

DÉLIBÉRATION N°2026-149

Annexe 3

Charges de service public de l'énergie constatées au titre de 2025 (CC₂₅)

Cette annexe présente les charges de service public de l'énergie constatées au titre de l'année 2025 pour les différents opérateurs concernés. Les charges prévisionnelles mises à jour au titre de 2025 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 de service public de l'énergie constatées au titre de 2025 ont été établies à partir des déclarations fournies par les opérateurs supportant des charges au 31 mars 2026 et contrôlées par leur commissaire aux comptes ou leur comptable public, en application des dispositions des articles L. 121-9 et L. 121-37 du code de l'énergie.

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

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 des charges constatées au titre de 2025

Différents types d'opérateurs peuvent être amenés à supporter 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 2 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 à 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).

Avertissement

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

Synthèse

Le montant total des charges de service public de l'énergie constatées au titre de 2025 s'élève à **11 463,3 M€**.

Le détail de la répartition des charges 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 l'année 2024, ainsi qu'avec la mise à jour de la prévision des charges au titre de 2025 établie lors du précédent exercice est fournie dans le Tableau 2.

Tableau 1 : Charges de service public de l'énergie constatées au titre de 2025

en M€	EDF	EDM	EEWF	Autres acteurs ZNI	RTE	Acheteur en dernier recours	ELD	Autres fournisseurs dont Organismes agréés	Charges au titre de 2025
Soutien ENR électrique en métropole	5 838,6					0,0	329,0	13,5	6 181,0
Eolien terrestre	833,8					0,0	63,2	4,5	901,5
Eolien en mer	655,8					0,0	0,0	0,0	655,8
Photovoltaïque	3 539,3					0,0	209,9	6,6	3 755,7
Bio-énergies	691,4					0,0	47,5	0,0	739,0
Autres énergies	118,3					0,0	8,4	2,4	129,1
Injection biométhane	0,0					0,0	53,3	1 098,2	1 151,4
Soutien en ZNI⁽¹⁾	3 020,1	143,4	9,6	4,2					3 177,3
Transition énergétique	1 480,0	10,5	0,4	4,2					1 495,2
Mécanismes de solidarité	1 540,1	132,9	9,2						1 682,1
Cogénération et autres moyens thermiques	645,8					0,0	27,6	11,2	684,7
Effacement					126,4				126,4
Dispositifs sociaux⁽²⁾	22,5	0,00					1,2	9,3	33,0
Compensation FSL	20,6	0,00					0,7	7,5	28,9
Afficheur déporté	0,4						0,2	0,3	0,9
Autres	1,4	0,0					0,2	1,5	3,2
Frais divers	96,6					0,0	9,2	3,8	109,6
Frais de gestion	96,6					0,0	9,2	3,8	109,6
	9 623,6	143,4	9,6	4,2	126,4	0,0	420,3	1 135,9	11 463,3

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

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

Tableau 2 : Comparaison des charges de service public constatées au titre de 2025, prévisionnelles au titre de 2025 (mise à jour de la prévision effectuée en 2025) et constatées au titre de 2024

en M€	Charges au titre de 2025	Charges constatées au titre de 2024 ⁽¹⁾	Evolution 2025-2024		Charges prévues mises à jour au titre de 2025	Evolution 2025-2025 reprév	
			en M€	en %		en M€	en %
Soutien ENR électrique en métropole	6 181,0	2 959,0	3 222,1	109%	6 202,3	-21,2	0%
Eolien terrestre	901,5	-68,9	970,3	1409%	929,6	-28,2	-3%
Eolien en mer	655,8	227,7	428,1	188%	586,5	69,3	12%
Photovoltaïque	3 755,7	2 463,7	1 292,0	52%	3 785,6	-29,9	-1%
Bio-énergies	739,0	394,0	345,0	88%	754,1	-15,1	-2%
Autres énergies	129,1	-57,5	186,6	324%	146,4	-17,3	-12%
Injection biométhane	1 151,4	1 027,3	124,1	12%	1 128,9	22,5	2%
Soutien en ZNI	3 177,3	2 495,4	681,9	27%	3 301,2	-123,9	-4%
Transition énergétique	1 495,2	1 222,3	272,8	22%	1 666,5	-171,3	-10%
Mécanismes de solidarité	1 682,1	1 273,1	409,1	32%	1 634,7	47,4	3%
Cogénération et autres moyens thermiques	684,7	354,9	329,7	93%	717,7	-33,1	-5%
Effacement	126,4	189,0	-62,7	-33%	132,4	-6,0	-5%
Dispositifs sociaux	33,0	33,0	-0,1	0%	37,0	-4,0	-11%
Compensation FSL	28,9	28,5	0,3	1%	29,7	-0,8	-3%
Afficheur déporté	0,9	1,4	-0,5	-36%	2,4	-1,5	-62%
Autres	3,2	3,1	0,1	4%	5,0	-1,8	-36%
Frais divers	109,6	97,6	12,0	12%	113,0	-3,5	-3%
Frais de gestion	109,6	97,6	12,0	12%	113,0	-3,5	-3%
	11 463,3	7 156,3	4 307,0	60%	11 632,6	-169,3	-1%

(1) Montant intégrant les reliquats 2024 présentés dans l'annexe 4 de la présente délibération.

Évolution par rapport aux charges constatées au titre de 2024

Les charges constatées au titre de 2025 sont supérieures de 4 307,0 M€ au montant des charges constatées au titre de 2024.

Les principales explications de cette forte hausse sont les suivantes (par ordre décroissant d'importance) :

- la hausse de 3 551,8 M€ (+ 107 %) des charges liées aux énergies renouvelables électriques et à la cogénération au gaz naturel en France hexagonale. Ces charges, redevenues positives au titre de 2024 après deux années de charges négatives (représentant un gain pour l'Etat), poursuivent leur hausse, avec une évolution toutefois moindre par rapport à celle de l'an dernier (+ 7 957,9 M€ entre les charges constatées au titre de 2024 par rapport à 2023). La hausse est essentiellement portée par l'évolution des charges issues du dispositif d'obligation d'achat, qui s'explique en très large partie par un effet prix. En effet, s'agissant de l'obligation d'achat, la valorisation des volumes vendus à terme pour la production de 2024 a en partie été réalisée pendant la crise des prix de gros de l'électricité, à des niveaux très élevés (192 €/MWh en moyenne) ce qui a permis d'amortir la baisse du coût évité et donc la hausse du soutien public en 2024. En 2025, les ventes à terme des volumes sous obligation d'achat s'est établie à un niveau bien inférieur (97 €/MWh en moyenne), ce qui explique en grande partie la hausse des charges par rapport aux charges au titre de 2024⁴. Ainsi les charges ont augmenté entre 2024 et 2025, malgré une stabilisation des prix spot (61 €/MWh en moyenne en 2025, contre 58 €/MWh en 2024). S'agissant des volumes sous obligation d'achat vendus sur les marchés court-terme par EDF OA, le prix capté moyen passe de 30 €/MWh en 2024 à 26 €/MWh en 2025 ;
- la hausse des charges en ZNI (+ 681,9 M€, + 27 %) par rapport aux charges constatées au titre de 2024. Cette augmentation s'explique par une réduction importante des recettes tarifaires en lien avec la baisse des tarifs réglementés de vente d'électricité en 2025, qui induit une

⁴ Une faible partie de cette hausse est portée par la hausse des volumes soutenus entre 2024 et 2025 (+ 8,5 TWh).

augmentation mécanique des charges de production et d'achat, de + 545,9 M€ (+ 36 %). A cet effet, s'ajoutent les coûts exposés pour le projet de renouvellement et de renforcement de la liaison SACOI, qui augmentent de 197,2 M€ du fait d'un versement ponctuel important en 2025. Pour les territoires opérés par EDF, l'augmentation des coûts d'achats des filières biomasse solide et liquide est compensée par une moindre sollicitation des actifs thermiques fossiles en lien avec une baisse de la demande et une meilleure hydraulité pour la Guyane. A Mayotte, les coûts de production et d'achat diminuent sous les effets cumulés d'une baisse du prix des combustibles et d'un contexte POST-chido difficile sur la filière photovoltaïque. Le poste MDE est en baisse de (- 30,8 M€, soit - 22 %), témoignant d'une période d'ajustement des cadres à la suite de leur renouvellement avec un recentrage des actions sur certains segments et opérations et la fin de certains grands projets. Les coûts des études diminuent (- 12,0 M€) après un versement ponctuel auprès d'un opérateur en 2024 ;

- la hausse des charges liées au biométhane injecté de + 124,1 M€, soit + 12 %, liée au développement de la filière (hausse de + 16 % du volume soutenu) ;
- la baisse des charges liées aux flexibilités décarbonées de -62,7 M€ (- 33 %), en raison de la baisse des prix résultant de « l'appel d'offres flexibilités décarbonées » de 2025 par rapport à « l'appel d'offres effacement » (AOE) de 2024, en partie compensée par une hausse des charges portant sur les contrats pluriannuels (AOE 2023 et AOE 2024) ;

Évolution par rapport aux charges prévisionnelles mises à jour au titre de 2025

Les charges constatées au titre de 2025 sont inférieures de - 169,3 M€ par rapport à la mise à jour de la prévision effectuée en 2025 au titre de cette même année, soit une baisse de - 1 %, traduisant une certaine stabilité au global.

L'écart relatif aux charges liées aux énergies renouvelables électriques et à la cogénération au gaz naturel en France hexagonale est limité (-54,3 M€). Il s'explique par une sur-prévision des volumes soutenus (81 TWh dans la prévision contre 75 TWh constatés), qui entraîne une diminution des charges d'environ -530 M€ d'une part, et l'augmentation du surcoût unitaire⁵ (85,5 €/MWh dans la prévision contre 91,9 €/MWh constatés), qui entraîne une augmentation des charges d'environ +480 M€ d'autre part.

Le poste de dépense des charges dans les ZNI contribue le plus à la baisse observée (à hauteur de - 123,9 M€, soit - 4 %). Cette baisse est principalement due à une production renouvelable (notamment biomasse et photovoltaïque en autoconsommation avec versement d'une prime ponctuelle en première année) constatée plus faible qu'anticipée, partiellement compensée par une sollicitation plus forte de moyens plus onéreux, comme le bioliquide, ainsi que par le recours à des moyens thermiques fossiles. D'autres facteurs accentuent cette baisse dans les ZNI comme le déploiement de la MDE, une baisse de la demande dans certains territoires et les coûts du projet d'interconnexion SACOI 3.

⁵ Le surcoût unitaire désigne le coût du soutien de l'Etat rapporté à l'énergie soutenue. En obligation d'achat cela correspond à la différence entre le coût d'achat et le coût évité, divisé par l'énergie soutenue ; en complément de rémunération, cela correspond aux montants de primes de complément de rémunération divisés par l'énergie soutenue.

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. Surcoûts d'achat pour les entreprises locales de distribution et les organismes agréés au titre de 2025.....	22
1.3. Bilan	27
2. Soutien à l'injection de biométhane.....	28
2.1. Coût d'achat constaté au titre de 2025	28
2.2. Coût évité constaté au titre de 2025	30
2.3. Surcoût d'achat constaté au titre de 2025.....	31
2.4. Valorisation des garanties d'origine au titre de 2025	31
2.5. Recettes liées aux indemnités de résiliation	31
2.6. Charges constatées au titre de 2025	31
3. Soutien en ZNI.....	33
3.1. Charges de production et d'achat d'électricité dans les zones non interconnectées	34
3.2. Charges liées aux contrats de stockage dans les zones non interconnectées	47
3.3. Coûts liés aux actions de MDE dans les zones non interconnectées.....	49
3.4. Coûts liés aux études mentionnées dans les PPE.....	53
3.5. Coûts des projets d'approvisionnement reconnus d'intérêt public	53
3.6. Synthèse des charges en ZNI au titre de 2025	53
4. Soutien aux flexibilités décarbonées	55
4.1. Contexte juridique.....	55
4.2. Montant des charges constatées au titre de 2025.....	55
5. Dispositifs sociaux	56
5.1. Charges liées aux dispositifs sociaux – électricité.....	56
5.2. Charges liées aux dispositifs sociaux – gaz	57
5.3. Bilan des charges liées aux dispositifs sociaux	58

**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) 59**

**7. Détails des charges de service public constatées au titre de
32025 par les opérateurs autres qu'EDF, EDM, EEWf, RTE 61**

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'acquéreur. Les montants et volumes au titre de 2024 indiqués dans cette partie ne prennent pas en compte les reliquats au titre de 2024 déclarés dans le cadre du présent exercice.

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

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

L'évolution des quantités d'énergie soutenues et des montants versés aux producteurs d'électricité à partir d'énergies renouvelables et de cogénération au gaz naturel est présentée quel que soit leur mode de soutien (obligation d'achat ou complément de rémunération). Le développement, depuis plusieurs années, des plus grandes installations sous le régime du complément de rémunération, couplé à l'arrivée à échéance des contrats d'obligation d'achat les plus anciens⁶ 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)⁷, 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.

⁶ 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.

⁷ 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 des installations soutenues en 2025 et énergie 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)⁸

		Total	Cogénération au gaz naturel	CCG	Hydraulique	Eolien à terre	Eolien en mer	Incinération	Biogaz	Biomasse	Photovoltaïque	Autres
Energie soutenue (TWh)	2024	63,2	4,7	0,0	3,7	28,1	3,8	0,2	2,3	2,8	17,6	0,1
	2025 (reprévision)	77,3	4,0	0,0	3,0	33,4	5,3	0,2	2,3	3,2	25,8	0,2
	2025	71,2	4,0	0,0	3,1	29,4	5,6	0,2	2,3	3,6	23,0	0,0
Puissance soutenue (GW)	2024	40,0	2,1	0,4	0,9	15,0	1,5	0,1	0,4	0,6	18,9	0,1
	2025 (reprévision)	49,1	1,4	0,4	1,0	16,2	2,0	0,0	0,4	0,7	26,8	0,1
	2025	46,6	1,8	0,4	1,0	15,5	1,7	0,1	0,4	0,8	24,9	0,0

Ainsi, la puissance totale soutenue augmente de + 6,5 GW par rapport à 2024. Cette hausse est portée principalement par la filière photovoltaïque, pour + 6,0 GW, et plus marginalement par les filières éolienne à terre, éolienne en mer et biomasse – notamment du fait de la reprise du soutien de la centrale de Gardanne au 1^{er} janvier 2025.

L'énergie totale soutenue augmente en conséquence par rapport à 2024 (+ 8,0 TWh).

Ces augmentations ne sont pas aussi importantes que prévues dans le cadre de la mise à jour de la prévision au titre de 2025 réalisée lors de l'exercice CSPE mené en 2025, puisque la production et la puissance du parc soutenu s'établissent à des niveaux inférieurs à la reprévision de respectivement 6,1 TWh et 2,5 GW. La baisse de la production par rapport à la mise à jour de la prévision est portée par les filières de l'éolien à terre pour 4,0 TWh et du photovoltaïque pour 2,7 TWh, toutes les autres filières étant stables ou en augmentation par rapport aux prévisions réalisées en 2025. S'agissant de la filière de l'éolien à terre, cette baisse s'explique principalement par une dégradation du taux de charge, et au second ordre par la baisse de la puissance installée par rapport à la mise à jour de la prévision, tandis que dans le cas de la filière photovoltaïque, la baisse est principalement due à une puissance soutenue inférieure de 1,9 GW par rapport à la mise à jour de la prévision effectuée en 2025.

1.1.2. Surcoûts liés aux contrats d'achat

Les surcoûts d'achat en 2025 sont engendrés par les contrats d'achat suivants :

- les contrats d'obligation d'achat à tarif réglementé (article L. 314-1 du code l'énergie) ;
- les contrats d'achat conclus à l'issue d'une procédure de mise en concurrence (1^o de l'article L. 311-12 du code précité) ;
- les contrats conclus ou négociés avant le 11 février 2000 (article L. 121-27 du code précité).

⁸ Les puissances soutenues présentent 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 au cours de l'année).

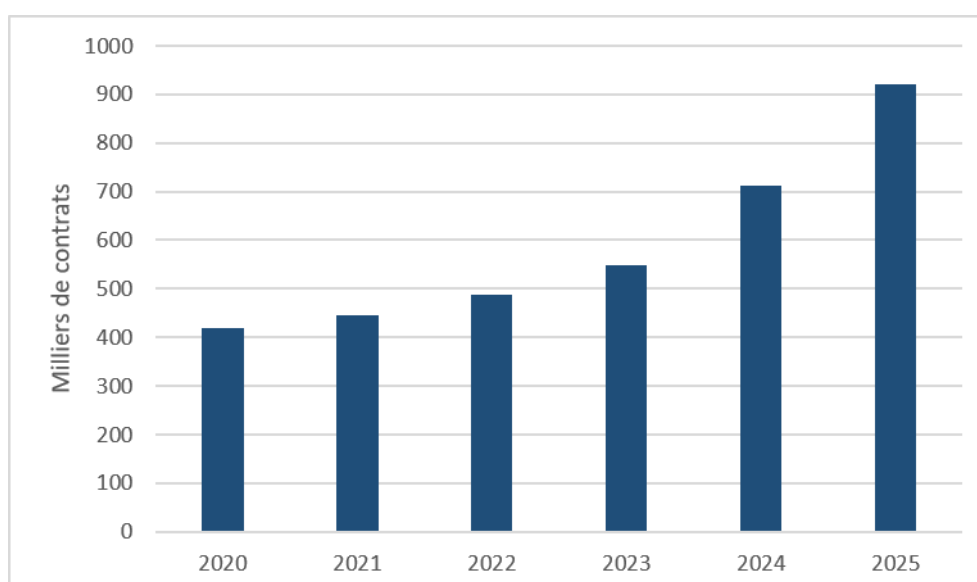
En application de l'article L. 121-7 du code de l'énergie, le montant des surcoûts est égal à la différence entre le prix d'acquisition de l'électricité payé en exécution des contrats en cause, le coût évité par l'acquisition de cette électricité (coût évité « énergie ») et le coût évité par l'acquisition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

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

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

La CRE ne prend pas en compte le coût d'achat exposé si le contrat d'achat correspondant n'est pas signé ou si des doutes sérieux demeurent sur la conformité de ce coût avec le contrat signé. Le nombre de contrats traités est toujours en très forte croissance, avec une dynamique semblable à l'évolution connue entre 2023 et 2024, et s'établit à 921 157 en 2025 (+ 29 %, comme l'an dernier) en raison de la hausse du nombre de contrats portant sur des petites installations photovoltaïques.

Figure 1 : Evolution du nombre de contrats sous obligation d'achat du périmètre EDF



Le nombre de contrats ne permet pas de procéder à une vérification individuelle des coûts des contrats. Toutefois, les outils dont dispose la CRE et le niveau d'information détaillé transmis par EDF sur les contrats permettent à la CRE d'effectuer un contrôle approfondi à un niveau satisfaisant sur l'ensemble des contrats.

Sur la base des résultats de ces contrôles, la CRE a demandé à EDF des compléments sur environ 40 contrats hors petit photovoltaïque, ainsi que des demandes d'informations supplémentaires sur plus de 600 contrats de la filière photovoltaïque soutenus via [l'arrêté du 6 octobre 2021](#), qui ont permis de justifier les écarts observés par la CRE et de répondre à ses interrogations. Des corrections ont été appliquées quand des erreurs ont été repérées.

Les quantités d'électricité et coûts d'achat retenus par la CRE en France hexagonale pour 2025 sont détaillés dans le Tableau 4.

