

DÉLIBÉRATION N°2026-149

Annexe 2

Mise à jour des charges de service public de l'énergie prévisionnelles au titre de l'année 2026 (CP²⁶)

Cette annexe présente la mise à jour des charges de service public de l'énergie prévisionnelles au titre de l'année 2026 par les différents opérateurs concernés ou la première prévision de ces charges pour ceux qui n'avaient pas pu la réaliser auparavant. Les charges initialement prévues au titre de 2026 ont été évaluées lors de la délibération annuelle précédente de la CRE en juillet 2025¹.

Les charges de service public de l'énergie sont présentées dans l'ordre des actions du programme budgétaire correspondant, précédées d'une synthèse présentant 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 2026 et notamment à partir des dernières données de prix de marché de gros de l'électricité et du gaz.

La notion des zones non interconnectées (ZNI) au réseau électrique de la France hexagonale 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 de Polynésie française et de Nouvelle-Calédonie ne sont pas assimilées aux ZNI. L'article L. 121-6 du code de l'énergie précise les modalités de compensation des charges de service public de l'énergie en ZNI (hors Saint-Martin et Saint-Barthélemy), qui ne sont plus inscrites au budget de l'Etat mais intégralement compensées aux opérateurs par l'affectation d'une part de l'accise sur la consommation d'électricité.

Opérateurs ayant déclaré la mise à jour de leurs charges de service public de l'énergie au titre de 2026

Différents types d'opérateurs peuvent être amenés à prévoir des charges de service public de l'énergie :

- S'agissant du soutien aux énergies renouvelables électriques, à la cogénération au gaz naturel et aux autres moyens thermiques en France hexagonale (section 1) : EDF Obligation d'achat, les entreprises locales de distribution (ELD), les organismes agréés et l'acheteur en dernier recours². Ils peuvent être compensés des frais de gestion associés (section 6).
- Les fournisseurs de gaz ou les ELD pour le soutien à l'injection de biométhane (section 2). Ils peuvent également être compensés des frais de gestion associés (section 6).
- Les charges de service public de l'énergie dans les ZNI (section 3) sont supportées par Electricité de Mayotte (EDM) à Mayotte, par Électricité et Eau de Wallis-et-Futuna (EEWF)³ 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. En Corse, l'Agence d'aménagement durable, d'urbanisme et d'énergie de la Corse (AUE) supporte également des charges de service public de l'énergie.
- RTE supporte des charges liées au soutien aux flexibilités décarbonées (section 4).

¹ Annexe 1 de la délibération de la CRE n°2025-180 du 10 juillet 2025 relative à l'évaluation des charges de service public de l'énergie à compenser en 2026 et à la réévaluation des charges de service public de l'énergie à compenser en 2025.

² Tel que prévu par l'article L. 314-26 du code de l'énergie.

³ Société concessionnaire de la distribution publique d'électricité dans les îles Wallis et Futuna, filiale du groupe ENGIE.

- EDF, les ELD ainsi que les autres fournisseurs d'électricité et de gaz peuvent supporter des charges liées aux dispositifs sociaux (section 5).

Principe des frais financiers

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 le fait 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 intérêt. Dans ces conditions, la CRE a calculé la prévision des charges mise à jour au titre de l'année 2026 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 des données 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.

Synthèse

Le montant total des charges prévisionnelles de service public de l'énergie mises à jour au titre de 2026 est évalué à **12 632,8 M€**.

Le détail de la répartition par action budgétaire et par type d'opérateur est fourni dans le Tableau 1.

La comparaison de ce montant avec les charges constatées au titre de 2025 et prévues initialement au titre de 2026 est fournie dans le Tableau 2.

Tableau 1 : Mise à jour des charges de service public de l'énergie prévues au titre de 2026

en M€	EDF	EDM	EEWF	Autres acteurs ZNI	RTE	Acheteur en dernier recours	ELD	Autres fournisseurs dont organismes agréés	Charges au titre de 2026
Soutien ENR électrique en métropole	6 936,1					0,0	336,8	13,7	7 286,6
Eolien terrestre	1 094,9					0,0	58,2	4,0	1 157,1
Eolien en mer	965,6					0,0	0,0	0,0	965,6
Photovoltaïque	3 895,3					0,0	222,8	7,4	4 125,5
Bio-énergies	782,8					0,0	44,4	0,0	827,3
Autres énergies	197,4					0,0	11,3	2,3	211,0
Injection biométhane	0,0					0,0	58,4	1 051,4	1 109,8
Soutien en ZNI ⁽¹⁾	3 062,6	182,3	15,4	8,6					3 268,9
Transition énergétique	1 839,4	16,1	1,90	8,6					1 866,0
Mécanismes de solidarité	1 223,2	166,2	13,5						1 402,9
Cogénération et autres moyens thermiques	616,0					0,0	24,4	12,8	653,1
Effacement					149,7				149,7
Dispositifs sociaux ⁽²⁾	25,6	0,0					1,1751	11,1	37,9
Compensation FSL	22,3	0,0					0,7	8,2	31,2
Afficheur déporté	2,0						0,2	0,6	2,9
Autres	1,3	0,0					0,2	2,3	3,8
Frais divers	109,8					0,0	13,0	3,9	126,7
Frais de gestion	109,8					0,0	13,0	3,9	126,7
	10 750,2	182,3	15,4	8,6	149,7	0,0	433,7	1 092,8	12 632,8

⁽¹⁾ Hors charges liées aux dispositifs sociaux en ZNI.

⁽²⁾ Dont charges liées aux dispositifs sociaux en ZNI.

Tableau 2 : Évolution des charges de service public de l'énergie prévisionnelles mises à jour au titre de 2026 par rapport aux charges constatées au titre de 2025 et initialement prévues au titre de 2026

en M€	Mise à jour de la prévision 2026	Prévision initiale pour 2026	Evolution 2026 reprév - 2026 prév		Charges constatées au titre de 2025	Evolution 2026 reprév - 2025	
			en M€	en %		en M€	en %
Soutien ENR électrique en métropole	7 286,6	7 664,2	-377,6	-5%	6 181,0	1 105,6	18%
Eolien terrestre	1 157,1	1 300,1	-143,0	-11%	901,5	255,7	28%
Eolien en mer	965,6	921,7	44,0	5%	655,8	309,8	47%
Photovoltaïque	4 125,5	4 388,6	-263,0	-6%	3 755,7	369,8	10%
Bio-énergies	827,3	848,6	-21,3	-3%	739,0	88,3	12%
Autres énergies	211,0	205,2	5,8	3%	129,1	81,9	63%
Injection biométhane	1 109,8	1 326,3	-216,5	-16%	1 151,4	-41,6	-4%
Soutien en ZNI	3 268,9	3 016,2	252,7	8%	3 177,3	91,7	3%
Transition énergétique	1 866,0	1 805,0	61,1	3%	1 495,2	370,9	25%
Mécanismes de solidarité	1 402,9	1 211,3	191,6	16%	1 682,1	-279,2	-17%
Cogénération et autres moyens thermiques	653,1	649,3	3,8	1%	684,7	-31,5	-5%
Effacement	149,7	148,8	0,9	1%	126,4	23,4	18%
Dispositifs sociaux	37,9	36,8	1,1	3%	33,0	4,9	15%
Compensation FSL	31,2	30,9	0,3	1%	28,9	2,3	8%
Afficheur déporté	2,9	2,4	0,5	20%	0,9	2,0	218%
Autres	3,8	3,5	0,3	9%	3,2	0,7	21%
Frais divers	126,7	118,6	8,0	7%	109,6	17,1	16%
Frais de gestion	126,7	118,6	8,0	7%	109,6	17,1	16%
	12 632,8	12 960,3	-327,5	-3%	11 463,3	1 169,5	10%

Évolution par rapport aux charges constatées au titre de 2025

Le montant total des charges prévisionnelles de service public de l'énergie mises à jour au titre de 2026 est en hausse de 1 169,5 M€ par rapport à celui constaté en 2025.

La plupart des postes sont à la hausse. Les principaux sous-jacents de cette évolution sont les suivants :

- 89 % des effets haussiers sont portés par la hausse des charges liées aux énergies renouvelables électriques, légèrement compensée par la baisse liée à la cogénération au gaz naturel – du fait de la décroissance prévisionnelle du parc – en France hexagonale. Ces deux composantes représentent en cumulé une hausse de 1 074,0 M€ (+ 16 %). Cette hausse est tout d'abord due à l'augmentation du soutien en obligation d'achat pour 856,3 M€ du fait 1) de l'augmentation prévue des volumes soutenus (+ 6 TWh) portée notamment par les installations photovoltaïques de petite taille et 2) de la baisse des prix de marché de l'électricité, qui ne sont pas compensées par la baisse du tarif de soutien moyen (15 €/MWh de baisse de coût évité unitaire, qui ne compensent pas les 11 €/MWh de baisse de tarif). Elle s'explique également par la hausse des charges issues du dispositif de complément de rémunération pour 217,7 M€ entièrement portée par l'augmentation prévue des volumes soutenus (+ 8 TWh) ;
- 8 % des effets haussiers sont liés à l'augmentation de 91,7 M€ (+ 3 %) des charges dans les ZNI. Certains postes augmentent fortement comme les coûts de production des énergies renouvelables qui se substituent aux actifs thermiques fossiles (+ 213,1 M€) dont la biomasse et le développement du photovoltaïque en autoconsommation avec versement d'une prime ponctuelle en première année, les coûts de production fossile d'EDM et d'EEWF liés à l'augmentation prévue du prix des combustibles en 2026 (+ 35,4 M€), une prévision de renforcement des cadres de MDE (+ 30,2 M€) et une baisse des recettes de production (- 14,4 M€). Ces hausses sont toutefois compensées par la baisse des versements liés au projet SACOI 3 (-203,6 M€) ;
- la baisse des charges liées à l'injection de biométhane de - 41,6 M€ (- 4 %). Elle s'explique d'une part par la diminution du surcoût d'achat pour - 29,5 M€, sous l'effet de la baisse du surcoût d'achat unitaire (+ 11,4 €/MWh) principalement dû à la hausse des prix du gaz qui n'est pas compensée par la hausse prévisionnelle du volume soutenu (+ 1,5 TWh).

* * *

Évolution par rapport aux charges initialement prévues au titre de 2026 en juillet 2025

Le montant total des charges prévisionnelles de service public de l'énergie mises à jour au titre de 2026 est inférieur de -327,6 M€ par rapport à celui prévu en juillet 2025⁴.

Les principaux sous-jacents de cette évolution sont :

- une baisse de - 373,8 M€ des charges liées aux énergies renouvelables électriques et à la cogénération au gaz naturel en France hexagonale, principalement du fait des installations soutenues en obligation d'achat (- 344 M€). Cette évolution est portée en large partie par un effet prix pour environ - 280 M€, du fait d'une baisse de la prévision du tarif d'achat unitaire à la suite notamment d'une régularisation de l'hypothèse du versement des primes à l'investissement des installations soutenues au travers des arrêtés dits « S17 »⁵ et « S21 »⁶ ;
- la baisse de - 216,5 M€ des charges relatives au dispositif d'obligation d'achat de biométhane injecté. Cette baisse est en grande partie expliquée par un effet prix, pour - 190 M€ environ, du fait 1) de la baisse du coût d'achat unitaire prévisionnel moyen pour l'année 2026 (environ - 3 €/MWh) mais surtout 2) d'une augmentation du coût évité prévisionnel (environ + 10 €/MWh) sous l'effet de la hausse des prix de marché du gaz ;
- une hausse de 252,7 M€ (soit + 8 %) des charges associées au soutien en ZNI. Celle-ci est notamment portée par une hausse des coûts de production et d'achat des moyens historiques et en gré à gré fossiles et renouvelables (+ 199,6 M€), qui sont plus fortement sollicités pour pallier des retards de mise en service et des trajectoires de développement des énergies fatales revues à la baisse (- 55,9 M€). Les recettes de production contribuent également à cet effet haussier, en diminuant de - 129,1 M€, sous l'effet d'une baisse des prévisions sur la part production des tarifs de vente et de la demande.

⁴ Annexe 1 de la délibération de la CRE n°2025-180 du 10 juillet 2025 relative à l'évaluation des charges de service public de l'énergie à compenser en 2026 et à la réévaluation des charges de service public de l'énergie à compenser en 2025.

⁵ Arrêté du 9 mai 2017 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations implantées sur bâtiment utilisant l'énergie solaire photovoltaïque, d'une puissance crête installée inférieure ou égale à 100 kilowatts telles que visées au 3o de l'article D. 314-15 du code de l'énergie et situées en métropole continentale.

⁶ Arrêté du 6 octobre 2021 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations implantées sur bâtiment, hangar ou ombrière utilisant l'énergie solaire photovoltaïque, d'une puissance crête installée inférieure ou égale à 500 kilowatts telles que visées au 3o de l'article D. 314-15 du code de l'énergie et situées en métropole continentale ;

Sommaire

Synthèse	3
1. Soutien aux énergies renouvelables électriques ☐ à la cogénération au gaz naturel et aux autres moyens thermiques en France hexagonale.....	8
1.1. Soutien à la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables ☐ de cogénération au gaz naturel et d'autres moyens thermiques au périmètre d'EDF en France hexagonale	8
1.2. Mise à jour des surcoûts d'achat prévisionnels pour les entreprises locales de distribution et les organismes agréés au titre de 2026	16
1.3. Bilan	19
2. Soutien à l'injection de biométhane.....	21
2.1. Mise à jour des coûts d'achat prévisionnels au titre de 2026	21
2.2. Mise à jour des coûts évités prévisionnels au titre de 2026	22
2.3. Mise à jour des surcoûts d'achat prévisionnels au titre de 2026	22
2.4. Mise à jour de la valorisation prévisionnelle des garanties d'origine au titre de 2026	23
2.5. Mise à jour des charges prévisionnelles au titre de 2026	23
3. Soutien en ZNI.....	26
3.1. Charges de production et d'achat supportées par les opérateurs historiques dans les zones non interconnectées.....	27
3.2. Charges liées aux contrats de stockage dans les zones non interconnectées	37
3.3. Coûts liés aux actions de MDE dans les zones non interconnectées.....	39
3.4. Coûts liés aux études mentionnées dans les PPE.....	43
3.5. Coûts des projets d'approvisionnement reconnus d'intérêt public	43
3.6. Synthèse de la mise à jour des charges en ZNI au titre de 2026	43
4. Soutien aux flexibilités décarbonées.....	45
4.1. Contexte juridique.....	45
4.2. Montant des charges prévisionnelles au titre de 2026.....	45
5. Dispositifs sociaux	46
5.1. Charges liées aux dispositifs sociaux – électricité.....	46
5.2. Charges liées aux dispositifs sociaux – gaz	48
5.3. Bilan des charges prévisionnelles liées aux dispositifs sociaux.....	48

**6. Frais divers - Coûts liés à la conclusion et à la gestion des
contrats d'obligation d'achat et de complément de
rémunération en France hexagonale (électricité et gaz) 49**

**7. Détails de la mise à jour des charges de service public
prévisionnelles au titre de 2026 pour les opérateurs autres
qu'EDF ☐ EDM ☐ EEWf ☐ RTE 51**

1. Soutien aux énergies renouvelables électriques à la cogénération au gaz naturel et aux autres moyens thermiques en France hexagonale

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 ». Ces actions couvrent 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 garanties 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'acqureur.

1.1. Soutien à la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables et de cogénération au gaz naturel et d'autres moyens thermiques au périmètre d'EDF en France hexagonale

1.1.1. Evolution du parc de production soutenu (obligation d'achat et complément de rémunération)

Les perspectives d'évolution des quantités d'énergie soutenue et des montants versés aux producteurs d'électricité à partir d'énergies renouvelables et de cogénération au gaz naturel sont présentées, quel que soit leur mode de soutien (obligation d'achat ou complément de rémunération). Le développement, depuis plusieurs années, des installations les plus grandes sous le régime du complément de rémunération, couplé à l'arrivée à échéance des contrats d'obligation d'achat les plus anciens⁷ implique une régression de la proportion du parc soutenu via le régime de l'obligation d'achat par rapport à la totalité du parc soutenu. Cependant, l'essor des installations photovoltaïques sur bâtiment soutenues en obligation d'achat via l'arrêté tarifaire du 6 octobre 2021 (guichet ouvert)⁸, ainsi que les mises en service progressives des parcs éoliens en mer lauréats des deux premiers appels d'offres organisés au début des années 2010, viennent atténuer cet effet.

Les quantités soutenues par les deux modes de soutien sont exposées dans les sections dédiées, dans lesquelles les charges de service public de l'énergie sont calculées.

⁷ Les installations dont les contrats de soutien arrivent à échéance peuvent continuer à produire sans nouveau soutien public et sortent en conséquence du périmètre de la délibération évaluant les charges de service public de l'énergie.

⁸ Arrêté du 6 octobre 2021 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations implantées sur bâtiment, hangar ou ombrière utilisant l'énergie solaire photovoltaïque, d'une puissance crête installée inférieure ou égale à 500 kilowatts telles que visées au 3° de l'article D. 314-15 du code de l'énergie et situées en métropole continentale.

Tableau 3 : Puissance prévisionnelle des installations soutenues au titre de 2026 et énergie prévisionnelle produite par ces installations au périmètre d'EDF en France hexagonale (volumes cumulés des installations bénéficiant de l'obligation d'achat et du complément de rémunération)⁹

		Total	Cogénération au gaz naturel	CCG	Hydraulique	Eolien à terre	Eolien en mer	Incinération	Biogaz	Biomasse	Photovoltaïque	Autres
Energie soutenue (TWh)	2025	71,2	4,0	-	3,1	29,4	5,6	0,2	2,3	3,6	23,0	0,0
	2026 (initiale)	86,3	3,4	-	3,1	36,1	7,1	0,2	2,2	3,2	30,9	0,2
	2026 (mise à jour)	85,0	3,3	-	3,1	33,3	7,2	0,2	2,2	3,2	32,3	0,1
Puissance soutenue (GW)	2025	46,6	1,8	0,4	1,0	15,5	1,7	0,1	0,4	0,8	24,9	0,0
	2026 (initiale)	55,4	1,2	0,4	1,0	17,0	2,5	0,0	0,4	0,7	32,0	0,1
	2026 (mise à jour)	57,5	1,2	0,4	1,0	16,1	2,3	0,0	0,4	0,7	35,3	0,0

La quantité prévisionnelle d'énergie soutenue en 2026 s'élève à 85,0 TWh : elle est en nette augmentation par rapport à 2025 (+ 13,8 TWh soit + 19 %), malgré une légère baisse par rapport à la prévision initiale au titre de 2026 réalisée lors du précédent exercice (- 1,4 TWh soit - 2 %).

La puissance des installations soutenues s'élèverait quant à elle à 57,5 GW en 2026. Au même titre que la production du parc, elle augmente entre 2025 et 2026, de 10,9 GW soit + 23 %, et s'établit cette fois-ci à un niveau plus élevé de 2,1 GW (+ 4 %) par rapport à la prévision initiale, traduisant ainsi une baisse du facteur de charge du parc soutenu au périmètre d'EDF OA.

La principale augmentation entre 2025 et 2026, en énergie pour 9,2 TWh et en puissance pour 10,3 GW est celle de la filière photovoltaïque, dont la dynamique est principalement portée par les installations en obligation d'achat pour 7,2 GW, en particulier par les installations soutenues au travers de l'arrêté tarifaire du 6 octobre 2021 dit « S21 ». Cette augmentation est plus élevée qu'anticipée initialement, en énergie de 1,4 TWh et en puissance de 3,2 GW.

A contrario, l'énergie et la puissance soutenue pour la filière éolienne à terre sont plus faibles qu'initialement prévu. La mise à jour de la prévision 2026 est ainsi plus faible de 2,8 TWh en énergie et de 0,8 GW en puissance pour cette filière.

1.1.2. Surcoûts liés aux contrats d'achat

Les surcoûts d'achat prévus au titre de 2026 sont engendrés par les contrats d'obligation d'achat suivants :

- les contrats d'obligation d'achat à tarif réglementé (article L. 314-1 du code de l'énergie) ;
- les contrats d'achat conclus à l'issue d'une procédure de mise en concurrence (1° de l'article L. 311-12 du code précité) ;

⁹ La puissance soutenue au titre de l'année 2026 présente une prévision du parc soutenu à la fin de l'année 2026, la puissance soutenue au titre de l'année 2025 présente l'ensemble des installations qui ont été soutenues au cours de l'année (y compris celles dont le contrat est arrivé à échéance ou a été résilié).

- 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 la somme du coût évité par l'acquisition de cette électricité (coût évité « énergie ») et du coût évité par l'acquisition des garanties de capacité associées (coût évité « capacité »).

1.1.2.1. Quantités d'électricité et coûts d'achat prévisionnels

La mise à jour de la prévision des quantités achetées en 2026 est établie par EDF sur la base d'hypothèses discutées avec l'administration, à partir des montants constatés au titre de 2025 et au cours des mois de janvier à mai 2026, ainsi que des évolutions prévues pour le reste de l'année 2026.

Les quantités d'électricité et les coûts d'achat prévisionnels déclarés par EDF en France hexagonale au titre de l'année 2026 sont présentés dans le Tableau 4.

