03	9%	0,2	0,12	51%
Total	1,0	0,8	0,2	27%	0,8	0,1	15%

E.3 Bilan des charges prévisionnelles liées aux dispositifs sociaux

Le total des charges prévisionnelles associées aux dispositifs sociaux électricité et gaz mises à jour pour l'année 2020 s'élève à 28,2 M€ (dont 27,2 M€ en électricité, et 1 M€ en gaz). Ce montant est en hausse par rapport aux montants constatés sur l'année 2019, s'élevant à 26,8 M€ (voir **Erreur ! Source du renvoi introuvable.**).

Les dispositifs sociaux associés à l'électricité déterminent principalement cette hausse, en particulier la prise en compte des charges associées aux dispositifs d'affichage déporté prévus par EDF pour l'année 2020, (dont la compensation effective dépendra du déploiement effectif des dispositifs), et une prévision à la hausse des charges relatives au fonds de solidarité logement.

F. FRAIS DIVERS - COÛTS LIÉS À LA CONCLUSION ET À LA GESTION DES CONTRATS D'OBLIGATION D'ACHAT ET DE COMPLÉMENT DE RÉMUNÉRATION EN MÉTROPOLE CONTINENTALE (ELECTRICITE 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 mettre à jour les coûts correspondants initialement prévus au titre de 2020.

Au titre des coûts prévisionnels 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.

Au total, au titre des coûts prévisionnels liés à la conclusion et à la gestion des contrats pour l'année 2020, les opérateurs ont déclaré **52,1 M€** :

- 50,2 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 46,3 M€ prévus par EDF, 3,4 M€ prévus par 73 entreprises locales de distribution, et 0,4 M€ prévus par quatre Organismes agréés), contre 54,7 M€ dans la prévision initiale (dont 50,0 M€ prévus par EDF, 4,1 M€ prévus par 73 entreprises locales de distribution, et 0,6 M€ prévus par quatre Organismes agréés).
- 1,9 M€ sont prévus par les acheteurs de biométhane (dont 0,03 M€ prévus par deux entreprises locales de distribution et 1,9 M€ prévus par 16 fournisseurs de gaz naturel), contre 2,0 M€ dans la prévision initiale (dont 0,02 M€ prévus par une entreprise locale de distribution et 2,0 M€ prévus par 17 fournisseurs de gaz).

Ces montants ont été retenus par la CRE dans le cadre de l'exercice de mise à jour des charges prévisionnelles au titre de 2020. Cela ne préjuge cependant pas des montants qui seront finalement retenus en tant que charges constatées au titre de 2020.

En effet, la CRE vérifiera sur pièces lors de l'exercice de charges constatées de l'année prochaine que les coûts de gestion sont effectivement liés à une mise en œuvre efficace des dispositifs par les opérateurs. Les coûts qui ne correspondraient pas à une gestion efficace ne seront pas compensés.

G. SYNTHÈSE

G.1 Mise à jour des charges de service public prévisionnelles au titre de 2020

Le montant total des charges prévisionnelles de service public de l'énergie mises à jour au titre de 2020 est évalué à **8 851,1 M€**.

Le détail de la répartition par action budgétaire et par type d'opérateur est fournie dans le Tableau 43. Les comparaisons de ce montant avec les charges constatées au titre de 2019 et prévues initialement au titre de 2020 sont fournies dans le Tableau 44.

Tableau 43 : Mise à jour des charges de service public de l'énergie prévues pour 2020