Tableau 4 : Quantités d'électricité et coûts d'achat retenus par la CRE au titre de 2025

	Cogénération gaz	Hydraulique	Eolien à terre	Eolien en mer	Incinération	Biogaz	Biomasse	Photovoltaïque	Autres [*]	TOTAL
Janvier (GWh)	912,3	364,7	1 888,8	457,4	14,6	197,1	221,8	903,9	1,2	4 961,6
Février (GWh)	811,1	323,7	1 159,5	374,0	13,2	181,2	229,8	943,6	1,6	4 037,8
Mars (GWh)	828,5	321,3	1 305,2	390,2	15,7	201,4	294,1	1 291,4	2,9	4 650,7
Avril (GWh)	4,8	331,8	1 204,0	397,9	15,5	190,2	285,9	1 474,3	5,8	3 910,1
Mai (GWh)	1,9	327,0	1 151,5	379,7	13,3	197,3	304,9	1 817,0	6,0	4 198,6
Juin (GWh)	0,7	219,2	852,9	262,8	13,7	186,1	253,6	1 982,4	5,9	3 777,3
Juillet (GWh)	1,9	116,1	877,1	314,8	14,2	189,7	220,1	2 146,4	4,4	3 884,7
Août (GWh)	1,0	97,6	802,9	346,2	8,4	190,3	199,4	1 972,4	3,1	3 621,4
Septembre (GWh)	1,4	139,1	1 275,9	520,3	5,2	188,6	193,5	1 749,3	3,0	4 076,2
Octobre (GWh)	11,8	148,2	1 645,2	661,8	9,5	198,0	189,9	1 530,9	2,9	4 398,3
Novembre (GWh)	600,9	255,2	1 537,9	724,3	14,6	189,7	252,3	1 203,5	2,5	4 780,9
Décembre (GWh)	715,6	301,9	1 612,9	726,7	14,4	199,5	248,6	1 001,3	3,9	4 824,9
Quantités (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
Quantités retenues en 2024** (GWh)	4 635,4	3 594,7	16 702,8	3 791,4	173,1	2 306,3	2 350,0	13 821,0	89,1	47 463,8
Quantités retenues en 2023** (GWh)	5 439,6	2 864,3	21 293,1	1 723,8	253,7	2 216,5	2 344,6	12 836,6	149,4	49 121,6
Coût d'achat (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 retenu en 2024** (M€)	1 012,7	378,6	1 629,2	675,7	12,1	487,8	415,6	3 677,8	8,9	8 298,5
Coût d'achat retenu en 2023** (M€)	1 275,2	304,2	2 060,9	316,8	16,6	465,9	416,5	3 382,7	14,2	8 253,0
Coût d'achat unitaire (€/MWh)	242,8	112,2	97,3	184,9	73,2	211,4	189,2	236,5	88,9	178,1
Coût d'achat retenu en 2024** (M€)	218,5	105,3	97,5	178,2	70,1	211,5	176,9	266,1	99,7	174,8
Coût d'achat retenu en 2023** (M€)	234,4	106,2	96,8	183,8	65,5	210,2	177,7	263,5	95,2	168,0

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

** *Les quantités et les coûts d'achats totaux et unitaires 2023 et 2024 ne tiennent pas compte des reliquats retenus dans le cadre du présent exercice au sein de l'annexe 4.*

Le volume d'énergie acheté sous obligation d'achat augmente de 3,7 TWh en 2025 par rapport à 2024 (+ 8 %), pour atteindre **51,1 TWh**.

L'évolution globale du volume d'énergie acheté sous le régime de l'obligation d'achat est le résultat de deux évolutions contraires :

- (i) d'une part, les filières de l'éolien en mer (+ 1,8 TWh), avec la mise en service progressive des premiers parcs issus des deux premiers appels d'offres organisés au début des années 2010, du solaire (+ 4,2 TWh), avec une dynamique de développement importante s'agissant des petites et moyennes installations (de 0 à 500 kWc), et de la biomasse (+ 0,5 TWh), en raison de la reprise du soutien de la centrale de Gardanne au 1^{er} janvier 2025, conduisent à une hausse de 6,5 TWh ;
- (ii) d'autre part, les nouvelles installations issues des autres filières, lorsqu'elles font l'objet d'un soutien, sont majoritairement soutenues sous le régime du complément de rémunération. Ainsi, pour ces filières, les arrivées à échéance ou résiliations de contrats d'obligation d'achat au cours de l'année 2024, qui représentent 1,1 GW, n'ont pas été compensées par les 31 MW de nouveaux contrats en 2025. De plus, les installations dont les contrats sont toujours en cours produisent en moindre quantité, en raison probablement de leur vieillissement. Le volume soutenu via l'obligation d'achat pour ces filières diminue en conséquence de 2,8 TWh entre 2024 et 2025.

En conséquence, le coût d'achat augmente (+ 9,7 %) et s'établit à **9 103,0 M€**. Au-delà de l'effet volume, une augmentation plus mesurée du coût d'achat unitaire moyen est constatée, de + 2 %, pour s'établir à 178,1 €/MWh. Cette évolution sur le coût d'achat unitaire (+ 3,2 €/MWh) est la résultante de diverses dynamiques. D'une part, la recomposition du parc – i.e. la répartition de la production soutenue par filière – conduit à une augmentation importante du tarif d'achat moyen, puisque le poids de filières dont le tarif est plus cher que la moyenne augmente, en particulier s'agissant du photovoltaïque et de l'éolien en mer. D'autre part, les tarifs d'achat des différentes filières connaissent des évolutions variées, parmi lesquelles 1) une baisse importante pour la filière photovoltaïque du fait de l'arrivée à échéance de contrats bénéficiant de tarifs bien plus élevés que la moyenne, 2) des augmentations importantes des tarifs des filières de la cogénération au gaz naturel et de la biomasse, notamment sous l'effet de la reprise du contrat de soutien de la centrale de Gardanne au 1^{er} janvier 2025.

1.1.2.2. Autres coûts et recettes

Cautions pour les projets d'installations sous le régime de l'arrêté tarifaire dit « S17 »

L'article 4 de l'arrêté tarifaire du 9 mai 2017⁹ visant les petites installations photovoltaïques sur bâtiment, (arrêté S17), prévoit que : « *pour être considérée comme complète, [la demande de contrat d'achat] doit comporter [...] 5° Pour les installations de puissance crête strictement supérieure à 9 kWc et inférieure ou égale à 36 kWc, un montant de 360 € adressé à l'acheteur obligé. Pour les installations de puissance crête strictement supérieure à 36 kWc et inférieure ou égale à 100 kWc, un montant de 1000 € adressé à l'acheteur obligé. L'intégralité de ce montant sera restituée au producteur lors du premier paiement de la part de l'acheteur obligé. L'intégralité du montant sera également restituée à un producteur en faisant la demande si le projet est abandonné alors que la proposition de raccordement excède 0,4 €/Wc. Les sommes ainsi perçues viendront minorer les charges de services publics compensées à l'acheteur obligé. Cette disposition ne s'applique qu'aux demandes de raccordement déposées à partir du 1^{er} janvier 2018. Une solution de paiement dématérialisée sera mise en place par l'acheteur obligé et intégrée au service de dépôt des demandes de raccordement du gestionnaire de réseau afin d'être opérationnelle au 1^{er} janvier 2018.* »

Du fait de l'abrogation de l'arrêté S17, remplacé par l'arrêté S21 du 6 octobre 2021¹⁰, EDF n'a perçu aucune caution en 2025 et en a remboursé 989. Le montant venant s'ajouter aux charges de service public d'EDF au titre de 2025 s'élève ainsi à **0,8 M€**.

Recettes liées aux indemnités de résiliation de contrats d'achat

Au titre de l'année 2025, EDF a déclaré l'encaissement des indemnités de résiliations de 83 contrats d'achat, à hauteur de **1,2 M€**, qui viennent diminuer les charges de service public portées par EDF.

Autres

EDF OA présente à la compensation les recettes et dépenses associées aux pénalités de retard de facturation des contrats de soutien, soit respectivement les retards accusés par les producteurs et par EDF OA. Au titre de l'année 2025, EDF OA présente 1,4 M€ de recettes, et 78 k€ de dépenses associées.

Les pénalités de retard constituent une mauvaise exécution des contrats de soutien et ne devraient donc pas être compensées. Néanmoins, compte-tenu des difficultés opérationnelles liées à la forte hausse du volume et de la complexité des contrats soutenus, la CRE décide de compenser EDF OA pour la moitié des dépenses engendrées, soit 39 k€.

Enfin, EDF OA présente à la compensation les sommes perçues au titre du préjudice relatif à une sortie du périmètre d'équilibre Obligation d'Achat non conforme avec le processus prévu. Au titre de l'année 2025, cette recette s'élève à 162 k€.

1.1.2.3. 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 par EDF en France hexagonale est présentée dans la délibération méthodologique du 27 mars 2026¹¹.

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

¹⁰ 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.

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.

Pour l'année 2025, le coût évité global pour l'énergie produite s'élève à 3 229,2 M€, soit une diminution de - 44 % par rapport au coût évité au titre de 2024 (5 762,5 M€), une diminution semblable, en pourcentage, à celle observée entre 2023 et 2024 (- 46 %).

Coût évité par la production vendue à terme

S'agissant des volumes vendus à terme

La puissance vendue à terme retenue pour l'année 2025¹², est indiquée dans le Tableau 5.

Tableau 5 : Puissance vendue à terme retenue pour 2025, en MW

	Puissance vendue à terme (MW)
Ruban de base	2 100
Surplus de production du premier trimestre	2 200
Surplus de production novembre	2 300
Surplus de production décembre	2 300

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. Elles correspondent aux résultats des ventes organisées par EDF OA :

- pour le produit « ruban de base », au cours des années 2023 et 2024 ;
- pour le produit « Q1 », au cours de l'année 2024 ;
- et pour les produits « M11 » et « M12 », au cours du deuxième semestre de l'année 2025.

Tableau 6 : Prix retenus pour la valorisation de la puissance vendue à terme pour 2025, en €/MWh

Ruban	1^{er} trimestre (Q1)	Novembre (M11)	Décembre (M12)
102,37	97,12	70,82	68,15

Ainsi, le coût évité par la production vendue à terme, correspondant à 26,5 TWh, est de **2 578,4 M€**. A titre de comparaison, en 2024, la production vendue à terme correspondait à 26,7 TWh, valorisée à 5 130,5 M€.

Cette diminution s'explique principalement par le fait que les prix de vente des appels d'offres organisés par EDF OA poursuivent leur baisse continue entamée en 2023, en cohérence avec la baisse générale des prix de gros de l'électricité. En conséquence, le produit « ruban de base », vendu partiellement sur l'année 2023 affiche un prix plus élevé que les produits hivernaux, habituellement plus onéreux, reflet de la tendance déclinante des prix à terme au cours de cette année. De même, le produit trimestriel « Q1 » s'est vendu à un prix plus élevé que les produits mensuels de novembre « M11 » et décembre « M12 » du fait de sa période de vente étalée sur l'ensemble de l'année 2024.

¹² Délibération de la CRE n°2024-224 du 12 décembre 2024 relative aux valeurs de la puissance équivalente quasi certaine nécessaires pour le calcul du coût évité par l'électricité produite sous obligation d'achat en métropole continentale.

S'agissant de la répartition des volumes vendus à terme

La méthodologie de calcul de la puissance vendue à terme pour l'année de livraison 2025 prenant en compte le foisonnement de toutes les filières du parc soutenu, toutes les filières en obligation d'achat se voient affecter un volume vendu à terme valorisé aux références de prix détaillées dans le Tableau 6.

La répartition mensuelle de ces volumes vendus à terme entre les filières est effectuée au prorata de l'énergie produite par chacune des filières (cf. Tableau 7).

Tableau 7 : Répartition des volumes vendus à terme entre les différentes filières en 2025 (GWh)

Mois	Cogénération au gaz naturel	Hydraulique	Eolien à terre	Eolien en mer	Incinération	Biogaz	Biomasse	Solaire	Autres	Toutes filières
Janvier	627	241	1 308	318	10	135	152	407	1	3 199
Février	591	226	839	273	10	131	166	654	1	2 890
Mars	545	202	850	260	10	131	192	1 003	2	3 195
Avril	3	109	415	143	5	65	98	673	2	1 512
Mai	1	103	379	121	4	65	100	789	1	1 562
Juin	0	73	303	91	5	65	89	884	1	1 512
Juillet	1	41	327	118	5	69	80	920	1	1 562
Août	0	37	316	135	3	75	78	916	1	1 562
Septembre	1	49	481	196	2	70	72	641	1	1 512
Octobre	5	51	607	244	3	73	70	511	1	1 565
Novembre	433	174	1 122	528	10	137	182	581	2	3 168
Décembre	528	210	1 207	544	11	148	184	439	3	3 274
Total	2 734	1 516	8 154	2 972	79	1 163	1 462	8 416	17	26 513

S'agissant du bilan de la couverture à terme au titre de 2025

A titre informatif, le Tableau 8 ci-dessous permet d'afficher le bilan de la couverture à terme au titre de l'année 2025 ; cette couverture permet de réduire la quantité d'énergie vendue sur les marchés court-terme et donc de réduire l'exposition des CSPE à la volatilité des prix des marchés court-terme. Le résultat de cette stratégie de couverture est obtenu en soustrayant la valorisation à terme de chaque mois par le volume vendu à terme multiplié par les prix *spot* moyens de ce mois. Les prix mensuels moyens issus des ventes à terme sont globalement supérieurs aux prix *spot* captés moyens en 2025. Cela s'observe en particulier lors des mois d'avril à octobre, pour lesquels le prix *spot* est usuellement plus faible que lors des trimestres d'hiver, et pour lesquels seul le produit « ruban de base » (vendu dès 2023 donc en période de prix plus élevés) a été vendu à terme.

Ainsi, la couverture à terme a permis un gain net de 765,0 Mds€ par rapport à une vente totale sur le marché *spot* de ces volumes. Dans la méthodologie de calcul du coût évité, ces positions *spot* sont directement retraitées dans le calcul du coût évité aléatoire décrit dans la partie suivante.

Tableau 8 : Bilan de la couverture à terme au titre de l'année 2025

	GWh	€/MWh	M€	€/MWh	M€	M€
Mois	Volume valorisé à terme	Prix capté ventes à terme	Valorisation à terme	Prix spot capté	Valorisation spot couverte	Coûts-bénéfices des ventes à terme
1	3 199	100	319	102	327	-8
2	2 890	100	288	123	354	-66
3	3 195	100	318	77	246	73
4	1 512	102	155	42	64	91
5	1 562	102	160	19	30	130
6	1 512	102	155	41	62	93
7	1 562	102	160	58	91	69
8	1 562	102	160	54	85	75
9	1 512	102	155	35	53	102
10	1 565	102	160	57	90	70
11	3 168	86	272	59	187	85
12	3 274	84	277	69	225	52
Total	26 513	97	2 578	68	1 813	765

Coût évité par la production aléatoire : méthodologie et répartition par filière

La CRE précise qu'un prix de référence court terme¹³, présenté au sein du Tableau 9, est défini pour chaque mois et pour chaque filière à partir des données du périmètre d'équilibre d'EDF OA et des données de prix de marché.

Tableau 9 : Prix de référence sur les marchés court-terme captés par la production aléatoire en 2025 (avec un découpage par filière, en €/MWh)

Mois	Cogénération au gaz naturel	Hydraulique	Eolien à terre	Eolien en mer	Incinération	Biogaz	Biomasse	Solaire	Autres	Toutes filières
Janvier	98,94	99,04	4,72	1,80	102,72	102,72	102,72	32,36	102,72	38,36
Février	115,25	119,42	75,91	74,05	112,94	112,94	112,94	16,71	112,94	67,44
Mars	66,86	67,80	38,48	48,82	68,05	68,05	68,05	67,54	68,05	29,94
Avril	89,75	40,98	33,78	34,42	39,00	39,00	39,00	6,88	39,59	26,29
Mai	14,09	16,98	13,23	17,67	17,84	17,84	17,84	7,02	14,24	12,15
Juin	81,82	31,58	26,98	35,18	39,10	39,10	39,10	3,07	45,00	17,85
Juillet	88,88	56,52	40,66	49,86	57,21	57,21	57,21	14,54	56,04	30,12
Août	67,21	50,45	45,07	52,75	51,55	51,55	51,55	4,94	51,49	21,04
Septembre	39,28	34,27	9,65	13,46	32,14	32,14	32,14	6,96	31,98	11,99
Octobre	55,19	50,20	28,15	37,19	54,51	54,51	54,51	18,65	54,52	29,23
Novembre	60,78	63,95	36,84	40,54	57,13	57,13	57,13	6,65	57,13	31,12
Décembre	65,95	65,67	19,63	36,45	63,89	63,89	63,89	16,94	63,89	32,42
Total	82,86	53,16	27,28	34,27	52,72	51,18	50,05	6,34	35,33	26,48

Ces prix de référence appliqués aux volumes aléatoires permettent d'aboutir au coût évité aléatoire détaillé dans le Tableau 10.

¹³ Les marchés français de l'électricité sont passés au pas de temps 15 min au 1^{er} octobre 2025. Les prix de référence court terme sont calculés au pas horaire avant cette date et au pas 15 min après cette date.

Tableau 10 : Coût évité à EDF sur les marchés court terme par les contrats d'achat en 2025 (avec un découpage par filière, en M€)

Mois	Cogénération au gaz naturel	Hydraulique	Eolien à terre	Eolien en mer	Incinération	Biogaz	Biomasse	Solaire	Autres	Toutes filières
Janvier	28,3	12,2	2,7	0,2	0,5	6,4	7,2	16,1	0,0	67,6
Février	25,3	11,6	24,3	7,5	0,4	5,7	7,3	4,8	0,1	77,4
Mars	18,9	8,1	17,5	6,4	0,4	4,8	7,0	19,5	0,1	43,6
Avril	0,2	9,1	26,7	8,8	0,4	4,9	7,3	5,5	0,2	63,0
Mai	0,0	3,8	10,2	4,4	0,2	2,4	3,7	7,2	0,1	31,9
Juin	0,0	4,6	14,8	5,7	0,3	4,7	6,4	3,4	0,2	40,2
Juillet	0,1	4,2	22,4	9,8	0,5	6,9	8,0	17,8	0,2	69,9
Août	0,0	3,1	21,9	10,8	0,3	6,0	6,2	5,2	0,1	43,2
Septembre	0,0	3,1	7,7	4,3	0,1	3,8	3,9	7,7	0,1	30,7
Octobre	0,4	4,9	29,2	15,3	0,3	6,8	6,6	19,0	0,1	82,7
Novembre	10,2	5,2	15,3	8,0	0,2	3,0	4,0	4,1	0,0	50,2
Décembre	12,4	6,0	8,0	6,7	0,2	3,3	4,1	9,5	0,1	50,3
Total	95,9	76,0	195,3	87,3	3,9	58,7	71,7	60,9	1,1	650,8

Afin de faciliter la lecture du coût évité aléatoire, la CRE propose ci-dessous une décomposition plus explicite et équivalente à l'approche ci-dessus. Tout d'abord, sont calculés les prix captés par chaque filière sont calculés, en ne considérant pas de volumes vendus à terme, c'est-à-dire en considérant que toute la prévision en J-1 est valorisée au spot¹⁴. Cette hypothèse permet de disposer d'un prix capté plus représentatif de la forme de production de chaque filière soutenue qu'au sein du Tableau 9 dont les prix résultent de la forme de production soutenue ainsi que de la stratégie de couverture sur les marchés à terme. Les prix de référence court-terme utilisés sont présentés au sein du Tableau 11.