Tableau 4 : Mise à jour des quantités d'électricité sous obligation d'achat et coûts d'achat prévus par EDF au titre de 2026

	Cogénération gaz	Hydraulique	Eolien à terre	Eolien en mer	Incinération	Biogaz	Biomasse	Photovoltaïque	Autres*	TOTAL
Janvier	754,1	316,1	1 854,5	743,0	14,2	186,5	208,7	753,8	7,2	4 838,1
Février	666,5	258,9	1 310,8	528,5	13,0	172,9	203,9	1 184,6	7,6	4 346,7
Mars	674,6	304,2	1 524,7	618,9	14,4	191,1	226,1	1 870,5	7,1	5 431,6
Avril	0,0	317,5	1 278,0	592,3	14,2	184,1	226,8	2 424,5	8,9	5 046,5
Mai	0,0	325,3	967,3	467,1	15,2	188,3	250,1	2 807,7	10,0	5 050,9
Juin	0,0	247,7	721,6	353,0	11,9	178,5	220,8	2 920,8	10,1	4 664,4
Juillet	0,0	148,4	835,4	409,7	14,8	184,6	221,8	3 027,7	9,4	4 851,9
Août	0,0	108,7	737,7	406,3	11,9	181,3	218,3	2 853,3	8,5	4 526,0
Septembre	0,0	127,3	1 031,7	571,0	11,6	177,3	216,0	2 171,9	11,2	4 318,1
Octobre	0,0	163,9	1 261,0	705,4	12,0	186,4	208,7	1 597,5	8,2	4 143,1
Novembre	530,1	235,6	1 504,9	842,4	13,9	181,0	220,4	969,1	5,9	4 503,4
Décembre	633,1	321,1	1 733,1	972,1	15,3	189,8	233,2	731,1	7,6	4 836,4
Quantités (GWh)	3 258,5	2 874,7	14 780,7	7 209,7	162,5	2 201,9	2 655,0	23 312,4	101,6	56 557,0
Prévision initiale pour 2026 (GWh)	3 287,9	2 866,0	14 753,3	7 056,7	162,0	2 207,7	2 612,4	24 035,7	166,3	57 148,1
Quantités en 2025 (GWh)	3 892,0	2 945,8	15 313,8	5 556,1	152,4	2 309,1	2 894,0	18 016,3	43,2	51 122,5
Coût d'achat (M€)	769,7	321,6	1 451,0	1 348,1	11,7	469,7	511,5	4 547,3	9,2	9 439,6
Prévision initiale pour 2026 (M€)	765,5	318,4	1 484,0	1 304,9	11,9	479,5	524,4	5 077,1	15,5	9 981,1
Coût d'achat en 2025 (M€)	944,9	330,6	1 489,4	1 027,3	11,1	488,2	547,4	4 260,2	3,8	9 103,0
Coût d'achat unitaire (€/MWh)	236,2	111,9	98,2	187,0	71,8	213,3	192,7	195,1	90,7	166,9
Prévision initiale pour 2026 (€/MWh)	232,8	111,1	100,6	184,9	73,6	217,2	200,7	211,2	93,2	174,7
Coût d'achat unitaire en 2025 (€/MWh)	242,8	112,2	97,3	184,9	73,2	211,4	189,2	236,5	88,9	178,1

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

La mise à jour de la prévision au titre de 2026 réalisée par EDF aboutit à un volume total prévisionnel de **56,6 TWh** de production soutenue par le mécanisme d'obligation d'achat en 2026 (niveau très stable par rapport à la prévision initiale au titre de 2026 : - 1,0 % de baisse uniquement), pour un coût d'achat de **9 439,6 M€** (connaissant une baisse sensible par rapport à la prévision initiale au titre de 2026 : - 5,4 %, soit une baisse du coût d'achat de - 541,4 M€, provenant en grande partie d'une régularisation de l'hypothèse du versement des primes des installations soutenues au travers des arrêtés « S17 »¹⁰ et « S21 »).

Cependant, le coût d'achat et l'énergie soutenue sont en hausse par rapport à l'année 2025 (+ 5,4 TWh, soit + 10,6 % en énergie et + 336,7 M€ soit + 3,7 % en coût d'achat) sous l'effet de deux évolutions contraires :

- d'une part certaines filières sous obligation d'achat observent une croissance de leur volume soutenu, pour une hausse cumulée de 7,0 TWh, en particulier les filières de l'éolien en mer et surtout du solaire, avec une dynamique de développement conséquente dans le cadre de l'arrêté tarifaire du 6 octobre 2021 (l'éolien en mer porte 24 % de cette hausse et le solaire 75 %) ;
- d'autre part, la plupart des autres filières, et en particulier la cogénération au gaz naturel, l'éolien à terre et la biomasse, dont les nouvelles installations (lorsqu'elles font l'objet d'un

¹⁰ Arrêté du 9 mai 2017 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations implantées sur bâtiment utilisant l'énergie solaire photovoltaïque, d'une puissance crête installée inférieure ou égale à 100 kilowatts telles que visées au 3o de l'article D. 314-15 du code de l'énergie et situées en métropole continentale

soutien) sont majoritairement soutenues via le régime du complément de rémunération, portent une baisse de la production soutenue via l'obligation d'achat de 1,6 TWh.

La hausse du coût d'achat prévisionnel total au titre de 2026 par rapport à 2025 est d'un niveau plus faible que celle de l'énergie soutenue, ce qui traduit une baisse du coût d'achat unitaire entre 2025 et 2026 (- 6,3 %). Cette baisse provient en majorité de la baisse du tarif d'achat moyen de la filière photovoltaïque du fait d'un poids de plus en plus important des nouveaux contrats de soutien avec un tarif plus faible que les contrats historiques, qui arrivent progressivement à leur terme.

1.1.2.2. 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 France hexagonale sont évalués « *par référence aux prix de marché de l'électricité* ».

Cas général

La méthodologie d'évaluation du coût évité prévisionnel au titre de l'année en cours pour EDF en France hexagonale est détaillée dans la délibération méthodologique de la CRE du 27 mars 2026¹¹.

Au titre de 2026, le coût évité global pour l'énergie produite s'élève à **2 725,8 M€** contre 2 907,5 M€ prévus lors du précédent exercice, et 3 229,2 M€ constatés au titre de 2025.

Coût évité par la production vendue à terme

S'agissant des volumes vendus à terme

La puissance vendue à terme retenue pour l'année 2026¹² est indiquée dans le Tableau 5.

Tableau 5 : Puissance vendue à terme retenue au titre de 2026

	Puissance vendue à terme (MW)
Ruban de base	2 100
Surplus de production du premier trimestre	2 500
Surplus de production novembre	2 400
Surplus de production décembre	2 400

S'agissant du prix de valorisation des volumes vendus à terme

Les références de coût évité retenues pour chaque bloc de puissance vendue à terme sont indiquées dans le Tableau 6.

¹¹ Délibération de la CRE n°2026-68 du 27 mars 2026 portant décision sur la méthodologie d'évaluation des charges de service public de l'énergie en France hexagonale

¹² Délibération de la CRE n°2025-269 du 16 décembre 2025 portant décision relative aux valeurs de la puissance vendue à terme pour le calcul du coût évité par l'électricité produite sous obligation d'achat en métropole continentale

Tableau 6 : Prix de valorisation des volumes vendus à terme retenus au titre de 2026, en €/MWh¹³

Ruban	1 ^{er} trimestre (Q1)	Novembre (M11)	Décembre (M12)
64,00	83,48	96,14	101,97

Ainsi, le coût évité par la production vendue à terme, correspondant à 27,3 TWh, est de **1 976,1 M€**. A titre de comparaison, en 2025, la production vendue à terme correspondait à 26,5 TWh, valorisée à 2 578,4 M€. Cette baisse du coût évité par la production vendue à terme provient principalement de la baisse du prix de valorisation des produits « ruban de base » et « 1^{er} trimestre » par rapport à 2025.

Coût évité par la production aléatoire

Le coût évité par la production aléatoire au titre de 2026 s'élève à **749,7 M€**. Ce montant est détaillé au pas mensuel dans le Tableau 7 ci-dessous avec les références de prix de marché, les prix court-terme prévisionnels et les quantités retenues. A titre de comparaison, en 2025, la production aléatoire correspondait à 24,6 TWh, valorisée à 650,8 M€.

Tableau 7 : Calcul du coût évité aléatoire au titre de 2026

Mois	Référence mensuelle	Prix court-terme prévisionnel	Quantité aléatoire	Coût évité
	(€/MWh)	(€/MWh)	(GWh)	(M€)
Janvier	100,65	82,43	1 415,7	116,7
Février	46,02	12,39	1 255,5	15,6
Mars	63,85	7,36	2 013,8	14,8
Avril	39,80	1,85	3 534,5	6,5
Mai	52,20	10,42	3 488,5	36,3
Juin	30,52	12,25	3 152,4	38,6
Juillet	53,80	29,32	3 289,5	96,4
Août	55,73	26,58	2 963,6	78,8
Septembre	44,14	18,70	2 806,1	52,5
Octobre	74,77	46,10	2 578,6	118,9
Novembre	96,14	64,19	1 263,4	81,1
Décembre	101,97	62,77	1 488,4	93,4
Total 2026	57,43	25,63	29 249,9	749,7

Les montants sont calculés en application de la partie 2.2.4.2 de la délibération du 27 mars 2026 portant décision sur la méthodologie l'évaluation des charges de service public de l'énergie en France hexagonale. Afin de tenir compte de l'évolution rapide des prix captés par le profil du parc soutenu, l'historique du ratio capté par le prix court-terme sur les références de prix de marché est évalué sur 2 ans (en cohérence avec la délibération méthodologique du 27 mars 2026¹⁴). Par cohérence avec cette durée d'historique retenue, l'historique des rapports du prix spot moyen de chaque mois sur le prix spot moyen du trimestre ou du semestre est également réduit à 2 ans (par dérogation à la délibération du 27 mars 2026 qui prévoyait de prendre en compte ces rapports depuis 2002).

¹³ Les prix sont calculés en application de la partie 2.2.4.1 de la délibération du 27 mars 2026 portant décision sur la méthodologie l'évaluation des charges de service public de l'énergie en France hexagonale

¹⁴ Afin de prendre en compte l'évolution des profils de prix captés par les filières renouvelables les dernières années, conformément à la délibération du 27 mars 2026, les coefficients de profilage appliqués aux hypothèses de prix de marché prévisionnels pour les filières éolienne et photovoltaïque sont calculés avec un historique défini chaque année dans la délibération d'évaluation des CSPE. La valeur retenue pour cet exercice est de 2 ans.

1.1.2.3. Coût évité lié aux garanties de capacité

Dans sa délibération méthodologique du 27 mars 2026¹⁵, la CRE a défini les principes de la prise en compte des revenus liés aux garanties de capacité pour le calcul du coût évité « capacité ».

En 2026, les enchères dans le cadre de l'ancien mécanisme de capacité¹⁶ portent sur les années de livraison (« AL ») 2023, 2025 et 2026. Il convient de noter que l'année de livraison 2026 au titre de l'ancien mécanisme de capacité s'achève au 31 mars 2026, et ne porte donc pas sur les mois de novembre et décembre 2026.

En 2026, les enchères dans le cadre du nouveau mécanisme de capacité¹⁷ portent sur les périodes de livraison (« PL ») 2026/2027 et 2030/2031. Le nouveau mécanisme de capacité prévoit que la rémunération des titulaires de périmètre de certification est versée au plus tard au 31 mai suivant la fin de chaque PL. La CRE ne retient donc aucun revenu capacitaire associé à ces enchères au titre de l'année 2026, en considérant que les revenus relatifs à la PL 2026/2027 interviendront courant 2027 et ceux relatifs à la PL 2030/2031 courant 2031.

Le coût évité prévisionnel lié aux garanties de capacité au titre de 2026 (ancien mécanisme de capacité exclusivement donc) porte ainsi sur la valorisation qui peut être faite des garanties de capacité obtenues par EDF OA pour les AL 2023, 2025 et 2026 lors des enchères se tenant en 2026.

Dans le cadre de sa déclaration de charges prévisionnelles mises à jour au titre de 2026, EDF OA a déclaré à la CRE sa meilleure estimation des niveaux de capacité certifiés pour les AL 2023, 2025 et 2026 ainsi que les volumes déjà vendus et destinés à être vendus aux enchères qui se tiennent en 2026 pour ces AL. Ces niveaux sont présentés dans le Tableau 8.

Tableau 8 : Volume prévisionnel de garanties de capacité pour les enchères organisées en 2026

	AL 2023	AL 2025	AL 2026
Garanties de capacité (MW)	0	79,0	64,3

Dans la mesure où les rééquilibrages pour l'AL 2023 étaient autorisés jusqu'au 30 septembre 2024 et où EDF OA a pu valoriser l'intégralité des garanties de capacité associées à la capacité certifiée (NCC), aucune vente n'est prévue pour l'enchère en 2026 portant sur l'AL 2023.

S'agissant de l'AL 2025, la CRE retient 79,0 MW de garanties de capacité, correspondant à la différence entre le niveau de capacité certifié et le niveau de capacité déjà retenu dans le cadre du coût évité des années antérieures, qui pourront être valorisées lors de l'enchère unique organisée en 2026 pour l'AL 2025.

S'agissant de l'AL 2026, EDF OA anticipe un écart entre le niveau de capacité certifié et le niveau de capacité déjà retenu dans le cadre du coût évité des années antérieures de 64,3 MW courant 2026, notamment du fait de rééquilibrages à la hausse liés aux nouveaux contrats prenant effet en cours d'année.

En application de la délibération de la CRE du 27 mars 2026 susmentionnée, la valorisation des garanties de capacité pour les AL 2025 et 2026 est effectuée au prix moyen résultant des enchères qui se sont déjà tenues pour ces AL et si, pour une AL, aucune enchère n'a encore eu lieu, la moyenne des prix résultant des enchères ayant déjà eu lieu pour l'AL précédente¹⁸ soit :

- pour l'AL 2025, 13 190,9 €/MW ;
- pour l'AL 2026, 4 401,1 €/MW.

¹⁵ Délibération de la CRE n°2026-68 du 27 mars 2026 portant décision sur la méthodologie d'évaluation des charges de service public de l'énergie en France hexagonale.

¹⁶ Mécanisme de capacité portant sur les années de livraison antérieures au 31 mars 2026.

¹⁷ Mécanisme de capacité portant sur les périodes de livraison du 1^{er} novembre 2026 au 31 mars 2036.

¹⁸ La dernière enchère prise en compte est celle du 04/12/2025.

Le coût évité total prévisionnel « capacité » retenu pour EDF au titre de 2026 est ainsi de **1,3 M€**. Sa répartition entre les filières est présentée dans le Tableau 9.

Tableau 9 : Répartition du coût évité capacité d'EDF OA par filière

	Coût évité prévisionnel par les garanties de capacité au titre de 2026 (M€)
Cogénération au gaz naturel	0,2
Hydraulique	0,1
Eolien à terre	0,2
Eolien en mer	0,2
Incinération	0,0
Biogaz	0,1
Biomasse	0,1
Photovoltaïque	0,3
Autres	0,0
Total	1,3

1.1.2.4. Coût total évité à EDF par les contrats d'achat au titre de 2026

Le coût total évité à EDF par les contrats d'achat en France hexagonale en 2026 est évalué à **2 727,1 M€** (1 976,1 M€ de coût évité « énergie » par la production vendue à terme + 749,7 M€ de coût évité « énergie » par la production aléatoire + 1,3 M€ de coût évité « capacité »).

1.1.2.5. Surcoûts liés aux contrats d'achat pour EDF au titre de 2026

Les surcoûts liés aux contrats d'achat en France hexagonale qu'EDF prévoit de gérer dans son périmètre en 2026 s'élèvent à **6 712,5 M€** (9 439,6 M€ de coût d'achat – 2 727,1 M€ de coût évité).

L'année 2026 s'inscrit ainsi dans la continuité de l'augmentation des charges liées à l'obligation d'achat au périmètre d'EDF, du fait :

- principalement de la baisse du coût évité « énergie » unitaire moyen, qui traduit une baisse globale des prix de marché, de 63,2 €/MWh à 48,2 €/MWh entre 2025 et 2026 ;
- ainsi que, d'autre part, de l'augmentation du coût d'achat qui traduit essentiellement l'augmentation des volumes soutenus.

Il convient par ailleurs de noter que le surcoût au titre de 2026 vient s'établir à un niveau inférieur à la prévision réalisée lors du précédent exercice (**7 073,5 M€**) soit une baisse de **360,9 M€** conséquence d'une baisse du coût d'achat prévisionnel de 541,4 M€, du fait principalement d'une régularisation de l'hypothèse du versement des primes des installations soutenues au travers des arrêtés « S17 » et « S21 », compensée par une baisse du coût évité prévisionnel de 180,5 M€ du fait de la baisse des prix de marché.

1.1.3. Complément de rémunération

1.1.3.1. Complément de rémunération négatif et déplaçonnement

À la suite de la crise des prix de gros, le prix de référence moyen capté par le parc en complément de rémunération a retrouvé son niveau d'avant-crise en 2024 (51 €/MWh). Il a connu une augmentation

modérée en 2025 pour atteindre un niveau de 53 €/MWh. Le prix de référence moyen prévisionnel¹⁹ reste relativement stable s'agissant de la mise à jour de la prévision au titre de 2026 (52 €/MWh).

Le prix de référence moyen prévisionnel est à nouveau inférieur au tarif de référence prévisionnel moyen capté par les contrats en complément de rémunération, s'établissant en 2026 à environ 78 €/MWh, toutes filières confondues (et 77€/MWh constaté au titre de 2025). La majorité des primes prévisionnelles de complément de rémunération sont positives sur l'année 2026.

Un plafonnement des montants de primes reversés par les producteurs à EDF, lorsqu'ils excédaient les montants totaux perçus depuis le début du contrat au titre du complément de rémunération, était prévu initialement dans la plupart des contrats de complément de rémunération²⁰. L'article 230 de la loi de finances pour 2024²¹ a introduit le déplafonnement, sans mécanisme de prix seuil, de l'ensemble des contrats de complément de rémunération à compter du 1^{er} janvier 2022, jusqu'à leur échéance.

Cet article a été censuré par le Conseil Constitutionnel par une décision du 24 janvier 2025²², en prévoyant qu'un mécanisme de déplafonnement devait être mis en place avant le 31 décembre 2025²³. Celui-ci a été introduit dans la loi de finances pour 2026. Un arrêté définissant la trajectoire de prix seuil devrait prochainement être adopté.

La trajectoire de prix seuil n'ayant pas encore été définie, les sommes présentées à la compensation par EDF OA prennent en compte un déplafonnement intégral des contrats. Les éventuelles régularisations liées à la réintroduction d'un nouveau mécanisme de plafonnement seront prises en compte dans le cadre de l'exercice des charges suivant la mise en place de ces mesures.

1.1.3.2. Mise à jour des charges prévisionnelles au titre de 2026

EDF a mis à jour sa prévision du volume d'installations susceptibles de bénéficier d'un contrat de complément de rémunération au cours de l'année 2026 et des charges en résultant. La mise à jour de la prévision est détaillée dans le Tableau 10 et mise en regard de la prévision initiale au titre de 2026. Le calcul du montant de la prime est fondé sur des hypothèses relatives aux prix de marché similaires à celles utilisées pour l'évaluation du coût évité de la part aléatoire de l'obligation d'achat²⁴ (cf. paragraphe 1.1.2.2).

¹⁹ Les prix de marché prévisionnels sont calculés en application de la partie 2.2.4.2 de la délibération du 27 mars 2026 portant décision sur la méthodologie l'évaluation des charges de service public de l'énergie en France hexagonale. Ils sont ensuite pondérés par la production prévisionnelle du parc soutenu.

²⁰ Ce plafonnement était prévu par l'article R. 314-49 du code de l'énergie pour les arrêtés tarifaires et a été supprimé pour les nouveaux contrats par le décret n° 2021-1691 du 17 décembre 2021. Il était également prévu dans les cahiers des charges des premières périodes des appels d'offres dits « CRE4 » mais a été supprimé progressivement.

²¹ Loi n° 2023-1322 du 29 décembre 2023 de finances pour 2024

²² Conseil Constitutionnel, Décision n° 2024-1119/1125 QPC du 24 janvier 2025

²³ Le Conseil constitutionnel a reporté l'abrogation des dispositions litigieuses au 31 décembre 2025.

²⁴ Afin de prendre en compte l'évolution des profils de prix captés par les filières renouvelables les dernières années, conformément à la délibération du 27 mars 2026, les coefficients de profilage appliqués aux hypothèses de prix de marché prévisionnels pour les filières éolienne et photovoltaïque sont calculés avec un historique défini chaque année dans la délibération d'évaluation des CSPE. La valeur retenue pour cet exercice est de 2 ans.

Tableau 10 : Mise à jour de la prévision de charges liées au complément de rémunération supportées par EDF au titre de 2026

	Puissance installée en fin d'année 2026 (MW)		Energie produite (GWh)		Charges (M€)	
	Mise à jour	Initiale	Mise à jour	Initiale	Mise à jour	Initiale
Biogaz	4	5	27	33	4,9	6,0
Biomasse	148	156	568	615	31,5	37,1
CCG	422	422	0	0	58,3	55,5
Cogénération gaz	33	32	90	89	4,8	5,2
Eolien terrestre	9333	10161	18555	21373	425,3	552,7
Géothermie	0	0	0	0	0,0	0,0
Hydraulique	80	74	242	231	12,8	13,8
Photovoltaïque	9538	6660	8952	6859	302,0	199,2
TOTAL	19559	17511	28434	29202	840	870

La puissance installée soutenue devrait être supérieure à celle prévue initialement (+ 11,7 % entre la prévision initiale et la prévision révisée). Cette hausse s'explique principalement par le développement plus rapide qu'anticipé de la filière photovoltaïque. L'énergie produite est en revanche revue à la baisse (- 2,6 %) : la prévision pour le photovoltaïque est revue à la hausse tandis que celle pour l'éolien terrestre est revue à la baisse en matière de puissance ; or le taux de charge du photovoltaïque est plus faible que celui de l'éolien terrestre, ce qui induit une baisse de l'énergie produite.