en M€	EDF	EDM	EEWF	Autre acteur ZNI	RTE	Acheteur en dernier recours	ELD	Autres fournisseurs dont organismes agréés	Charges au titre de 2020
Soutien ENR électrique en métropole	5 466,0					0,0	334,1	12,0	5 812,1
<i>Eolien terrestre</i>	1 800,5					0,0	125,0	5,9	1 931,4
<i>Eolien en mer</i>	0,0					0,0	0,0	0,0	0,0
<i>Photovoltaïque</i>	2 783,4					0,0	148,1	5,1	2 936,6
<i>Bio-énergies</i>	594,3					0,0	45,9	0,0	640,2
<i>Autres énergies</i>	287,8					0,0	15,1	1,1	303,9
Injection biométhane	0,0					0,0	6,6	228,6	235,2
Soutien en ZNI ⁽¹⁾	1 907,4	111,2	7,4	0,0					2 025,9
<i>Transition énergétique</i>	511,6	11,7	0,02	0,0					523,2
<i>Mécanismes de solidarité</i>	1 395,8	99,5	7,3						1 502,7
Cogénération et autres moyens thermiques	680,3					0,0	14,1	0,0	694,4
Effacement					3,2				3,2
Dispositifs sociaux ⁽²⁾	21,6	0,0					0,9	5,7	28,2
<i>Compensation FSL</i>	18,6	0,0					0,7	4,6	23,9
<i>Afficheur déporté</i>	0,6						0,0	0,0	0,6
<i>Autres</i>	2,4	0,0					0,2	1,1	3,7
Frais divers	46,3					0,0	3,5	2,3	52,1
<i>Frais de gestion</i>	46,3					0,0	3,5	2,3	52,1
	8 121,5	111,2	7,4	0,0	3,2	0,0	359,2	248,6	8 851,1

(1) Hors charges liées aux dispositifs sociaux en ZNI

(2) Dont charges liées aux dispositifs sociaux en ZNI

Tableau 44 : Évolution des charges de service public de l'énergie prévisionnelles mises à jour pour 2020 par rapport aux charges constatées au titre de 2019 et initialement prévues pour 2020

en M€	Mise à jour de la prévision 2020	Prévision initiale pour 2020	Evolution 2020 reprév - 2020 prév		Charges constatées au titre de 2019	Evolution 2020 reprév - 2019	
			en M€	en %		en M€	en %
Soutien ENR électrique en métropole	5 812,1	4 704,9	1 107,3	24%	5 167,3	644,9	12%
<i>Eolien terrestre</i>	1 931,4	1 298,4	633,0	49%	1 592,7	338,7	21%
<i>Eolien en mer</i>	0,0	0,0	0,0	0%	0,0	0,0	0%
<i>Photovoltaïque</i>	2 936,6	2 616,2	320,4	12%	2 746,6	190,0	7%
<i>Bio-énergies</i>	640,2	605,1	35,1	6%	574,2	66,0	11%
<i>Autres énergies</i>	303,9	185,2	118,7	64%	253,8	50,1	20%
Injection biométhane	235,2	246,5	-11,4	-5%	107,7	127,4	118%
Soutien en ZNI	2 025,9	2 108,5	-82,6	-4%	2 063,6	-37,6	-2%
<i>Transition énergétique</i>	523,2	582,5	-59,2	-10%	510,2	13,1	3%
<i>Mécanismes de solidarité</i>	1 502,7	1 526,0	-23,4	-2%	1 553,4	-50,7	-3%
Cogénération et autres moyens thermiques	694,4	740,4	-46,0	-6%	730,0	-35,6	-5%
Effacement	3,2	40,0	-36,8	-92%	6,7	-3,5	-52%
Dispositifs sociaux	28,2	32,9	-4,7	-14%	26,8	1,4	5%
<i>Compensation FSL</i>	23,9	24,1	-0,2	-1%	23,4	0,5	2%
<i>Afficheur déporté</i>	0,6	2,8	-2,3	-80%	0,0	0,6	0%
<i>Autres</i>	3,7	5,9	-2,2	-37%	3,4	0,3	9%
Frais divers	52,1	56,7	-4,6	-8%	49,0	3,1	6%
<i>Frais de gestion</i>	52,1	56,7	-4,6	-8%	49,0	3,1	6%
	8 851,1	7 929,9	921,2	12%	8 151,1	699,9	9%

Évolution par rapport aux charges constatées au titre de 2019

Le montant total des charges prévisionnelles de service public de l'énergie mises à jour au titre de 2020 est plus élevé de 699,9 M€ que celui constaté en 2019 (soit + 9%).