Tableau 11 : Prix de référence sur les marchés court-terme captés par l'ensemble de la production sous obligation d'achat en 2025 sans volumes vendus à terme (avec un découpage par filière, en €/MWh)

Mois	Cogénération	Hydraulique	Eolien à terre	Eolien en mer	Thermique	Solaire	Solaire semestriel (1)	Solaire annuel (1)	RS41 (2)	Toutes filières
1	101,23	101,18	69,39	70,63	102,41	103,49	46,71	33,33	90,64	85,56
2	120,65	121,68	109,73	109,49	119,94	106,50	63,46	36,37	100,94	113,23
3	73,45	73,50	63,50	67,50	73,81	37,80	74,19	38,01	59,73	59,17
4	63,28	41,39	36,69	37,22	40,10	11,00	62,37	37,15	41,08	26,08
5	16,01	17,73	15,25	18,23	18,34	0,20	44,81	35,79	9,37	8,38
6	66,56	34,63	31,86	37,19	39,68	14,18	30,18	33,55	51,61	22,81
7	75,86	57,03	47,10	52,90	57,49	35,58	26,51	34,20	52,13	42,07
8	61,67	51,94	48,76	53,42	52,69	20,96	21,39	34,02	50,18	33,34
9	36,79	34,46	19,13	21,59	33,13	13,61	16,19	31,74	29,17	18,95
10	56,06	52,72	38,97	44,75	55,60	40,13	19,00	31,93	58,01	42,31
11	59,59	60,67	53,10	54,08	58,57	44,94	21,97	30,19	61,29	53,64
12	68,00	67,80	56,39	60,61	67,47	62,98	29,00	29,54	66,32	61,75
Total	86,59	63,73	50,38	52,34	59,43	29,29			55,61	47,19

(1) Les prix « Solaire semestriel » et « Solaire annuel » sont calculés comme des moyennes sur les six mois ou l'année précédant le mois où ils s'appliquent. Ces tarifs sont appliqués aux volumes des contrats à facturation semestrielle et annuelle respectivement.

(2) RS41 désigne les contrats d'achat des surplus de production des entreprises locales de distribution. Les prix de marché retenus pour ces surplus sont les prix de règlement des écarts positifs étant donné que ces volumes ne peuvent bénéficier d'aucune prévision permettant de les valoriser sur le marché spot ou le marché intrajournalier.

Ces prix de référence court-terme sans volumes vendus à terme sont ensuite appliqués aux volumes facturés totaux de chaque filière, tels que présentés par EDF OA.

Ensuite, afin de prendre en compte la couverture à terme des volumes sous obligation d'achat, pour chaque filière, la valorisation sur le marché *spot* qui a été évitée grâce aux ventes à terme (dont la répartition par filière est présentée au sein du Tableau 7) est soustraite au montant obtenu précédemment. Le résultat de la soustraction permet d'obtenir le coût évité aléatoire de chaque filière, présenté au sein du Tableau 10.

Le coût évité par la production aléatoire s'élève ainsi à **650,8 M€**, niveau relativement stable par rapport à 2024 (632,0 M€).

¹⁴ L'écart entre la prévision en J-1 et la prévision en intrajournalier est valorisée sur le marché intrajournalier, et les écarts restants avec la production réelle aux écarts.

En 2025, les niveaux de puissance vendus à terme sont restés relativement stables par rapport à 2024. Cependant, la production soutenue a globalement augmenté, ce qui se traduit par une augmentation des volumes aléatoires. Cette plus faible proportion des volumes vendus à terme est due à la modification de la composition du parc sous obligation d'achat (augmentation de la part des filières avec un plus faible taux de charge et diminution de la part des filières avec un taux de charge plus élevé), conduisant à une production totale du parc moins stable et donc moins adaptée à la mise en vente de produits à terme selon la méthodologie utilisée pour l'année 2025¹⁵. Ainsi, 24,6 TWh de production sous obligation d'achat ont été valorisés sur les marchés court terme, contre 20,8 TWh en 2024 (+ 3,8 TWh). La délibération du 16 décembre 2025¹⁶ a cependant acté la mise en œuvre d'une nouvelle méthodologie de détermination de la puissance vendue à terme applicable à compter de l'année de livraison 2028. Cette nouvelle méthodologie, visant à minimiser les positions nettes financières d'EDF sur le marché spot, a pour effet de rehausser la part de la production valorisée sur les marchés à terme.

Malgré cette hausse du volume aléatoire précédemment décrite (+ 18 %), le coût évité aléatoire connaît une moindre augmentation entre 2024 et 2025 (+ 3 %) en raison d'une baisse du prix de valorisation moyen capté par le parc sous obligation d'achat (- 13 %).

1.1.2.4. Coût évité lié aux garanties de capacité

Dans sa délibération méthodologique du 27 mars 2026¹⁷, la CRE a défini les principes de prise en compte des revenus liés aux garanties de capacité pour le calcul du coût évité « capacité ».

En 2025, les enchères organisées par EPEX Spot, permettant de valoriser des garanties de capacité relatives aux années de livraison (« AL ») 2022, 2024, 2025 et 2026, sont présentées dans le Tableau 12.

Tableau 12 : Prix de vente, selon l'année de livraison, des garanties de capacité pour les enchères ayant eu lieu en 2025

Résultat des enchères (€/MW)	AL 2022	AL 2024	AL 2025	AL 2026
06/03/2025	58 000,6			3 152,3
22/05/2025				3 646,2
19/06/2025			39,0	3 299,9
18/09/2025		1 999,3		3 469,6
23/10/2025				2 620
04/12/2025				98,6

Le coût évité lié aux garanties de capacité au titre de l'année 2025 porte ainsi sur la valorisation qui aurait pu être faite lors de ces enchères des garanties de capacité obtenues par EDF OA pour les années de livraison susmentionnées. Ces garanties de capacité sont présentées dans le Tableau 13.

¹⁵ Cette stratégie de couverture avait pour objectif d'être vendeur au spot 90 % des pas de temps de l'année considérée.

¹⁶ 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.

¹⁷ 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.

Tableau 13: Volume de garanties de capacité à valoriser par EDF OA lors des enchères ayant eu lieu en 2025

Volume de garanties de capacité à valoriser (MW)	AL 2022	AL 2024	AL 2025	AL 2026
06/03/2025	0			325,5
22/05/2025				330
19/06/2025			200,50	354,1
18/09/2025		73,6		374,3
23/10/2025				374,3
04/12/2025				422,7

S'agissant de l'AL 2022

Le règlement financier relatif aux écarts en capacité et aux rééquilibrages de l'AL 2022 est intervenu en 2025.

EDF OA présente un écart positif entre le niveau de capacité effectif et le niveau de capacité certifiée final de + 251,9 MW (4 % du niveau de capacité effectif). Cet écart est plus important que celui observé pour l'année de livraison précédente (AL 2021 : +209,8 MW). Cet écart positif a impliqué une rémunération de +4,8 M€ en faveur d'EDF OA. Un coût des rééquilibrages retenu de -1,4 M€ est déduit de cette somme¹⁸. Le règlement financier retenu relatif aux écarts en capacité et aux rééquilibrages de l'AL 2022 est donc de +3,4 M€¹⁹ et vient s'ajouter au coût évité « capacité ».

S'agissant des AL 2024, 2025 et 2026

S'agissant de ces années de livraison, les volumes retenus prennent en compte les contraintes d'offres²⁰ auxquelles est soumis EDF OA, car le volume de garanties de capacité dont il dispose dans son périmètre de certification est supérieur à 3 GW pour chacune des AL. Les règles de l'ancien mécanisme de capacité, applicables pour la période de livraison s'achevant en mars 2026, imposent dans ce cas d'offrir à la vente, via les enchères organisées par EPEX Spot, un volume minimal de garanties de capacité chaque année en amont de l'année de livraison concernée.

Coût évité total

Le coût évité total « capacité » retenu pour EDF OA au titre de l'année 2025 est de **9,3 M€**. Sa répartition entre les filières est présentée dans le Tableau 14.

¹⁸ La facture de RTE présentée à la compensation par EDF OA prévoit un coût des rééquilibrages de 2 812 191,10 €. Ce coût des rééquilibrages aurait pu être de 1 427 255,91 € si EDF OA avait demandé la gratuité d'une partie de ces rééquilibrages. La CRE retient donc un coût des rééquilibrages de 1 427 255,91 €.

¹⁹ Le montant réellement perçu par EDF OA est plus faible de 1 384 935 €.

²⁰ Cf. section 11.1.3 des règles de l'ancien mécanisme de capacité, applicables pour la période de livraison s'achevant en mars 2026.

Tableau 14 : Répartition du coût évité « capacité » d'EDF OA par filière

	Coût évité par les garanties de capacité constaté au titre de 2025 (M€)
Cogénération au gaz naturel	5,6
Hydraulique	0,8
Eolien à terre	1,8
Eolien en mer	0,5
Incinération	-0,8
Biogaz	0,4
Biomasse	0,3
Photovoltaïque	0,7
Gaz de mines	0,0
Total	9,3

1.1.2.5. Coût total évité à EDF par les contrats d'achat au titre de 2025

Le coût total évité à EDF par les contrats d'achat en France hexagonale est de **3 238,5 M€** (3 229,2 M€ de coût évité « énergie » et 9,3 M€ de coût évité des garanties de capacité associées aux contrats d'achat).

1.1.2.6. Surcoûts liés aux contrats d'achat pour EDF au titre de 2025

Les surcoûts supportés par EDF résultant des contrats d'achat en France hexagonale en 2025 s'élèvent ainsi à **5 862,5 M€** (9 103,0 M€ de coût d'achat – 2,0 M€ de coûts et recettes autres [notamment cautions pour les contrats S17 et indemnités de résiliations anticipées] – 3 238,5 M€ de coût évité). Ils sont supérieurs aux surcoûts supportés par EDF en 2024 de + 3 369,7 M€ : ceux-ci s'établissaient à **2 492,9 M€**.

1.1.3. Complément de rémunération

1.1.3.1. Complément de rémunération négatif et déplaçonnement

Après la crise des prix de gros de l'électricité, le prix de référence M_0 moyen capté par le parc en complément de rémunération en 2024, de 51 €/MWh, était à nouveau inférieur au tarif de référence moyen des contrats de complément de rémunération. Cette tendance se maintient en 2025 avec un prix de référence moyen de 53 €/MWh, légèrement supérieur à celui de 2024, mais toujours inférieur au tarif de référence moyen capté par les contrats de complément de rémunération (77 €/MWh en 2025, proche du niveau de 78 €/MWh en 2024), toutes filières confondues.

La majorité des primes de complément de rémunération sont positives sur l'année 2025.

Déplaçonnement des avoirs

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 rémunération²¹. L'article 230 de la loi de

²¹ 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.

finances pour 2024²² a introduit le déplaçonnement, 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 2025²³, en prévoyant qu'un mécanisme de déplaçonnement devait être mis en place avant le 31 décembre 2025²⁴. 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 déplaçonnement 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.

Prise en compte des avoirs non encaissés

En application des règles relatives à la comptabilité appropriée délibérées par la CRE le 26 février 2026²⁵, EDF a transmis la liste des avoirs, relatifs à des productions en 2025, qui ont été émis mais non réglés par les producteurs. Ces avoirs s'élèvent au total à **- 1,3 M€**, pour une production de **20,1 GWh**. A ce stade, la CRE ne les a pas pris en compte dans le calcul des charges d'EDF. Ainsi, seuls les montants effectivement recouverts par EDF sont intégrés au calcul de ses charges constatées au titre de 2025.

Prise en compte des frais d'établissement des factures

Dans le cas d'un montant de complément de rémunération négatif, le producteur est tenu d'émettre un avoir à destination d'EDF, afin de régler le montant négatif. Il s'agit du pendant de la facture émise par le producteur en cas de montant de complément de rémunération positif. Cependant, dans le cas où le producteur n'émet pas d'avoir dans un délai de 30 jours après réception des données de production, EDF établit lui-même la facture correspondante, qu'il transmet au producteur, assortie de frais d'établissement, conformément aux conditions générales des contrats. Sur l'année 2025, ces frais d'établissement représentent un montant de **- 35,4 k€** (frais perçus par EDF OA), porté principalement par la filière photovoltaïque. Ce montant vient en déduction de la compensation versée à EDF.

1.1.3.2. Montant des charges constatées au titre de 2025

Sur la base des résultats des contrôles qu'elle a effectués, la CRE a demandé à EDF des compléments sur 140 contrats de complément de rémunération, en particulier sur l'indexation pratiquée et sur les effets du déplaçonnement des avoirs. Ces contrôles ont permis de détecter certaines anomalies et de les corriger.

Les charges constatées au titre de l'année 2025 pour EDF concernent 2 097 installations (1 699 installations en 2024) et sont détaillées dans le Tableau 15.

²² Loi n° 2023-1322 du 29 décembre 2023 de finances pour 2024.

²³ Décision n° 2024-1119/1125 QPC du 24 janvier 2025.

²⁴ Le Conseil constitutionnel a reporté l'abrogation des dispositions litigieuses au 31 décembre 2025.

²⁵ Délibération n°2026-53 de la CRE 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.

Tableau 15 : Charges liées au complément de rémunération supportées par EDF au titre de 2025

	Biogaz	Biomasse	CCG	Cogénération	Eolien à terre	Hydraulique	Photovoltaïque	Total
Puissance installée²⁶ (MW)	4,3	207,9	422,0	33,9	7 432,6	59,1	6 421,3	14 580,2
<i>Rappel 2024</i>	<i>4,3</i>	<i>157,9</i>	<i>422,0</i>	<i>28,9</i>	<i>6 307,7</i>	<i>49,0</i>	<i>4 687,1</i>	<i>11 656,9</i>
Energie produite (GWh)	32,4	660,3	0,0	86,1	14 089,2	175,8	5 019,9	20 063,7
<i>Rappel 2024</i>	<i>31,0</i>	<i>378,1</i>	<i>0,0</i>	<i>61,9</i>	<i>11 324,7</i>	<i>108,5</i>	<i>3752,6</i>	<i>15 656,8</i>
Charges (M€)	5,8	35,1	57,6	3,9	298,6	9,3	130,7	541,0
<i>Rappel 2024</i>	<i>5,8</i>	<i>25,0</i>	<i>47,1</i>	<i>-0,7</i>	<i>291,7</i>	<i>7,1</i>	<i>83,8</i>	<i>459,9</i>
Tarif de référence équivalent moyen (€/MWh)	191,5	141,1		135,1	77,5	119,8	68,8	74,3
<i>Rappel 2024</i>	<i>195,1</i>	<i>147,5</i>		<i>132,2</i>	<i>78,2</i>	<i>125,3</i>	<i>66,2</i>	<i>73,3</i>

La dynamique d'augmentation du volume des installations sous complément de rémunération se poursuit. La puissance installée augmente ainsi de + 25 %, passant de 11,7 GW en 20 24 à 14,6 GW en 2025. L'énergie produite augmente également, de + 28 %, pour s'établir à 20,1 TWh.

Intégration des régularisations

Les modalités de rémunération des installations sous le régime du complément de rémunération induisent structurellement la prise en compte de factures de régularisation notables, emportant, le cas échéant, des modifications de l'énergie produite, du prix de marché de référence Mo, d'un terme relatif à la valorisation des capacités par l'installation et du versement d'une prime pour prix négatifs. En outre, la temporalité de la facturation des compléments de rémunération amène EDF à présenter une partie importante des factures de fin d'année N au cours de l'exercice de déclaration des charges ayant lieu en N+2. Pour prendre en compte ces termes au stade des charges constatées et considérer ainsi l'équivalent d'une année complète, la CRE inclut donc le montant des régularisations pour 2024 aux charges constatées au titre de 2025.

Les régularisations au titre de 2024 sont exposées dans le Tableau 16.

²⁶ Les puissances installées présentent 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 au cours de l'année).

Tableau 16 : Charges liées à la régularisation des contrats de complément de rémunération supportées par EDF au titre de 2024

	Biogaz	Biomasse	CCG	Cogénération	Eolien	Hydraulique	Photovoltaïque	Total
Régularisation énergie produite (GWh)	0,0	-37,7	0,0	-3,9	-554,5	-33,4	-388,5	-1 018,1
Charges (M€)	0,1	0,9	0,0	1,0	29,6	1,1	48,2	80,9

Le montant total des régularisations pour 2024 intégrés aux charges constatées au titre de 2025 s'élève à 80,9 M€, montant en forte hausse par rapport aux régularisations pour 2023 intégrés aux charges constatées au titre de 2024, qui s'élevaient à - 26,6 M€. Cette régularisation intègre notamment le versement en 2025 de la prime pour prix négatifs relative à l'année 2024, représentant + 73,5 M€ (volume approximatif de 1,0 TWh²⁷ de non-production sur lequel a été versé la prime pour prix négatifs). Ce montant est en hausse par rapport au versement en 2024 de la prime pour prix négatifs relative à l'année 2023, qui représentait + 13,5 M€ (volume approximatif de 0,2 TWh de non-production sur lequel a été versé la prime pour prix négatifs). Cette évolution s'explique notamment du fait d'une augmentation importante du nombre de prix spot négatifs entre 2023 (147 heures) et 2024 (352 heures).

Les charges liées aux contrats de complément de rémunération gérés par EDF en 2025 s'élèvent ainsi à **621,9 M€** (541,0 M€ avec pour sous-jacent une production d'électricité en 2025 ainsi que + 80,9 M€ de régularisations avec pour sous-jacent une production d'électricité en 2024).

Les charges ayant pour sous-jacent une production en 2025 hors régularisation (541,0 M€) sont supérieures aux charges ayant pour sous-jacent une production en 2024 hors régularisation (458,4 M€)²⁸. Cette évolution est majoritairement portée par la rémunération de l'énergie produite (environ + 65 M€). Cette hausse résulte de deux dynamiques contraires, d'une part l'augmentation de la production soutenue (+ 4 TWh) porte un effet volume d'environ + 113 M€, et d'autre part, la baisse du surcoût énergie unitaire²⁹ (- 2,4 €/MWh) induit un effet prix qui compense cette hausse d'environ - 48 M€. La baisse du surcoût énergie unitaire se décompose d'une part d'une baisse du tarif de référence moyen de - 0,6 €/MWh et d'autre part d'une hausse du M₀ (+ 1,7 €/MWh).

1.2. Surcoûts d'achat pour les entreprises locales de distribution et les organismes agréés au titre de 2025

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 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.

101 entreprises locales de distribution et 7 organismes agréés ont déclaré des charges supportées au titre des contrats d'achat en 2025 (soit **5** ELD de moins qu'en 2024 à la suite de plusieurs fusions, et autant d'organismes agréés). Parmi les ELD, 3 opérateurs ont déclaré des surplus de production dus à l'obligation d'achat et revendus à EDF : il s'agit de volumes cédés à EDF au titre de contrats dits « RS41 »³⁰.

²⁷ Production correspondant à la somme, pour chaque contrat, de la puissance installée de l'installation multipliée par un facteur de charge normatif propre à chaque filière et multipliée par le nombre d'heures lors desquelles l'installation s'est arrêtée, diminuée par la franchise d'heure prévue par le contrat. **Il ne s'agit pas d'une estimation de la production sous CR effectivement écrêtée.**

²⁸ Les montants comparés ne comprennent donc notamment pas les éventuels versements de prime pour prix négatifs ou le retranchement des revenus capacitaires.

²⁹ 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.