Les charges prévisionnelles supportées par EDF résultant des contrats de complément de rémunération en 2026 s'élèvent à **839,6 M€**. Ce montant est inférieur (- 29,9 M€) à la prévision initiale effectuée en 2025, qui s'établissait à 869,6 M€.

Cette baisse s'explique principalement par un effet volume pour environ - 23 M€, sous l'effet de la baisse de la production prévisionnelle (- 0,8 TWh) et de manière plus marginale par un effet prix pour environ - 7 M€ du fait de la baisse du surcoût unitaire²⁵ (baisse de - 0,25 €/MWh).

1.2. Mise à jour des surcoûts d'achat prévisionnels pour les entreprises locales de distribution et les organismes agréés au titre de 2026

1.2.1. Coûts d'achat déclarés par les entreprises locales de distribution et les organismes agréés

Les entreprises locales de distribution et les organismes agréés supportent des surcoûts liés aux contrats relevant de l'obligation d'achat (articles L. 314-1 et L. 314-6-1 du code de l'énergie) en France hexagonale. Le contexte réglementaire associé est similaire à celui décrit dans la section 1.1 traitant des surcoûts supportés par EDF en France hexagonale.

18 entreprises locales de distribution et 2 organismes agréés ont transmis une mise à jour de leurs prévisions de charges au titre de 2026. Aucune de ces ELD n'a annoncé des surplus de production dus à l'obligation d'achat et revendus à EDF (volumes cédés à EDF au titre de contrats dits « RS41 »²⁶).

Pour rappel, 101 entreprises locales de distribution et 7 organismes agréés avaient déclaré des prévisions de charges relatives aux contrats d'achats gérés au titre de l'année 2026 lors de l'exercice mené en 2025. Parmi elles, 2 avaient déclaré des surplus de production dus à l'obligation d'achat et revendus à EDF.

Pour les opérateurs n'ayant pas transmis de mise à jour de leur déclaration, les éléments de la prévision initiale au titre de 2026 relatifs aux volumes et aux coûts d'achat prévisionnels sont repris (les calculs de coûts évités sont cependant mis à jour, cf. parties suivantes).

²⁵ Le surcoût unitaire désigne le coût du soutien de l'Etat rapporté à l'énergie soutenue. En complément de rémunération, cela correspond aux montants de primes de complément de rémunération divisés par l'énergie soutenue.

²⁶ Contrats mis en place pour l'achat de surplus tel que prévu à l'article L. 314-5 du code de l'énergie.

Les volumes et les coûts d'achat prévisionnels corrigés des surplus retenus pour la mise à jour des charges prévisionnelles au titre de 2026 s'élèvent respectivement à 3,8 TWh et à **591,0 M€**, soit une certaine stabilité pour ces deux valeurs par rapport à la prévision initiale (3,8 TWh et 583,4 M€).

1.2.2. Coûts évités liés à l'énergie produite

La méthodologie de calcul des coûts évités « énergie » pour l'ensemble des opérateurs est définie par la CRE dans sa délibération méthodologique du 27 mars 2026 précitée.

Parmi les 18 entreprises locales de distribution ayant mis à jour leurs charges liées aux contrats d'achat :

- 5 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 » prévisionnel est donc calculé uniquement en référence aux tarifs de cession ;
- 13 prévoient de vendre l'intégralité de l'électricité issue de l'obligation d'achat sur les marchés de gros conduisant à tenir compte des prix de marché.

Pour rappel, le coût évité des organismes agréés (2 opérateurs ayant mis à jour leurs charges) est calculé de manière identique aux entreprises locales de distribution vendant l'électricité issue de l'obligation d'achat sur les marchés de gros.

En application de la délibération du 27 mars 2026, un profilage est calculé en pondérant au pas horaire les prix de marché²⁷ par la production de certaines filières (éolienne et photovoltaïque en l'occurrence), sur un historique de 2 ans²⁸. Cela permet d'estimer les prix captés par ces filières. Ce profilage est ensuite appliqué aux prévisions de prix de marché, afin 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 11.

²⁷ Moyennes mensuelles des prix spot.

²⁸ Afin de prendre en compte l'évolution des profils de prix captés par les filières renouvelables les dernières années, conformément à la délibération du 27 mars 2026, les coefficients de profilage appliqués aux hypothèses de prix de marché prévisionnels pour les filières éolienne et photovoltaïque sont calculés avec un historique défini chaque année dans la délibération d'évaluation des CSPE. La valeur retenue pour cet exercice est de 2 ans.

Tableau 11 : Prix de marché de référence mensuels et pondérés pour le calcul de la mise à jour des charges prévisionnelles au titre de 2026

Mois	Prix mensuel	Prix pondéré éolien	Prix pondéré photovoltaïque
	(€/MWh)	(€/MWh)	(€/MWh)
Janvier	100,65	94,49	99,69
Février	46,02	38,81	32,18
Mars	63,85	53,10	31,61
Avril	39,80	36,88	13,03
Mai	52,20	49,69	20,96
Juin	30,52	27,67	18,64
Juillet	53,80	46,27	38,10
Août	55,73	53,06	35,28
Septembre	44,14	32,65	27,21
Octobre	74,77	57,77	60,15
Novembre	96,14	79,43	78,10
Décembre	101,97	81,76	101,65

Pour les opérateurs n'ayant pas effectué de mise à jour de leurs charges prévisionnelles, les dernières données déclarées lors de la prévision initiale pour 2026 avaient permis d'établir un coût évité « énergie » prévisionnel (en fonction du mode d'approvisionnement pour les ELD) :

- pour la part du coût évité « énergie » prévisionnel calculé en référence aux tarifs de cession, le montant de ce coût évité « énergie » est repris ;
- pour la part du coût évité « énergie » prévisionnel calculé en référence aux prix de marché, le montant de ce coût évité est recalculé en actualisant les références de prix de marché avec les prix détaillés dans le Tableau 11, conformément à la méthodologie établie dans la délibération de la CRE du 27 mars 2026.

Au total le coût évité « énergie » est évalué à **203,3 M€** au titre de la mise à jour de la prévision 2026.

1.2.3. Coûts évités liés aux garanties de capacité

Pour la valorisation des garanties de capacité, la méthodologie définie dans la délibération de la CRE du 27 mars 2026 précitée est appliquée aux entreprises locales de distribution et aux organismes agréés.

En 2026, les enchères dans le cadre de l'ancien mécanisme de capacité²⁹ prises en compte pour le calcul du coût évité portent sur les années de livraison (« AL ») 2025 et 2026. Il convient de noter que l'année de livraison 2026 au titre de l'ancien mécanisme de capacité s'achève au 31 mars 2026, et ne porte donc pas sur les mois de novembre et décembre 2026.

En 2026, les enchères dans le cadre du nouveau mécanisme de capacité³⁰ portent sur les périodes de livraison (« PL ») 2026/2027 et 2030/2031. Le nouveau mécanisme de capacité prévoit que la rémunération des titulaires de périmètre de certification est versée au plus tard au 31 mai suivant la fin de chaque PL. La CRE ne retient donc aucun revenu capacitaire associé à ces enchères au titre de

²⁹ Mécanisme de capacité portant sur les années de livraison antérieures au 31 mars 2026.

³⁰ Mécanisme de capacité portant sur les périodes de livraison du 1^{er} novembre 2026 au 31 mars 2036.

l'année 2026, en considérant que les revenus relatifs à la PL 2026/2027 interviendront courant 2027 et ceux relatifs à la PL 2030/2031 courant 2031.

Le coût évité prévisionnel lié aux garanties de capacité au titre de 2026 (ancien mécanisme de capacité exclusivement donc) porte donc sur la valorisation qui peut être faite des garanties de capacité obtenues par les opérateurs pour les AL 2025 et 2026 lors des enchères se tenant en 2026.

13 opérateurs ont déclaré à la CRE leur meilleure estimation à date des volumes destinés à être vendus à ces enchères. Les volumes prévisionnels de garanties de capacité pour les enchères organisées en 2026 pris en compte pour le calcul des charges prévisionnelles au titre de 2026 sont détaillés dans le Tableau 12.

Tableau 12 : Volumes prévisionnels de garanties de capacité de l'ensemble des entreprises locales de distribution et des organismes agréés pour les enchères organisées en 2026

Volume prévisionnel de garanties de capacité pouvant être valorisées en 2026 (MW)	AL 2025	AL 2026
	1,5	8,0

Au total, 9,5 MW de garanties de capacité ont été pris en compte pour la mise à jour des charges prévisionnelles des opérateurs concernés, contre 27,0 MW initialement.

En application de la délibération de la CRE du 27 mars 2026, les volumes de garanties de capacité relatives aux années de livraison 2025 et 2026 sont valorisés, pour le calcul du coût évité prévisionnel, à la moyenne des prix des enchères qui ont eu lieu pour ces années de livraison³¹, soit :

- pour l'année de livraison 2025, 13 190,9 €/MW ;
- pour l'année de livraison 2026, 4 401,14 €/MW.

Au total, le coût évité lié aux garanties de capacité s'élève à **55 4 k€** pour la mise à jour de la prévision au titre de 2026.

1.2.4. Surcoûts d'achat

Les surcoûts prévisionnels retenus au titre de l'obligation d'achat pour les entreprises locales de distribution et les organismes agréés s'élèvent ainsi en 2026, pour 3,8 TWh de volume d'achat, à **387 6 M€** (591,0 M€ - 203,3 M€ - 0,06 M€), soit une augmentation de 17,1 M€ par rapport aux charges initialement prévues au titre de 2026 (370,5 M€). Cette augmentation est due majoritairement à la baisse des prix captés par les opérateurs, entraînant une baisse du coût évité prévisionnel, et dans un second temps à l'augmentation de la prévision des volumes soutenus.

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

1.3. 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 prévisionnelles mises à jour résultant des contrats d'obligation d'achat et de complément de rémunération en France hexagonale au titre de 2026 s'élèvent à **7 939 7 M€**.

Elles sont détaillées dans le Tableau 13 par actions et sous-actions budgétaires. Les principaux éléments de calcul des surcoûts d'achat par entreprise locale de distribution et par organisme agréé sont indiqués dans le Tableau 41.

³¹ La dernière enchère prise en compte est celle du 4 décembre 2025.

Tableau 13 : Bilan des charges liées aux contrats d'obligation d'achat et de complément de rémunération en France hexagonale au titre de 2026, réparties par action budgétaire

en M€		EDF Obligation d'achat	EDF Complément de rémunération	ELD	Organismes agréés	Total 2026	
Action 1	Eolien terrestre	669,7	425,3	58,2	4,0	1 157,1	7 286,6
	Eolien en mer	965,6	0,0	0,0	0,0	965,6	
	Solaire	3 593,3	302,0	222,8	7,4	4 125,5	
	Bio-énergies	746,5	36,4	44,4	0,0	827,3	
	Autres énergies	184,5	12,8	11,3	2,3	211,0	
Action 4	Cogénération et autres énergies thermiques	552,9	63,1	24,4	12,8	653,1	653,1
Total		6 712,5	839,6	361,1	26,5	7 939,7	

2. Soutien à l'injection de biométhane

L'obligation d'achat de biométhane injecté est prévue par les articles L. 446-4 et L. 446-5 du code de l'énergie. L'arrêté du 23 novembre 2011 encadrait les conditions du soutien à l'injection de biométhane dans les réseaux de gaz naturel, jusqu'à son abrogation par l'arrêté tarifaire du 23 novembre 2020³². Cet arrêté a limité l'octroi du soutien par guichet ouvert aux installations de capacité maximale de production inférieure à 300 Nm³/h. L'arrêté du 23 novembre 2020 a été ensuite abrogé par l'arrêté du 13 décembre 2021³³ qui a limité le soutien par guichet ouvert aux installations de production annuelle inférieure à 25 GWh PCS. L'arrêté du 13 décembre 2021 a été abrogé par l'arrêté tarifaire du 10 juin 2023³⁴, qui a notamment modifié les conditions d'indexation des tarifs d'achat.

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 font l'objet d'une compensation.

En application des articles R. 121-27 et R. 121-31 du code de l'énergie, les charges prévisionnelles mises à jour au titre de 2026 sont égales aux surcoûts d'achat constatés, augmentés des frais de gestion supportés par les fournisseurs, diminués du montant de la valeur financière des garanties d'origines.

Conformément à l'article R. 121-30 du code de l'énergie, les fournisseurs de gaz peuvent transmettre à la CRE avant le 30 avril 2026 leur mise à jour de volumes et de coûts d'achat de biométhane au titre de l'année 2026. Pour les opérateurs n'effectuant pas de mise à jour de leurs charges, la CRE considère la prévision initiale des volumes et des coûts d'achat. Les coûts évités sont recalculés pour tenir compte des hypothèses plus récentes de prix de gros du gaz.

21 opérateurs ont mis à jour leur déclaration de charges prévisionnelles parmi les 25 opérateurs ayant déclaré des charges prévisionnelles au titre de 2026 lors de l'exercice mené en 2025.

2.1. Mise à jour des coûts d'achat prévisionnels au titre de 2026

Le Tableau 14 détaille, dans le cadre de la prévision initiale au titre de 2026 et de sa mise à jour, le nombre d'installations injectant du biométhane, le volume global de biométhane acheté par les fournisseurs et le coût d'achat global. Il convient de noter que le nombre prévisionnel d'installations injectant du biométhane et soutenues en 2026 dans la mise à jour de la prévision est légèrement inférieur à celui de la prévision initiale, probablement en raison d'un décalage de la mise en service de certaines installations.

Tableau 14 : Comparaison de la prévision initiale au titre de 2026 et de sa mise à jour relativement au nombre d'installations soutenues injectant du biométhane, au volume global de biométhane acheté et au coût d'achat global

	Prévision initiale au titre de 2026	Mise à jour de la prévision au titre de 2026
Nombre d'installations	933	912
Quantité (GWh PCS)	14 900	14 657
Coût d'achat (M€)	1 897,0	1 819,6

Le coût d'achat unitaire prévisionnel moyen pour l'année 2026 est de 124,1 €/MWh, en baisse de - 2 % par rapport à la prévision initiale au titre de 2026 (127,3 €/MWh), notamment en raison du ralentissement de l'inflation au moment où les opérateurs ont réalisé leur prévision début 2026 induisant un niveau des tarifs d'achat plus faible que prévu initialement.

³² Arrêté du 23 novembre 2020 fixant les conditions d'achat du biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel pour les installations de capacité maximale de production inférieure à 300 Nm³/h et situées en métropole continentale.

³³ Arrêté du 13 décembre 2021 fixant les conditions d'achat du biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel.

³⁴ Arrêté du 10 juin 2023 fixant les conditions d'achat du biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel.

2.2. Mise à jour des coûts évités prévisionnels au titre de 2026

Conformément à la délibération méthodologique de la CRE du 27 mars 2026³⁵, le coût évité prévisionnel est calculé pour chaque mois en considérant (i) le prix de référence mensuel du gaz, tel que défini dans cette délibération, (ii) multiplié par le volume mensuel prévisionnel de biométhane acheté.

Le coût évité pour l'année 2026 est calculé à partir des informations sur les prix de marché disponibles au 31 mai 2026.

Tableau 15 : Références de prix de marché retenues pour le coût évité au titre de 2026, en €/MWh

Année 2026	Cotation	Poids du mois par rapport au semestre	Prix de référence
Janvier	33,35	-	33,35
Février	31,67	-	31,67
Mars	50,82	-	50,82
Avril	44,15	-	44,15
Mai	46,09	-	46,09
Juin	47,71	-	47,71
Juillet	47,72	0,942	44,93
Août	47,72	1,044	49,84
Septembre	47,72	1,014	48,39
Octobre	45,89	0,916	42,01
Novembre	45,89	0,973	44,67
Décembre	45,89	1,111	50,99

Le prix de marché prévisionnel retenu est en moyenne de 44,6 €/MWh sur l'année 2026 et est en hausse de + 9,5 €/MWh par rapport au prix moyen retenu lors de la prévision initiale réalisée l'an passé.

Le coût évité total prévisionnel au titre de 2026 s'élève à **655,5 M€**.

2.3. Mise à jour des surcoûts d'achat prévisionnels au titre de 2026

Le surcoût d'achat de chaque fournisseur est calculé comme la différence entre les coûts d'achat de biométhane et le coût évité lié aux quantités de gaz injecté.

Les surcoûts prévisionnels d'achat du biométhane s'élèvent donc à **1 164,1 M€** (1 819,6 M€ – 655,5 M€) au titre de 2026.

L'écart entre les surcoûts d'achat prévisionnels au titre de 2026 calculés en 2025 (1 373,9 M€) et cette mise à jour s'élève à – 209,8 M€. Cette diminution s'explique principalement par l'augmentation du coût évité, portée par le prix de marché moyen prévisionnel du gaz retenu en hausse de + 9,5 €/MWh par rapport au prix moyen retenu lors de la prévision initiale réalisée en 2025.

³⁵ Délibération de la CRE 27 mars 2026 portant décision sur la méthodologie d'évaluation des charges de service public de l'énergie en France hexagonale.

2.4. Mise à jour de la valorisation prévisionnelle des garanties d'origine au titre de 2026

Le I de l'article R. 121-31 précise que le montant des charges imputables à l'achat de biométhane injecté est « *réduit d'une part, fixée par arrêté du ministre chargé de l'énergie, de la valeur financière plancher déterminée par la Commission de régulation de l'énergie ou de la valeur financière effective qui ne peut être inférieure à cette valeur plancher des garanties d'origine pour l'acheteur de biogaz faisant l'objet d'un contrat conclu en application des articles L. 446-2 et L. 446-5 avant le 9 novembre 2020* ». Cette part a été fixée à 75 % par arrêté du 23 novembre 2011³⁶. Lorsque le biométhane est utilisé en tant que carburant, le fournisseur peut toutefois conserver la totalité de la valorisation financière des garanties d'origine.

Conformément à la méthodologie de valorisation des garanties d'origine pour les acheteurs de biométhane injecté³⁷, la réversion du montant des garanties d'origine est calculée en tenant compte d'une valeur plancher normative³⁸. Pour les charges prévisionnelles mises à jour au titre de l'année 2026, celle-ci est définie comme la moyenne arithmétique des prix de référence des enchères portant sur les garanties d'origine de biométhane organisées en France par EEX, calculée en considérant les enchères s'étant tenues en 2025. La valeur plancher normative des garanties d'origine s'élève donc à 10,86 €/GO pour les charges prévisionnelles au titre de 2026.

Sur la base des déclarations des acheteurs de biométhane, la mise à jour de la prévision de réduction des charges de service public au titre de 2026 résultant de la valorisation des garanties d'origine s'élève à **54,3 M€** en hausse de 6,7 M€ par rapport à la prévision initiale (47,6 M€). Le niveau de valorisation moyen des garanties d'origine faisant l'objet d'une réversion sur les charges s'élève à 8,7 €/GO pour la mise à jour de la prévision au titre de 2026, en hausse de 18 % par rapport à la prévision initiale (7,4€/GO). Ce niveau moyen est inférieur à la valeur plancher normative de 10,86 €/GO du fait des contrats de vente de GO signés avant le 6 mai 2025, au titre desquels des GO devraient prévisionnellement faire l'objet de valorisations au cours de l'année 2026. Conformément à la méthodologie de calcul de la valorisation des garanties d'origine pour les acheteurs de biométhane injecté susmentionnée, la valeur plancher normative ne s'applique pas à ces contrats et les ventes de GO qui y sont associées peuvent donc être réalisées à des niveaux de valorisation inférieurs. La CRE reste toutefois vigilante à ce que le niveau de valorisation déclaré de ces GO soit jugé cohérent avec les conditions de marché.

2.5. Mise à jour des charges prévisionnelles au titre de 2026

La mise à jour des charges prévisionnelles au titre de 2026 s'élève à **1 109,8 M€** (1 164,1 M€ – 54,3 M€). Ce chiffre, ainsi que ceux qui sont présentés dessous, n'intègrent pas la mise à jour des montants des frais de gestion prévisionnels effectuée par les acheteurs de biométhane, exposée en partie 6.

Le détail de l'évaluation des charges par opérateur est indiqué dans le Tableau 16. L'évolution de ces charges par rapport aux charges constatées au titre de 2025 et à la prévision initiale des charges au titre 2026 est précisée dans le Tableau 17.

³⁶ Arrêté du 23 novembre 2011 fixant la part du montant des valorisations financières des garanties d'origine (GO) venant en réduction des charges de service public portant sur l'achat de biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel donnant droit à compensation.

³⁷ Délibération de la CRE du 27 mars 2026 portant décision sur la méthodologie d'évaluation des charges de service public de l'énergie en France hexagonale.

³⁸ Pour les contrats de vente de GO conclus ou ayant fait l'objet d'un avenant modifiant le prix de vente de la GO, le volume ou la durée de contractualisation à compter du 6 mai 2025 et plus généralement pour toutes les valorisations de GO (quelle que soit la forme de valorisation) à compter du 6 mai 2025.