Les principales explications de cette évolution sont les suivantes :

- (hausse) La hausse des charges liées aux ENR électriques en métropole entre 2019 et 2020 (+ 644,9 M€) est portée essentiellement par le développement du parc soutenu (+ 7,6 TWh soutenus soit + 12 %) et une baisse des prix de marché de l'électricité (- 3,3 €/MWh).
- (hausse) Le doublement des charges liées à l'achat de biométhane entre 2019 et 2020 (+ 127,4 M€) est la conséquence d'une augmentation comparable du nombre d'installations injectant du biométhane ainsi que des quantités injectées.
- (hausse) La légère hausse des charges liées à la transition énergétique dans les ZNI (+ 13,1 M€) est due à plusieurs facteurs, certains haussiers, d'autres baissiers :
 - (hausse) Les surcoûts d'achat d'énergie renouvelable d'EDF dans les ZNI sont en hausse en 2020 par rapport au constaté 2019 (+ 42 M€). Cette hausse s'explique principalement par la poursuite du développement des filières éoliennes et photovoltaïques. Les achats d'énergie renouvelable ne sont pas impactés dans la mise à jour de la prévision 2020 par la crise sanitaire en cours du fait de la priorité d'injection de ces installations.
 - (baisse) Les coûts de MDE supportés par EDF dans les ZNI sont en baisse (- 18,2 M€) à cause de la crise sanitaire liée au Covid-19 qui a fortement ralenti le déploiement des actions de MDE au premier semestre 2020.
 - (baisse) Les surcoûts de production renouvelable d'EDF dans les ZNI sont en baisse (- 13,7 M€). Les coûts de production renouvelable sont sensiblement les mêmes entre les charges constatées au titre de 2019 et la prévision mise à jour au titre de 2020. Ce sont les recettes de production renouvelable qui étaient particulièrement faibles en 2019 en raison de la faible quantité d'électricité renouvelable produite par EDF (bas niveau d'hydraulicité).
- (baisse) La baisse des charges liées à la sous-action Mécanismes de solidarité dans les ZNI (- 50,7 M€) est due à :
 - (baisse) Les surcoûts d'achat d'énergie non renouvelable sont en baisse en 2020 (- 30 M€), suite à une baisse globale de la consommation liée à la crise sanitaire. Les achats renouvelables bénéficient d'une priorité d'injection et c'est donc la filière thermique qui est le plus impactée par la baisse de la consommation en électricité.
 - (baisse) Les surcoûts de production à partir d'énergies fossiles dans les ZNI sont en baisse (- 19,0 M€ pour EDF SEI et -5,5 M€ pour EDM) principalement en raison d'une baisse majeure des coûts d'achats de combustibles.
 - (hausse) Les surcoûts de production d'EEWF sont en revanche en hausse (+ 3,8 M€) du fait principalement la mise en œuvre de la péréquation totale à compter du 1^{er} janvier 2020.

Évolution par rapport aux charges initialement prévues au titre de 2020

Le montant total des charges prévisionnelles de service public de l'énergie mises à jour au titre de 2020 est supérieur de 921,2 M€ à celui initialement prévu.

Les principales explications de cette évolution sont les suivantes :

- (hausse) La hausse majeure des charges liées au soutien des ENR électriques en métropole continentale (+ 1107,3 M€) s'explique principalement par la baisse substantielle des prix de marché de l'électricité (- 18,5 €/MWh) par rapport à ceux prévus l'année dernière en raison de l'état d'urgence sanitaire. La météo favorable à l'éolien au premier trimestre 2020 amplifie cette tendance (+ 3 TWh) ;
- (baisse) La prévision de charges liées au biométhane est revue à la baisse de 11,4 M€ principalement en raison du retard dans la mise en service de plusieurs installations (- 435 GWh sur l'année). Cet effet est compensé en grande partie par la forte chute des prix de marché du gaz de 11 €/MWh en moyenne sur l'année.
- (baisse) La baisse des charges liées à la transition énergétique dans les ZNI (- 59,2 M€) est due à :