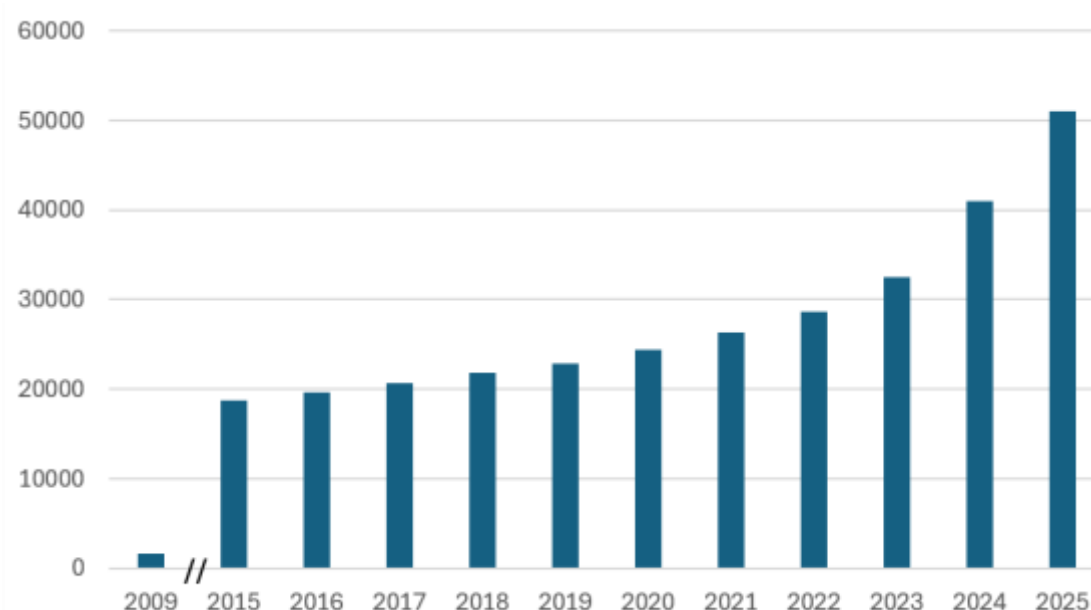
³⁰ Contrats mis en place pour l'achat de surplus tel que prévu à l'article L. 314-5 du code de l'énergie.

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

La CRE ne prend pas en compte le coût d'achat exposé si des doutes sérieux demeurent sur la conformité du coût exposé avec les conditions de rémunération prévues par les arrêtés tarifaires correspondants ou les cahiers des charges des appels d'offres.

Le nombre de contrats au périmètre des entreprises locales de distribution et des organismes agréés traités est en croissance constante, visible sur la Figure 2. 50 985 contrats ont été déclarés en 2025. Ce nombre ne permet pas de procéder à une vérification individuelle des coûts des contrats. La CRE a demandé aux opérateurs les factures et les détails de calculs pour les contrats présentant les écarts les plus conséquents entre les montants exposés et les montants normatifs calculés par la CRE.

Figure 2 : Evolution du nombre de contrats au périmètre des ELD jusqu'en 2025



Les volumes et les coûts d'achat corrigés des surplus retenus au titre de 2025 s'élèvent respectivement à 3,5 TWh (3,2 TWh en 2024) et à **564,6 M€** (513,3 M€ en 2024), ce qui représente ainsi une augmentation du volume soutenu de +9 % et du coût d'achat de +10 % par rapport aux charges constatées au titre de 2024.

L'augmentation du volume soutenu s'explique principalement par l'évolution des volumes soutenus pour la filière du photovoltaïque (+ 38 % par rapport à 2024).

Tableau 17 : Volumes et coûts d'achat corrigés des surplus retenus au titre de 2025 par filière

	Volumes d'achat (GWh)	Coûts d'achat (M€)
Biogaz	139,2	31,1
Biomasse	183,3	33,6
Cogénération au gaz naturel	282,3	62,3
Eolien à terre	1 494,1	145,0
Géothermie	0,5	0,1
Hydraulique	259,0	27,0
Solaire	1160,3	265,4
TOTAL	3 518,7	564,6

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.

En 2025, 70 entreprises locales de distribution sur 101 (les mêmes entités qu'en 2024, aux fusions près) ont injecté la totalité de l'énergie issue des contrats d'obligation d'achat dans le périmètre de vente aux tarifs réglementés de vente (TRV), et leur coût évité énergie est donc calculé uniquement en référence aux tarifs de cession.

Les 31 autres ont choisi de vendre l'intégralité de l'électricité issue de l'obligation d'achat sur les marchés de gros. Pour ces dernières, un indice de coût évité mensuel est calculé, en pondérant au pas de temps des marchés de l'électricité³¹ les références de prix de marché³² par la production des installations sous obligation d'achat au périmètre de chaque opérateur. Cela permet de refléter, dans le calcul du coût évité, les déformations des prix captés par chaque opérateur valorisant ses volumes d'obligation d'achat par rapport aux prix de marché en raison de leurs profils de production propres, par rapport au prix de référence moyen. Les références de prix de marché retenues sont détaillées dans le tableau ci-dessous.

³¹ Les marchés français de l'électricité sont passés au pas de temps 15 min au 1^{er} octobre 2025. L'indice de coût évité mensuel est calculé au pas horaire avant cette date et au pas 15 min après cette date.

³² Moyennes mensuelles des prix spots observés sur la plateforme de marché utilisée par chaque opérateur.

Tableau 18 : Références de prix de marché mensuelles retenues pour le calcul du coût évité au titre de 2025³³

Mois	Prix mensuel
	(€/MWh)
Janvier	102,27
Février	122,66
Mars	76,88
Avril	42,21
Mai	19,38
Juin	40,74
Juillet	57,98
Août	54,44
Septembre	34,81
Octobre	57,47
Novembre	59,13
Décembre	68,73

Au total, le coût évité lié à l'énergie produite est évalué à **182,6 M€ en 2025**, contre **181,6 M€ en 2024**. Cette relative stabilité s'explique par une hausse du volume acheté compensant :

- d'abord, une dégradation des prix captés par les opérateurs vendant l'électricité sous OA sur les marchés - notamment du fait d'une dégradation des prix de marché captés par la filière photovoltaïque ;
- et ensuite, une baisse du tarif de cession déclaré par les opérateurs dont l'électricité sous obligation d'achat se substitue au tarif de cession pour approvisionner les clients bénéficiant des TRV.

1.2.3. Cautions pour les projets d'installations sous le régime de l'arrêté tarifaire « S17 »

Comme exposé à la section 1.1, l'article 4 de l'arrêté du 9 mai 2017³⁴ prévoit qu'une demande complète de contrat adressée à l'acheteur obligé par un producteur intègre une caution et que « *les sommes ainsi perçues viendront minorer les charges de services publics compensées à l'acheteur obligé* ».

7 entreprises locales de distribution ont déclaré avoir remboursé un total de 33 cautions au cours de l'année 2025.

Le montant des cautions remboursées vient augmenter les charges de service public des entreprises locales de distribution au titre de 2025 d'un montant de **26,0 k€**. Le montant des cautions remboursées est intégré au coût évité lié à l'énergie produite.

³³ Les moyennes présentées dans le tableau sont calculées en prenant en compte les prix de la plateforme EPEX Spot, l'ensemble des opérateurs concernés ayant indiqué utiliser cette plateforme.

³⁴ Arrêté du 9 mai 2017 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations implantées sur bâtiment utilisant l'énergie solaire photovoltaïque, d'une puissance crête installée inférieure ou égale à 100 kilowatts telles que visées au 3° de l'article D. 314-15 du code de l'énergie et situées en métropole continentale.

1.2.4. 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.

Les volumes de garanties de capacité pour les enchères organisées en 2025 retenus pour le calcul des charges au titre de 2025 sont détaillés dans le Tableau 19.

Tableau 19 : Volumes de garanties de capacité pouvant être valorisées par les entreprises locales de distribution lors des enchères ayant eu lieu en 2025

Volume de garanties de capacité pouvant être valorisées (MW)	AL 2024	AL 2025	AL 2026
Enchère du 6 mars 2025			50,9
Enchère du 22 mai 2025			49,4
Enchère du 19 juin 2025		13,3	48,3
Enchère du 18 septembre 2025	5,7		47,4
Enchère du 23 octobre 2025			45,5
Enchère du 4 décembre 2025			44,6

En application de la délibération de la CRE du 27 mars 2026, les volumes de garanties de capacité relatives aux années de livraison 2024 à 2026 sont valorisés, pour le calcul du coût évité constaté, au prix des enchères qui ont eu lieu pour ces années de livraison, soit :

Tableau 20 : Prix de vente selon l'année de livraison, des garanties de capacité pour chaque enchère ayant eu lieu en 2025

Résultat des enchères (€/MW)	AL 2024	AL 2025	AL 2026
Enchère du 7 mars 2024			3 152,30
Enchère du 25 avril 2024			3 646,20
Enchère du 20 juin 2024		39,00	3 299,90
Enchère du 19 septembre 2024	1 999,30		3 469,60
Enchère du 24 octobre 2024			2 620,00
Enchère du 5 décembre 2024			98,60

Le coût évité total « capacité » retenu pour les entreprises locales de distribution et les organismes agréés au titre de l'année 2025 est ainsi de **0,8 M€**.

1.2.5. Surcoûts d'achat pour les entreprises locales de distribution et les organismes agréés en 2025

Les surcoûts retenus au titre de l'obligation d'achat pour les entreprises locales de distribution et les organismes agréés s'élèvent ainsi, en 2025, pour un volume d'achat de 3,5 TWh, à **381,3 M€** (564,6 M€ - 182,6 M€ - 0,8 M€), en augmentation de 52,3 M€ par rapport à 2024 (329,0 M€). L'augmentation observée des surcoûts d'achat est principalement due à la hausse du coût d'achat, liée à l'augmentation des volumes soutenus.

Les principaux éléments de calcul des surcoûts d'achat par opérateur sont indiqués dans le Tableau 50.

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 résultant des contrats d'obligation d'achat et de complément de rémunération en France hexagonale au titre de 2025 s'élèvent à **6 865,7 M€**.

Ce bilan est présenté dans le Tableau 21. Les principaux éléments de calcul des surcoûts d'achat par entreprise locale de distribution et par organisme agréé sont indiqués dans le Tableau 50.

Tableau 21 : Bilan des charges liées aux contrats d'obligation d'achat et de complément de rémunération en France hexagonale au titre de 2025 réparties par action budgétaire

en M€		EDF Obligation d'achat	EDF Complément de rémunération	ELD	Organismes agréés	Total 2025	
Action 1	Eolien terrestre	505,5	328,3	63,2	4,5	901,5	6 181,0
	Eolien en mer	655,8	0,0	0,0	0,0	655,8	
	Solaire	3 360,4	178,9	209,9	6,6	3 755,7	
	Bio-énergies	649,6	41,9	47,5	0,0	739,0	
	Autres énergies	107,9	10,4	8,4	2,4	129,1	
Action 4	Cogénération et autres énergies thermiques	583,3	62,5	27,6	11,2	684,7	684,7
Total		5 862,5	621,9	356,6	24,6	6 865,7	

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 2011³⁵ 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 2020³⁶. 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 2021³⁷ 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 2023³⁸, 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 constatées au titre de 2025 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.

25 opérateurs ont supporté des charges liées à l'achat de biométhane en 2025 (comme en 2024).

793 installations ont produit du biométhane au cours de l'année 2025 (731 en 2024). Parmi elles, 68 ont été mises en service en 2025 (78 en 2024).

Les montants et volumes au titre de 2024 indiqués dans cette partie ne prennent pas en compte les reliquats déclarés dans le cadre du présent exercice.

2.1. Coût d'achat constaté au titre de 2025

Parmi l'ensemble des 793 installations injectant du biométhane sous le régime de l'obligation d'achat en 2025, 714 sont soutenues via l'arrêté tarifaire du 23 novembre 2011, 4 via l'arrêté tarifaire du 13 décembre 2021 et 75 via l'arrêté tarifaire du 10 juin 2023.

La production de biométhane en dépassement de la capacité maximale de production ou de la production annuelle prévisionnelle en vigueur n'ouvre pas droit au tarif d'achat. La quantité de gaz en dépassement et le coût d'achat associé ne sont, par conséquent, pas comptabilisés dans le calcul des charges de service public.

La CRE a vérifié la cohérence des données physiques (valeurs mensuelles déclarées de capacité maximale de production et quantités effectivement produites) et des tarifs d'achat pratiqués en application de l'arrêté tarifaire en vigueur sur les contrats déclarés.

Le nombre d'installations injectant du biométhane sous le régime de l'obligation d'achat poursuit sa croissance. Le détail est indiqué dans la Figure 3.

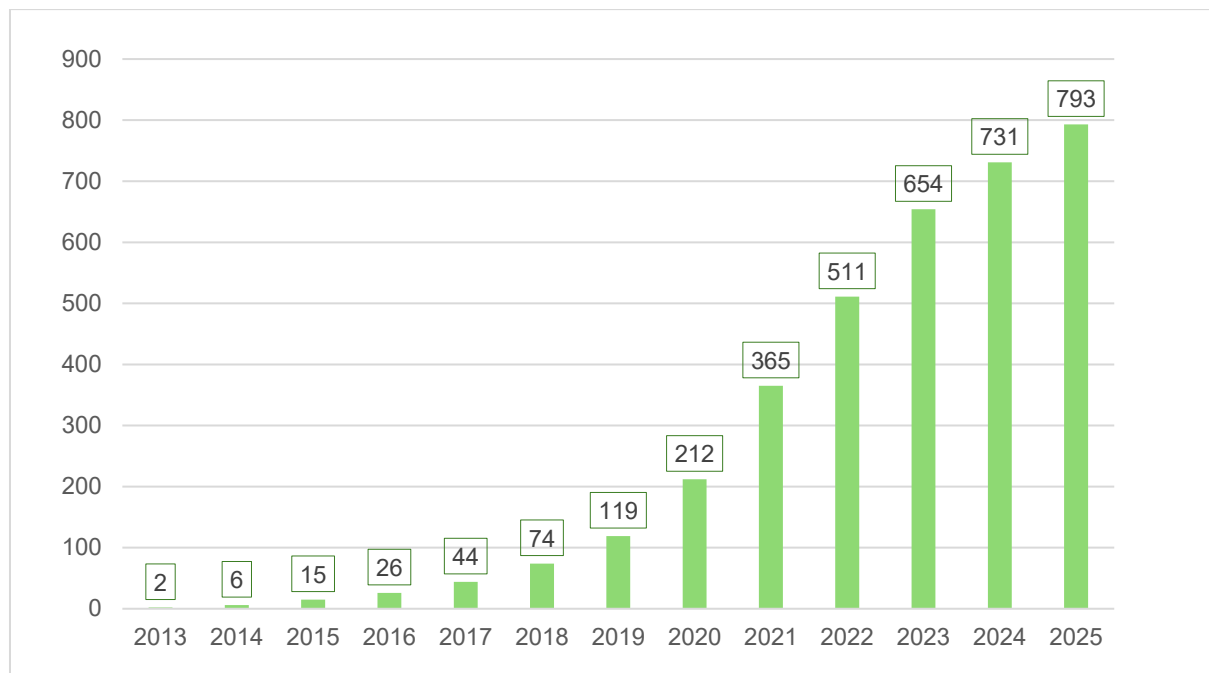
³⁵ Arrêté du 23 novembre 2011 fixant les conditions d'achat du biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel.

³⁶ 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.

³⁷ Arrêté du 13 décembre 2021 fixant les conditions d'achat du biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel.

³⁸ Arrêté du 10 juin 2023 fixant les conditions d'achat du biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel.

Figure 3 : Evolution du nombre d'installations injectant du biométhane et soutenues via un arrêté tarifaire



Les quantités de biométhane et les coûts d'achat retenus au titre de l'année 2025 sont présentés dans le Tableau 22 ci-dessous. Les coûts d'achat unitaires (en €/MWh) ont baissé de 1 % en 2025 par rapport à 2024.

Tableau 22 : Quantités de biométhane et coûts d'achat retenus au titre de 2025

Volume soutenu	GWh
janv-25	1 032,1
févr-25	967,1
mars-25	1 100,1
avr-25	1 079,5
mai-25	1 106,7
juin-25	1 067,7
juil-25	1 111,6
août-25	1 124,0
sept-25	1 107,3
oct-25	1 160,4
nov-25	1 131,5
déc-25	1 161,0
2025	13 149,3
2024	11 372,8
2023	9 009,1
Coût d'achat	M€
2025	1 655,6
2024	1 446,2
2023	1 146,6
Coût d'achat unitaire	€/MWh
2025	125,9
2024	127,2
2023	127,3

2.2. Coût évité constaté au titre de 2025

Conformément à la délibération méthodologique de la CRE du 27 mars 2026³⁹, le coût évité constaté est calculé pour chaque mois en prenant comme référence de prix la moyenne arithmétique mensuelle des prix spot constatés sur le marché de gros du gaz naturel⁴⁰. Les prix de marché retenus sont présentés dans le Tableau 23.

Tableau 23 : Prix de marché retenus pour le calcul du coût évité au titre de 2025

	Janv.	Févr.	Mars	Avril	Mai	Juin	Juillet	Août	Sept.	Oct.	Nov.	Déc.
Prix (€/MWh)	47,93	50,42	40,91	34,12	33,45	35,63	32,95	31,59	31,60	30,91	29,29	26,45

Le prix de marché est en moyenne de 35,4 €/MWh sur l'année 2025 et est relativement stable par rapport à l'année 2024 (34,0 €/MWh).

Le coût évité total constaté au titre de 2025 est de **462,0 M€**.

³⁹ 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.

⁴⁰ Prix Powernext Gas Spot Daily Average (en €/MWh) du PEG, publiés par EPEX Spot.

2.3. Surcoût d'achat constaté au titre de 2025

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.

Il s'élève au total à **1 193,6 M€** (1 655,6 M€ - 462,0 M€).

2.4. Valorisation des garanties d'origine au titre de 2025

Le I de l'article R. 121-31 du code de l'énergie 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 2011⁴¹. 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 calcul de la valorisation des garanties d'origine pour les acheteurs de biométhane injecté⁴², la réversion du montant des garanties d'origine est calculée en tenant compte d'une valeur plancher normative⁴³. Pour les charges constatées au titre de 2025, 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 2024 et au premier semestre de 2025. La valeur plancher normative des garanties d'origine s'élève donc à 8,93 €/GO pour les charges constatées au titre de 2025.

Le montant des valorisations financières des garanties d'origine venant en déduction des charges de service public au titre de 2025 s'élève à **41,5 M€**. Le niveau de valorisation moyen des garanties d'origine faisant l'objet d'une réversion sur les charges s'élève à 7,0 €/GO pour les charges constatées au titre de 2025, en hausse de + 56 % par rapport au niveau de valorisation des garanties d'origine en 2024 (4,5 €/GO pour les charges constatées au titre de 2024). Ce niveau moyen est inférieur à la valeur plancher normative de 8,93 €/GO du fait des contrats de vente de GO signés avant le 6 mai 2025, au titre desquels des GO ont été valorisées au cours de l'année 2025. 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 cohérent avec les conditions de marché.

2.5. Recettes liées aux indemnités de résiliation

Au titre de l'année 2025, un opérateur a déclaré l'encaissement des indemnités de résiliation de 2 contrats d'achat, à hauteur de **656,2 k€**, qui viennent diminuer les charges de service public portées par cet opérateur.

2.6. Charges constatées au titre de 2025

Les charges constatées au titre de 2025 s'élèvent à **1 151,4 M€** en prenant en compte les éléments détaillés ci-dessus. Ces chiffres, ainsi que le détail de ceux présentés ci-dessous, n'intègrent pas les frais de gestion prévisionnels déclarés par les acheteurs de biométhane, exposés dans la section 6.

⁴¹ 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.

⁴² 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.

⁴³ 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.

Le détail de l'évaluation des charges constatées par opérateur au titre de 2025 est indiqué dans le Tableau 24. L'évolution de ces charges par rapport aux charges constatées au titre de 2024 est précisée dans le Tableau 25.