Tableau 16 : Mise à jour de la prévision des charges au titre de 2026³⁹

Opérateur	Volume acheté (kWh)	Coût d'achat (€)	Coût évité (€)	Surcoût d'achat (€)	Valorisation des GO venant en déduction des charges (€)	Charges prévisionnelles au titre de 2026 hors frais de gestion (€)
ALSEN	67 199 788	9 311 063	2 988 322	6 322 741	210 000	6 112 741
BARR ENERGIES	22 300 000	2 693 840	999 526	1 694 314	124 575	1 569 739
BCM Energy	40 794 068	5 986 508	1 819 018	4 167 490	30 348	4 137 142
CALEO	18 500 000	2 530 143	833 173	1 696 970	0	1 696 970
ekWateur	16 050 537	1 514 529	718 772	795 757	130 656	665 100
ENDESA ENERGIA	441 277 390	52 332 968	19 745 040	32 587 928	131 607	32 456 322
ENGIE SA	7 638 109 812	964 720 574	340 841 699	623 878 875	29 706 807	594 172 068
ÉS Énergies Strasbourg	107 835 294	13 408 168	4 856 025	8 552 143	490 085	8 062 057
GAZ DE PARIS SAS	248 805 383	28 223 072	11 126 703	17 096 369	1 189 568	15 906 801
GEG Sources d'Energies	37 573 148	4 941 594	1 688 055	3 253 538	0	3 253 538
Nature Energy Green Sales A/S	185 094 415	20 153 080	8 406 920	11 746 160	2 776 320	8 969 840
OG CLEAN FUELS	58 763 497	7 915 346	2 622 980	5 292 366	0	5 292 366
PICOTY SAS	46 880 571	5 253 070	2 082 177	3 170 893	203 095	2 967 798
PLUM ENERGIE SAS	14 998 945	1 399 702	660 320	739 382	101 237	638 145
REDEO ENERGIES	576 435 191	75 530 309	25 757 853	49 772 456	3 089 694	46 682 762
SAS GAZ DE BORDEAUX	586 882 321	73 659 149	26 240 864	47 418 285	1 667 403	45 750 882
SAVE	3 358 116 768	413 271 127	150 952 598	262 318 529	8 035 989	254 282 540
SCIC Enercoop	0	0	0	0	54 540	-54 540
SEGE - AIR LIQUIDE	288 458 508	32 693 648	12 876 103	19 817 545	1 059 900	18 757 645
SEML GEDIA	14 772 864	2 036 283	659 440	1 376 842	22 161	1 354 681
SPECIALTY OPERATIONS FRANCE	202 789 617	24 042 745	9 046 778	14 995 967	1 667 807	13 328 161
SVD 17 - DALKIA	350 575 552	39 645 497	15 671 987	23 973 510	2 570 570	21 402 939
TERREAL SAS	16 412 000	1 384 516	741 183	643 333	133 676	509 657
Total Direct Energie & Total Energie Gaz	80 036 466	10 758 577	3 560 478	7 198 098	879 229	6 318 869
Total Gas & Power limited	238 800 000	26 234 856	10 638 807	15 596 049	0	15 596 049
TOTAL	14 657 462 135	1 819 640 362	655 534 821	1 164 105 540	54 275 268	1 109 830 273

Tableau 17 : Évolution des charges prévisionnelles mises à jour au titre 2026 par rapport aux charges constatées au titre de 2025 et prévisionnelles au titre de 2026 (prévision initiale)

	Constaté 2025	Prévisionnel 2026 (prévision initiale)	Mise à jour prévisionnel 2026
Volume soutenu (TWh)	13,1	14,9	14,7
Surcoûts d'achat (M€)	1 193,6	1 373,9	1 164,1
Valorisation des GO (M€)	41,5	47,6	54,3
Charges (M€)	1 151,4⁴⁰	1 326,3	1 109,8

La baisse des charges prévisionnelles entre la prévision initiale et la mise à jour de cette prévision (- 216,5 M€ par rapport aux charges prévisionnelles initialement calculées) est principalement liée à la hausse des prix du gaz en 2026 par rapport à la prévision des prix du gaz réalisée en 2025 (+ 27 %). La légère baisse de la prévision des volumes soutenus et du niveau des tarifs d'achat, menant à une diminution des surcoûts d'achats, ainsi que la hausse de la réversion sur les garanties d'origine sont les autres facteurs explicatifs de cette baisse.

Par ailleurs, la mise à jour des charges prévisionnelles au titre de 2026 est en baisse de 41,6 M€ par rapport aux charges constatées en 2025, en raison principalement de l'augmentation des prix de gros

³⁹ Les montants des valorisations des garanties d'origine sont nuls pour (i) CALEO, qui ne valorise aucune garantie d'origine (ses contrats ayant été signés après le 9 novembre 2020, les garanties d'origine associées sont préemptées par l'Etat), ainsi que pour (ii) GEG Sources d'Energies, OG Clean Fuels et Total Gas & Power limited qui valorisent exclusivement leurs garanties d'origine sous forme de carburant pour véhicules. Par ailleurs, l'opérateur SCIC Enercoop a transféré au 1^{er} janvier 2026 son unique contrat d'achat à un autre opérateur ; il a uniquement valorisé des garanties d'origine en 2026 issues de la production de son contrat en 2025.

⁴⁰ Les charges ne sont pas égales à la différence entre les surcoûts d'achat et la valorisation des GO pour le constaté 2025, car il faut également déduire pour un opérateur les indemnités de résiliations perçues en 2025 (voir l'annexe 3 de la présente délibération pour plus de détails).

du gaz naturel attendus en 2026 par rapport aux prix de marché constatés en 2025 (de + 9,1 €/MWh en moyenne), ainsi que par l'augmentation de la réversion sur les garanties d'origine. En effet le volume de garanties d'origine valorisées faisant l'objet de cette réversion est plus important en 2026 qu'en 2025 (+ 5 %). Les garanties d'origine ont également été valorisées en moyenne à un prix plus élevé en 2026 qu'en 2025 pour celles faisant l'objet d'une réversion sur les charges (+ 24 %). Cette baisse est néanmoins atténuée par la hausse des volumes soutenus (+ 1,5 TWh).

3. Soutien en ZNI

Les charges de service public dans les ZNI, en dehors des charges liées aux dispositifs sociaux (traitées à la section 5), correspondent :

- aux charges de production et d'achat d'électricité résultant des particularités du parc de production inhérentes à la nature de ces zones supportées dans les territoires mentionnés au 1° et a) du 2° de l'article L. 121-7 du code de l'énergie ;
- aux charges d'achat d'électricité supportées dans les territoires concernés par l'opérateur historique et mentionnés au c) du 2° de l'article L. 121-7 du code de l'énergie ;
- aux charges 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 en raison de la mise en œuvre d'actions de maîtrise de la demande portant sur les consommations d'électricité et les consommations de gaz de pétrole liquéfié converties en équivalent électrique (MDE) par les fournisseurs d'électricité et, le cas échéant, par les collectivités et les opérateurs publics pouvant les mettre en œuvre 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 ;
- aux coûts mentionnés au f) du 2° de l'article L. 121-7 du code de l'énergie, autres que les coûts d'études mentionnés au e) du 2° de l'article L. 121-7 du code de l'énergie, liés à la réalisation de projets d'approvisionnement en électricité reconnus comme des projets d'intérêt public et nécessaires à la sécurité d'approvisionnement, supportés en phase de développement et de construction par un producteur, un fournisseur ou le gestionnaire de réseau, et devant conduire à un surcoût de production au titre du a) du 2° de l'article L. 121-7 du code de l'énergie ou à un surcoût d'achat d'électricité au titre du c) du 2°, même si le projet n'est pas mené à son terme.

L'article L. 121-6 du code de l'énergie définit les modalités de compensation des charges de service public de l'énergie en ZNI. Celles-ci sont intégralement compensées aux opérateurs par l'affectation d'une part de l'accise sur la consommation d'électricité, à l'exception des charges de service public de l'énergie relatives aux collectivités territoriales de Saint-Martin et Saint-Barthélemy qui sont inscrites au budget de l'Etat.

Par cohérence avec les années précédentes, la CRE a conservé la répartition des charges au titre de 2026 en deux catégories correspondant aux deux catégories « Transition énergétique » et « Mécanismes de solidarité » de la maquette budgétaire des années précédentes. Les charges en ZNI se répartissent de la manière suivante entre ces deux catégories :

1. Transition énergétique :

- aux charges de production supportés par l'opérateur historique pour l'électricité produite par les installations renouvelables qu'il exploite (installations hydrauliques notamment) ;
- aux charges d'achat d'électricité renouvelable supportées dans les territoires concernés par l'opérateur historique ;
- aux charges des ouvrages de stockage d'électricité pilotés par le gestionnaire du système électrique ;
- les coûts supportés 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 :

- aux charges 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 ;
- aux charges d'achat d'électricité produite à partir d'énergies non renouvelables supportés par l'opérateur historique ;
- les coûts liés à la réalisation de projets d'approvisionnement en électricité reconnus comme des projets d'intérêt public mentionnés au f) du 2° de l'article L. 121-7 du code de l'énergie.

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

3.1. Charges de production et d'achat supportées par les opérateurs historiques dans les zones non interconnectées

Cette section présente les charges de production et d'achat supportées par les fournisseurs historiques mentionnées au 1° de l'article L. 121-7 du code de l'énergie et au a) et c) du 2° de l'article L. 121-7 du code de l'énergie.

Conformément au 2° du I et au II de l'article R. 121-27, les charges liées aux contrats d'achat en application du 1° de l'article L. 121-7 du code de l'énergie correspondent à la différence entre « *le prix d'acquisition de l'électricité payé en exécution des contrats en cause* » pour les contrats en obligation d'achat et « *le coût qui résulterait de l'achat de la même quantité d'électricité au tarif de vente appliqué, pour la part relative à la production, aux consommateurs bénéficiant des tarifs réglementés de vente de l'électricité* ».

Conformément au 1° du I de l'article R. 121-28 du code de l'énergie, les charges supportés dans les ZNI en application du a) et c) du 2° de l'article L. 121-7 du code de l'énergie correspondent à la différence entre « *le coût normal et complet de l'installation de production considérée* » et « *le prix qui résulterait de l'application à la quantité d'électricité produite par l'installation considérée de la part relative à la production du tarif réglementé de vente* ».

L'évaluation des charges de production et d'achat dans les ZNI implique le calcul des coûts de production et d'achat auxquels sont déduits les recettes de production résultant de la commercialisation au tarif réglementé de vente d'électricité (TRVE) de l'électricité produite.

Coûts de production

Les coûts de production correspondent aux coûts supportés par les fournisseurs d'électricité pour la production d'électricité des installations qu'ils exploitent. Le a) du 2° de l'article L. 121-7 du code de l'énergie précise que ces coûts résultent des particularités du parc de production inhérentes à la nature des zones interconnectées.

Les coûts de production retenus doivent :

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

En outre, une partie des clients bénéficient du tarif préférentiel d'achat d'électricité inférieur au tarif réglementé de vente qui peut être accordé aux clients agents actifs ou inactifs de l'opérateur et aux CCAS⁴¹. Ce tarif préférentiel correspond à un avantage en nature supporté par l'opérateur historique. En conséquence, la perte de recette afférente est assimilée pour lui à une charge. Ainsi, les coûts de production des opérateurs sont majorés à hauteur de la part de cette perte correspondant à l'octroi du tarif préférentiel au personnel actif et inactif de l'entité production.

⁴¹ Caisse Centrale d'Activités Sociales

Coûts d'achat

Les coûts d'achat résultent des contrats d'achat de l'électricité supportés pour l'électricité que le fournisseur achète.

Les coûts d'achat retenus se répartissent en deux catégories :

- les coûts d'achat des contrats d'obligation d'achat conclus dans le cadre des arrêtés tarifaires, aux tarifs prévus par lesdits arrêtés ainsi que ceux conclus à l'issue d'appels d'offres, aux prix proposés dans les offres en application du 1° de l'article L. 121-7 du code de l'énergie ;
- les coûts d'achat des contrats de gré à gré, correspondant au coût normal et complet *évalué ex ante* par la CRE en application du a) et du c) du 2° de l'article L. 121-7 du code de l'énergie. Ces coûts résultent des particularités du parc de production inhérentes à la nature des zones interconnectés

Recettes de production

Les **recettes brutes de production** issues des tarifs de vente dans les ZNI ne sont pas directement accessibles dans la comptabilité des opérateurs. Elles s'obtiennent en retranchant du **chiffre d'affaires issu de la fourniture d'électricité aux tarifs de vente réglementés**, celles liées à la **distribution** et à la **gestion de la clientèle**. En outre, les recettes déclarées par les opérateurs ne résultent pas de l'application stricte à la quantité d'électricité vendue dans chaque ZNI des tarifs réglementés de vente d'électricité. En effet, les recettes déclarées sont celles effectivement perçues par les opérateurs, dont une partie provient de la fourniture aux clients bénéficiant du tarif préférentiel mentionné *supra*. En conséquence, les recettes déclarées par les opérateurs doivent être majorées du chiffre d'affaires supplémentaire que les entreprises auraient perçu auprès de leurs clients bénéficiant de ce tarif préférentiel si ces derniers étaient assujettis aux tarifs réglementés de vente.

Les recettes de production totales sont obtenues en multipliant par la quote-part des recettes brutes de production correspondant à l'énergie produite en propre par le fournisseur et en y ajoutant les recettes correspondant à la vente de services système sur sa production propre et la compensation de l'ensemble des pertes (qui est un transfert entre la comptabilité production et la comptabilité réseau). Ces recettes sont affectées au calcul des charges de production des fournisseurs pour les installations qu'ils exploitent.

La Part Production du Tarif de Vente (PPTV) est obtenue en divisant les recettes de production brutes par la consommation totale en MWh et en y ajoutant la valorisation des services système. La PPTV est utilisée pour le calcul des charges d'achat en multipliant par le volume d'achat facturé au titre de l'année 2025, retraité des pertes associées.

* * *

Les trois sections suivantes détaillent la mise à jour du calcul des charges de production et d'achat au titre de 2026 sur la base de ces deux éléments – coûts et recettes de production – successivement pour EDF, EDM et EEWf.

3.1.1. Mise à jour des charges de production et d'achat prévues par EDF pour 2026

Les hypothèses de production totale injectée sur le réseau pour chacun des territoires sont issues d'une actualisation des scénarios Azur du Bilan prévisionnel 2024⁴²

En 2026, la consommation prévisionnelle d'électricité dans les territoires opérés par EDF SEI s'élève à **9 092,1 GWh** et augmente légèrement par rapport au constaté 2025 (**+ 197,0 GWh**, soit **+ 2 %**).

La hausse de consommation est principalement portée par la Corse et La Réunion.

La production totale d'électricité suit cette tendance haussière (**+ 401,7 GWh**, **+ 4 %**). Le part de production d'EDF SEI augmente de 24 % à 27 % sous l'effet d'une hausse de la production hydraulique en Corse, à La Réunion et en Guyane. La production des actifs d'EDF SEI augmente ainsi de **+ 15 %**.

⁴² Ces scénarios sont fondés sur une transition énergétique soutenue et équilibrée, une électrification progressive des parcs de véhicules ainsi que des dynamiques économiques et démographiques favorables. Ils sont plus conservateurs que leur alternative Émeraude.

Le volume d'achat augmente également de + 0,7 % par rapport au bilan électrique 2025 sous l'effet haussier de la demande.

3.1.1.1. Recettes de production

Tableau 18 : Mise à jour des recettes de production dans les ZNI prévues par EDF au titre de 2026

M€	Corse	Guadeloupe	Saint-Martin	Saint-Barthélemy	Guyane	Martinique	Réunion	SPM	Iles bretonnes	2026 reprév	2025	Evolution	
												en M€	en %
Chiffre d'affaires issu de la fourniture d'électricité	322,9	236,3	28,0	21,4	123,2	222,9	465,9	8,1	1,8	1 430,5	1 453,8	-23,3	-2%
(-) Recettes de distribution	137,2	93,9	10,4	7,1	44,4	84,4	176,7	3,2	0,8	558,0	539,7	18,3	3%
(-) Recettes de gestion clientèle	8,9	12,4	1,0	0,4	8,8	12,1	18,6	0,2	0,0	62,4	61,2	1,2	2%
Recettes brutes de production	176,9	130,0	16,7	13,9	70,0	126,4	270,5	4,8	1,0	810,1	852,9	-42,8	-5%
Part des Recettes à considérer	65,5	5,7	5,5	13,0	52,1	29,7	33,0	4,8	0,9	210,19	199,8	10,4	5%
(+) Recettes de vente pertes et services systèmes	26,6	21,1	1,5	1,2	12,0	13,9	25,8	0,3	0,2	102,4	91,2	11,2	12%
Recettes de production totales EDF SEI	92,2	26,8	7,0	14,1	64,1	43,6	58,8	5,1	1,0	312,5	290,9	21,6	7%

Part production du tarif de vente (€/MWh) - PPTV	83,7	90,4	95,7	96,9	85,7	94,1	92,9	90,9	102,0	90,0	96,8
--	------	------	------	------	------	------	------	------	-------	------	------

Les recettes brutes de production s'élèvent à **810,1 M€** en 2026, contre **852,9 M€** pour 2024 (cf. Tableau 18) sous les effets années pleines des évolutions tarifaires de 2025, à la relative stabilité des TRV HT en février 2026 (- 0,7 %) et à une hausse anticipée de la part des recettes liées à l'acheminement en août 2026. En conséquence les PPTV diminuent également (- 7 %).

Les recettes de production totales à affecter aux charges de production d'EDF SEI sont toutefois en hausse (+ 21,6 M€, soit + 7 %) sous les effets cumulés de l'augmentation de la part de la production par EDF SEI (+ 3,0 %) et du volume de pertes (+ 21 %).

3.1.1.2. Charges de production

Coûts de production mis à jour d'EDF

Les coûts de production mis à jour déclarés par EDF dans les ZNI s'élèvent, pour 2026, à **188,7 M€** pour la production renouvelable et **671,9 M€** pour la production à partir d'énergies fossiles, soit un total de **860,5 M€**. La décomposition par grands postes de coût est présentée dans le Tableau 19.

Tableau 19 : Mise à jour des coûts de production les ZNI prévus par EDF au titre de 2026

M€	Nature de coûts déclarés et retenus	Corse	Guadeloupe	Saint-Martin	Saint-Barthélemy	Guyane	Martinique	Réunion	SPM	Iles bretonnes	2026 reprév
Coûts fixes	Rémunération des capitaux	35,0	2,4	4,0	3,5	24,4	8,3	17,6	4,4	0,6	100,3
	Amortissements	20,8	2,2	3,0	2,4	25,7	9,4	10,5	3,3	1,1	78,3
	Impôts et taxes	8,6	0,6	2,5	0,1	31,7	3,8	9,2	0,3	0,0	56,8
	Frais de personnel	15,0	1,3	2,7	4,4	16,2	9,2	5,9	4,2	0,0	58,9
	Charges externes	12,5	5,8	2,3	3,2	20,9	14,4	4,7	3,6	0,4	67,7
	Frais de structure, de siège et prestations externes	25,9	4,2	10,5	16,4	22,4	19,7	33,8	0,6	0,0	133,5
Coûts variables	Combustibles	61,8	40,4	10,6	23,7	64,3	47,0	2,8	17,6	3,7	271,8
	Quotas de CO2	19,3	6,4	3,1	0,0	15,9	17,1	0,7	2,8	0,0	65,3
	Autres achats	6,6	0,4	0,7	1,9	4,6	10,6	0,6	2,4	0,2	28,0
Coût total		205,5	63,6	39,2	55,6	226,2	139,4	85,8	39,1	6,1	860,5

Évolution par rapport aux coûts constatés au titre de 2025

Le Tableau 20 présente l'évolution de ces coûts par rapport aux coûts constatés au titre de 2025

Tableau 20 : Évolution des coûts prévisionnels de production dans les ZNI mis à jour par EDF au titre de 2026 par rapport aux coûts constatés au titre de 2025

M€	Nature de coûts déclarés et retenus	Transition énergétique				Mécanismes de solidarité			
		2026 reprév	2025	Evolution		2026 reprév	2025	Evolution	
				en M€	en %			en M€	en %
Coûts fixes	Rémunération des capitaux	66,1	66,0	0,2	0%	34,2	34,7	-0,6	-2%
	Amortissements	28,5	27,2	1,2	4%	49,8	59,2	-9,4	-16%
	Impôts et taxes	25,1	24,4	0,6	3%	31,7	34,6	-2,9	-8%
	Frais de personnel	12,4	11,9	0,5	4%	46,5	44,5	2,0	4%
	Charges externes	9,8	9,9	-0,1	-1%	57,9	63,0	-5,0	-8%
	Frais de structure, de siège et prestations externes	45,8	40,5	5,3	13%	87,7	75,3	12,3	16%
Coûts variables	Combustibles	-	-	-	---	271,8	278,1	-6,3	-2%
	Quotas de CO2	-	-	-	---	65,281	72,0	-6,7	-9%
	Autres achats	1,0	1,0	0,0	2%	27,0	24,4	2,5	10%
Coût total		188,7	181,0	7,6	4%	671,9	685,9	-14,1	-2%

Au total, les coûts prévisionnels de production mis à jour pour 2026 sont en baisse de **- 6,4 M€** (- 0,7 %) par rapport aux coûts constatés au titre de 2025 dans les ZNI, respectivement **+ 7,6 M€** pour la production renouvelable et **- 14,1 M€** pour la production d'énergie fossile.

Le poste des frais de structure, de siège et de prestations externes augmente de 17,6 M€⁴³. Cette hausse s'explique par une augmentation de volume de CEE achetés entre 2025 et 2026, sous l'effet d'une augmentation des obligations d'EDF SEI sur la sixième période des CEE.

Pour la production renouvelable (cf. catégorie « Transition énergétique » dans les tableaux), les coûts prévisionnels mis à jour pour 2026 sont en légère hausse par rapport aux coûts constatés au titre de 2025 (+ 7,6 M€, soit + 4 %). Outre l'effet de la hausse globale des « Frais de structure, de siège et de prestations externes », les réinvestissements réalisés sur les actifs hydrauliques à La Réunion entraînent une augmentation du poste « Amortissements » (+ 1,2 M€).