- (baisse) Les surcoûts d'achat d'énergie renouvelable d'EDF SEI sont en baisse en 2020 par rapport à la prévision initiale (- 44,8 M€), en lien avec des parcs photovoltaïques, éoliens et géothermiques moins ambitieux dans la mise à jour de la prévision.
- (baisse) Les coûts de MDE supportés par EDF dans les ZNI sont en baisse (- 6,9 M€) à cause de la crise sanitaire liée au Covid-19 qui a fortement ralenti le déploiement des actions de MDE au premier semestre 2020.
- (baisse) La baisse des charges liées à la sous-action Mécanismes de solidarité dans les ZNI (- 23,4 M€) est due à :
 - (baisse) Les surcoûts d'achat d'énergie non renouvelable sont en baisse en 2020 par rapport à la prévision initiale (- 23,1 M€). Cette décroissance est due à la révision à la baisse des scénarios de consommation suite à la crise sanitaire, qui impacte fortement les filières thermiques et charbon ne bénéficiant pas d'une priorité d'injection.
 - (baisse) De la même façon, les surcoûts de production d'EDM sont en baisse en 2020 par rapport à la prévision initiale, du fait de la réévaluation des coûts de combustibles à la suite de la baisse des cours des matières premières (-10,9 M€) dans le contexte de crise sanitaire mondiale ;
 - (hausse) Les surcoûts de production à partir d'énergies fossiles d'EDF dans les ZNI sont en hausse (+ 9,8 M€) principalement à cause d'une révision à la hausse du volume de production de la centrale thermique d'EDF en Martinique. La prévision initiale était anormalement basse. La nouvelle prévision au titre de 2020 est fondée sur les volumes constatés en 2019 ;
- (baisse) La montée en puissance attendue du dispositif de soutien à l'effacement prévue initialement n'est plus anticipée pour 2020 (- 37 M€) ;
- (baisse) Une baisse de 4,7 M€ des charges liées aux dispositifs sociaux par rapport à leur prévision initiale pour 2020 est constatée (- 14 %), faisant principalement suite à la révision à la baisse des prévisions d'EDF des charges relatives au recours aux services liés à la fourniture pour les bénéficiaires du chèque énergie, et aux dispositifs d'affichage déporté;

G.2 Détails de la mise à jour des charges de service public prévisionnelles au titre de 2020 par les opérateurs autres qu'EDF, EDM, EEWf, RTE et Acheteurs de dernier recours

Le Tableau 45 présente les détails de la mise à jour des charges de service public prévisionnelles au titre de 2020 par les opérateurs autres qu'EDF, EDM, EEWf RTE et acheteurs de dernier recours.

Tableau 45 : Détails de la mise à jour des charges de service public prévisionnelles au titre de 2020 par les opérateurs autres qu'EDF, EDM, EEWf, RTE et acheteurs de dernier recours