Tableau 24 : Charges constatées au titre de 2025⁴⁴

Opérateur	Volume acheté (kWh)	Coût d'achat (€)	Coût évité (€)	Surcoût d'achat (€)	Valorisation des GO venant en déduction des charges (€)	Charges constatées au titre de 2025 hors frais de gestion (€)
ALSEN	74 875 543	10 334 794	2 650 291	7 684 503	193 093	7 491 410
BARR ENERGIES	24 529 866	2 933 509	857 343	2 076 166	34 557	2 041 609
BCM Energy	40 643 520	5 991 178	1 439 300	4 551 878	29 998	4 521 880
CALEO	13 900 000	2 044 592	452 674	1 591 918	0	1 591 918
ekWateur	15 970 900	1 535 640	564 126	971 514	113 744	857 771
ENDESA ENERGIA	444 234 139	53 214 002	15 658 427	37 555 575	457 636	37 097 939
ENGIE SA	7 051 621 917	899 766 234	247 626 303	652 139 930	26 197 009	625 942 921
ÉS Energies Strasbourg	82 814 088	10 391 789	2 936 965	7 454 825	412 271	7 042 554
GAZ DE PARIS SAS	248 805 383	28 653 887	8 788 178	19 865 709	951 548	18 914 161
GEG Sources d'Energies	25 013 425	3 565 154	840 519	2 724 635	0	2 724 635
Nature Energy Green Sales A/S	150 823 294	16 334 790	5 200 678	11 134 111	170 497	10 963 614
OG CLEAN FUELS	46 257 403	6 204 416	1 627 818	4 576 598	0	4 576 598
PICOTY SAS	46 880 571	5 253 070	1 674 089	3 578 981	29 589	3 549 392
PLUM ENERGIE SAS	9 078 975	865 313	301 590	563 723	59 286	504 437
REDEO ENERGIES	544 018 553	72 246 387	19 187 956	53 058 431	2 887 856	50 170 575
SAS GAZ DE BORDEAUX	457 517 846	57 694 873	16 003 953	41 690 920	613 488	41 077 431
SAVE	2 812 898 260	354 303 866	98 887 684	255 416 182	5 436 677	249 323 343
SCIC Enercoop	10 059 616	1 453 140	347 126	1 106 014	64 732	1 041 283
SEGE - AIR LIQUIDE	273 164 815	31 422 681	9 621 972	21 800 709	930 155	20 870 553
SEML GEDIA	14 654 892	2 051 608	516 484	1 535 123	22 518	1 512 605
SPECIALTY OPERATIONS FRANCE	199 624 485	24 223 540	7 049 760	17 173 780	1 335 872	15 837 909
SVD 17 - DALKIA	323 053 935	37 157 149	11 370 374	25 786 776	690 842	25 095 934
TERREAL SAS	3 946 155	332 510	111 753	220 757	26 415	194 342
Total Gas & Power limited	157 214 525	17 373 299	5 517 193	11 856 106	0	11 856 106
Total Direct Energie & Total Energie Gaz	77 663 282	10 243 255	2 745 917	7 497 338	879 229	6 618 109
TOTAL	13 149 265 387	1 655 590 676	461 978 472	1 193 612 204	41 537 013	1 151 419 029

Tableau 25 : Evolution des charges constatées au titre de 2025 par rapport aux charges constatées au titre de 2024

	Constaté 2025	Constaté 2024
Volume soutenu (TWh)	13,1	11,4
Surcoûts d'achat constatés (M€)	1 193,6	1 056,8
Valorisation des GO (M€)	41,5	27,5
Charges	1 151,4⁴⁵	1 029,3

Le développement important de la filière (+ 16 % sur le volume soutenu) entraîne une hausse des coûts d'achat de biométhane injecté (+ 14 %). Cet effet est légèrement compensé par la hausse des prix de marché, de + 1,4 €/MWh en moyenne entre 2024 et 2025. Il en résulte une augmentation des charges de +122,1 M€ (soit + 12 %).

⁴⁴Les 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 sont préemptées par l'Etat), ainsi que pour (iii) GEG Sources d'Energies, OG Clean Fuels et Total Gas & Power limited qui valorisent leurs garanties d'origine exclusivement sous forme de carburant pour véhicules.

⁴⁵ 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.

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 constatées au titre de 2025 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 :

- Transition énergétique :
 - aux charges de production supportées 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.
- 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.

Les montants et volumes au titre de 2024 indiqués dans cette partie prennent en compte les reliquats.

3.1. Charges de production et d'achat d'électricité 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 CCAS⁴⁶. 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

⁴⁶ Caisse Centrale d'Activités Sociales

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.

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.

Evolution des tarifs réglementés de vente d'électricité (TRVE) HT

Les TRVE HT ont baissé de - 21,6 % et - 1,0 % lors des mouvements tarifaires respectifs de février 2025 et d'août 2025⁴⁷. Cette diminution conséquente est largement due à la baisse d'ampleur de la part approvisionnement en raison de prix de marché dans l'hexagone en fort déclin, liée à un progressif retour à la normale après la crise des prix de l'énergie.

Pour le calcul des charges de service public de l'énergie retenues pour chacun des fournisseurs historiques (EDF SEI, EDM et EEWf), les recettes liées au TRVE considérées pour l'année 2025 sont donc très inférieures à celles de 2024, ce qui conduit à de fortes évolutions dans les charges exposées entre 2024 et 2025.

* * *

Les trois sections suivantes détaillent le calcul des charges de production et d'achat au titre de 2025 sur la base de ces deux éléments – coûts et recettes de production – successivement pour EDF, EDM et EEWf.

⁴⁷ Les baisses tarifaires correspondent à une évolution moyenne sur les 3 couleurs tarifaires, pondérée des volumes.

3.1.1. Charges de production et d'achat supportées par EDF au titre de 2025

En 2025, la consommation d'électricité dans les territoires opérés par EDF SEI s'élève à **8 885,0 GWh** et diminue légèrement par rapport à 2024 (- 100,1 GWh, soit - 1,1 %). La consommation baisse notamment en Guyane (- 24,2 GWh, soit - 3 %) après une année 2024 marquée par des records de chaleur liés à El Niño, en Guadeloupe (- 46,7 GWh, soit - 3 %) et en Martinique (- 59,6 GWh, soit - 4 %) suivant la baisse tendancielle des dernières années. Celle-ci est stable à La Réunion malgré des températures plus élevées que la moyenne et augmente en Corse (+ 37,3 GWh, soit + 2%), avec une année 2025 qui se caractérise par un été sec et chaud, provoquant un pic de consommation estival.

La production totale d'électricité s'élève à 9 826,2 GWh en 2025 et suit cette tendance baissière par rapport à 2024 (- 126,7 GWh, soit - 1 %) avec un taux de pertes stable qui passe de 9,6 % à 9,5 % en moyenne sur les territoires.

Le taux de production d'EDF SEI diminue de 26 % à 24 % avec une baisse particulièrement marquée à La Réunion et à Saint-Martin en raison d'une faible disponibilité respective des actifs hydrauliques liés aux conséquences du cyclone Garance et thermiques. La production des actifs d'EDF SEI diminue ainsi de 230,1 GWh (- 9 %).

Les volumes d'achat du bilan électrique augmentent en conséquence de 103,4 GWh (soit + 1 %).

3.1.1.1. Recettes de production

Tableau 26 : Recettes de production constatées pour EDF au titre de 2025 et comparaison par rapport aux recettes constatées au titre de 2024

MC	Corse	Guadeloupe	Saint-Martin	Saint-Barthélemy	Guyane	Martinique	Réunion	SPM	Iles bretonnes	2025	Rappel 2024	Evolution	
												en M€	en %
Chiffre d'affaires total à considérer	317,0	245,4	29,1	22,2	129,2	232,8	489,5	7,1	1,4	1 453,8	1 840,2	-386,4	-21,0%
(-) Recettes de distribution	127,9	93,0	10,3	7,0	44,3	84,0	189,8	2,6	0,6	539,7	483,0	56,7	11,7%
(-) Recettes de gestion clientèle	8,7	12,2	1,0	0,4	8,5	11,9	18,3	0,2	0,0	51,2	48,4	2,8	5,8%
Recettes brutes de production	180,4	140,2	17,8	14,8	76,2	137,9	281,4	4,3	0,8	852,9	1 308,8	-455,9	-34,8%
Part des Recettes à considérer	56,4	7,0	4,1	14,1	56,0	30,5	26,6	4,3	0,8	199,8	335,3	-135,5	-40,4%
(+) Recettes de vente parties et services systèmes	23,6	20,1	1,6	0,8	12,8	11,3	20,5	0,5	0,1	91,2	141,5	-50,4	-35,6%
Recettes de production totales EDF SEI	80,0	27,1	5,7	15,0	68,8	41,7	47,1	4,8	0,9	290,9	476,8	-185,9	-39,0%
Part production du tarif de vente (€/MWh)	90,4	97,4	104,9	105,0	92,3	101,2	99,3	101,0	96,3	95,8	148,4		

Les recettes de gestion clientèle d'EDF étaient historiquement calculées à partir de celles perçues par le gestionnaire de réseaux en application du TURPE, en tenant compte de la règle de répartition fixée entre le fournisseur et le gestionnaire de réseaux dans le cadre de l'établissement de ce tarif. A compter de 2025, les recettes de gestion clientèle d'EDF SEI sont calculées à partir des coûts réels d'EDF SEI en tant que fournisseur, retraités de la part affectée à la distribution et au commissionnement, le montant déclaré ne pouvant pas dépasser les coûts commerciaux du TRVE retraités des briques CEE et du commissionnement.

Les recettes brutes de production s'élèvent à **852,9 M€** en 2025, contre **1 308,8 M€** pour 2024 (cf. Tableau 26). Cette forte diminution résulte principalement de l'effet des baisses de TRV HT de février et août 2025, renforcée par la hausse de la part des recettes liées à l'acheminement (+ 56,7 M€, soit + 12 %). En conséquence, les PPTV baissent fortement, de - 34 % en moyenne.

Les recettes de production totales à affecter aux charges de production d'EDF SEI sont également en baisse (- 185,9 M€, soit - 39 %), en lien avec les baisses cumulées des recettes brutes de production, du taux de production d'EDF SEI (- 2 %) et du volume de pertes (- 3 %).

3.1.1.2. Charges de production

Coûts de production déclarés par EDF

Les coûts de production déclarés par EDF dans les ZNI s'élèvent, pour 2025, à **171,8 M€** pour la production renouvelable et **681,3 M€** pour la production à partir d'énergies fossiles, soit un total de **853,1 M€**.

Correctifs appliqués aux coûts de production d'EDF

Recettes de production non tarifaires à retrancher des coûts de production

Les coûts de production déclarés par EDF doivent être diminués de **6,4 M€** correspondant aux recettes non tarifaires obtenues dans le cadre de son activité de production. Ces recettes concernent par exemple la vente de produits (combustibles par exemple) ou bien de prestations (dépotage, mise à disposition de personnel, location immobilière).

Coûts exclus liés à la gestion des moyens de production

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

L'analyse menée les années précédentes sur la qualité de cette gestion a été reconduite sur l'exercice 2025. Le mécanisme appliqué aux centrales d'EDF SEI est basé sur l'écart entre le coût variable de la centrale considérée, et celui de la centrale appelée en remplacement en cas d'indisponibilité liée à la gestion de l'opérateur.

S'agissant de la centrale Pointe des Carrières en Martinique, l'analyse de la CRE a mis en évidence un surcoût directement imputable à la sous-disponibilité de l'unité de production par rapport à une valeur normative de référence. La disponibilité réelle des groupes diesel de Pointe des Carrières s'établit en moyenne à 72,4 % sur l'année 2025 soit une valeur supérieure à celle de l'année 2024 (70,5 %), avec une diminution du nombre de foruits, mais restant légèrement inférieure à la disponibilité cible, cette dernière tenant compte de l'âge avancé de la centrale (supérieur à 25 ans, durée de vie normative des actifs thermiques). Le coût à exclure est évalué pour la Martinique en 2025 à **0,8 M€**.

S'agissant de la centrale de Saint-Martin, une pénalité est également imputable à la tranche 3 détenue et exploitée par EDF SEI et s'élève à 28 % en 2025⁴⁸, en raison de plusieurs incidents constatés sur les pièces tournantes des groupes turbo-alternateurs. Le mécanisme sur la qualité de gestion évoqué précédemment étant inopérant pour un territoire ne disposant que d'un moyen de production de base, le coût à exclure est évalué, comme l'année précédente, sur un principe similaire à celui appliqué aux contrats de gré à gré et s'élève à **3,4 M€** en 2025.

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

Les frais de personnel déclarés par EDF doivent être majorés de l'avantage en nature que constitue l'application dans les ZNI du tarif préférentiel aux effectifs de l'entité production d'EDF. Le montant correspondant est évalué, pour 2025 à **3,6 M€**.

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

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

Dans le cas où les CEE générés sont en excès par rapport à l'obligation d'EDF SEI ou dans le cas où EDF SEI serait en déficit de CEE, les recettes liées à la vente de CEE ou les coûts liés à l'achat de CEE sont comptabilisés dans les surcoûts de production du fournisseur historique, l'obligation CEE de celui-ci relevant en effet de la régulation de cet opérateur et non de la mise en œuvre des cadres de compensation de MDE. Des règles encadrant la vente et l'achat de CEE par EDF SEI ont été définies par la CRE. L'application de ces règles à l'année 2025 a conduit EDF SEI à acheter 1,7 TWh_{cumac} de CEE précarité au terme du premier semestre pour un montant de **20,9 M€**. Par conséquent, une charge équivalente est comptabilisée dans les coûts de production d'EDF en ZNI au titre de 2025.

Coûts de production retenus à la compensation

En considérant les coûts non retenus et les coûts supplémentaires décrits *supra*, la CRE retient un montant de coûts de production supportés par EDF dans les ZNI au titre de 2025 de **866,9 M€** (853,1 M€ - 6,4 M€ - 0,8 M€ - 3,4 M€ + 3,6 M€ + 20,9 M€). Ce montant se répartit en **181,0 M€** de coûts de

⁴⁸ En considérant l'un des moteurs comme disponible à l'arrêt

production renouvelable et **685,9 M€** de coûts de production à partir d'énergies fossiles. La décomposition par grands postes de coûts est donnée dans le Tableau 27.

Tableau 27 : Coûts de production retenus par la CRE pour EDF dans les ZNI au titre de 2025

M€		Corse	Guadeloupe	Saint-Martin	Saint-Barthélemy	Guyane	Martinique	Réunion	Saint-Pierre-et-Miquelon	Îles Bretonnes	2025
Coûts fixes	Rémunération des capitaux	35,5	1,9	4,0	3,6	25,3	8,3	17,0	4,6	0,6	100,7
	Amortissements	26,6	2,8	3,4	2,5	25,6	11,9	9,6	3,1	1,1	86,5
	Impôts et taxes	8,0	0,6	2,9	0,1	34,8	3,3	9,0	0,3	0,0	99,0
	Frais de personnel	14,3	1,3	2,7	3,3	16,0	9,6	5,7	4,1	0,0	66,4
	Charges externes	14,8	6,7	2,4	2,7	21,0	15,8	5,2	4,0	0,4	72,9
	Frais de structure, de siège et prestations externes	23,1	3,4	10,0	10,1	21,3	17,6	29,7	0,6	0,0	116,9
Coûts variables	Combustibles	59,2	43,7	5,0	25,1	75,3	40,7	13,7	12,7	2,8	278,1
	Quotas de CO2	19,3	7,6	2,1	0,0	19,0	17,6	4,2	2,2	0,0	72,0
	Autres achats	6,5	0,5	0,7	1,9	4,6	7,8	0,6	2,6	0,2	25,4
Coût total		207,3	68,6	33,2	48,3	242,8	131,9	94,6	34,1	5,1	686,9

Évolution par rapport aux charges constatées au titre de 2024

Le Tableau 28 présente l'évolution de ces coûts par rapport aux coûts constatés au titre de 2024.

Tableau 28 : Évolution des coûts de production renouvelable d'une part et à partir d'énergies fossiles d'autre part, dans les ZNI constatés au titre de 2025 par rapport aux coûts constatés au titre de 2024

M€	Nature de coûts retenus	Transition énergétique				Mécanismes de solidarité			
		2025	Rappel 2024	Evolution		2025	Rappel 2024	Evolution	
				en M€	en %			en M€	en %
Coûts fixes	Rémunération des capitaux	66,0	65,6	0,4	0,6%	34,7	39,3	-4,5	-11,5%
	Amortissements	27,2	26,6	0,6	2,3%	59,2	47,5	11,8	24,7%
	Impôts et taxes	24,4	24,1	0,3	1,4%	34,6	52,1	-17,5	-33,6%
	Frais de personnel	11,9	12,5	-0,5	-4,1%	44,5	49,5	-5,0	-10,1%
	Charges externes	9,9	7,8	2,1	26,9%	63,0	67,1	-4,1	-6,1%
	Frais de structure, de siège et prestations externes	40,5	37,0	3,6	9,7%	75,3	69,8	5,6	8,0%
Coûts variables	Combustibles	-	-	-	---	278,1	337,4	-59,2	-17,6%
	Quotas de CO2	-	-	-	---	72,0	90,5	-18,5	-20,4%
	Autres achats	1,0	1,1	-0,1	-5,9%	24,4	27,7	-3,2	-11,7%
Coût total		181,0	174,6	6,5	3,7%	685,9	780,7	-94,8	-12,1%

Au total, les coûts de production d'EDF dans les ZNI sont en baisse entre 2024 et 2025 (- 88,3 M€, soit - 9 %).

Le poste des frais de structure, de siège et des prestations externes augmente de 9,2 M€ (soit + 8,6 %), principalement en raison de l'achat de CEE par EDF SEI, dont le montant est ventilé entre les actifs de productions fossiles et renouvelables.

Les charges de production à partir des énergies renouvelables (catégorie « Transition énergétique ») augmentent de 6,5 M€ en 2025 sous les effets cumulés des postes Frais de structure, de siège et des prestations externes et Charges externes, dont le montant était bas en 2024 grâce à des travaux sur la route de Petit-Saut refacturés à la préfecture de Guyane.

Les charges de production à partir d'énergies fossiles (catégorie « Mécanisme de solidarité ») diminuent de - 94,8 M€ (soit -12 %) :

- Le coût d'achat de combustible pour EDF dans les ZNI au titre d'une année résulte de deux paramètres : l'achat réel du combustible sur le marché de l'année en question et le dénouement des swaps⁴⁹. En 2025, hors mécanisme de couverture financier et mécanismes de pénalité des moyens de production, le coût d'achat des combustibles sur le marché pour EDF présente une baisse de **69,7 M€** par rapport à 2024, qui s'explique par l'effet combiné d'une diminution du prix des combustibles (- 4,9 %) et d'une baisse de la production thermique. Les dynamiques de production restent toutefois contrastées entre territoires, selon la disponibilité des moyens de

⁴⁹ Mécanisme financier de couverture des achats de combustible.

production, les conditions climatiques ou les contraintes industrielles rencontrées au cours de l'année :

- En Corse, la production thermique diminue de 47 GWh en raison d'une moindre sollicitation du Vazzio et des TACs de Lucianna ;
- En Guadeloupe, le coût total des combustibles ne recule que légèrement sous l'effet d'un prix moyen en baisse mais d'une production des moyens de pointe en hausse (+ 21 GWh, soit + 35,1 %) due à l'indisponibilité de certains actifs d'Albioma avec les chantiers de conversion à la biomasse ;
- A Saint-Martin, la production thermique diminue fortement (- 70 GWh, - 62 %) en lien avec les disponibilités réduites des tranches 1 et 3 ;
- A Saint-Barthélemy, la production augmente légèrement (+ 5 GWh, soit + 4%) avec une amélioration de la disponibilité des actifs de production (de 85,3 % en 2024 à 91,6 % en 2025) ;
- En Guyane, la production thermique globale au périmètre des TACs et moteurs Diesel d'EDF SEI a fortement baissé en 2025 (-108 GWh, soit -31%) en lien avec des précipitations abondantes et une forte sollicitation de Petit Saut ;
- En Martinique, le recul de la production thermique est modéré (- 8 GWh, soit - 2 %), sous les effets opposés d'une meilleure disponibilité de la centrale de Pointe des Carrières et d'une baisse notable de la sollicitation des TAC ;
- À La Réunion, la production thermique est en retrait de 10 GWh (-15 %). L'année reste cependant marquée par une sollicitation encore soutenue des TAC, du fait de difficultés rencontrées sur les actifs hydrauliques en début d'année, notamment sur la centrale de Rivière de l'Est liés aux impacts du cyclone Garance et d'indisponibilités ponctuelles des tranches converties à la biomasse d'Albioma sur le premier semestre 2025.