Pour la production d'énergie fossile (cf. catégorie « Mécanisme de solidarité » dans les tableaux), les coûts prévisionnels mis à jour pour 2026 baissent par rapport au constaté 2025 (- 14,1 M€, soit - 2 %), sous l'effet d'une baisse du prix des combustibles grâce aux mécanismes de couverture d'EDF, malgré une hausse généralisée sur les marchés mondiaux, et d'une baisse de la production thermique à La Réunion, en Guyane et en Guadeloupe continentale. L'effet volume sur les combustibles se traduit par une baisse des émissions de CO₂ (- 4 %). À cet effet volume s'ajoute un effet prix indépendant, lié à l'anticipation d'une légère diminution du prix de la tonne de CO₂ (-5 %), renforçant ainsi la baisse du poste « Quotas de CO₂ » (-6,7 M€, soit -9 %). Par ailleurs, cet effet volume affecte également le poste « Impôts et taxes » (- 2,9 M€, soit - 8 %), la consommation de combustibles en Guyane étant directement réduite par la moindre sollicitation des actifs thermiques sur le territoire.

Recettes de production totales et charges mises à jour d'EDF

Tableau 21 : Comparaison des charges de production supportées par EDF dans les ZNI au titre de 2025 et prévisionnels mis à jour au titre de 2026

Total M€	Corse	Guadeloupe	Saint- Martin	Saint- Barthélemy	Guyane	Martinique	Réunion	Saint-Pierre- et-Miquelon	Iles bretonnes	2026 reprév	Rappel 2025	Evolution	
												en M€	en %
Coûts de production	205,5	63,6	39,2	55,6	226,2	139,4	85,8	39,1	6,1	860,5	866,9	-6,4	-1%
Recettes de production	92,2	26,8	7,0	14,1	64,1	43,6	58,8	5,1	1,0	312,5	290,9	21,6	7%
Charges de production	113,4	36,8	32,2	41,5	162,1	95,8	27,0	34,1	5,1	548,0	576,0	-28,0	-5%

Les recettes de production totales précédemment calculées (cf. 3.1.1.1) sont réparties pour chaque territoire entre « Transition énergétique » et « Mécanisme de solidarité » au prorata des productions renouvelables et fossiles respectives.

Les coûts et recettes de production étant de **860,5 M€** et **312,5 M€** respectivement, les charges de production supportées par EDF SEI au titre de l'année 2025 s'élèvent à **548,0 M€**, réparties entre les catégories « *Transition Énergétique* » (31,4 M€) et « *Mécanismes de solidarité* ». (516,6 M€).

Ces charges de production sont en baisse de **- 28,0 M€** par rapport à 2025 (- 5 %), sous l'effet combiné d'une augmentation des recettes de production (+ 21,6 M€, soit + 7,4 %) et d'une baisse des coûts de production (- 6,4 M€, soit - 0,7 %).

3.1.1.3. Charges d'achat

Mise à jour des quantités d'électricité et coûts d'achat prévisionnels d'EDF

La mise à jour de la prévision des quantités et des coûts d'achat d'EDF dans les ZNI pour l'année 2026 est présentée dans le Tableau 22. Le coût d'achat total prévu par EDF dans les ZNI s'élève à 2 958,4 M€ au titre de 2026.

⁴³ Ces coûts d'achats sont ventilés entre les territoires au prorata du nombre de clients puis entre les catégories « Transition énergétique » et « Mécanisme de solidarité » au prorata des production renouvelables et fossiles.

Tableau 22 : Quantités d'électricité et coûts d'achat prévisionnels mis à jour par EDF dans les ZNI pour 2026

	Corse		Guadeloupe		St Martin		St Barthélemy		Guyane		Martinique		Réunion		Îles Bretonnes	
	GWh	M€	GWh	M€	GWh	M€	GWh	M€	GWh	M€	GWh	M€	GWh	M€	GWh	M€
Achats OA	360,8	129,6	277,5	82,2	1,8	0,7	7,9	3,2	75,6	37,1	197,7	79,5	450,1	214,1	0,5	0,08
Achats Gré à Gré	1 179,6	310,0	1 333,3	467,3	125,7	42,7	2,2	2,0	170,2	151,3	951,0	338,1	2 374,0	1 100,4	0,2	0,07
Total	1 540,3	439,6	1 610,7	549,5	127,5	43,4	10,1	5,2	245,8	188,4	1 148,6	417,7	2 824,2	1 314,5	0,7	0,15
Constaté 2025	1 560,9	427,4	1 560,4	525,5	82,5	48,7	6,0	2,6	205,9	102,5	1 131,8	382,7	2 714,8	1 249,3	0,2	0,04
Evolution 2025 - 2026	-1,3%	2,8%	3,2%	4,6%	54,6%	-11,0%	67,5%	104,3%	19,4%	83,9%	1,5%	9,1%	4,0%	5,2%	235,4%	328,3%

	Total		Evolution 2025 - 2026			
	GWh	M€	GWh	M€	GWh en %	M€ en %
Achats OA	1 371,8	546,5	264,3	174,8	24%	47%
Achats Gré à Gré	6 136,1	2 411,9	-18,9	44,8	-0,3%	2%
Total	7 508,0	2 958,4	245,4	219,6	3,4%	8,0%
Constaté 2025	7 262,6	2 738,8				

	Toutes ZNI		Evolution 2025 - 2026			
	GWh	M€	GWh	M€	GWh en %	M€ en %
Thermique	2 274,4	792,2	-242,5	-168,4	-10%	-18%
Biomasse*	2 917,6	1 449,4	151,0	170,1	5%	13%
Eolien	258,3	54,0	55,3	10,3	27%	24%
Hydraulique	93,6	8,9	15,0	0,9	19%	12%
Incinération / biogaz	79,5	16,5	13,4	6,8	20%	70%
Photovoltaïque	1 086,0	491,6	223,9	167,8	26%	52%
Autres**	798,5	145,8	29,3	32,0	4%	28%
Total	7 508,0	2 958,4	245,4	219,6	3,4%	8,0%

* Biomasse solide et liquide

** Géothermie, hydrogène et interconnexion (la Corse dispose 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 2025

Les volumes d'achats prévisionnels mis à jour pour 2026 sont en hausse de 3,4 % par rapport aux volumes facturés en 2025. Cette augmentation résulte notamment de la mise en service d'installations à travers les différents territoires (la centrale biomasse Sinnamary en Guyane et l'ajout du puit B1 Bis à la centrale géothermie de Bouillante en Guadeloupe), et du développement prévisionnel de moyens de production d'énergie renouvelable à faible coût variable qui se substitueront aux moyens de production historiques d'EDF SEI. Le coût d'achat – toutes filières confondues – devrait quant à lui augmenter de 8 %. Cette hausse des coûts plus marquée que celle en volume s'explique par :

- La conversion de la tranche 2 de la centrale du Moule en Guadeloupe à la biomasse, plus coûteuse en approvisionnement que le charbon ;
- Le début de la compensation d'installations qui ne commenceront à produire qu'en 2027 (comme l'installation CEOG, combinant hydrogène, batterie et PV, dans l'ouest guyanais ou la centrale bioliquide du Larivot en Guyane) ;
- Le développement de projets photovoltaïques en autoconsommation qui bénéficient d'une prime à l'investissement versée à la mise en service.

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

- Les volumes de la filière thermique devraient diminuer (- 10 %), en raison d'un moindre appel de ces centrales grâce au développement des énergies renouvelables non pilotables. Le coût d'achat associé devrait également diminuer (- 18 %). Cette diminution, plus importante que celle des volumes, s'explique par la baisse des primes fixes de la centrale Lucciana en Corse et par le déclassement des groupes électrogènes Aggreko et Power Solutions Margot en Guyane.
- Les volumes de la filière biomasse solide devraient augmenter en 2026 par rapport à 2025 (+ 5 %). Cette augmentation est portée par la conversion de la tranche 2 de la centrale du Moule en Guadeloupe, qui s'est achevée début 2026, et par la mise en service de la centrale biomasse de Sinnamary en Guyane. En conséquence de l'augmentation en volume, les coûts d'achat évolueront également à la hausse (+ 13 %). Les volumes de la filière biomasse liquide devraient quant à eux diminuer (- 14 %), pour les mêmes raisons que la filière thermique.
- La filière photovoltaïque devrait connaître une forte hausse en volume en 2026 par rapport à 2025 (+ 26 %) en raison de la mise en service de nombreuses installations. Une part de ces

volumes est soutenue en autoconsommation par l'arrêté tarifaire dit « S24 »⁴⁴ et implique le versement d'une prime à l'investissement. La hausse en volume s'accompagne donc d'une hausse des coûts d'achat plus importante (+ 52 %) en 2026 mais qui devrait s'atténuer par la suite.

- Les prévisions 2026 intègrent, en outre, une hausse de la production éolienne (+ 27 %) avec la mise en service d'installations, neuves ou ayant fait l'objet d'un *repowering*, en Martinique et à la Réunion.
- La production hydraulique augmente également (+ 19 %) en raison de la mise en service de nouvelles installations hydro-électriques à la Réunion.
- Enfin, les volumes de la filière incinération / biogaz augmentent (+ 20 %), accompagnés d'une forte hausse de coûts (+ 70 %, + 6,8 M€).
- Les volumes importés via les liaisons reliant l'Italie, la Corse et la Sardaigne (intégrés à la catégorie *Autres*) devraient évoluer légèrement à la baisse par rapport à 2025. Les coûts devraient cependant augmenter, en raison de la compensation de primes fixes concernant SACOI 3.
- Une hausse des volumes de la filière géothermie (intégrée à la catégorie *Autres*) de + 60 % est attendue, en raison de la mise en service du puits B1 Bis. Cette augmentation en volume s'accompagne d'une hausse des coûts (+ 39 %).

Coûts évités et charges d'achat supportées par EDF

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 (cf. 3.1.1.1.). Le coût évité s'élève à **606,2 M€** comme détaillé dans le Tableau 23.

Le coût évité est en baisse par rapport à 2025 (- 5 %, soit - 35 M€) en raison de la baisse anticipée par EDF de la PPTV sur les différents territoires, conséquence d'une baisse des recettes tarifaires.

Tableau 23 : Coût prévisionnel évité à EDF mis à jour pour les contrats d'achat dans les ZNI en 2026

	Corse	Guadeloupe	St Martin	St Barthélemy	Guyane	Martinique	Réunion	SPM	Iles bretonnes	2026
Coût d'achat (M€)	439,6	549,5	43,4	5,2	188,4	417,7	1 314,5	0,0	0,15	2 958,4
Quantités achetées (GWh)	1 540,3	1 610,7	127,5	10,1	245,8	1 148,6	2 824,2	0,0	0,71	7 508,0
Taux de pertes (%)	12,7%	13,8%	7,9%	6,9%	13,9%	9,6%	8,5%	5,2%	4,7%	---
Quantités achetées et consommées (GWh)*	1 345,5	1 388,3	117,5	9,4	211,7	1 038,2	2 583,3	0,0	0,68	6 694,5
Part production du tarif de vente (€/MWh)	83,70	90,45	95,71	98,94	85,69	94,11	92,88	90,91	102,04	---
Coût évité par les contrats d'achat (M€)	112,6	125,6	11,2	0,9	18,1	97,7	239,9	0,00	0,07	606,2
Charges (M€)	327,0	423,9	32,2	4,3	170,3	319,9	1 074,5	0,0	0,08	2 352,2

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

Les charges prévisionnelles mises à jour d'EDF résultant des contrats d'achat en 2026 s'élèvent à **2 352,2 M€** dans les ZNI (2 958,4 M€ de coût d'achat – 606,2 M€ de coût évité). Ce montant est en hausse par rapport aux surcoûts constatés pour 2025 (+ 12 %, soit + 254 M€), par l'effet conjugué de hausse des coûts d'achat (+ 8 %, soit + 220 M€) et de baisse des coûts évités (- 5 %, - 35 M€). La moindre sollicitation des moyens thermiques en Corse, Guyane et Martinique et surtout à La Réunion, la baisse de l'électricité importée d'Italie en Corse et l'arrêt de la production d'électricité à partir de charbon en Guadeloupe, compensés par le développement des énergies renouvelables pilotables (biogaz, biomasse) et non pilotables, expliquent la baisse des charges imputées à la catégorie « *Mécanismes de solidarité* » (- 14,2 %) comparativement à la hausse des charges imputées à la catégorie « *Transition énergétique* » par rapport à 2025 (+ 27,8 %). Les surcoûts d'achats à Saint-Pierre-et-Miquelon sont nuls puisqu'aucun contrat d'achat n'a été conclu sur ce territoire.

Ce montant se répartit de la manière suivante :

- 1 679,3 M€ au titre des charges relevant de la catégorie « Transition énergétique » ;

⁴⁴ Arrêté du 5 janvier 2024 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations implantées sur bâtiment, hangar ou ombrière utilisant l'énergie solaire photovoltaïque, d'une puissance crête installée inférieure ou égale à 500 kilowatts telles que visées au 3° de l'article D. 314-15 du code de l'énergie et situées dans les zones non interconnectées.

- 672,8 M€ au titre des charges relevant de la catégorie « Mécanismes de solidarité ».

La décomposition des surcoûts supportés par EDF par zone et par catégorie est présentée dans le Tableau 24.

Tableau 24 : Charges prévisionnelles mises à jour d'EDF dans les ZNI en 2026

M€	Corse	Guadeloupe	St Martin	St Barthélemy	Guyane	Martinique	Réunion	SPM	Iles bretonnes	2026	Evolution 2025 - 2026
Coût d'achat	439,6	549,5	43,4	5,2	188,4	417,7	1 314,5	0,0	0,15	2 958,4	8,0%
Coût évité	112,6	125,6	11,2	0,9	18,1	97,7	239,9	0,0	0,07	606,2	-5,4%
Charges	327,0	423,9	32,2	4,3	170,3	319,9	1 074,6	0,0	0,08	2 352,2	12,1%
Transition Énergétique OA	103,2	60,6	0,6	2,5	31,5	62,7	175,8	0,0	0,04	438,9	58,5%
Transition Énergétique gré à gré	2,2	166,2	0,0	0,0	123,1	71,1	879,7	0,0	0,05	1242,4	19,7%
Mécanismes de solidarité	221,5	197,2	31,6	1,8	15,6	186,1	19,0	0,0	0,00	672,8	-14,2%

3.1.2. Mise à jour des charges de production et d'achat prévus par EDM pour 2026

EDM retient une hypothèse de consommation de 426 GWh en 2026, en forte hausse par rapport à 2025 (+ 9,6 %), liée au caractère exceptionnel de l'année 2025 qui a été fortement impactée par les conséquences du cyclone Chido. L'hypothèse retenue par EDM est cohérente avec un retour sur la trajectoire de hausse tendancielle de la consommation observée à Mayotte depuis 2020 (+ 4 %/an en moyenne).

Bien qu'en augmentation, la production électrique des centrales historiques d'EDM (centrales thermiques de Longoni et des Badamiers) progresse moins vite que la hausse de consommation (+ 5 %), grâce aux reconnexions « post-Chido » des centrales photovoltaïques mahoraises. La production achetée par EDM est ainsi en forte augmentation par rapport à 2025 (+ 70 %), la ramenant à son niveau de 2024. Le taux de couverture de la production par les actifs historiques d'EDM est estimé à 92 % pour 2026.

3.1.2.1. Recettes de production

Les recettes de production⁴⁵ prévisionnelles mises à jour pour 2026 s'élèvent pour EDM à **357 M€**, réparties comme indiqué dans le Tableau 25.

Tableau 25: Évolution des recettes de production prévisionnelles mises à jour par EDM pour 2026 par rapport aux recettes constatées au titre de 2025

en M€	2026 reprév	2025	Evolution	
			en M€	en %
(+) Chiffre d'affaires issu de la fourniture d'électricité	63,8	61,1	2,7	4%
(+) Chiffre d'affaires théorique lié aux agents EDM	0,6	0,3	0,3	81%
Chiffre d'affaires total à considérer	64,4	61,5	3,0	5%
(-) Recettes de distribution	26,4	23,1	3,3	14%
(-) Recettes de gestion clientèle	3,2	3,0	0,2	8%
Recettes brutes de production	34,8	35,3	-0,6	-2%
Part des recettes à considérer	32,1	33,5		
(+) Recettes de vente pertes et services systèmes	3,5	4,0	-0,5	-12%
Recettes de production totales ⁽¹⁾	35,7	37,6	-1,9	-5%
Part production du tarif de vente (€/MWh)	82,5	91,9	-9,3	-10%

Évolution par rapport aux recettes constatées au titre de 2025

Malgré la hausse de la production d'EDM, les recettes de production mises à jour pour 2026 sont en baisse par rapport à celles constatées en 2025 (- **1,9 M€**). Cette évolution s'explique par un effet « année pleine » des baisses des TRV de février et août 2025, et par l'évolution de février 2026 (- 0,4 %).

La mise à jour des recettes de production pour 2026 conduit à une PPTV de 82,5 €/MWh.

⁴⁵ Les recettes de production sont obtenues à partir du chiffre d'affaires d'EDM (qui résulte de l'application des TRV) après soustraction des recettes d'acheminement (déterminées par application du TURPE) et des recettes de gestion de la clientèle pour la production (évaluées à 65 % des recettes de gestion de clientèle) et majorées des recettes supplémentaires qu'EDM aurait obtenues auprès des clients bénéficiant du « tarif agent » si ces derniers étaient assujettis aux tarifs réglementés de vente ainsi que des recettes provenant de la vente des pertes et des services système.

3.1.2.2. Charges de production

Coûts de production prévisionnels d'EDM

Les coûts de production prévisionnels mis à jour s'élèvent, pour 2025, à **201,8 M€**, dont 56 % couvrent les achats de combustibles (114 M€). La décomposition par grands postes de coûts et leur évolution par rapport aux coûts constatés au titre de 2025 sont présentées dans le Tableau 26.

Tableau 26 : Evolution des coûts de production prévisionnels mis à jour par EDM au titre de 2026 par rapport aux coûts constatés au titre de 2025

M€	Nature de coûts retenus	2026 reprév	2025	Evolution	
				en M€	en %
Coûts variables	Achats de combustibles hors taxes	113,9	97,7	16,2	17%
	Personnel, charges externes et autres achats	42,5	32,7	9,7	30%
	Impôts et taxes	0,7	0,1	0,6	784%
	Coûts d'acquisition des quotas de gaz à effet de serre	24,1	20,2	3,9	19%
Coûts fixes	Rémunération des capitaux	11,8	12,1	-0,3	-2%
	Amortissements	8,1	5,8	2,3	40%
	Frais de structure, de siège et prestations externes	0,8	1,8	-1,1	-59%
Coût total		201,8	170,4	31,4	18%

Évolution par rapport aux coûts constatés au titre de 2025

La révision des coûts de production prévisionnels pour 2026 conduit à une hausse des coûts de 31,4 M€ par rapport à 2025 (+18 %).

Au-delà de l'effet volume résultant de la hausse de production d'EDM (+ 5 %), cette évolution s'explique en premier lieu par la hausse du coût unitaire d'approvisionnement en combustible anticipée par EDM (+ 9,1 %), laquelle tient compte des prix de marché constatés au premier semestre 2026 et de l'impact de la couverture souscrite par EDM (achat d'environ 70 % des volumes en année N-1). EDM anticipe également une hausse du prix des quotas CO₂ à 80 €/tCO₂, contre un coût moyen d'achat de 70 €/tCO₂ constaté en 2025.

La hausse du poste « Amortissements » est liée à une valeur anormalement basse pour l'année 2025, due à la reprise des montants précédemment provisionnés par EDM pour le démantèlement de ces actifs (2,6 M€), lesquels lui seront compensés après analyse de la CRE lors du démantèlement effectif des centrales.

Enfin, les coûts du poste « Personnel, charges externes et autres achats » sont en forte hausse (+ 9,7 M€) sous l'effet :

- d'une forte hausse du poste « Pièces de centrale » liée à de nombreuses maintenances anticipées sur l'année 2026 (+ 5,1 M€) ;
- d'une démarche de recrutement volontariste pour couvrir les postes identifiés comme vacants (sans création de poste) engendrant une hausse des frais de personnel de (+ 2,6 M€).

Recettes de production totales et charges supportées par EDM

Les coûts et recettes de production prévisionnels retenus par la CRE s'élevant respectivement à **201,8 M€** et **35,7 M€**, le montant des charges de production prévisionnelles mis à jour au titre de l'année 2026 est évalué pour EDM à **166,2 M€**. EDM ne disposant, en propre, que de moyens de production thermiques, ces charges relèvent en totalité de la catégorie « Mécanismes de solidarité ».

Ces charges de production sont en hausse de 33 M€ par rapport à celles constatées en 2025 (+ 25 %), dont 2 M€ liés à la baisse des recettes de production à la suite des mouvements baissiers des TRV depuis février 2025 et 31 M€ liés à la hausse des coûts de production d'EDM, sous l'effet d'une hausse de la production historique, d'une forte hausse des coûts de combustible, et d'une année de maintenances lourdes.

3.1.2.3. Charges d'achat

Les volumes d'achat prévisionnels mis à jour pour 2026, entièrement liés à des installations photovoltaïques, s'élèvent à 30,9 GWh, pour un montant de **9,8 M€** (cf. Tableau 27).

Tableau 27 : Coûts d'achat et coûts évités prévisionnels mis à jour d'EDM au titre de 2026 et comparaison à ceux constatés en 2025

M€	2026 reprév	2025	Evolution	
			en M€	en %
Coût d'achat (M€)	9,8	5,6	4,2	76%
Quantités achetées (GWh)	30,9	18,2	12,7	70%
Taux de pertes	8,3%	9,4%	-1,1%	-11%
Quantités achetées et consommées (GWh) ⁽¹⁾	28,3	16,5	11,8	72%
Part production dans le tarif de vente (€/MWh)	82,5	91,9	-9,3	-10%
Coût évité par les contrats d'achat (M€)	2,3	1,5	0,8	54%
Charges liées aux contrats d'achat (M€)	7,5	4,1	3,4	84%

⁽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.