	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	€	€	€	€	€	€	€	€
R.S.E. REGIE SERVICES ENERGIE AMBERIEUX	2 099	809 118	87 488	0	721 631		2 250	56 600	780 481
SICAE de l'Aisne	4 534	1 445 377	163 821	0	1 281 557		0	0	1 281 557
Energie Développement Services du BRIANÇONNAIS	28 798	2 143 646	1 164 852	64 005	914 789		3 404	18 731	936 923
Régie Municipale d'Electricité ROQUEBILIERE	35	18 772	1 586	0	17 186		0	0	17 186
Régie Communale d'Electricité GATTIERES	129	68 510	5 765	0	62 745		0	3 377	66 122
Régie Electrique DALOU	48	21 929	2 385	0	19 543		0	575	20 118
Régie municipale d'Electricité VARILHES	1 150	492 609	56 789	5 551	430 269		1 350	352	431 971
Régie Municipale d'Electricité VICDESSOS	18	8 521	800	0	7 721		0	0	7 721
Régie Municipale d'Electricité MAZERES	3 040	1 189 553	141 574	7 551	1 040 428		900	452	1 041 780
Régie Municipale d'Electricité ARIGNAC	270	78 500	11 737	0	66 763		0	0	66 763
Régie Electrique MERCUS GARRABET	11	5 763	555	0	5 208		0	753	5 961
Régie Municipale d'Electricité MERENS LES VALS	10	5 805	503	0	5 302		0	451	5 752
Régie municipale d'Electricité QUIÉ	8	2 959	364	0	2 595		0	583	3 178
Régie municipale d'Electricité TARASCON-SUR-ARIÈGE	6 234	586 551	280 524	14 653	291 374		0	1 959	293 333
Régie municipale d'Electricité SAVERDUN	8 362	1 768 234	345 370	10 001	1 412 863		900	0	1 413 763
Régie d'Electricité SAINT-QUIRC - CANTÉ - LISSAC - LABATUT	404	218 286	19 866	0	198 420		450	0	198 870
S.I.C.A.E. DE LA REGION DE PRECY SAINT-MARTIN	8 967	2 482 602	489 617	22 002	1 970 983		255	0	1 971 238
Régie Municipale d'Energie Electrique QUILLAN	5 228	601 715	282 531	4 000	315 184		2 579	3 192	320 955
S.I.V.O.M. LABERGEMENT SAINTE-MARIE	2 338	242 631	106 220	4 000	132 411		1 295	5 225	138 930
Régie SDED EROME	84	47 064	4 687	0	42 376		0	0	42 376
Régie SDED Gervans	98	56 730	4 255	0	52 475		0	0	52 475