En prenant en compte les mécanismes de couvertures financiers dont le débouclage s'est avéré défavorable (+ 10,1 M€ par rapport à 2024) et la diminution des coûts exclus par l'analyse de la gestion des moyens de production (soit + 0,4 M€ par rapport à 2024), le poste combustible d'EDF SEI diminue de 59,2 M€ par rapport à 2024.

- Les postes des impôts et des taxes (- 17,5 M€, soit - 34 %) et des quotas de CO₂ (- 18,5 M€, soit - 20 %) diminuent également en conséquence de la plus faible sollicitation des actifs thermiques ;
- Le poste des amortissements (11,8 M€, soit + 25 %) augmente principalement porté par l'accélération des amortissements en Corse en prévision de l'arrêt d'exploitation du Vazzio prévu autour de 2027–2028 ;

Recettes de production nettes et charges supportées par EDF

Tableau 29 : Comparaison des charges de production supportées par EDF dans les ZNI au titre de 2024 et au titre de 2025

Total M€	Corse	Guadeloupe	Saint- Martin	Saint- Barthélemy	Guyane	Martinique	Réunion	Saint-Pierre et-Miquelon	Îles Bretonnes	2025	Rappel 2024	Évolution	
												en M€	en %
Coût de production	207,3	66,6	33,2	49,3	242,8	131,9	94,6	34,1	5,1	866,9	955,3	-88,3	-9,2%
Recettes de production	80,0	27,1	5,7	15,0	68,6	41,7	47,1	4,9	0,9	290,9	478,6	-185,9	-39,0%
Charges de production (M€)	127,3	41,5	27,5	34,3	174,2	90,2	47,5	29,2	4,3	576,0	478,4	97,6	20,4%

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 **866,9 M€** et **290,9 M€** respectivement, les charges de production supportées par EDF SEI au titre de l'année 2025 s'élèvent à **576,0 M€**, réparties entre les catégories « Transition Énergétique » (57,1 M€) et « Mécanismes de solidarité » (519,0 M€).

Ces charges de production sont en hausse de 97,6 M€ par rapport à 2024 (+ 20 %), la baisse des recettes tarifaires couvrant la production d'EDF SEI (- 185,9 M€, soit - 39 %) étant fortement supérieure à la baisse des coûts de production (- 88,3 M€, soit - 9 %).

3.1.1.3. Charges d'achat d'électricité

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

Coûts d'achat

Les montants retenus pour EDF au titre des contrats d'achat pour 2025 en ZNI sont présentés dans le Tableau 30.

Tableau 30 : Quantités d'électricité et coûts d'achat retenus pour EDF dans les ZNI au titre de 2025

	Corse		Guadeloupe		St Martin		St Barthélemy		Guyane		Martinique		Réunion		Iles Bretonnes	
	GWh	M€	GWh	M€	GWh	M€	GWh	M€	GWh	M€	GWh	M€	GWh	M€	GWh	M€
Achats QA	341,8	102,9	240,0	66,6	---	---	---	---	54,2	23,4	136,8	43,1	334,5	135,5	0,2	0,04
Achats Gré à Gré	1 219,1	324,5	1 320,4	458,8	82,5	48,7	6,0	2,6	151,7	79,1	995,0	339,6	2 380,4	1 113,6	---	---
Total	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 2024* - 2025	3,9%	11,0%	-2,6%	1,7%	4,7%	138,3%	-53,7%	-33,6%	-33,9%	-6,2%	-5,6%	-3,2%	8,0%	5,4%	-1,4%	-0,1%

	Total		Evolution 2024* - 2025			
	GWh	M€	GWh	M€	GWh en %	M€ en %
Achats QA	1 107,5	371,7	47,8	13,4	5%	-4%
Achats Gré à Gré	6 155,0	2 367,1	-128,7	73,7	-2%	3%
Total	7 262,6	2 738,8	-80,9	87,1	-1,1%	3,3%

	Périmètre SEI		Evolution 2024* - 2025			
	GWh	M€	GWh	M€	GWh en %	M€ en %
Bagasse / charbon et thermique	2 516,9	950,5	-370,7	-24,1	-13%	-2%
Biomasse**	2 766,6	1 279,3	201,4	84,1	8%	7%
Eolien	203,0	43,8	32,9	9,7	19%	29%
Hydraulique	78,6	7,9	1,3	-0,1	2%	-2%
Incineration / biogaz	66,1	9,7	-6,4	-1,6	-9%	-14%
Photovoltaïque	862,1	323,8	5,3	3,6	1%	1%
Autres***	769,2	113,8	55,3	15,5	8%	16%
Total	7 262,6	2 738,8	-80,9	87,1	-1,1%	3,3%

* Montants tenant compte des rectifications effectuées sur l'exercice 2024 - cf. annexe 4

** Biomasse solide et liquide

*** Géothermie et interconnexion

Le coût d'achat total retenu pour EDF SEI s'élève à **2 738,8 M€** en 2025. Les coûts à Saint-Pierre-et-Miquelon sont nuls puisqu'aucun contrat d'achat n'a été conclu sur ce territoire.

Ce coût est en légère augmentation par rapport à 2024 (+ 3,3 %) bien qu'il s'accompagne d'une baisse du volume d'achat déclaré (- 1,1 %).

La baisse des volumes s'explique par la légère diminution de la consommation d'électricité dans les ZNI par rapport à 2024 (cf. 3.1.1.). Des disparités existent selon les filières et selon les territoires : des baisses importantes de volumes d'achats sont constatées à Saint Barthélemy et en Guyane, des baisses plus modérées pour la Martinique, la Guadeloupe et les îles bretonnes, tandis que les volumes achetés augmentent en Corse, à Saint Martin et à la Réunion. Les baisses observées à Saint Barthélemy et en Guyane compensent les hausses constatées en 2024. S'agissant de Saint Barthélemy, la meilleure disponibilité de la centrale de SEI a permis une moindre utilisation des groupes électrogènes de secours, qui ont par ailleurs connu quelques mois d'indisponibilité en fin d'année. La baisse des volumes achetés en Guyane s'explique par des précipitations importantes en début d'année, permettant l'augmentation de la production hydroélectrique de Petit Saut exploitée par SEI, réduisant la sollicitation des moyens thermiques, et par une baisse de la production d'électricité à partir de biomasse solide en raison d'une moindre disponibilité des centrales. La hausse des volumes achetés provient principalement d'une augmentation des imports via les interconnexions SARCO et SACOI en Corse, en raison des prix compétitifs du marché italien, d'incidents survenus sur les tranches 1 et 3 de la centrale SEI de Saint Martin, compensés par une plus forte sollicitation de la tranche 2 n'appartenant pas à EDF SEI et des groupes de secours installés fin 2024 et début 2025, et d'une baisse significative de la production hydraulique d'EDF SEI à la Réunion, en raison des dommages causés par le cyclone Garance et d'une forte sécheresse.

Toutefois, les coûts sont en augmentation (+ 3,3 %), portés notamment par les filières thermique (intégrée à la catégorie *Bagasse / charbon et fossile* dans le Tableau 30, dont les coûts baissent en raison de la disparition de la filière bagasse / charbon au cours de l'année 2025) et biomasse solide et liquide :

- La filière biomasse, regroupant biomasse solide et liquide, subit la plus forte hausse en volume en comparaison avec 2024 (+ 84 M€). La filière biomasse solide voit sa production

croître en 2025 (+ 13,8 %), suivant des dynamiques différentes selon les territoires. En Guadeloupe, l'augmentation est liée à la « sur-sollicitation » de la tranche 3 d'Albioma déjà convertie à la biomasse, induite par l'arrêt des tranches 1 et 2 en juillet 2025 pour conversion. En Guyane, la production d'électricité à partir de biomasse évolue à la baisse par rapport à 2024 en raison de l'indisponibilité de la centrale de Cacao à partir de mars. Enfin, à la Réunion, le fonctionnement en année pleine des groupes 1 et 2 convertis de la centrale du Gol participe à l'augmentation de la production d'électricité à partir de biomasse. Les coûts pour la filière biomasse solide augmentent de 4 %, cette hausse modérée en comparaison avec l'augmentation des volumes s'explique par une diminution des primes fixes et compensations dues aux conversions.

- La centrale de Port Est, située à la Réunion, était toujours la seule centrale à fonctionner au bioliquide en 2025. Pour sa deuxième année post-conversion, les volumes produits sont restés globalement constants, mais les coûts ont augmenté, du au fonctionnement quasiment exclusif au bioliquide, plus cher que le fioul, en 2025, alors que la consommation de fioul avait été plus importante en 2024.
- La baisse des volumes achetés de la filière *Bagasse / charbon et thermique* (- 13 %) se décompose en la diminution des achats de la filière bagasse /charbon (- 54 %), en raison de la conversion de la centrale du Moule en Guadeloupe au second semestre 2025, et des achats de la filière thermique (- 8 %), moins sollicités en raison du développement des énergies renouvelables non pilotables qui sont appelés avant les moyens thermiques. La baisse des coûts de la filière *Bagasse / charbon et thermique* (- 2 %, - 24 M€) est amoindrie par une hausse des coûts de la filière thermique (+ 3 %), portée par l'installation et la très forte sollicitation des groupes électrogènes de secours à Saint Martin, du fait de la faible disponibilité de la centrale de SEI.
- Le volume d'énergie importée en Corse depuis l'Italie et la Sardaigne (intégré à la catégorie *Autres*) est en hausse après l'indisponibilité estivale de 2024 (+ 9 %). Les coûts associés aux imports évoluent également à la hausse en raison d'une augmentation des prix sur le marché italien après l'accalmie observée en 2024.
- Les volumes achetés pour la filière éolienne et les coûts associés augmentent par rapport à 2024 (+ 19 % pour les volumes et + 29 % pour les coûts), avec toutefois des disparités selon les territoires. L'arc antillais a bénéficié d'un régime de vent favorable augmentant les achats d'électricité produite à partir d'éoliennes en Guadeloupe et en Martinique, contrairement à la Corse, où l'éolien se heurte à une disponibilité dégradée du réseau. La forte hausse des coûts, plus importante que celle des volumes, est causée par la déclaration d'installations en Guadeloupe, qui n'avaient pas été déclarées lors du précédent exercice d'évaluation des charges de service public de l'énergie (les coûts de l'exercice précédent sont bien déclarés en reliquat cette année).
- La production géothermique s'établit à un niveau de 92 GWh, en légère baisse de 2 % par rapport à 2024.
- Les volumes et coûts de la filière photovoltaïque déclarés par EDF SEI sont stables. Certains volumes ayant fait l'objet de facturation en début d'année 2026 devraient être exposés en reliquats l'année prochaine, à l'image des volumes achetés en 2024 et déclarés cette année en reliquats qui représentent 53 GWh.

Coûts évités et charges supportées par EDF

Tableau 31 : Coûts évités des achats d'EDF dans les ZNI au titre de 2025

	Corse	Guadeloupe	St Martin	St Barthélemy	Guyane	Martinique	Reunion	SPM	Des bretonnes	2025
Coût d'achat (M€)	427,4	525,5	48,7	2,6	102,5	382,7	1 249,3	0,0	0,04	2 738,8
Quantités achetées (GWh)	1 560,9	1 560,4	82,5	6,0	265,9	1 131,8	2 714,8	0,0	0,21	7 262,5
Taux de perte (%)	11,2%	12,4%	8,1%	4,4%	13,5%	7,4%	6,7%	10,1%	6,6%	—
Quantités achetées et consommées (GWh) ⁽¹⁾	1 385,5	1 366,8	75,8	5,7	178,1	1 048,4	2 534,1	0,0	0,20	6 594,6
Part production du tarif de vente (€/MWh)	30,45	97,36	104,88	164,95	92,26	101,17	99,28	100,06	98,28	—
Coût évité par les contrats d'achat (M€)	125,3	133,1	7,9	0,6	16,4	106,1	251,6	0,00	0,02	641,0
Charges (M€)	302,1	392,5	40,8	2,0	86,0	276,7	997,7	0,0	0,02	2 097,8

(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.

Le coût évité par les contrats d'achat est calculé en valorisant l'électricité achetée par EDF SEI à la part production des tarifs de vente comme détaillé dans le Tableau 31 ci-dessus.

Le coût évité s'élève à **641,0 M€**, il est en baisse par rapport à 2024 (- 34 %) en lien notamment avec la baisse des TRVE (cf. 3.1).

Les charges supportées par EDF SEI résultant des contrats d'achat en 2025 s'élèvent ainsi à **2 097,8 M€** (2 738,8 M€ - 641,0 M€). Ce montant est en hausse de 25,2 % par rapport à 2024 (+ 422,8 M€) sous l'effet d'une hausse des coûts d'achat couplée à une baisse des coûts évités.

Ce montant se répartit de la manière suivante :

- 1 314,0 M€ au titre des charges relevant de la catégorie « Transition énergétique » ;
- 783,8 M€ au titre des charges relevant de la catégorie « Mécanismes de solidarité ».

La décomposition des surcoûts supportés par EDF par zone et catégorie est présentée dans le Tableau 32.

Tableau 32 : Charges d'achat d'EDF dans les ZNI au titre de 2025

M€	Corse	Guadeloupe	St Martin	St Barthélemy	Guyane	Martinique	Réunion	SPM	Des bretonnes	2025	Evolution 2024 - 2025
Coût d'achat	437,4	525,5	48,7	2,6	102,5	382,7	1 249,3	0,0	0,036	2 738,8	3,3%
Coût évité	125,3	133,1	7,9	0,0	16,4	400,1	251,8	0,0	0,019	641,0	-34,4%
Charges	312,1	392,5	40,8	2,6	86,1	774,7	997,7	0,0	0,017	2 097,8	25,2%
Transition Énergétique O&I	75,5	46,3	0,0	0,0	19,1	30,3	104,5	0,0	0,017	275,6	-25,5%
Transition Énergétique pré à gré	1,4	84,6	0,0	0,0	25,6	55,1	871,8	0,0	0,0	1038,3	22,0%
Mécanismes de solidarité	235,2	261,5	40,8	2,6	41,4	719,2	21,7	0,0	0,0	783,8	29,9%

3.1.2. Charges de production et d'achat supportées par EDM au titre de 2025

La consommation d'électricité mahoraise s'élève à 389 GWh en 2025. Cette dernière a été fortement affectée par les conséquences du passage du cyclone Chido en décembre 2024. En 2025, la consommation est en recul de 4 % par rapport à son niveau de 2024, alors qu'elle évoluait selon sur une trajectoire haussière entre 2020 et 2024 (+ 4 % par an).

La production totale d'électricité en 2025 (429 GWh) suit cette tendance baissière (- 1,6 %), partiellement atténuée par la hausse des pertes réseau, qui passent de 7,1 % à 9,4 % entre 2024 et 2025. La production a été assurée à 94,8 % par la production historique d'EDM (centrales de Longoni et des Badamiers) et à 5,2 % par les achats d'énergie photovoltaïque et l'injection des stockages. La production d'électricité photovoltaïque diminue de 41 % entre 2024 et 2025 du fait des dommages causés par le cyclone Chido sur le parc de production mahorais.

3.1.2.1. Recettes de production

Les recettes de production totales⁵⁰ sont en baisse en 2025 et s'élèvent à **37,6 M€**, contre **57,4 M€** en 2024 (cf. Tableau 33).

⁵⁰ 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 de la part production des recettes de gestion de la clientèle (évaluées à 65 % des recettes de gestion de clientèle totales) et majoré des recettes supplémentaires qu'EDM aurait obtenues auprès des clients bénéficiant du « tarif agent » si ces derniers étaient assujettis aux tarifs réglementés de vente ainsi que des recettes provenant de la vente des pertes et des services système.

Tableau 33 : Recettes de production constatées pour EDM en 2025 et comparaison par rapport aux recettes constatées au titre de 2024

M€	2025	Rappel 2024	Evolution	
			en M€	en %
(+) Chiffre d'affaires issu de la fourniture d'électricité	61,1	81,6	-20,5	-25%
(+) Chiffre d'affaires théorique lié aux agents EDM	0,3	0,6	-0,2	-41%
Chiffre d'affaires total à considérer	61,5	82,2	-20,7	-25%
(-) Recettes de distribution	23,1	21,8	1,3	6%
(-) Recettes de gestion clientèle	3,0	3,3	-0,3	-8%
Recettes brutes de production	35,3	57,0	-21,7	-38%
Part des Recettes à considérer	33,5	52,6		
(+) Recettes de vente pertes et services systèmes	4,0	4,8	-0,7	-15%
Recettes de production totales	37,6	57,4	-19,9	-35%
Part production du tarif de vente (€/MWh)	91,9	141,8	-49,97	-35%

Cette évolution reflète l'effet combiné de la baisse de la consommation et des évolutions des TRV HT aux mois de février et août 2025. Compte tenu de la relative stabilité des recettes de distribution et de gestion de clientèle, la PPTV est également en baisse (- 35 %) passant de 141,8€/MWh en 2024 à 91,9€/MWh en 2025.

3.1.2.2. Charges de production

Les coûts de production d'EDM retenus par la CRE s'élèvent, pour 2025, à **170,4 M€**. La décomposition par grands postes de coûts est présentée dans le Tableau 34.

Gestion des moyens de production

De la même façon que pour EDF, l'analyse menée par la CRE les années précédentes sur la qualité et la conformité de la gestion des moyens de production aux règles de préséance économique a été reconduite sur l'exercice 2025.

En 2025, le taux de disponibilité moyen des centrales de Longoni (87,8 %) et Badamiers (91,1 %) sont supérieurs à l'objectif de 85 % qui leur est assigné. La CRE ne retient en conséquence aucune pénalité au titre de l'année 2025.

Tableau 34 : Coûts de production d'EDM au titre de 2025 et comparaison par rapport aux coûts constatés au titre de 2024

M€	Nature de coûts déclarés	2025	Rappel 2024	Evolution	
				en M€	en %
Coûts variables	Achats de combustibles hors taxes	97,7	105,0	-7,3	-7%
	Personnel, charges externes et autres achats	32,7	35,9	-3,2	-9%
	Impôts et taxes	0,1	0,6	-0,6	-87%
	Coûts d'acquisition des quotas de gaz à effet de serre	20,2	17,3	2,8	16%
Coûts fixes	Rémunération des capitaux	12,1	12,5	-0,5	-4%
	Amortissements	5,8	7,4	-1,6	-22%
	Frais de structure, de siège et prestations externes	1,8	1,9	-0,1	-5%
Coût total		170,4	180,8	-10,3	-5,7%

Les coûts de production sont en baisse par rapport à 2024 (- 10,3 M€, soit - 5,7 %). Cette évolution résulte des tendances observées en 2025 sur :

- les marchés pétroliers : le coût d'achat du combustible s'établit à 0,96 €/l_{FOD} contre 1,03 €/l_{FOD} en 2024 (- 6,7 %) ;
- le marché EU-ETS : le coût moyen des quotas CO₂ acquis par EDM est de 74 €/t_{CO2} contre 65 €/t_{CO2} en 2024 (+ 14 %).