La forte hausse du volume acheté par rapport à 2025 (+ 70 %) est due à la reconnexion progressive des installations solaires endommagées par le cyclone Chido en décembre 2024.

Les coûts évités par ces achats d'énergie sont calculés en valorisant l'électricité achetée par EDM, à la PPTV estimée à 82,5 €/MWh. La prévision de coût évité pour 2025 est ainsi de **2,3 M€**. Les coûts évités sont en forte hausse par rapport à ceux constatés en 2025 (+ 54 %), la hausse des quantités injectées compensant largement la baisse de PPTV.

Les charges prévisionnelles mises à jour pour 2026 résultant des contrats d'achat s'élèvent donc à **7,5 M€** (9,8 M€ - 2,3 M€) pour EDM. Elles sont en forte hausse par rapport à la valeur constatée pour 2025 (+ 84 %) sous l'effet de la hausse des volumes achetés. La totalité des contrats d'achat portant sur des installations photovoltaïques, ces charges relèvent intégralement de la catégorie « Transition énergétique ».

3.1.3. Mise à jour des charges production et d'achat prévues par EEWf pour 2026

Sur la base des consommations observées au premier semestre 2026, EEWf retient une hypothèse de consommation de 31 GWh, en forte hausse par rapport à 2025 (+ 8,9 %). Cette hypothèse fait suite à un ralentissement, en 2025, de la hausse structurelle de la consommation observée depuis 2020.

Bien qu'en augmentation, la production électrique des centrales historiques d'EEWF (centrales thermiques de Wallis et de Futuna, centrale hydraulique de Futuna et PV antérieur à la péréquation tarifaire) progresse moins vite (+ 6,7 %) que la hausse de consommation, sous l'effet de la mise en service de centrales photovoltaïques anticipée pour fin 2026 et du raccordement au réseau d'installations soutenues par l'arrêté tarifaire S24. Le taux de production des actifs historiques d'EEWF prévu pour 2026 s'établit à 87 %, en légère baisse par rapport à 2025 (89 %).

3.1.3.1. Recettes de production

Les recettes de production⁴⁶ mises à jour pour 2026 s'élèvent pour EEWf à **2,4 M€**, réparties comme indiqué dans le Tableau 28. 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.

⁴⁶ Comme pour EDM, les recettes de production d'EEWF sont obtenues à partir du chiffre d'affaires après soustraction des recettes d'acheminement et des recettes de gestion de la clientèle pour la production et majoré des recettes équivalentes du « tarif agent » ainsi que des recettes provenant de la vente des pertes et des services système.

Tableau 28 : Mise à jour des recettes de production prévisionnelles au titre de 2026 pour EEWf et comparaison aux recettes constatées au titre de 2025

en M€	2026	2025	Evolution	
			en M€	en %
Chiffre d'affaires total à considérer	4,2	4,6	-0,3	-7%
(-) Recettes de distribution	1,6	1,6	0,0	-2%
(-) Recettes de gestion clientèle	0,2	0,2	0,0	-6%
Recettes brutes de production	2,5	2,7	-0,3	-10%
(x) taux de production de EEWf	87,2%	89,0%	-1,8%	
(+) Recettes de vente pertes et services systèmes	0,2	0,3	0,0	-9%
Recettes de production totales	2,4	2,7	-0,3	-12%
Recettes de production - Transition Energétique	0,1	0,1	0,0	-12%
Recettes de production - Mécanisme de solidarités	2,3	2,6	-0,3	-12%
Part production du tarif de vente (€/MWh)	80,4	97,5	-17,15	-18%

Evolution par rapport aux recettes constatées au titre de 2025

Les recettes de production mises à jour pour 2026 sont en baisse par rapport à celles constatées en 2025 (- 0,3 M€ soit - 12 %) du fait notamment des baisses successives des TRV HT entre février 2025 et février 2026. Cette baisse des recettes malgré une hausse de la consommation entraîne une baisse de la PPTV (- 18 %).

3.1.3.2. Charges de production

Les coûts de production mis à jour pour 2026 s'élèvent à **15,9 M€**, dont **0,1 M€** de coûts de production renouvelables⁴⁷ et **15,8 M€** de coûts de production fossiles. L'achat des combustibles représente à lui seul **13,1 M€** pour l'année 2026. La décomposition par grands postes de coût et leur évolution par rapport aux coûts constatés au titre de 2024 sont présentées dans le Tableau 29.

Tableau 29 : Évolution des coûts de production prévisionnels mis à jour par EEWf au titre de 2026 par rapport aux coûts constatés au titre de 2025

M€	Nature de coûts retenus	Mécanismes de solidarité	Transition énergétique	2026	2025	Evolution	
						en M€	en %
Coûts fixes	Rémunération des capitaux	0,7	0,0	0,7	0,6	0,1	14%
	Amortissements	0,3	0,0	0,3	0,3	0,0	-12%
	Impôts et taxes	0,0	0,0	0,0	0,0		
	Frais de personnel, charges externes et autres achats	1,2	0,0	1,2	1,2	0,0	2%
	Fonctions support	0,6	0,0	0,7	0,6	0,01	2%
Coûts variables	Combustibles	13,1	0,0	13,1	9,1	4,0	44%
	Quotas de CO2	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-
Coût total		15,8	0,1	15,9	11,8	4,1	34%

Évolution par rapport aux coûts constatés au titre de 2025

Les coûts de production mis à jour pour 2026 sont en forte hausse par rapport à ceux constatés en 2025 (+ 4,1 M€, soit + 34 %). Outre la hausse de la production thermique d'EEWF, cette évolution tient presque intégralement à l'hypothèse de hausse du coût d'achat unitaire des combustibles (+ 37 %), établie sur la base de l'évolution du prix administré des combustibles au premier semestre 2026.

Les coûts et recettes de production prévisionnels mis à jour et retenus par la CRE s'élevant respectivement à 15,9 M€ et 2,4 M€, le montant des charges de production prévisionnelles au titre de l'année 2026 est évalué à **13,5 M€** pour EEWf. Il se décompose en - **0,04 M€** de charges de production renouvelable affectées à la catégorie « Transition énergétique » et **13,52 M€** de charges de production à partir d'énergies fossiles affectées à la catégorie « Mécanisme de solidarité ».

Ces charges de production sont en hausse de 4,4 M€ par rapport à celles constatées en 2025 (+ 48 %), dont 0,3 M€ liés à la baisse des recettes de production à la suite des mouvements des TRV et 4,1 M€

⁴⁷ Pour rappel, EEWf dispose d'une centrale hydroélectrique de 200 kW sur Futuna et de quelques petites installations photovoltaïques à Wallis pour une puissance cumulée d'une centaine de kWc.

liés à la hausse des coûts de production consécutifs à l'évolution du prix administré du combustible à Wallis-et-Futuna.

3.1.3.3. Charges d'achat

Les volumes prévisionnels d'achat mis à jour pour 2026 s'élèvent à 4,3 GWh, pour un montant de **2,3 M€**. Le volume d'achat augmente sensiblement par rapport au constaté 2025 (+ 27 %), principalement sous l'effet du raccordement des premières installations en autoconsommation au titre de l'arrêté tarifaire S24 à Wallis-et-Futuna. Les coûts d'achats augmentent bien plus vite (+ 200 %), en lien avec le versement des primes à l'autoconsommation qui seront décaissées par EEWF en 2026 pour les installations raccordées depuis le deuxième semestre 2025 (1,5 M€).

Le coût évité par les contrats d'achats d'EEWF, obtenu en valorisant l'électricité achetée et consommée à la PPTV estimée à 80,4 €/MWh, est évalué à **0,3 M€** comme détaillé dans le Tableau 30. Le coût évité par les contrats est relativement stable par rapport à 2025 (+ 5 %).

Tableau 30 : Coûts d'achat, coût évités et charges prévisionnelles liées aux contrats d'achat pour EEWF mis à jour au titre de 2026 et comparaison par rapport à ceux constatés en 2025

	2026	2025	Evolution	
			en M€	en %
Coût d'achat (M€)	2,3	0,8	1,5	200%
Quantités achetées (GWh)	4,3	3,4	0,9	27%
Taux de pertes	7,8%	7,8%	-	0,0%
Quantités achetées et consommées (GWh) ⁽¹⁾	4,0	3,1	0,8	27%
Part production dans le tarif de vente (€/MWh)	80,4	97,5	-17,1	-18%
Coût évité par les contrats d'achat (M€)	0,3	0,3	0,0	5%
Charges liées aux contrats d'achat (M€)	1,9	0,5	1,5	332%

⁽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.

Les charges prévisionnelles résultant des contrats d'achat par EEWF en 2026 s'élèvent à **1,9 M€**, soit une multiplication par 4 par rapport à 2025. Cette très forte hausse est due presque intégralement au versement de primes à l'autoconsommation au titre de l'arrêté tarifaire « S24 ». Ces contrats portant exclusivement sur des installations photovoltaïques, la totalité de ces charges relève de la catégorie « Transition énergétique ».

3.2. Charges liées aux contrats de stockage dans les zones non interconnectées

Dans le but d'accompagner le développement des énergies renouvelables intermittentes tout en réduisant ces surcoûts de production et par conséquent les charges de SPE qui financent la péréquation tarifaire dans ces zones, l'article L. 121-7 du code de l'énergie prévoit la prise en compte des coûts des ouvrages de stockage d'électricité pilotés par le gestionnaire du système électrique. Ces coûts sont pris en compte dans la limite des surcoûts de production qu'ils contribuent à éviter. Ainsi, les ouvrages de stockage permettent de réduire le coût du mix électrique en fournissant les services de réserve primaire et d'arbitrage permettant d'optimiser l'appel des autres moyens de production, groupes thermiques notamment. Ces économies sont supérieures aux coûts des ouvrages présentés dans la présente partie, menant ainsi à une réduction des charges de SPE.

Les modalités d'appréciation des surcoûts liés aux projets d'ouvrages de stockage d'électricité ont été définies dans la délibération du 24 octobre 2024⁴⁸ qui remplace la délibération du 12 janvier 2023⁴⁹. Dans le cadre d'un premier guichet, la CRE a délibéré le 4 octobre 2018 sur le niveau de compensation

⁴⁸ Délibération de la CRE n° 2024-199 du 24 octobre 2024 portant communication relative à la méthodologie applicable à l'examen d'un projet d'ouvrage de stockage d'électricité dans les zones non interconnectées.

⁴⁹ Délibération de la CRE n° 2023-13 du 12 janvier 2023 portant communication relative à la méthodologie d'examen d'un projet d'ouvrage de stockage d'électricité dans les zones non interconnectées.

attribué à onze projets de stockage situés en Corse, Martinique, Guadeloupe, Guyane et à la Réunion. Pour Mayotte, la CRE a délibéré le 17 octobre 2019 sur le niveau de compensation attribué à deux projets de stockage. Enfin, dans le cadre d'un nouveau guichet tenu en 2024, la CRE a délibéré le 19 décembre 2024 sur le niveau de compensation de six projets situés en Martinique et à la Réunion.

3.2.1. Mise à jour des charges liées aux contrats de stockage prévues par EDF au titre de 2026

3.2.1.1. 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 2026 sont présentés dans le Tableau 31. La mise à jour du coût total du stockage prévu par EDF dans les ZNI s'élève à **3,8 M€** au titre de 2026.

Évolution par rapport aux quantités d'électricité injectées et coûts du stockage constatés au titre de 2025

Les coûts et volumes présentés par EDF en 2025 correspondent à ceux associés à huit ouvrages de stockage situés en Corse, Guadeloupe, Guyane, Martinique et à la Réunion. Les coûts et volumes mis à jour exposés pour 2026 correspondent aux coûts de ces mêmes installations dont le niveau de compensation a été fixé dans la délibération du 4 octobre 2018.

3.2.1.2. Coûts évités à EDF par les contrats de stockage

En application du a) du 1° 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 **0,9 M€**, comme détaillé dans le Tableau 31.

3.2.1.3. Charges dues 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 2026 s'élèvent à **2,9 M€** dans les ZNI (3,8 M€ de coût – 0,9 M€ de coût évité) au titre des charges relevant de la catégorie « *Transition énergétique* ». Les surcoûts dus aux contrats de stockage sont nuls à Saint-Pierre-et-Miquelon et dans les îles bretonnes puisqu'aucun contrat de stockage n'a été conclu sur ce territoire.

La décomposition des surcoûts supportés par EDF par territoire est présentée dans le Tableau 31.

Tableau 31 : Mise à jour des quantités d'électricité brutes injectées et coûts prévisionnels, coûts évités et charges supportées par EDF pour les ouvrages de stockage dans les ZNI au titre de 2026

	Corse	Guadeloupe	Guyane	Martinique	La Réunion	TOTAL 2026 reprév
Quantités injectées (GWh)	3,4	0,0	1,9	3,4	2,4	11,1
Constaté 2025 (GWh)	3,6	0,1	0,7	1,5	3,3	9,1
Coûts (M€)	0,0	0,0	1,1	1,7	1,0	3,8
Constaté 2025 (M€)	1,2	0,7	1,2	2,4	1,8	7,3
Coûts évités (M€)	0,2	0,0	0,1	0,3	0,2	0,9
Taux de pertes (%)	12,7%	13,8%	13,9%	9,6%	8,5%	---
Quantités achetées et consommées (GWh) *	2,9	0,0	1,6	3,1	2,2	9,9
Part production du tarif de vente (€/MWh)	83,70	90,45	85,69	94,11	92,88	---
Charges (M€) [coûts - coûts évités]	-0,2	0,0	0,9	1,4	0,8	2,9

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

3.2.2. Charges liées aux contrats de stockage d'EDM au titre de 2026

EDM expose des coûts associés aux contrats de stockage des installations détenues par TotalEnergies et Albioma. Ces batteries fournissent respectivement des services de réserve primaire et d'arbitrage. Les coûts prévisionnels liés aux contrats des deux ouvrages de stockage recouvrent le paiement des primes fixes et la compensation des coûts d'achat de l'électricité soutirée. Ils sont évalués à **3,1 M€** au titre de 2026 pour EDM, et sont détaillés dans le Tableau 32.

Tableau 32 : Mise à jour des coûts prévisionnels, des coûts évités et des charges supportées par EDM pour les ouvrages de stockage dans les ZNI au titre de 2026 et comparaison à 2025

M€	2026	2025	Evolution	
			en M€	en %
Coût d'achat	3,1	3,3	-0,2	-7%
Quantités injectées (GWh)	4,4	3,4	1,0	29%
Taux de pertes (%)	8,3%	9,4%	-1,1%	-11%
Quantités achetées et consommées (GWh) *	4,1	3,1	1,0	31%
Part production du tarif de vente (€/MWh)	82,5	91,9	-9,3	-10%
Coût évité par les contrats (M€)	0,3	0,3	0,1	18%
Charges liées aux contrats de stockage (M€)	2,7	3,0	-0,3	-10%

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

Le coût évité par les contrats d'achat dans les ZNI est calculé en valorisant le volume d'électricité injectée par les ouvrages de stockage à la PPTV. Ce coût évité est estimé à **0,3 M€** pour EDM au titre de 2026, en hausse de 18 % par rapport à 2025 sous l'effet de la hausse des quantités injectées.

Les charges prévisionnelles d'EDM résultant des contrats de stockage au titre de 2026 s'élèvent donc à **2,7 M€** (**3,1 M€** de coût - **0,3 M€** de coût évité) et relèvent de la catégorie « Transition énergétique ».

3.3. Coûts liés aux actions de MDE dans les zones non interconnectées

Pour ce qui concerne les projets de MDE dans les ZNI, en application de la délibération du 10 juin 2015⁵⁰, 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 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 2026.

A la suite de la définition des modalités d'appréciation des surcoûts liés aux « petites » actions de MDE par délibération de la CRE du 2 février 2017⁵¹, des cadres territoriaux de compensation pilotés par les comités MDE de chaque territoire 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 2019⁵² pour la période 2019-2023. Les cadres des territoires de Saint-Barthélemy et Saint-Martin ont également été adoptés

⁵¹ 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.

⁵² Délibération de la CRE n°2019-006 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.

par les délibérations de la CRE du 21 avril 2022⁵³ et du 30 novembre 2023⁵⁴. L'ensemble de ces cadres ont été prolongés sur l'année 2024⁵⁵.

La CRE a révisé la méthodologie applicable aux « petites » actions de MDE le 19 décembre 2024⁵⁶ en introduisant notamment la notion d'enveloppe budgétaire : « *les opérateurs de MDE seront compensés des frais de déploiement de la MDE dans la limite de l'enveloppe totale définie par délibération de la CRE, lors de la publication des cadres ou de leur bilan.* » Ces enveloppes budgétaires ont été définies pour chaque territoire par délibération du 19 décembre 2024, modifiée par délibération du 7 mai 2025 portant décision relative aux cadres de MDE des territoires de la Corse, de la Guadeloupe, de la Guyane, de la Martinique, de La Réunion, de Saint-Martin, de Saint-Barthélemy et de Saint-Pierre et Miquelon pour la période 2025-2028⁵⁷. Pour Mayotte, une prorogation du cadre actuel a d'abord été adoptée par la CRE jusqu'au 31 décembre 2025 lors du renouvellement des cadres puis par délibération du 16 décembre 2025⁵⁸ jusqu'au 1^{er} avril 2026, par la CRE compte-tenu des circonstances exceptionnelles affectant le territoire à la suite du passage du cyclone Chido et de l'absence de saisine du comité MDE. Le nouveau cadre a été adopté le 12 mars 2026⁵⁹.

S'agissant des coûts supportés par les opérateurs de MDE (frais de déploiement), les délibérations du 7 mai 2025 et du 12 mars 2026 précisent également que les coûts réels constatés et justifiés seront compensés dans la limite de 15 % des surcoûts évités par l'action déployée, après approbation par la CRE, qui s'assurera de leur caractère efficace pour compensation dans le cadre du traitement annuel des charges de service public de l'énergie. Toutefois, certaines actions engagées en année n ne seront finalisées et déployées qu'en année n+1⁶⁰. Par conséquent, le critère limitant les frais de déploiement à 15 % des surcoûts de production évités est calculé en année n sur la base des volumes d'actions engagées et déclarées par les opérateurs pour l'année n, dont seulement une partie a effectivement été finalisée en année n. Ainsi, une vérification doit être effectuée lors du traitement du constaté au titre de l'année n+1, à partir des actions effectivement déployées pour l'année n et en intégrant les frais de déploiement⁶¹ déclarés au titre de l'année n+1 pour ces mêmes actions. En cas de dépassement du seuil de 15 %, les frais de déploiement au titre de l'année n+1 feront l'objet d'un retraitement dans le cadre de l'évaluation du constaté n+1

L'ensemble des coûts de MDE relève de la catégorie Transition Energétique.

3.3.1. Mise à jour des coûts liés aux actions de MDE supportées par EDF dans les ZNI au titre de 2026

Les coûts mis à jour liés aux actions de MDE et déclarés par EDF dans les ZNI s'élèvent pour 2026 à **125,8 M€**.

La décomposition par grands postes de coût est présentée dans le Tableau 33.

⁵³ Délibération de la CRE n°2022-118 du 21 avril 2022 portant décision relative au cadre territorial de compensation pour les petites actions de MDE à Saint-Barthélemy.

⁵⁴ Délibération de la CRE n°2023-348 du 30 novembre 2023 portant décision relative au cadre territorial de compensation pour les petites actions de MDE à Saint-Martin.

⁵⁵ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 30 novembre 2023 portant décision relative au bilan de l'année 2022 des cadres territoriaux de compensation pour les petites actions de MDE en Corse, en Guadeloupe, en Guyane, en Martinique, à Mayotte, à La Réunion et à Saint-Barthélemy, et à la prolongation de ces cadres en 2024

⁵⁶ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 19 décembre 2024 portant communication relative à la méthodologie appliquée pour l'examen des projets de petites actions visant la maîtrise de la demande portant sur les consommations d'électricité ou les consommations de gaz de pétrole liquéfié converties en équivalent électrique dans les zones non interconnectées

⁵⁷ Délibération de la CRE du 7 mai 2025 portant modification de la délibération du 19 décembre 2024 portant décision relative aux cadres territoriaux de compensation pour les petites actions de MDE en Corse, Guadeloupe, Guyane, Martinique, à Mayotte, La Réunion, Saint-Barthélemy, Saint-Martin et Saint-Pierre-et-Miquelon

⁵⁸ Délibération de la CRE n°2025-271 du 16 décembre 2025 portant décision relative au cadre territorial de compensation pour les petites actions de MDE à Mayotte

⁵⁹ Délibération de la CRE n°2026-60 du 12 mars 2026 portant décision relative au cadre territorial de compensation pour les petites actions de MDE à Mayotte

⁶⁰ Les primes déclarées par l'opérateur au titre du constaté de l'année n ne portent que sur les actions facturées au cours de l'année n.

⁶¹ Il s'agit principalement de frais de contrôles techniques des actions engagées en année n.

Tableau 33 : Coûts prévisionnels de MDE supportés par EDF et mis à jour pour 2026

M€	Nature de coûts	Corse	Guadeloupe	Saint-Martin	Saint-Barthélemy	Guyane	Martinique	Réunion	SPM	2026 reprév
Coûts	Aides commerciales (prime MDE)	13,8	20,3	5,7	0,4	15,9	12,8	32,0	0,2	101,0
	Frais du fournisseur historique	4,1	4,3	1,6	0,1	3,0	2,9	8,6	0,1	24,8
Recettes	Participations tierces	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Coût net total		17,9	24,6	7,3	0,5	18,8	15,7	40,6	0,4	125,8

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)

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. Ces coûts évités par la valorisation des CEE sont donc comptabilisés dans la vérification du respect de l'enveloppe du cadre 25-28.