	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	€	€	€	€	€	€	€	€
Société d'économie mixte locale DREUX - GEDIA	67	32 479	2 938	0	29 541		14 410	0	43 951
SYNELVA COLLECTIVITÉS	86 601	11 875 456	3 063 459	52 271	8 759 725		10 800	63 700	8 834 225
Régie Municipale d'Electricité CAZERES	626	288 409	38 059	0	250 350		0	4 933	255 283
Régie Municipale d'Electricité MARTRES TOLOSANE	106	31 355	6 728	0	24 626		0	2 550	27 176
Régie municipale d'Electricité MIRAMONT DE COMMINGES	129	46 487	5 629	0	40 858		0	0	40 858
Régie Municipale Multiservices de LA REOLE	24	10 221	1 094	0	9 127		10 119	0	19 246
Régie d'Electricité du Syndicat du SUD DE LA REOLE	3 386	1 266 359	171 361	2 000	1 092 998		0	21 243	1 114 241
Régie Municipale d'Electricité BAZAS	831	297 973	42 755	0	255 218		617	0	255 835
Régie Municipale d'Electricité GIGNAC	457	203 562	24 362	0	179 200		1 800	11 970	192 970
Régie Municipale d'Electricité CAZOULS LES BEZIERS	223	121 314	10 145	0	111 168		0	5 362	116 530
Coopérative d'Electricité SAINT-MARTIN DE LONDRES	42 694	9 455 508	1 387 640	29 040	8 038 828		15 976	89 109	8 143 913
GAZ ELECTRICITE DE GRENOBLE	125 255	12 508 437	4 297 824	263 293	7 947 320		49 500	156 655	8 153 475
Régie Municipale d'Electricité SALINS LES BAINS	56	29 930	2 535	0	27 394		0	1 584	28 979
GASCOGNE ENERGIES SERVICES AIRE SUR L'ADOUR (ex Régies Municipales)	2 766	1 141 186	116 819	0	1 024 367		124	0	1 024 491
S.I.C.A.E. REGION DE PITHIVIER	135 982	13 312 659	6 347 438	1 088 090	5 877 131		11 250	51 402	5 939 783
Régie Communale Electrique SAULNES	11	5 958	532	0	5 426		350	500	6 276
SAEML UEM USINE D'ELECTRICITE DE METZ	214 343	28 847 954	11 806 668	1 209 243	15 832 043		94 540	227 078	16 153 661
Régie Communale d'Electricité PIERREVILLERS	19	10 445	814	0	9 630		0	746	10 377
Régie Municipale d'Electricité ROMBAS	183	52 483	7 836	0	44 647		781	3 962	49 390
Régie Municipale d'Electricité CREUTZWALD	22 521	2 417 943	1 129 556	316 026	972 361		1 189	36 370	1 009 920
Régie Municipale de Distribution CLOUANGE	29	14 300	1 268	0	13 032		0	0	13 032
Régie d'Electricité BITCHE	68	35 839	2 888	0	32 951		1 120	2 635	36 706
Régie Communale d'Electricité SAINTE-MARIE AUX CHENES	44	19 740	2 309	0	17 431		387	1 352	19 170
Régie Communale d'Electricité UCKANGE	81	47 773	3 812	0	43 960		360	2 950	47 270
Régie Municipale de Distribution d'Electricité de HAGONDANGE	93	31 434	3 997	0	27 436		4 091	4 452	35 979
Régie d'Electricité SCHOENECK	72	38 372	3 459	0	34 912		49	1 300	36 261
Régie Municipale d'Electricité AMNEVILLE	122	61 615	5 225	0	56 390		810	0	57 200
Régie Municipale d'Electricité HOMBURG HAUT	42	18 275	2 060	0	16 215		853	1 350	18 418