Compte tenu de la relative stabilité de la production d'EDM (+ 1 %), et donc des volumes de combustible et de quotas de CO₂ achetés, ces tendances se reflètent directement dans les coûts de production d'EDM.

Les coûts et recettes de production étant respectivement de **170,4 M€** et **37,6 M€**, les charges de production supportées par EDM au titre de l'année 2025 s'élèvent à **132,9 M€**. La production historique d'EDM n'étant constituée que de moyens de production thermiques, ces charges relèvent intégralement de la catégorie « Mécanismes de solidarité ».

Ces charges de production sont en hausse de 9,5 M€ par rapport à 2024 (+ 8 %), la baisse des recettes de production (- 19,9 M€) étant deux fois plus importante que la baisse des coûts de production (- 10,3 M€).

3.1.2.3. Charges d'achat d'électricité

Les volumes d'achat constatés en 2025 sont entièrement liés à la production photovoltaïque et s'élèvent à **18,2 GWh**, pour un coût total de **5,6 M€**, comme détaillé dans le Tableau 35. Le volume acheté est en forte baisse (- 41 %), en lien direct avec les travaux de reconstruction nécessaires sur de nombreuses centrales à la suite du passage du cyclone Chido. En particulier, 38 installations n'ont pas injecté d'électricité en 2025 (18 % des installations raccordées en 2025).

Le coût d'achat baisse d'autant plus fortement (- 47 %), indiquant des impacts plus importants sur les installations les plus anciennes dont les tarifs d'achat sont plus élevés.

Tableau 35 : Charges d'achat d'électricité supportées par EDM en 2025 et comparaison par rapport aux charges constatées au titre de 2024

	2025	Rappel 2024	Evolution	
			en M€	en %
Coût d'achat (M€)	5,6	10,6	-5,0	-47%
Quantités achetées (GWh)	18,2	31,0	-12,8	-41%
Taux de pertes	9,4%	7,1%	2,2%	31%
Quantités achetées et consommées (GWh) ⁽¹⁾	16,5	28,8	-12,3	-43%
Part production dans le tarif de vente (€/MWh)	91,86	141,82	-50,0	-35%
Coût évité par les contrats d'achat (M€)	1,5	4,1	-2,6	-63%
Surcoûts d'achat (M€)	4,1	6,5	-2,4	-37%

⁽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.

En application du a) du 2° du I de l'article R. 121-28 du code de l'énergie, le coût évité par les contrats d'achat est calculé en valorisant l'électricité achetée par EDM à la PPTV. Le coût évité s'élève à **1,5 M€**, comme détaillé dans le Tableau 35. Ce coût évité est en baisse par rapport à 2024 (- 63 %) en raison des baisses conjuguées de la PPTV et des volumes.

Les charges supportées par EDM résultant des contrats d'achat en 2025 s'élèvent à **4,1 M€** (5,6 M€ de coûts - 1,5 M€ de coûts évités). Ces contrats portant exclusivement sur des installations photovoltaïques, elles relèvent intégralement de la catégorie « Transition énergétique ».

3.1.3. Charges de production et d'achats supportées par EEFW au titre de 2025

La consommation d'électricité de Wallis-et-Futuna est relativement stable par rapport à 2024 (+ 1 %) et atteint 28 GWh en 2025. Cette relative stabilité de la consommation fait suite à plusieurs années de fortes hausses sur la période 2020-2024 (+ 7 % par an en moyenne), liées à la mise en œuvre de la péréquation tarifaire et au développement de nouveaux usages.

La production d'électricité a été assurée à 89,0 % par les centrales historique d'EEFW (centrales diesels de Wallis et de Futuna, centrale hydroélectrique de Futuna, et actifs photovoltaïques historiques) et à 11,0 % par les achats d'énergie photovoltaïques. Le taux de production d'EEFW s'établit à un niveau

proche de celui observé en 2024 (90 %) et est amené à diminuer de nouveau en 2026 en lien avec la mise en service de nouvelles fermes photovoltaïques.

Pour rappel, les trois fermes photovoltaïques opérées par EEWf à Wallis, mises en service en 2023, et la ferme de Futuna, mise en service en 2025, sont comptabilisées dans les achats d'énergie, en tant que protocoles internes.

3.1.3.1. Recettes de production

Les recettes de production totales⁵¹ déclarées par EEWf en 2025 s'élèvent à **2,7 M€**, et sont réparties entre production historique thermique et renouvelable en fonction des proportions respectives dans la production d'EEWF (98 % ; 2 %) comme détaillé dans le Tableau 36.

Tableau 36 : Recettes de production constatées pour EEWf en 2025 et comparaison par rapport aux recettes constatées au titre de 2024

en M€	2025	2024	Evolution	
			en M€	en %
Chiffre d'affaires total à considérer	4,6	5,3	-0,7	-13%
(-) Recettes de distribution	1,6	1,5	0,1	7%
(-) Recettes de gestion clientèle	0,2	0,2	0,0	6%
Recettes brutes de production	2,7	3,6	-0,8	-23%
(x) taux de production de EEWf	89,0%	90,1%		-1,1%
(+) Recettes de vente pertes et services systèmes	0,3	0,3	0,0	-7%
Recettes de production totales	2,7	3,5	-0,8	-23%
Recettes de production - Transition Energétique	0,1	0,2	0,0	-23%
Recettes de production - Mécanisme de solidarités	2,6	3,3	-0,8	-23%
Part production du tarif de vente (€/MWh)	97,5	127,7	-30,2	-24%

Les recettes de production sont en baisse par rapport à 2024 (- 23 %), reflétant directement les évolutions de TRV de février et août 2025. La PPTV baisse ainsi fortement par rapport à 2024 (- 24 %) et s'établit à 97,5 €/MWh en 2025.

3.1.3.2. Charges de production

Les coûts de production déclarés par EEWf s'élèvent en 2025, à **11,8 M€**, dont **0,05 M€** de coûts de production renouvelables et **11,8 M€** de coûts de production fossiles. À lui seul, le coût d'achat du combustible d'EEWF représente **9,1 M€** en 2025. La décomposition par grands postes de coûts et leur évolution par rapport aux coûts constatés au titre de 2024 sont présentées dans le Tableau 37.

⁵¹ Les recettes de production sont obtenues à partir du chiffre d'affaires d'EEWF (qui résulte de l'application des TRV) après soustraction des recettes d'acheminement (déterminées par application du TURPE) et de la part production des recettes de gestion de la clientèle (évaluées à 80 % des recettes de gestion de clientèle totales) et majoré des recettes supplémentaires qu'EEWF 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.

Tableau 37 : Coûts déclarés par EEWf et retenus au titre de 2025 et comparaison par rapport aux coûts au titre de 2024

M€	Nature de coûts retenus	Mécanismes de solidarité	Transition énergétique	2025	2024	Evolution	
						en M€	en %
Coûts fixes	Rémunération des capitaux	0,6	0,00	0,6	0,4	0,2	67%
	Amortissements	0,3	0,00	0,3	0,4	-0,1	-31%
	Impôts et taxes	0,0	0,00	0,0	0,0	0,0	-
	Frais de personnel, charges externes, autres achats	1,1	0,03	1,2	1,0	0,1	12%
	Fonctions support	0,6	0,02	0,6	0,5	0,1	18%
Coûts variables	Combustibles	9,1	0,00	9,1	10,0	-0,9	-9%
	Quotas de CO2	0,0	0,00	0,0	0,0	-	-
Coût total		11,8	0,05	11,8	12,4	-0,6	-5%

La baisse des coûts de production déclarés par EEWf par rapport à ceux de 2024 (- 0,6 M€, - 5%) est majoritairement due à la baisse du prix administré du combustible⁵² (- 0,9 M€) qui reflète, avec plusieurs mois de décalage, la baisse des prix observés sur les marchés.

Les coûts et les recettes de production s'élevant respectivement à 11,8 M€ et 2,7 M€, les charges de production supportées par EEWf au titre de l'année 2025 s'élèvent à 9,1 M€. Elles se décomposent en - 0,07 M€ de charges de production renouvelable affectées à la catégorie « Transition énergétique » et 9,18 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 0,2 M€ par rapport à 2024 (+ 2 %), la baisse des coûts de production (- 0,6 M€) ne compensant pas entièrement la baisse des recettes tarifaires affectées à la production (- 0,8 M€).

3.1.3.3. Charges d'achat d'électricité

En 2025, les volumes d'électricité achetés proviennent principalement des trois fermes photovoltaïques opérées par EEWf à Wallis (1,9 MWc) mises en service courant 2024 et de la ferme de Futuna (0,3 MWc), mise en service en 2025. Cette dernière explique la hausse des quantités achetées en 2025 (+ 13 %), tel que détaillé dans le Tableau 38.

Tableau 38 : Charges d'achat supportées par EEWf en 2025 et comparaison par rapport aux charges constatées au titre de 2024

	2025	2024	Evolution	
			en M€	en %
Coût d'achat (M€)	0,8	0,6	0,2	25%
Quantités achetées (GWh)	3,4	3,0	0,4	13%
Taux de pertes	0,1	0,1	0,0	18%
Quantités achetées et consommées (GWh) ⁽¹⁾	3,1	2,8	0,3	12%
Part production dans le tarif de vente (€/MWh)	97,5	127,7	-30,2	-24%
Coût évité par les contrats d'achat (M€)	0,3	0,4	-0,1	-15%
Surcoûts d'achat (M€)	0,5	0,2	0,2	83%

⁽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.

Le coût d'achat s'élève à 0,8 M€, et progresse plus vite (+ 25 %) que les quantités injectées, sous l'effet du versement des premières primes à l'autoconsommation pour les installations en autoconsommation raccordées dans le cadre de l'arrêté tarifaire S24.

Le coût évité par ces contrats d'achat est obtenu en valorisant le volume revendu (après application des pertes) à la PPTV. Ce coût évité est donc évalué à 0,3 M€ (en baisse en lien avec la baisse de la PPTV).

⁵² Prix fixé par arrêté : <https://www.wallis-et-futuna.gouv.fr/Actualites/Presentation-de-Wallis-et-Futuna/Donnees-Economiques/Prix-des-carburants-a-Wallis-et-Futuna>

Les charges supportées par EEWF résultant des contrats d'achat en 2025 s'élèvent à **0,5 M€**. 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 service public de l'énergie 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 et permettent 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 service public de l'énergie.

3.2.1. Charges liées aux contrats de stockage supportés par EDF dans les ZNI au titre de 2025

Les modalités d'appréciation des surcoûts liés aux projets d'ouvrages de stockage d'électricité ont été définies dans la délibération du 24 octobre 2024⁵³ qui remplace la délibération du 12 janvier 2023⁵⁴. Dans le cadre d'un premier guichet, la CRE a délibéré le 4 octobre 2018 sur le niveau de compensation attribué à onze projets de stockage situés en Corse, Martinique, Guadeloupe, Guyane et à la Réunion. 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.

3.2.1.1. Coûts liés aux contrats de stockage

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

Les montants retenus au titre des contrats de stockage 2025 en ZNI sont présentés dans le Tableau 39.

Tableau 39 : Quantités d'électricité brutes injectées et coûts d'EDF pour les ouvrages de stockage dans les ZNI en 2025

M€	Corse	Guadeloupe	Guyane	Martinique	La Réunion	TOTAL
Injection (GWh)	3,6	0,1	0,7	1,5	3,3	9,1
<i>Rappel 2024 (GWh)</i>	<i>3,6</i>	<i>0,1</i>	<i>1,4</i>	<i>2,3</i>	<i>3,0</i>	<i>10,4</i>
Coûts (M€)	1,2	0,7	1,2	2,4	1,8	7,3
<i>Rappel 2024 (M€)</i>	<i>1,2</i>	<i>0,7</i>	<i>1,8</i>	<i>2,8</i>	<i>1,9</i>	<i>8,4</i>

Le coût total retenu pour EDF SEI s'élève à **7,3 M€** en 2025. Les évolutions constatées par rapport à 2024 sont les suivantes :

- En Guyane, la baisse constatée en 2025 s'explique par l'absence de déclaration des mois de septembre à décembre, pour cause de retard de facturation (ces montants seront corrigés l'année prochaine dans les reliquats).

⁵³ 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.

⁵⁴ 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.

- En Martinique, la dégradation de la qualité de fourniture d'une des batteries a fortement réduit sa sollicitation en arbitrage, afin de maximiser le service de secours à la fréquence. Ainsi, le volume injecté a baissé en comparaison avec 2024.
- A la Réunion, une des batteries a présenté une meilleure disponibilité, permettant d'injecter plus de volume en 2025 qu'en 2024.
- Enfin, les volumes et coûts sont relativement stables en Corse et en Guadeloupe. Pour rappel, en Guadeloupe, l'unique installation en exploitation fournit un service de réserve primaire et injecte donc peu d'énergie – elle injecte lorsque la fréquence passe en deçà d'un seuil défini par le GRD.

Les volumes et coûts évoluent d'une année à l'autre en fonction de la disponibilité des installations de stockage et de leurs sollicitations effectives optimisées en fonction des besoins du système électrique.

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 **0,8 M€**, comme détaillé dans le Tableau 40.

Tableau 40 : Coûts évités à EDF par les contrats de stockage dans les ZNI en 2025

	Corse	Guadeloupe	Guyane	Martinique	Réunion	2025
Quantités achetées (GWh)	3,6	0,1	0,7	1,5	3,3	9,1
Taux de pertes (%)	11,2%	12,4%	13,5%	7,4%	6,7%	---
Part production du tarif de vente (€/MWh)	90,45	97,36	92,26	101,17	99,28	---
Coût évité par les contrats d'achat (M€)	0,3	0,0	0,1	0,1	0,3	0,8

3.2.1.3. Charges dues aux contrats de stockage supportés par EDF dans les ZNI

Les charges d'EDF résultant des contrats de stockage au titre de l'année 2025 s'élèvent à **6,5 M€** dans les ZNI (7,3 M€ de coût – 0,8 M€ de coût évité). Ils sont affectés à la catégorie « *Transition énergétique* ».

La décomposition des charges supportées par EDF par zone est présentée dans le Tableau 41.

Tableau 41 : Charges dues aux contrats de stockage d'EDF dans les ZNI en 2025

M€	Corse	Guadeloupe	Guyane	Martinique	Réunion	2025
Coût d'achat	1,2	0,7	1,2	2,4	1,8	7,3
Coût évité	0,3	0,0	0,1	0,1	0,3	0,8
Charges	0,9	0,7	1,1	2,3	1,5	6,5

3.2.2. Charges liées aux contrats de stockage supportés par EDM à Mayotte au titre de 2025

Pour Mayotte, la CRE a délibéré le 17 octobre 2019 sur le niveau de compensation attribué à deux projets de stockage, portés par Albioma et TotalEnergies. Les deux ouvrages ont été mis en exploitation au cours de l'année 2023. Les coûts associés aux contrats de stockage au titre de 2025 retenus par la CRE au titre de 2025 sont détaillés dans le Tableau 42.

Tableau 42 : Quantités d'électricité brutes injectées, coûts prévisionnels, coûts évités et charges supportés par EDM pour les ouvrages de stockage dans les ZNI au titre de 2025 et comparaison avec 2024

M€	2025	Rappel 2024	Evolution	
			en M€	en %
Coût d'achat	3,3	3,1	0,2	7%
Quantités injectées (GWh)	3,4	2,5	0,9	37%
Taux de pertes (%)	9,4%	7,1%	2,2%	31%
Quantités achetées et consommées (GWh) *	3,1	2,3	0,8	34%
Part production du tarif de vente (€/MWh)	91,9	141,8	-50,0	-35%
Coût évité par les contrats d'achat (M€)	0,3	0,3	0,0	-13%
Surcoûts	3,0	2,8	0,3	10%

* 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 coûts associés aux deux ouvrages de stockage, qui recouvrent le paiement des primes fixes applicables et la compensation des coûts d'achat de l'énergie soutirée, sont évalués à **3,3 M€** au titre de 2025 pour EDM. Ces coûts tiennent compte d'un cas de force majeure déclaré entre janvier et septembre par TotalEnergies à la suite du passage du cyclone Chido.

En 2025, la sollicitation des batteries a été plus importante (+ 37 % de quantités injectées). Cette augmentation reflète une meilleure utilisation du stockage par EDM, notamment concernant la batterie d'arbitrage d'Albioma, également en lien avec les difficultés croissantes rencontrées sur l'équilibre offre-demande à la suite du cyclone Chido. En raison de la part fixe importante des contrats de stockage, l'augmentation du coût d'achat (+ 7 %) est moins marquée que celle des quantités injectées.

En application du a) du 2° du I de l'article R. 121-28 du code de l'énergie, le coût évité par les contrats d'achat dans les ZNI est calculé en valorisant l'électricité injectée par les ouvrages de stockage à la part production des tarifs de vente. Il est évalué à **0,3 M€** pour EDM au titre de 2025.

Les charges résultant des contrats de stockage d'EDM au titre de 2025 s'élèvent donc à **3,0 M€ (3,3 M€ - 0,3 M€)**, relevant de la catégorie « Transition énergétique ».

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

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 2017⁵⁵, 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 2019⁵⁶ pour la période 2019-2023. Les cadres des territoires de Saint-Barthélemy et Saint-Martin ont également été adoptés par les délibérations de la CRE du 21 avril 2022⁵⁷ et du 30 novembre 2023⁵⁸. L'ensemble de ces cadres ont été prolongés sur l'année 2024⁵⁹.

⁵⁵ 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

⁵⁶ 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

⁵⁷ 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

⁵⁸ 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

⁵⁹ Délibération de la CRE n° 2023-347 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

La CRE a révisé la méthodologie applicable aux « petites » actions de MDE le 19 décembre 2024⁶⁰ 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 2025-2028⁶¹.

S'agissant des coûts supportés par les opérateurs de MDE (frais de déploiement), la délibération du 7 mai 2025 précise 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+1⁶². 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 déploiement⁶³ 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.

Pour Mayotte, une prorogation du cadre actuel a été adoptée pour un an par la CRE compte-tenu de l'absence de saisine du comité MDE et des circonstances exceptionnelles affectant le territoire à la suite du passage du cyclone Chido.

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

3.3.1. Coûts liés aux actions de MDE supportés par EDF dans les ZNI au titre de 2025

Les coûts liés aux actions de MDE supportés par EDF dans les ZNI s'élèvent en 2025 à **102,4 M€**. La décomposition par grands postes de coût est présentée dans le Tableau 43.

Tableau 43 : Coûts de MDE supportés par EDF dans les ZNI en 2025 et comparaison avec le constaté 2024

M€	Nature de coûts	Corse	Guadeloupe	Saint-Martin	Guyane	Martinique	Réunion	Saint-Pierre-et-Miquelon	2025	Rappel 2024	Evolution	
											en M€	en %
Coûts	Aides commerciales (prime MDE)	8,5	22,8	-	10,5	17,3	20,3	0,1	79,6	104,3	-24,8	-23,7%
	Frais de personnel	1,8	1,8	0,01	0,9	2,0	3,2	0,014	9,8	9,4	0,5	4,8%
	Autres charges	1,3	1,0	0,02	0,7	1,2	2,5	0,005	6,7	9,0	-2,2	-25,0%
	Prestataires	1,3	1,5	0,01	1,0	0,9	1,7	0,002	6,4	6,6	-0,2	-2,9%
Recettes	Participations tierces	-0,0	-	-	-0,0	-	-	-	-0,1	-0,3	0,3	-75,8%
Coût net total		13,0	27,1	0,04	13,1	21,4	27,7	0,1	102,4	128,8	-26,4	-20,5%

N.B. : les coûts de MDE dans les îles du Ponant sont inclus dans les autres charges d'EDF SEI.