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 MDE⁶² (cf. 3.1.1.2, prévision d'achat de CEE par EDF SEI).

Cadre 25-28

L'ensemble des charges prévisionnelles au titre de 2026 déclarées par EDF SEI concernent le cadre 25-28. Les charges de SPE cumulées pour le cadre 25-28 s'élèvent à 140,5 M€ pour 2025 et 2026 dont 136,0 M€ d'aides commerciales et 45,3 M€ de frais de déploiement du fournisseur historique et 40,8 M€ de recettes de CEE prévisionnelles.

Les enveloppes prévisionnelles sont respectées par territoire, ainsi que le critère des 15 % de frais du fournisseur historique.

Évolution par rapport aux coûts constatés au titre de 2025

La révision des coûts de MDE prévisionnels pour 2026 conduit à une hausse des coûts par rapport au constaté pour 2025 (+ 23,4 M€, soit + 23 %). Le Tableau 34 détaille cette variation par poste.

Tableau 34 : Evolution des coûts de MDE supportés par EDF en ZNI entre la mise à jour de la prévision au titre de 2025 et le constaté au titre de 2025

M€	Nature de coûts	2026 reprév	2025	Evolution	
				en M€	en %
Coûts	Aides commerciales (prime MDE)	101,0	79,6	21,5	27,0%
	Frais du fournisseur historique	24,8	23,0	1,8	7,9%
Recettes	Participations tierces	-	-0,1	0,1	-100,0%
Coût net total		125,8	102,4	23,4	22,8%

La trajectoire du nombre de placements et les montants des primes sont calculés en cohérence avec les modalités d'application des cadres de compensation adoptés le 19 décembre et modifiés le 7 mai 2025⁶³. Les territoires anticipent un renforcement progressif des cadres de MDE, le montant total prévisionnel des primes MDE versées sur l'année 2026 (+ 27 %) est par conséquent en augmentation par rapport au montant constaté pour l'année 2025. Les frais du fournisseur historique (+ 8 %) augmentent également sous l'effet de cette dynamique. S'agissant des participations tierces, la CRE regrette l'absence de participations financières des membres des comités MDE des territoires autres qu'EDF.

⁶² 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.

⁶³ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 7 mai 2025 portant modification de la délibération du 19 décembre 2024 portant décision relative aux cadres territoriaux de compensation pour les petites actions de MDE en Corse, Guadeloupe, Guyane, Martinique, à Mayotte, La Réunion, Saint-Barthélemy, Saint-Martin et Saint-Pierre-et-Miquelon

A titre de comparaison, les coûts de MDE prévisionnels mis à jour pour 2026 correspondent aux coûts au titre du constaté 2024 et en-deçà des montants constatés au titre de 2023 et 2022, portés par de forts placements sur les brasseurs d'air.

3.3.2. Mise à jour des charges liés aux actions de MDE à Mayotte supportées par EDM au titre de 2026

Les coûts mis à jour liés aux actions de MDE et déclarés par EDM s'élèvent pour 2026 à **5,9 M€**. La décomposition par grands postes de coûts est présentée dans le Tableau 35.

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. Comme pour l'année 2025, EDM ne prévoit pas de participations tierces en 2026.

Tableau 35 : Coûts prévisionnels de MDE supportés par EDM mis à jour au titre de 2026 et comparaison par rapport aux coûts constatés au titre de 2025

M€	Nature de coûts	2026 reprév	2025	Evolution	
				en M€	en %
Coûts	Aides commerciales (prime MDE)	4,0	2,5	1,49	59%
	Frais de personnel	0,9	0,8	0,08	9%
	Autres charges	1,0	0,1	0,88	1009%
Recettes	Participations tierces	0,0	0,0	0,00	-
Coût total		5,9	3,4	2,45	72%

Évolution par rapport aux coûts constatés au titre de 2025

Le volume prévisionnel de primes versées par EDM est en hausse par rapport à 2025 (+ 59 %), en cohérence avec l'enveloppe ambitieuse fixée par la CRE dans sa délibération de mars 2026 portant renouvellement du cadre de MDE mahorais. La hausse de 0,9 M€ du poste « Autres charges » (communication, études marketing, contrôles) a vocation à accompagner la hausse des volumes de primes distribuées par EDM en 2026.

3.3.3. Mise à jour des coûts liés aux actions de MDE prévues par l'AUE en Corse pour 2026

Depuis 2023, l'Agence d'aménagement durable, d'urbanisme et d'énergie de la Corse (AUE) est un opérateur de MDE au sens de l'article L.121-7 du code de l'énergie. L'AUE peut donc être compensée des frais de mise en œuvre des six actions de MDE qui lui sont ainsi attribuées.

Les coûts prévisionnels bruts déclarés par l'AUE au périmètre de ces six actions de MDE sont présentés dans le Tableau 36 et s'élèvent pour 2026 à **8,9 M€**, dont 6,7 M€ d'aide commerciale et 2,2 M€ de frais de déploiement.

Tableau 36 : Coûts prévisionnels de MDE supportés par l'AUE au titre de 2026 et évolution par rapport au constaté au titre de 2025

M€	Nature de coûts	2026 Reprév	2025	Evolution	
				en M€	en %
Coûts	Aides commerciales (prime MDE)	6,7	2,4	4,3	182%
	Frais de personnel	2,2	1,9	0,4	19%
Coûts bruts		8,9	4,2	4,7	110%
Recettes	Participations tierces	-	-	-	-
	CEE	0,3	0,0	0,3	-
Coût total		8,6	4,2	4,4	104%

Ces montants sont en forte augmentation par rapport à l'année 2025, en cohérence avec l'enveloppe adoptée par la CRE le 19 décembre 2024 et modifiée le 7 mai 2025⁶⁴, et correspondent à la montée en puissance de l'AUE sur les rénovations globales performantes, ainsi que la réception de nombreux projets de rénovation de l'éclairage public engagés ces dernières années.

L'AUE n'étant pas un acteur obligé des CEE, les CEE récupérables grâce aux actions ainsi compensées sont comptabilisés dans les recettes de l'opérateur et sont estimés à **0,3 M€**.

Les coûts prévisionnels nets déclarés par l'AUE au titre de 2026 s'élèvent donc à **8,6 M€**.

3.4. Coûts liés aux études mentionnées dans les PPE

Aucun opérateur n'a déclaré de charges relatives à des projets d'étude pour l'année 2026.

3.5. Coûts des projets d'approvisionnement reconnus d'intérêt public

En 2026, l'opérateur EDF SEI a déclaré un montant de **37,8 M€** pour le projet de renouvellement et d'augmentation de la puissance de soutirage de la station de conversion d'électricité « SACOI », reconnu comme un projet d'approvisionnement en électricité d'intérêt public par l'article 1 de l'arrêté du 11 décembre 2023⁶⁵. L'article 2 de ce même arrêté fixe un plafond de **327 M€** pour l'ensemble des coûts visés au f du 2° de l'article 121-7 du code de l'énergie résultant du projet SACOI. Les coûts exposés en cumulés depuis 2023 étant égaux au plafond (**327 M€**), la CRE retient le montant de **37,8 M€** au titre de 2025.

3.6. Synthèse de la mise à jour des charges en ZNI au titre de 2026

Au total, les charges de SPE qui relèvent du soutien en ZNI, en dehors des charges liées aux dispositifs sociaux, s'élèvent à **3 268,9 M€** pour la mise à jour prévisionnelle pour l'année 2026 et se répartissent de la manière suivante entre les deux catégories :

- Transition énergétique : **1 866,0 M€**.
- Mécanismes de solidarité : **1 402,9 M€**.

Ce montant est en légère augmentation (**+ 91,7 M€** + 3 %) par rapport aux charges constatées de 2025. Différents facteurs expliquent cette hausse parmi lesquels :

- une augmentation des coûts d'achat des filières renouvelables qui se substituent aux actifs thermiques fossiles (+ 213,1 M€), dont la biomasse solide portée notamment par la conversion de la tranche 2 de la centrale du Moule en Guadeloupe, qui s'est achevée début 2026, et par la mise en service de la centrale biomasse de Sinnamary en Guyane. Le développement du photovoltaïque en autoconsommation induit également une hausse, avec notamment le versement ponctuel d'une prime qui s'atténuera par la suite ;
- une hausse des coûts de production d'EDM et d'EEWF (+ 35,4 M€), liée aux hypothèses d'augmentation du prix des combustibles dans un contexte de tensions sur les marchés mondiaux en 2026 ;
- un renforcement des cadres de MDE (+ 30,2 M€) anticipé par l'ensemble des opérateurs après une première année de mise en place des cadres ;
- une légère baisse des recettes tarifaires avec un effet haussier de + 15,4 M€.

⁶⁴ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 7 mai 2025 portant modification de la délibération du 19 décembre 2024 portant décision relative aux cadres territoriaux de compensation pour les petites actions de MDE en Corse, Guadeloupe, Guyane, Martinique, à Mayotte, La Réunion, Saint-Barthélemy, Saint-Martin et Saint-Pierre-et-Miquelon

⁶⁵ Arrêté du 11 décembre 2023 fixant la liste des projets d'approvisionnement en électricité reconnus comme projets d'intérêt public et le plafond de compensation des coûts.

L'ensemble de ces augmentations ne sont que partiellement compensées par la baisse de – **203,6 M€** des compensations liées au projet SACOI 3, après un versement ponctuel en 2025.

Les charges prises en compte dans l'accise s'élèvent à **3 151,0 M€**.

Les charges affectées au Budget, correspondant aux charges des collectivités territoriales de Saint-Martin et Saint-Barthélemy s'élèvent à **117,9 M€**.

Tableau 37 : Synthèse de la mise à jour des charges en ZNI au titre de 2026, en dehors des charges liées aux dispositifs sociaux

Synthèse des charges de SPE en ZNI - hors dispositifs sociaux
Mise à jour de la prévision 2026 et comparaison au constaté de 2025

en M€	EDF SEI		EDM	EEWF	Autres acteurs	Reprév 2026	Rappel 2025	Evolution	
	Accise	Budget	Accise	Accise	Accise	Accise/Budget	Accise/Budget	en M€	en %
Transition énergétique	1 828,6	10,8	16,1	1,90	8,6	1 866,0	1 495,2	370,9	25%
Surcoûts achats OA	433,8	3,0	7,5			444,4	279,7	164,7	59%
Surcoûts achats GAG ENR	1 242,4	0,0		1,94		1 244,4	1 038,8	205,6	20%
Surcoûts production FH ENR	31,4			-0,04		31,3	57,0	-25,7	-45%
MDE	118,03190	7,79500	5,9		8,6	140,3	110,1	30,2	27%
Stockage	2,9		2,7			5,6	9,5	-3,9	-41%
Etudes ZNI identifiées dans PPE									
Mécanismes de solidarité	1 116,1	107,1	166,2	13,5		1 402,9	1 682,1	-279,2	-17%
Surcoûts achats GAG non ENR	639,4	33,4				672,8	783,8	-111,0	-14%
Surcoûts production FH non ENR	442,9	73,7	166,2	13,5		696,3	661,0	35,3	5%
Coûts des projets d'approvisionnement d'intérêt public	33,8					33,8	237,4	-203,6	-86%

FH : fournisseur historique ; GAG : contrat d'achat en gré à gré conclu entre l'opérateur historique et un producteur tiers

4. Soutien aux flexibilités décarbonées

4.1. 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 des flexibilités décarbonées.

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* ». De même, l'article L. 121-8-2 du même code 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 capacités de stockage d'électricité mentionnés à l'article L. 352-1-1* ».

En pratique, l'appel d'offres était initialement réservé aux effacements jusqu'à l'exercice 2024, puis a été ouvert aux installations de stockage pour 2025 et 2026.

4.2. Montant des charges prévisionnelles au titre de 2026

Au titre de l'année 2026, les charges prévisionnelles mises à jour déclarées par RTE pour la mise en œuvre des contrats d'effacement et de flexibilités décarbonées s'élèvent à **149,7 M€**. Elles correspondent principalement aux primes prévues dans le cadre de l'appel d'offres « Flexibilités Décarbonées 2025 – T1 2026 », dont l'enveloppe budgétaire attribuée pour l'année 2026 est de 86,9 M€. Les charges intègrent également une estimation prévisionnelle du budget de contractualisation concernant l'année 2026 au titre des appels d'offres « Effacement » des années 2023 et 2024.

Cette évaluation est équivalente à la prévision initiale de 148,8 M€.

5. Dispositifs sociaux

5.1. Charges liées aux dispositifs sociaux – électricité

5.1.1. 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 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.

5.1.2. 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 a été prolongé dans les conventions-cadre relatives à l'énergie signées entre l'État et les collectivités de Saint-Barthélemy (2020 – 2025) et Saint-Martin (2021 – 2028). La prorogation de la convention-cadre à Saint-Barthélemy jusqu'au 31 janvier 2026 a reconduit le TPN jusqu'à cette date. À partir du 1^{er} février 2026, la nouvelle convention signée entre l'État et la collectivité met fin au TPN à Saint-Barthélemy. La compensation n'est donc plus prévue à Saint-Barthélemy au-delà de cette date.

Ainsi, seule EDF prévoit de supporter des charges liées au tarif de première nécessité en 2026, 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 dans leur version applicable au 1^{er} janvier 2016, 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 2013⁶⁶, 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.

Par ailleurs, en application de l'article R. 337-13 du code de l'énergie dans sa version applicable au 1^{er} janvier 2016, les personnes physiques bénéficiaires du TPN disposent de la gratuité de la mise en service et d'une réduction de 80 % sur les frais de déplacement pour impayés.

Les pertes de recettes et coûts de gestion additionnels associés à la mise en œuvre du TPN font l'objet d'une compensation au profit des opérateurs concernés. Les coûts de gestion additionnels 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.).

5.1.3. 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*

⁶⁶ Cette nouvelle catégorie de 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.

spécial de paiement permettant aux foyers dont le revenu fiscal de référence est, compte tenu de la composition du foyer fiscal du titulaire du contrat de fourniture d'électricité du logement, inférieur à un plafond, d'acquitter tout ou partie du montant des dépenses d'énergie relatives à leur logement».

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 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 du chèque énergie la mise à disposition des données de consommation, exprimées en euros, en temps réel. Le décret n° 2021-608 du 19 mai 2021⁶⁷ précise les modalités de mise en œuvre du dispositif relatif à l'offre de transmission des données de consommation d'électricité et de gaz naturel aux consommateurs précaires. En particulier, les coûts correspondants à ce dispositif sont compensés, dans la limite d'un montant unitaire maximal par ménage fixé par l'arrêté du 19 mai 2021⁶⁸.

* * *

Au titre de l'année 2026, une mise à jour de la prévision des charges liées aux dispositifs sociaux – électricité a été déclarée :

- par EDF en France hexagonale et en ZNI⁶⁹ ;
- par 10 entreprises locales de distribution et 4 fournisseurs alternatifs en France hexagonale.

Pour les fournisseurs ayant prévu de supporter des charges au titre de 2026, mais n'ayant pas fourni de mise à jour de leurs prévisions, les éléments relatifs à la prévision initiale ont été repris.

La mise à jour de la prévision de charges à compenser aux opérateurs au titre de 2026 s'agissant des dispositifs sociaux – électricité en France hexagonale et dans les ZNI s'élève à 35,9 M€. Elle est supérieure de 0,5 M€ par rapport à la prévision initiale de 35,3 M€.

Le détail des charges par type d'opérateur est indiqué dans le Tableau 38. Les détails par entreprises locales de distribution et autres fournisseurs sont indiqués dans le Tableau 41.

Tableau 38 : Mise à jour de la prévision de charges liées aux dispositifs sociaux - électricité au titre de 2026 et comparaison par rapport aux charges initialement prévues au titre de 2026

	Charges retenues au titre du FSL	Charges retenues au titre du dispositif de mise à disposition des données de consommation	Charges retenues au titre des autres dispositifs contre la précarité énergétique (TPN, chèque énergie)	2026 mise à jour de la prévision	2026 prévision initiale
	M€	M€	M€	M€	M€
EDF	22,3	2,0	0,9	25,2	24,7
EDF MC	21,9	2,0	0,7	24,7	24,1
EDF ZNI	0,4	0,0	0,2	0,6	0,6
EDM	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ELD	0,7	0,2	0,2	1,1	1,2
Autres fournisseurs	8,2	0,5	0,9	9,5	9,4
Total	31,2	2,8	1,9	35,9	35,3

⁶⁷ Décret n° 2021-608 du 19 mai 2021 relatif à l'offre de transmission des données de consommation d'électricité et de gaz naturel aux consommateurs précaires publié au Journal officiel le 20 mai 2021.

⁶⁸ Arrêté du 19 mai 2021 relatif aux plafonds de compensation par ménage des fournisseurs d'électricité et de gaz dans le cadre de l'offre de transmission de leurs données de consommation aux consommateurs en situation de précarité.

⁶⁹ EDM n'a pas déclaré de charges associées aux dispositifs sociaux – électricité au titre de 2026. De plus, les dispositifs ici décrits ne sont pas applicables à Wallis-et-Futuna.

5.2. Charges liées aux dispositifs sociaux – gaz

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

En application de l'article L. 124-5 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 et, 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. Les coûts correspondants à ce dispositif sont compensés, dans la limite d'un montant unitaire maximal par ménage fixé par l'arrêté du 19 mai 2021 susmentionné.

* * *

Au titre de l'année 2026, 3 fournisseurs ont déclaré la mise à jour de leurs charges prévisionnelles pour 2026. Les éléments relatifs à la prévision initiale sont repris pour les autres fournisseurs ayant prévu de supporter des charges en 2026.

La mise à jour de la prévision des charges liées aux dispositifs sociaux conduit à retenir, au titre de 2026, un montant de charges de 2,0 M€, supérieur de 0,5 M€ par rapport à la prévision initiale pour 2026 (1,5 M€).

Le détail des charges par type de fournisseur est indiqué dans le Tableau 39. Les détails par entreprises locales de distribution et par autres fournisseurs sont indiqués dans le Tableau 41.

Tableau 39 : Mise à jour de la prévision des charges liées aux dispositifs sociaux - gaz au titre de 2026 et comparaison par rapport aux charges initialement prévues au titre de 2026

	Mise à disposition des données de consommation	Perte de recettes liée aux réductions sur les services pour les bénéficiaires du chèque énergie	2026 mise à jour de la prévision	2026 prévision initiale
	M€	M€	M€	M€
EDF	0,0	0,4	0,4	0,5
ELD	0,0	0,1	0,1	0,1
Autres fournisseurs	0,1	1,5	1,6	0,9
Total	0,1	1,9	2,0	1,5

5.3. Bilan des charges prévisionnelles liées aux dispositifs sociaux

Le total des charges prévisionnelles mises à jour au titre de 2026 s'agissant des dispositifs sociaux électricité et gaz s'élève à 37,9 M€ (dont 35,9 M€ en électricité et 2,0 M€ en gaz). Ce montant est légèrement en hausse par rapport à la prévision initiale réalisée au titre de 2026 (36,8 M€, dont 35,3 M€ en électricité et 1,5 M€ en gaz).

6. Frais divers - Coûts liés à la conclusion et à la gestion des contrats d'obligation d'achat et de complément de rémunération en France hexagonale (électricité et gaz)

En application des dispositions du 5° de l'article L. 121-7 et du 3°, 4° et 5° de l'article L. 121-36 du code de l'énergie, les règles relatives à la comptabilité appropriée, délibérées par la CRE le 26 février 2026⁷⁰, 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 (les entreprises locales de distribution et les autres fournisseurs de gaz naturel) de mettre à jour les coûts correspondant à la mise en œuvre de ces contrats, initialement prévus au titre de 2026. Pour les opérateurs n'ayant pas fourni de mise à jour de leurs prévisions, les éléments relatifs à la prévision initiale ont été repris.

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'infrastructures et de prestations informatiques. Par ailleurs, 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 des organismes tiers intégrant ces installations dans leur périmètre d'équilibre.

Les détails de charges par type d'opérateur sont présentés dans le Tableau 40.

Tableau 40 : Charges liées aux frais de gestion supportées par les opérateurs au titre de 2026

M€	Gestionnaires de contrats d'obligation d'achat ou de complément de rémunération d'électricité			Acheteurs de biométhane		Total
	EDF	ELD	Organismes agréés	ELD	Fournisseurs de gaz	
Prévision mise à jour au titre de 2026	109,8	12,8	1,1	0,2	2,8	126,7
Prévision initiale au titre de 2026	105,4	9,2	0,9	0,2	2,8	118,6

L'augmentation des charges liées à la gestion des contrats mises à jour par rapport à la prévision initiale s'explique pour EDF OA en partie par la mise à niveau de son système d'information, dans un contexte de nombreuses évolutions réglementaires et de forte augmentation du nombre de contrats gérés. Pour les ELD, cette augmentation s'explique principalement par la hausse des frais d'agrégation des ELD valorisant l'énergie sous obligation d'achat sur les marchés de gros.

Ces montants ont été retenus par la CRE dans le cadre de l'exercice de mise à jour des charges prévisionnelles au titre de 2026. Cela ne préjuge cependant pas des montants qui seront finalement retenus en tant que charges constatées au titre de 2026.

La CRE a appliqué les principes retenus dans sa délibération du 27 mars 2026⁷¹, qui cadre la compensation des frais de gestions prévisionnels pour les entreprises locales de distribution, les organismes agréés et les fournisseurs de gaz naturel au titre de la mise en œuvre des dispositifs de soutien.

En particulier, s'agissant des postes de coûts pour lesquels la CRE a adopté un principe de plafonnement des frais, elle a compensé les montants déclarés par les opérateurs dans la limite des plafonds exposés dans sa délibération :

⁷⁰ Délibération de la CRE n°2025-53 du 26 février 2026 portant décision sur les règles de la comptabilité appropriée applicables aux opérateurs supportant des charges de service public de l'énergie pour la déclaration des charges constatées et sur le format de déclaration des charges prévisionnelles.