Régie Municipale d'Electricité ENERGIS SAINT-AVOLD	3 514	508 438	212 179	0	296 259		1 107	0	297 366
R.M.E.T. TALANGE	107	34 302	4 429	0	29 873		360	7 650	37 883
Régie Municipale d'Electricité et de Télédistribution MARANGE SILVANGE TERNEL	40	23 800	1 768	0	22 032		1 769	1 950	25 751
Régie Municipale d'Electricité MONTOIS LA MONTAGNE	27	9 527	1 310	0	8 217		0	0	8 217
S.I.C.A.E. CARNIN	54	17 822	2 383	0	15 440		0	0	15 440
Régie Electrique FONTAINE AU PIRE	8	3 813	313	0	3 500		158	0	3 659
SEM BEAUVOIS DISTRELEC	43	20 221	1 922	0	18 300		0	1 072	19 372
Régie Municipale d'Electricité LOOS	48	21 332	2 585	0	18 747		4 749	540	24 036
Régie Communale d'Electricité MONTATAIRE	13 331	1 723 524	735 174	0	988 351		7 670	0	996 021
S.I.C.A.E. OISE	208 177	19 541 151	6 878 599	313 628	12 348 924		19 665	174 899	12 543 488
Société d'Electricité Régionale des CANTONS DE LASSIGNY & LIMITOPHES	18 415	3 084 649	944 616	0	2 140 033		6 166	16 587	2 162 786
Régie Municipale d'Electricité LARUNS	84	35 820	6 098	0	29 722		0	0	29 722
SIVOM d'Energie du Pays Toy	106	13 642	4 731	0	8 911		1 440	42	10 393
Régie Electrique CAPVERN LES BAINS	18	7 776	938	0	6 838		0	0	6 838
Energies Services LANNEMEZAN	560	307 265	27 770	0	279 495		4 873	3 500	287 868
Régie Electrique LA CABANASSE	15	8 200	723	0	7 477		0	0	7 477
Régie Electrique Municipale PRATS DE MOLLO LA PRESTE	1 378	113 778	37 964	0	75 813		0	1 206	77 020
Régie Electrique Municipale SAINT-LAURENT DE CERDANS	11	7 350	667	0	6 683		370	0	7 053
Régie Intercommunale d'Electricité NIEDERBRONN REICHSHOFFEN	578	285 284	34 886	0	250 398		18	12 653	263 069
GAZ DE BARR	250	91 596	12 062	0	79 533		1 474	2 602	83 609
UME	4 668	1 279 317	262 096	8 001	1 009 220		3 008	17 338	1 029 565
Régie Municipale d'Electricité de la ville de SARRE UNION	15 582	1 879 572	603 226	0	1 276 347		703	9 191	1 286 241
ES ENERGIES STRASBOURG	310 855	71 605 610	10 689 351	1 163 005	59 753 254	2 108 826	162 473	394 306	62 418 859
VIALIS	24 517	5 060 732	1 337 059	38 003	3 685 670		23 865	49 259	3 758 794
Coopérative de droit suisse ELEKTRA BIRSECK	24 492	4 508 583	799 425	50 335	3 658 823		5 158	34 435	3 698 416
SAEML HUNELEC Service de Distribution Public HUNELEC	162	94 463	9 114	0	85 349		450	5 532	91 331
SICAE EST	64 389	8 954 134	2 054 358	112 306	6 787 470		5 400	65 320	6 858 190
Régie Municipale d'Electricité LA CHAMBRE	110	24 946	6 243	0	18 703		0	0	18 703
Régie Municipale d'Electricité de SAINT-AVRE	34	18 376	2 129	0	16 247		0	0	16 247
Régie de Distribution d'Energie Electrique SAINT-MARTIN SUR LA CHAMBRE	58	30 082	3 040	0	27 041		0	0	27 041
Régie Municipale d'Electricité SAINTE-MARIE DE GUINES	25	11 323	1 528	0	9 795		0	0	9 795
SOREA	31 630	3 004 627	862 755	21 296	2 120 576		0	44 535	2 165 112