⁷¹ Délibération de la CRE n°2026-68 du 27 mars 2026 portant décision sur la méthodologie d'évaluation des charges de service public de l'énergie en France hexagonale.

- s'agissant des opérateurs en électricité, ce plafonnement a été appliqué pour 24 ELD et 2 organismes agréés : la différence entre les frais de gestion déclarés par ces opérateurs et les frais de gestion plafonnés qui leur seront effectivement compensés est de 0,2 M€ ;
- s'agissant des acheteurs de biométhane, ce plafonnement a été appliqué à l'ensemble des opérateurs sauf 3 d'entre eux : la différence entre les frais de gestion déclarés par ces opérateurs et les frais de gestion plafonnés qui leur seront effectivement compensés est de 2,0 M€.

7. Détails de la mise à jour des charges de service public prévisionnelles au titre de 2026 pour les opérateurs autres qu'EDF □ EDM □ EEWf □ RTE

Le Tableau 41 présente les détails de la mise à jour des charges de service public prévisionnelles au titre de 2026 pour les opérateurs autres qu'EDF, EDM, EEWf, RTE et les acheteurs en dernier recours⁷².

⁷² Tel que prévu à l'article L. 314-26 du code de l'énergie : il s'agit de l'acheteur tenu de conclure un contrat d'achat de l'électricité produite par une installation sous complément de rémunération dans le cas où le producteur est dans l'incapacité de vendre sa production.

Tableau 41 : Détails de la mise à jour des charges de service public prévisionnelles au titre de 2026 pour les opérateurs autres qu'EDF, EDM, EEWf, RTE et acheteurs de dernier recours

Délibération n°2026-149 – Annexe 2

15 juillet 2026

	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	6 966,8	1 646 273,7	493 984,0	-	1 152 289,7	-	2 250,0	66 500	1 221 040
SICAE de l'Aisne	12 255,6	2 529 919,0	849 937,2	-	1 679 981,8	-	9 000,0	0	1 688 982
Énergie Développement Services du BRIANÇONNAIS	13 941,3	1 786 749,7	1 025 289,6	-	761 460,1	-	3 504,7	14 291	779 256
Régie Municipale d'Électricité ROQUEBILLIERE	42,2	18 944,9	4 865,3	-	14 079,6	-	-	0	14 080
Régie Communale d'Électricité GATTIÈRES	294,3	168 481,1	34 305,2	-	134 175,9	-	500,0	6 156	140 832
Régie Électrique DALOU	95,3	38 548,0	6 650,1	-	31 897,9	-	-	2 680	34 578
Régie municipale d'Électricité VARILHES	1 597,9	704 396,0	166 656,5	-	537 739,5	-	-	11 640	549 379
Régie Municipale d'Électricité VICDESSOS	35,8	15 496,5	2 670,7	-	12 825,8	-	-	2 131	14 957
Régie Municipale d'Électricité MAZÈRES	4 512,9	1 323 747,3	455 417,0	-	868 330,3	-	-	873	869 203
Régie Municipale d'Électricité ARIGNAC	423,1	124 148,8	39 975,2	-	84 173,6	-	-	4 006	88 180
Régie Électrique MERCUS GARRABET	27,8	11 359,2	3 736,4	-	7 622,8	-	-	2 851	10 474
Régie Municipale d'Électricité MERENS LES VALS	6,6	4 147,9	982,3	-	3 165,5	-	-	1 001	4 167
Régie municipale d'Électricité QUIÉ	11,4	3 264,8	1 442,1	-	1 822,7	-	-	1 444	3 266
Régie municipale d'Électricité TARASCON-SUR-ARIÈGE	5 574,8	608 403,8	514 041,3	-	94 362,5	-	-	3 256	97 619
Régie municipale d'Électricité SAVERDUN	8 567,5	1 899 657,9	796 909,8	-	1 102 748,2	-	-	9 439	1 112 187
Régie d'Électricité SAINT-QUIRC - CANTE - LISSAC - LABATUT	512,3	235 485,1	57 202,3	-	178 282,8	-	-	2 011	180 294
S.I.C.A.E. DE LA REGION DE PRECY SAINT-MARTIN	12 845,5	3 080 851,3	695 568,7	-	2 385 282,6	-	16,8	45 870	2 431 169
Energie Quillan Occitanie	4 218,0	548 119,5	432 774,6	-	115 344,9	-	1 808,7	9 869	127 022
S.I.V.O.M. LABERGEMENT SAINTE-MARIE	1 598,6	304 154,0	122 224,6	-	181 929,4	-	1 530,0	13 500	196 959
Régie SDED EROME-GERVANS	239,7	152 612,0	30 435,2	-	122 176,8	-	-	5 450	127 627
Société d'économie mixte locale DREUX - GEDIA	195,4	88 608,2	35 889,3	-	52 718,8	1 354 681,1	9 400,0	16 524	1 433 324
SYNELVA COLLECTIVITÉS	84 726,1	12 434 851,9	4 925 531,5	-	7 509 320,4	-	10 800,0	90 000	7 610 120
Régie Municipale d'Électricité CAZÈRES	1 406,7	407 783,6	127 739,2	-	280 044,4	-	-	0	280 044
Régie Municipale d'Électricité MARTRES TOLOSANE	177,7	47 518,4	12 855,2	-	34 663,2	-	-	0	34 663
Régie municipale d'Électricité MIRAMONT DE COMMINGES	339,0	74 062,2	23 340,0	-	50 722,2	-	-	4 777	55 499

Délibération n°2026-149 – Annexe 2

15 juillet 2026

Régie Municipale Multiservices de LA REOLE	59,8	30 062,9	6 819,9	-	23 243,0	-	-	0	23 243
Régie d'Électricité du Syndicat du SUD DE LA REOLE	10 097,0	2 421 545,4	482 306,6	-	1 939 238,8	-	-	52 700	1 991 939
Régie Municipale BAZAS ENERGIES	1 256,4	373 467,3	54 914,6	-	318 552,7	-	34 016,0	9 185	361 754
Régie Municipale d'Électricité GIGNAC	1 959,4	453 288,5	135 671,7	-	317 616,7	-	750,0	26 490	344 857
Régie Municipale d'Électricité CAZOULS LES BEZIERS	1 553,6	287 593,1	173 835,3	-	113 757,8	-	180,0	25 543	139 481
Coopérative d'Électricité SAINT-MARTIN DE LONDRES	42 572,1	11 464 272,6	1 770 601,9	26 388,1	9 667 282,6	-	710,2	213 382	9 881 375
GAZ ÉLECTRICITÉ DE GRENOBLE	119 803,1	14 738 320,6	-	-	14 738 320,6	-	54 669,0	236 254	15 029 244
Régie Municipale d'Électricité SALINS LES BAINS	74,7	42 392,9	5 803,2	-	36 589,7	-	43,2	5 692	42 325
GASCOGNE ENERGIES SERVICES AIRE SUR L'ADOUR (ex Régies Municipales)	6 904,9	1 892 968,9	263 269,1	-	1 629 699,8	-	3 505,0	27 760	1 660 965
S.I.C.A.E. REGION DE PITHIVIER	108 740,7	11 233 709,0	5 714 119,4	-	5 519 589,6	-	13 200,0	99 798	5 632 588
Régie Communale Électrique SAULNES	19,1	10 248,0	2 343,7	-	7 904,3	-	950,0	1 950	10 804
SAEML UEM USINE D'ELECTRICITE DE METZ	190 279,7	37 037 502,0	12 562 313,4	-	24 475 188,6	-	14 050,0	742 147	25 231 386
Régie Communale d'Électricité PIERREVILLERS	21,1	11 130,3	2 034,4	-	9 096,0	-	1 614,9	0	10 711
Régie Municipale d'Électricité ROMBAS	320,9	76 445,8	31 037,3	-	45 408,5	-	3 482,0	0	48 890
Régie Municipale d'Électricité CREUTZWALD	6 132,6	1 468 737,5	504 834,6	28 607,4	935 295,5	-	3 730,1	20 211	959 236
Régie Municipale de Distribution CLOUANGE	203,9	45 261,0	25 737,7	-	19 523,3	-	-	0	19 523
Régie d'Électricité BITCHE	81,7	42 020,0	6 979,9	-	35 040,1	-	1 293,0	1 490	37 823
ELEKTRON SAINTE-MARIE AUX CHENES	87,4	26 673,5	13 225,6	-	13 447,9	-	529,4	23 100	37 077
Régie Municipale de Distribution d'Électricité de HAGONDANGE	101,8	34 194,1	7 204,4	-	26 989,6	-	4 234,5	3 000	34 224
Régie d'Électricité SCHOENECK	72,2	38 167,4	4 722,9	-	33 444,4	-	135,0	2 700	36 279
Régie Municipale d'Électricité AMNEVILLE	439,4	107 530,3	40 922,1	-	66 608,2	-	5 589,9	0	72 198
Régie Municipale d'Électricité HOMBURG HAUT	64,0	22 114,2	6 261,3	-	15 852,9	-	2 290,0	2 801	20 944
Régie Municipale d'Électricité ENERGIS SAINT-AVOLD	6 185,3	1 158 723,9	848 226,7	-	310 497,1	-	6 348,0	0	316 845
R.M.E.T. TALANGE	535,4	91 708,2	49 508,3	-	42 199,9	-	564,9	10 715	53 480
Régie Municipale d'Électricité et de Télédistribution MARANGE SILVANGE TERNEL	165,3	47 890,9	14 226,2	-	33 664,7	-	3 367,9	0	37 033
Régie Municipale d'Électricité MONTOIS LA MONTAGNE	37,0	17 305,0	4 930,0	-	12 375,0	-	2 536,4	0	14 911
SEM BEAUVOIS DISTRELEC	134,9	40 624,9	8 681,5	-	31 943,4	-	-	0	31 943

Délibération n°2026-149 – Annexe 2

15 juillet 2026

Régie Municipale d'Électricité LOOS	38,2	15 763,8	3 472,1	-	12 291,7	-	3 214,8	1 600	17 107
Régie Communale d'Électricité MONTATAIRE	228,5	54 210,6	14 983,6	-	39 227,0	-	9 744,0	5 630	54 601
S.I.C.A.E. OISE	189 804,2	22 552 082,7	11 332 601,4	-	11 219 481,3	-	27 000,0	296 556	11 543 038
Régie Municipale d'Électricité LARUNS	43,3	20 127,6	3 832,2	-	16 295,4	-	-	0	16 295
SIVOM d'Énergie du Pays Toy	5,6	1 454,3	377,2	-	1 077,1	-	1 350,0	0	2 427
Régie Électrique CAPVERN LES BAINS	71,2	21 224,5	6 974,3	-	14 250,2	-	300,0	0	14 550
Energies Services LANNEMEZAN	2 602,9	579 772,6	128 885,2	-	450 887,4	-	3 859,0	9 550	464 296
Régie Électrique LA CABANASSE	68,2	14 536,6	8 241,6	-	6 295,0	-	-	877	7 172
Régie Électrique Municipale PRATS DE MOLLO LA PRESTE	957,1	111 179,8	36 383,0	-	74 796,8	-	-	880	75 677
Régie Électrique Municipale SAINT-LAURENT DE CERDANS	45,8	16 350,0	8 587,5	-	7 762,5	-	300,0	0	8 063
BARR ENERGIES	440,6	96 576,2	70 615,6	-	25 960,5	1 569 739,1	4 733,4	24 355	1 624 789
UME	7 715,7	1 433 473,5	345 467,8	-	1 088 005,7	-	275,3	25 316	1 113 597
Régie Municipale d'Électricité de la ville de SARRE UNION	15 909,8	2 831 676,9	1 287 639,6	-	1 544 037,4	-	2 154,3	28 092	1 574 284
ES ENERGIES STRASBOURG	415 698,8	102 565 444,2	22 845 292,2	-	79 720 151,9	8 062 057,5	363 295,0	1 689 894	89 835 398
VIALIS	28 295,7	6 129 950,4	1 626 212,0	-	4 503 738,3	-	66 256,1	149 284	4 719 278
Coopérative de droit suisse ELEKTRA BIRSECK	4 359,3	1 629 656,3	182 237,2	-	1 447 419,0	-	5 304,1	78 022	1 530 746
SAEML HUNELEC Service de Distribution Public HUNELEC	219,1	114 418,6	8 406,5	-	106 012,1	-	270,0	3 642	109 924
SICAE EST	82 697,4	12 881 589,3	4 510 237,2	-	8 371 352,1	-	8 742,4	232 118	8 612 213
SOREA	34 156,1	3 683 690,6	1 964 694,5	-	1 718 996,1	-	10 900,0	0	1 729 896
Régie Électrique Communale AUSOIS	14,8	4 814,9	1 728,0	-	3 086,8	-	-	360	3 447
Régie Électrique AVRIEUX	8,0	4 009,0	1 483,3	-	2 525,7	-	-	360	2 886
Régie Électrique VILLARODIN BOURGET	33,2	14 453,3	2 479,4	-	11 974,0	-	-	1 067	13 041
Syndicat d'Électricité SYNERGIE MAURIENNE	1 187,3	346 242,6	98 348,1	-	247 894,5	-	-	10 795	258 689
ARC ÉNERGIES MAURIENNE	1 780,0	311 786,3	101 506,9	-	210 279,4	-	-	10 861	221 141
Syndicat des Énergies Électriques de TARENTEISE	8 608,3	1 068 404,1	1 033 998,1	-	34 406,0	-	-	0	34 406
Énergies Haute Tarentaise	8 796,7	729 618,4	922 444,7	-	192 826	-	1 430,0	4 215	-187 181
Régie Gaz Électricité de la Ville BONNEVILLE	5 942,2	653 349,9	754 310,9	-	100 961	-	4 500,0	0	-96 461

Délibération n°2026-149 – Annexe 2

15 juillet 2026

Régie du Syndicat Intercommunal d'Énergies VALLÉE DE THONES	819,1	399 411,2	54 788,2	-	344 623,0	-	5 400,0	13 314	363 337
Régie Municipale Electrique LES HOUCHES	6 045,2	507 820,8	539 743,3	-	31 923	-	1 800,0	3 818	-26 304
Régie Municipale d'Électricité SALLANCHES	10 550,1	1 402 126,1	1 233 792,1	-	168 334,0	-	6 750,0	26 040	201 124
ENERGIE ET SERVICES DE SEYSSSEL (SAEML)	10 355,5	3 249 610,8	670 486,7	-	2 579 124,1	-	29 490,5	75 231	2 683 846
S.A.I.C. PERS LOISINGES	373,5	72 487,0	39 093,0	-	33 394,0	-	-	5 225	38 619
Régie d'Électricité d'Elbeuf	227,0	60 563,3	10 166,0	-	50 397,3	-	9 316,5	12 070	71 784
Régie Communale de Distribution d'Électricité MITRY MORY	112,5	59 297,1	8 379,1	-	50 918,1	-	6 567,0	2 530	60 015
S.I.C.A.E. E.L.Y. : RÉGION EURE & LOIR YVELINES	3 053,8	789 114,0	221 075,4	-	568 038,6	-	-	0	568 039
SEOLIS	811 242,5	109 631 459,5	39 735 456,7	-	69 896 002,9	-	164 149,0	4 047 453	74 107 605
S.I.C.A.E. de la SOMME et du CAMBRAIS	425 737,3	44 345 633,9	24 273 677,2	-	20 071 956,7	-	8 100,0	641 265	20 721 322
GAZELEC DE PERONNE	40 051,6	3 995 654,3	2 318 944,5	-	1 676 709,9	-	6 790,0	5 187	1 688 687
Régie Communale d'Électricité MONTDIDIER	390,2	137 383,5	60 450,9	-	76 932,6	-	1 350,0	9 307	87 589
Régie Municipale d'Électricité SAINT-PAUL CAP DE JOUX	10,3	3 032,4	722,5	-	2 310,0	-	30,2	0	2 340
SICAE du CARMAUSIN	32 850,4	7 053 969,0	1 496 929,2	-	5 557 039,8	-	17 146,0	152 840	5 727 026
Régie Municipale d'Électricité et de Gaz Energie Services Occitans CARMAUX ENEO	4 464,5	926 674,0	200 363,0	-	726 310,9	-	39 354,0	51 696	817 361
EPIC ENERGIES SERVICES LAVAUR - Pays de Cocagne	16 244,3	2 977 042,5	1 194 060,7	-	1 782 981,8	-	8 385,2	0	1 791 367
Régie d'Électricité du Département de la Vienne SOREGIES	708 530,6	101 767 258,7	33 094 001,4	-	68 673 257,3	-	145 674,0	3 357 228	72 176 159
Régie Municipale Électrique SAINT-LÉONARD DE NOBLAT	881,0	89 465,0	70 241,6	-	19 223,4	-	742,0	1 500	21 465
Régie Municipale d'Électricité LA BRESSE	492,7	111 377,1	40 727,4	-	70 649,8	-	159,1	13 500	84 309
S.I.C.A.E. CANTONS DE LA FERTE-ALAIS & LIMITROPHES	2 967,1	531 189,1	206 783,8	-	324 405,3	-	-	10 774	335 179
Coopérative d'Électricité VILLIERS SUR MARNE	118,9	57 370,7	14 117,2	-	43 253,5	-	-	0	43 253
S.I.C.A.E. VALLÉE DU SAUSSERON	275,1	68 996,3	19 341,6	-	49 654,7	-	3 477,0	4 520	57 652
AXPO Solutions AG	-	2 819 553,4	-	-	2 819 553,4	-	-	150 300	2 969 853
BCM ENERGY	-	-	-	-	-	4 137 141,7	-	20 634	4 157 776
TotalEnergies GPL	222 406,1	31 707 607,8	13 011 894,2	-	18 695 713,6	-	-	650 722	19 346 436
ILEK	-	-	-	-	-	-	3 840,0	0	3 840
Alpiq Retail France SAS	-	-	-	-	-	-	29 000,0	0	29 000

Délibération n°2026-149 – Annexe 2

15 juillet 2026

VOLTERRES	17 041,1	2 845 442,2	1 112 651,2	-	1 732 791,0	-	-	103 919	1 836 710
MINT	-	-	-	-	-	-	74 690,6	0	74 691
COMPARELEC	-	-	-	-	-	-	10 349,0	0	10 349
TotalEnergies Electricité et Gaz France	-	-	-	-	-	6 318 869,1	3 346 520,5	19 197	9 684 587
ENARGIA	-	-	-	-	-	-	7 092,1	0	7 092
ENERCOOP	32 718,9	4 205 711,4	1 764 504,8	440,1	2 440 766,5	54 540	30 400,0	165 443	2 582 070
CALEO	-	-	-	-	-	1 696 970,2	2 894,0	1 580	1 701 444
ENDESA ENERGIA SA	-	-	-	-	-	32 456 321,9	-	106 289	32 562 610
SAVE	-	-	-	-	-	254 282 539,5	-	663 485	254 946 025
ALSEN	-	-	-	-	-	6 112 741,2	-	29 360	6 142 101
Gaz de Bordeaux	-	-	-	-	-	45 750 882,1	7 000,0	170 036	45 927 918
SOCIETE EUROPEENNE DE GESTION DE L'ENERGIE	-	-	-	-	-	18 757 644,6	-	65 692	18 823 337
Gaz de Paris	-	-	-	-	-	15 906 801,0	-	43 056	15 949 857
VATTENFALL ENERGIES	-	-	-	-	-	-	34 905,0	0	34 905
PICOTY	-	-	-	-	-	2 967 797,8	-	10 401	2 978 199
DYNEFF	-	-	-	-	-	-	305,0	0	305
Veolia Eau REGIONGAZ	-	-	-	-	-	-	311,0	0	311
GEG Source d'Energies	-	-	-	-	-	3 253 538,5	-	17 949	3 271 487
Total Energie Gaz (Tegaz)	-	-	-	-	-	-	1 053 449,0	0	1 053 449
SOCIETE VALMY DEFENSE 17 SVD 17	-	-	-	-	-	21 402 939,5	-	82 987	21 485 926
ENGIE	-	-	-	-	-	594 172 067,7	6 058 360,0	1 407 234	601 637 662
GEDIA ENERGIES & SERVICES	-	-	-	-	-	-	17,0	0	17
Joul	183,0	48 561,9	18 247,0	-	30 314,9	665 100,5	-	12 088	707 503
Nature Energy Green Sales A/S	-	-	-	-	-	8 969 839,9	-	3 583	8 973 423
OUI ENERGY	-	-	-	-	-	-	43 880,0	0	43 880
PLUM ENERGIE	-	-	-	-	-	638 145,4	409 443,0	14 000	1 061 588
OG CLEAN FUELS	-	-	-	-	-	5 292 366,1	-	18 564	5 310 930

Délibération n°2026-149 – Annexe 2

15 juillet 2026

PROXELIA	-	-	-	-	-	-	540,0	0	540
REDEO ENERGIES SAS	-	-	-	-	-	46 682 761,8	-	185 169	46 867 931
SELFEE	1 239,6	306 321,7	73 772,6	-	232 549,2	-	-	3 920	236 469
SPECIALTY OPERATIONS FRANCE	-	-	-	-	-	13 328 160,7	-	63 040	13 391 201
Terreal	-	-	-	-	-	509 657,2	-	4 888	514 545
Total Gas& Power limited	-	-	-	-	-	15 596 048,7	-	0	15 596 049
Union des producteurs locaux d'électricité	15 520,5	1 475 749,9	937 978,7	-	537 771,2	-	-	13 440	551 211
TOTAL	3 833 146	591 003 224	203 324 785	55 436	387 623 003	1 109 830 273	12 277 905	16 853 138	1 526 584 318