	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 Electrique AIGUEBLANCHE	103	54 244	4 596	0	49 648		0	0	49 648
Régie Electrique PETIT COEUR	4	2 155	197	0	1 958		0	0	1 958
Régie d'Electricité du Morel	45	27 250	2 076	0	25 175		0	0	25 175
Régie Municipale d'Electricité PONTAMAFREY MONTPASCAL	27	12 425	1 430	0	10 995		0	1 420	12 415
Régie Electrique TIGNES	10 203	1 219 080	397 979	0	821 101		2 285	0	823 386
Régie Electrique Communale BOZEL	4 287	383 489	236 761	0	146 728		0	0	146 728
Régie Electrique Communale AUSSOIS	18	5 691	875	0	4 816		0	0	4 816
Régie Electrique AVRIEUX	6	3 758	346	0	3 412		0	0	3 412
Régie Electrique SAINTE-FOY TARENTEISE	24	9 583	1 333	0	8 250		0	0	8 250
Régie Electrique Municipale VILLAROGGER	4	2 400	198	0	2 202		0	0	2 202
Régie Electrique Municipale LA CHAPELLE	1 041	116 308	54 028	0	62 279		0	0	62 279
Régie Electrique MONTVALEZAN	28	12 720	1 512	0	11 208		0	0	11 208
Régie d'electricité TOURS EN SAVOIE	47	25 861	2 253	0	23 608		56	0	23 664
Syndicat d'Electricité SYNERGIE MAURIENNE	13 754	1 277 334	692 207	12 001	573 125		450	15 030	588 605
Régie Gaz Electricité de la Ville BONNEVILLE	4 359	408 116	192 951	0	215 165		3 150	4 580	222 895
Régie du Syndicat Intercommunal d'Energies VALLEE DE THÔNES	464	233 204	19 118	0	214 086		5 540	4 397	224 024
Régie Municipale Electrique LES HOUCHES	9 042	655 451	357 602	0	297 849		1	9 100	306 950
Régie Municipale d'Electricité SALLANCHES	606	180 867	25 745	0	155 122		300	8 420	163 842
ENERGIE ET SERVICES DE SEYSSSEL (SAEML)	4 762	1 742 474	211 139	2 000	1 529 334		11 700	20 242	1 561 276
S.A.I.C. PERS LOISINGS	94	43 035	4 731	0	38 305		0	0	38 305
Régie d'Electricité d'Elbeuf	165	74 021	9 069	0	64 952		10 827	4 548	80 326
Régie Communale de Distribution d'Electricité MITRY MORY	60	28 380	1 563	0	26 817		3 150	0	29 967
S.I.C.A.E. E.L.Y. : REGION EURE & LOIR YVELINES	1 167	431 886	57 236	0	374 650		3 023	12 000	389 673
SEOLIS	885 259	101 016 347	28 757 274	1 696 332	70 562 741		133 498	791 302	71 487 541
S.I.C.A.E. de la SOMME et du CAMBRAIS	511 342	46 652 406	17 197 001	671 435	28 783 970		7 200	427 483	29 218 653
GAZELEC DE PERONNE	39 937	3 451 016	1 876 245	60 005	1 514 766		5 733	24 240	1 544 739
Régie Communale d'Electricité MONTDIDIER	10 899	1 108 709	498 799	26 002	583 908		2 142	2 169	588 219
Régie Municipale d'Electricité SAINT-PAUL CAP DE JOUX	5	2 176	276	0	1 900		18	133	2 051
SICAE du CARMAUSIN	13 687	3 888 336	769 871	8 001	3 110 464		6 263	61 890	3 178 617
Régie Municipale d'Electricité et de Gaz Energie Services Occitans CARMAUX ENEO	1 463	423 091	79 402	0	343 690		22 346	20 555	386 591
EPIC ENERGIES SERVICES LAVAUR - Pays de Cocagne	30 550	4 073 889	1 688 796	76 006	2 309 087		5 635	12 885	2 327 606
Régie d'Electricité du Département de la Vienne SOREGIES	802 848	107 214 745	25 337 788	999 425	80 877 533		132 193	384 000	81 393 726
Régie Municipale Electrique SAINT-LEONARD DE NOBLAT	436	38 451	19 829	0	18 622		88	0	18 711
Régie Municipale d'Electricité LA BRESSE	6 997	790 354	401 505	28 002	360 847		0	13 900	374 747
S.I.C.A.E. CANTONS DE LA FERTE-A LAIS & LIMITOPHES	663	221 161	31 812	0	189 349		2 239	5 395	196 983
Coopérative d'Electricité VILLIERS SUR MARNE	60	28 977	2 636	0	26 341		9 000	0	35 341
S.I.C.A.E. VALLEE DU SAUSSEYRON	88	41 714	4 160	0	37 554		3 079	1 717	42 350
TOTAL Flex	128 628	13 305 382	4 030 897	364 880	8 909 605		0	366 306	9 275 911
BUDGET TELECOM - MINT ENERGIE	0	0	0	0	0		2 285	0	2 285
TOTAL DIRECT ENERGIE	0	0	0	0	0	4 845 334	765 153	12 390	5 622 876
ENERCOOP	26 394	3 041 551	810 978	75 680	2 154 893	946 823	0	55 724	3 157 440
ENERGEM	0	0	0	0	0		714	0	714
CALED							1 425		1 425
ENDESA ENERGIA SA						5 955 153		37 029	5 992 182
SAVE						45 914 962		544 127	46 459 079
ALSEN						2 262 762		9 331	2 262 093
Gaz de Bordeaux						4 494 164	24 299	21 222	4 539 685
SOCIETE EUROPEENNE DE GESTION DE L'ENERGIE						11 431 665		67 486	11 499 151
Gaz de Paris						17 520 655		83 836	17 604 491
Vattenfall							25 000		25 000
PICOTY						3 411 324		11 560	3 422 884
DYNEFF							10 731		10 731
GEG Source d'Energies						1 617 971		13 411	1 631 382
SOLVAY ENERGY SERVICES (ex RHODIA ENERGY)						2 359 207		10 000	2 369 207
SOCIETE VALMY DEFENSE 17 SVD 17						17 026 354		78 593	17 104 946
ENGIE	0	0	0	0	0	97 301 774	4 845 200	747 458	102 894 432
Joul	53	12 936	1 821	0	11 115		16 853	4 950	32 918
OUI ENERGY	0	0	0	0	0		16 000	0	16 000
PLUM ENERGIE						532 466		4 200	536 666
PROVIDIS SAS						2 926 515		134 636	3 061 151
REDEO ENERGIES SAS						12 920 798		138 519	13 059 317
Terreal						1 598 302		5 400	1 603 702
Union des producteurs locaux d'electricité	15 855	1 485 800	498 066	19 360	968 374		1 350	17 185	986 909
Total	3 957 459	510 596 169	141 484 045	8 837 430	360 274 694	235 165 045	6 562 310	5 814 838	607 816 888