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.

Aucune charge n'a été déclarée pour le déploiement du cadre de compensation de Saint-Barthélemy et au titre de 2025.

Certificats d'économies d'énergie (CEE)

⁶⁰ Délibération de la CRE n°2024-236 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

⁶¹ Délibération de la CRE n°2025-116 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

⁶² 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.

⁶³ Il s'agit principalement de frais de contrôles techniques des actions engagées en année n.

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 MDE⁶⁴ (cf. section 3.1.1.2, achat par EDF SEI de 1,7 TWhc de CEE précarité pour combler son déficit au titre de 2025).

Cadre 25-28

En 2025, des aides continuent d'être versées au titre du programme 2019-2024, le temps que l'ensemble des aides engagées sur cette période soient facturées et payées. Les frais du fournisseur historique continuent également d'être pris en charge afin d'achever la mise en œuvre de ces actions. et leur contrôle.

Les charges de service public de l'énergie au titre de 2025 pour le cadre 25-28 s'élèvent à **40,3 M€**, dont 34,9 M€ d'aides commerciales, 20,5 M€ de frais de déploiement et 15,2 M€ de recettes de CEE valorisées prévisionnelles déclarées. Les enveloppes sont respectées par territoire. Une partie des actions engagées en 2025 ne seront finalisées et déployées qu'en 2026. Ainsi, le critère de 15 % des surcoûts de production évités pour les frais de déploiement est respecté pour 2025 sur la base des actions engagées déclarées par EDF pour 2025. Une vérification de ce critère sera réalisée lors de l'exercice CSPE 2027 sur la base des actions effectivement déployées pour 2025 et intégrant les frais de déploiement déclarés en 2026 pour des actions de 2025 (cf. 3.3).

Évolution par rapport aux coûts constatés au titre de 2024

Les coûts de MDE constatés diminuent entre 2024 et 2025 (- **26,4 M€**, soit - 21 %).

Cette baisse se concentre sur les aides commerciales (- **24,8 M€** soit - 24 %) et concerne l'ensemble des territoires, avec des évolutions locales contrastées sur les segments et les offres déployées :

- En Corse, la baisse (- 2,9 M€, soit - 25 %) résulte d'une diminution des placements en entreprise, notamment sur le froid alimentaire et sur les opérations transverses. Toutefois, certaines catégories comme l'isolation et les chauffe-eaux thermodynamiques progressent, traduisant un recentrage du cadre sur certaines actions.
- La dynamique est similaire en Guadeloupe (- 1,2 M€, soit - 5 %) quoique moins importante, avec un recul fort des segments entreprises et collectivités, notamment après la fin de plusieurs grands projets d'éclairage public. Le segment résidentiel continue de se développer porté par les chauffe-eaux thermodynamiques, les équipements de confort et les dispositifs de protection solaire.
- En Guyane, les coûts de MDE reculent de 1,9 M€ (soit - 15,1 %). L'essentiel de la baisse est lié à la diminution des aides commerciales versées sur l'action « Climatisation » sur les segments résidentiels et professionnel, consécutive à une révision à la baisse de certains niveaux de prime.
- La baisse est très marquée en Martinique (- 5,1 M€, soit - 22,8 %). La diminution des placements est principalement induite par la baisse des primes sur les brasseurs d'air et la climatisation. Les segments résidentiel et précarité énergétique diminuent fortement, à l'inverse du segment entreprises où isolation et protection solaire progressent encore.
- Une forte diminution est également enregistrée à La Réunion (-13,7 M€, soit - 40,3 %). Les segments isolation et brasseurs d'air reculent en raison de la résiliation de certains contrats de partenariat, d'une évolution de certaines règles du dispositif et d'un contexte post-cyclone mobilisant prioritairement les moyens sur d'autres actions. Toutefois, le cadre de MDE réussit

⁶⁴ 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.

à maintenir une dynamique sur les chauffe-eau solaires et renforce certaines actions sur le segment des entreprises (process, moteurs, éclairage).

La mise en place progressive des cadres 25-28 et le recentrage des actions auprès des tertiaires devraient permettre de retrouver une dynamique positive sur les prochaines années. Par ailleurs, le bilan de mi-cadre qui interviendra en 2027 sera l'occasion de tirer le bilan des actions menées et de réadapter le cadre en fonction des résultats sur les 2 premières années.

Les coûts de déploiement d'EDF SEI (charges de personnel, autres charges et prestataires) diminuent également de - 1,9 M€ (soit - 8 %), en lien notamment avec une baisse des charges des fonctions centrales ventilée sur l'ensemble des territoires.

La participation des acteurs membres des comités MDE des territoires autres que EDF SEI baisse par rapport à 2024 (- 0,3 M€, soit - 76 %). La CRE rappelle l'importance de l'engagement de l'ensemble des acteurs institutionnels des territoires pour permettre une appropriation locale efficace de la démarche d'efficacité énergétique.

3.3.2. Coûts liés aux actions de MDE supportés par EDM au titre de 2025

Les coûts liés aux actions de MDE déclarés par EDM au titre de l'année 2025 s'élèvent à **3,4 M€** (cf. Tableau 44), en très forte baisse par rapport aux coûts supportés en 2024 (- 65 %).

Tableau 44 : Coûts de MDE supportés par EDM en 2025

M€	Nature de coûts	2025	Rappel 2024	Evolution	
				en M€	en %
Coûts	Aides commerciales (prime MDE)	2,5	8,9	-6,4	-72%
	Frais de personnel	0,8	0,8	0,04	6%
	Autres charges	0,1	0,1	-0,01	-8%
Recettes	Participations tierces	0,0	0,0	0,0	-
Coût total		3,4	9,8	-6,4	-65%

Cette évolution est liée à l'effondrement des placements sur l'année 2025, conséquence directe du ralentissement de l'activité post-Chido.

Certificats d'économie d'énergie (CEE)

En 2022, le seuil d'éligibilité pour devenir un acteur obligé des CEE est passé de 400 à 300 GWh de ventes annuelles. EDM est donc devenu un acteur obligé des CEE. EDM n'a pas déclaré d'achats de CEE à intégrer à ses coûts de production au titre de l'année 2025.

Par ailleurs, EDM a connu sur la période 2022-2025 un taux de perte important des CEE théoriquement générés par les cadres de MDE, ces derniers devant être valorisés moins d'un an après la facturation au client. Comme indiqué dans la délibération du 10 juillet 2025 relative à l'évaluation des charges de service public de l'énergie à compenser en 2026, les volumes de CEE non valorisés par EDM seront retirés de l'assiette d'achats éligible à la compensation, sur la base d'un calcul tenant compte d'un taux de chute normatif des CEE issus de la MDE reflétant la montée en compétence d'un opérateur économiquement efficace. Dans la mesure où les CEE à couvrir pour la 5^e période CEE (2022-2025) n'ont pas encore été achetés par EDM, ce retraitement sera effectué lors de la prochaine déclaration de charges de service public de l'énergie.

3.3.3. Coûts liés aux actions de MDE menées par l'AUE en Corse en 2025

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 ont été attribué par la programmation pluriannuelle de l'énergie de Corse.

Les coûts bruts pour 2025 déclarés par l'AUE au périmètre de ces six actions sont présentés dans le Tableau 45 et s'élèvent à **4,2 M€**, dont **2,4 M€** d'aide commerciale et **1,9 M€** de frais de déploiement.

Tableau 45 : Coûts de MDE supportés par l'AUE en 2025 et comparaison aux coûts constatés en 2024

M€	Nature de coûts	2025	Rappel 2024	Evolution	
				en M€	en %
Coûts	Aides commerciales (prime MDE)	2,4	0,8	1,6	217%
	Frais de déploiement	1,9	1,4	0,4	31%
Coûts bruts		4,2	2,2	2,1	95%
Recettes	Participations tierces	-	-	0,0	---
	CEE	0,02	-	0,0	---
Coût total		4,2	2,2	2,1	94%

Par rapport à 2024, l'augmentation des primes distribuées (+ 1,6 M€) et des frais de déploiement (+ 0,4 M€) reflètent la montée en charge de l'opérateur, notamment sur l'accompagnement des rénovations globales performantes (RGP). En 2025, l'AUE a initié la rénovation de 282 logements individuels (contre 155 en 2024) et près de 36 000 m² de logements collectifs (contre 2 160 m² en 2024), qui seront réceptionnés dans les années à venir.

Les frais de déploiement engagés par l'AUE en 2025 représentent 13,5 % des surcoûts évités par les opérations réceptionnées en 2025. Ces charges étant inférieures au plafond de compensation de 15 %, ils sont intégralement retenus.

L'AUE a valorisé pour la première fois en 2025 des certificats d'économies d'énergie à hauteur de 0,02 M€, qui sont déduits du coût total de MDE de l'agence. Ce faible montant au regard des primes versées s'explique principalement par la valorisation des CEE sur la RGP des logements individuels par l'Anah dans le cadre du dispositif MaPrimeRénov'.

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 2025.

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

En 2025, l'opérateur EDF SEI a déclaré un montant de **237,4 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 (**293,2 M€**) étant inférieurs au plafond (**327 M€**) et éligibles à compensation, la CRE retient le montant de **237,4 M€** au titre de 2025.

3.6. Synthèse des charges en ZNI au titre de 2025

Au total, les charges de service public de l'énergie qui relèvent du soutien en ZNI, en dehors des charges liées aux dispositifs sociaux, s'élèvent à **3 177,3 M€** pour l'année 2025 et se répartissent de la manière suivante entre les deux catégories :

- Transition énergétique : **1 495,2 M€**.
- Mécanismes de solidarité : **1682,1 M€**.

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

Ce montant est forte augmentation (+ 681,9 M€, + 27,3 %) par rapport aux charges constatées au titre de 2024. Cette augmentation s'explique par une réduction importante des recettes tarifaires en lien avec la baisse des TRVE en 2025 qui induit une augmentation mécanique des charges de production et d'achat, de + 545,9 M€ (+ 36 %). À cet effet, s'ajoutent les coûts exposés pour le projet de renouvellement et de renforcement de la liaison SACOI qui augmentent de 197,2 M€ du fait d'un versement ponctuel important en 2025. Les coûts de production et d'achats baissent légèrement, avec de fortes variations internes. Pour les territoires opérés par EDF, l'augmentation des coûts d'achats des filières biomasse solide et liquide est compensée par une moindre sollicitation des actifs thermiques fossiles en lien avec une baisse de la demande et une meilleure hydraulité pour la Guyane. À Mayotte, les coûts de production et d'achat diminuent sous les effets cumulés d'une baisse du prix des combustibles et d'un contexte POST-chido difficile sur la filière photovoltaïque. Les postes MDE (- 30,8 M€) et les coûts des études (- 12,0 M€), après un versement ponctuel auprès d'un opérateur en 2024, sont également en baisse.

Les charges prises en compte dans l'accise s'élèvent à **3 072,7 M€**.

Les charges affectées au budget, correspondant aux charges des collectivités territoriales de Saint-Martin et Saint-Barthélemy s'élèvent à **104,6 M€**.

Tableau 46 : Synthèse des charges constatées en ZNI au titre de 2025, en dehors des charges liées aux dispositifs sociaux et comparaison avec les charges constatées au titre de 2024

Synthèse des charges de SPE en ZNI - hors dispositifs sociaux

2025- M€	EDF		EDM	EEWF	Autres acteurs	2025	Rappel 2024	Evolution	
	Accise	Budget	Accise	Accise	Accise	Accise/Budget	Accise/Budget	M€	%
Transition énergétique	1 480,0	0,04	10,5	0,38	4,2	1 495,2	1 222,3	272,8	22,3%
Surcoûts achats OA	275,6		4,1			279,7	226,1	53,6	23,7%
Surcoûts achats GAG ENR	1 038,3			0,95		1 038,6	849,4	189,4	22,3%
Surcoûts production FF ENR	57,1			0,07		57,0	-16,0	73,0	-46,4%
MDE	102,4	0,04	3,4		4,2	110,1	140,9	-30,8	-21,9%
Storage	8,5		3,0			9,5	9,9	-0,4	-3,7%
Etudes ZNI identifiées dans PPE						0,0	12,0	-12,0	-100,0%
Mécanismes de solidarité	1 435,5	104,5	132,9	9,2		1 682,1	1 273,1	409,1	22%
Surcoûts achats GAG non ENR	743,1	42,8				783,8	606,2	177,6	29,3%
Surcoûts production FF non ENR	457,1	81,8	132,8	8,2		661,0	626,7	34,3	5,5%
Coûts des projets d'approvisionnement d'intérêt public	235,4					237,4	40,1	197,2	491,5%

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 constatées au titre de 2025

RTE a déclaré des charges pour la mise en œuvre des contrats d'effacement au titre de 2025 à hauteur de **126,4 M€**. Elles correspondent en majeure partie aux primes versées dans le cadre de l'appel d'offres « Flexibilités décarbonées 2025 » (AOFD), pour un montant de 79,1 M€, ainsi qu'aux primes versées en 2025 dans le cadre de l'appel d'offres « Effacement 2024 » (AOE), pour un montant de 13,8 M€, et de l'appel d'offres « Effacement 2023 », pour un montant de 32,9 M€. Elles intègrent également des factures tardives au titre des appels d'offres « Effacement » des années 2022 (pour 0,8 M€) et 2021 (pour - 0,3 M€).

Ce montant est plus faible que le niveau de 189,0 M€ constaté au titre de 2024. La différence s'explique principalement par le passage du dispositif appel d'offres « Effacement » (AOE) en 2024 au dispositif AOFD en 2025. Une meilleure concurrence sur les enchères a permis de réduire significativement le niveau de soutien demandé pour des volumes comparables⁶⁶. Malgré la baisse du prix de règlement des écarts du mécanisme de capacité, tombé à 0 €/MW en 2025, et utilisé comme référence de prix pour l'AOE comme pour l'AOFD, l'AOFD 2025 n'a représenté qu'un soutien de 79,1 M€ en 2025, contre près de 172,8 M€ pour l'AOE 2024 en 2024. Toutefois, pour compenser la baisse des revenus capacitaires, les contrats pluriannuels ont été davantage soutenus (32,9 M€ au total pour l'AOE 2023 en 2025, soit +14,3 M€, et 13,8 M€ pour l'AOE 2024), d'autant que la majorité des volumes soutenus à long terme intervenait à partir de 2025.

⁶⁶ La rémunération garantie dans le cadre de l'AOE 2024 est de 65 k€/MW, avec la possibilité d'obtenir un complément de 20 k€/MW sous certaines conditions. Par comparaison, les AOFD 2025 et 2026 ne garantissent que 29 k€/MW, avec la possibilité d'obtenir une prime de 10 k€/MW sous certaines conditions.

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).

Ainsi, seule EDF a supporté des charges liées au tarif de première nécessité en 2025, 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 2013⁶⁷, 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 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.* »

⁶⁷ 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.

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 2021⁶⁸ 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 2021⁶⁹.

* * *

Au titre de l'année 2025, des charges liées aux dispositifs sociaux – électricité ont été supportées :

- par EDF en France hexagonale et en ZNI et par EDM (Electricité de Mayotte) en ZNI ;
- par 70 entreprises locales de distribution et 11 fournisseurs alternatifs en France métropolitaine.

Les charges à compenser aux opérateurs au titre de 2025 s'agissant des dispositifs sociaux – électricité en France hexagonale et dans les ZNI s'élèvent à **31,5 M€**, contre 31,6 M€ en 2024.

Les détails de charges par type d'opérateur et par type de dispositif social sont indiqués dans le Tableau 47. Les détails par entreprises locales de distribution et autres fournisseurs sont indiqués dans le Tableau 50.

Tableau 47 : Charges liées aux dispositifs sociaux supportées par les opérateurs au titre de 2025

	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)	Total à compenser au titre de 2025	Charges retenues au titre de 2024
	M€	M€	M€	M€	M€
EDF	20,6	0,4	1,0	22,1	22,0
EDF MC	20,3	0,4	0,8	21,6	21,4
EDF ZNI	0,3	0,0	0,2	0,5	0,6
EDM	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ELD	0,7	0,2	0,2	1,1	1,0
Autres fournisseurs	7,5	0,2	0,5	8,3	8,6
Total	28,9	0,9	1,7	31,5	31,6

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

⁶⁸ 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 20/05/2021.

⁶⁹ 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.

dispositif sont compensés, dans la limite d'un montant unitaire maximal par ménage fixé par l'arrêté du 19 mai 2021⁷⁰.

* * *

Au titre de l'année 2025, des charges liées aux dispositifs sociaux ont été supportées par EDF, par 13 entreprises locales de distribution et 4 fournisseurs alternatifs en France hexagonale.

Le total des charges à compenser aux fournisseurs au titre de 2025 s'élève à **1,5 M€**, contre 1,4 M€ en 2024.

Les détails de charges par type d'opérateur et type de dispositif social sont indiqués dans le Tableau 48. Les détails par entreprises locales de distribution et autres fournisseurs sont indiqués dans le Tableau 50.

Tableau 48 : Charges liées aux dispositifs sociaux supportées par les opérateurs au titre de 2025

	Mise à disposition des données de consommation	Perte de recettes liée aux réductions sur les services pour les bénéficiaires du chèque énergie	Total à compenser au titre de 2025	Charges retenues en 2024
	M€	M€	M€	M€
EDF	0,0	0,4	0,4	0,4
ELD	0,0	0,1	0,1	0,1
Autres fournisseurs	0,0	1,0	1,1	0,9
Total	0,0	1,5	1,5	1,4

5.3. Bilan des charges liées aux dispositifs sociaux

Le total des charges associées aux dispositifs sociaux électricité et gaz constatées au titre de l'année 2025 s'élève à **33,0 M€** (dont **31,5 M€** en électricité et **1,5 M€** en gaz).

⁷⁰ 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.

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 2026⁷¹, 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 déclarer les coûts correspondant à la mise en œuvre des contrats de soutien qu'ils ont supportés au titre de 2025.

Au titre des coûts liés à la conclusion et gestion des contrats d'obligation d'achat et de complément de rémunération en électricité, et des contrats d'achat de biométhane en gaz, les opérateurs ont déclaré les coûts associés au suivi et à la comptabilité de ces contrats, ainsi qu'aux charges de ressources humaines, d'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 gestion facturés par des organismes tiers intégrant ces installations dans leur périmètre d'équilibre.

Les détails des charges par type d'opérateur, ainsi que la comparaison par rapport à la mise à jour de la prévision de charges au titre de 2025 et des charges constatées au titre de 2024, sont présentés dans le Tableau 49.

Tableau 49 : Charges liées aux frais de gestion supportées par les opérateurs au titre de 2025

M€	Gestionnaires de contrats d'obligation d'achat ou de complément de rémunération d'électricité			Acheteurs de biométhane		Total
	EDF	ELD	Organismes agréés	ELD	Fournisseurs de gaz	
Rappel du montant prévisionnel mis à jour au titre de 2025	99,8	9,1	1,2	0,19	2,7	113,0
Montant retenu au titre de 2025	96,6	9,0	1,1	0,18	2,7	109,6
Montant retenu au titre de 2024	86,1	8,0	0,8	0,13	2,5	97,6

La CRE a analysé les déclarations effectuées par les opérateurs et a vérifié dans ce cadre un certain nombre de justificatifs d'évaluation des coûts de gestion des opérateurs. La CRE a opéré des corrections visant à exclure les coûts qui ne sont pas liés à la mise en œuvre des dispositifs, qui ne résultent pas d'une bonne mise en œuvre des contrats, ou dont la compensation n'est pas prévue par la loi ou dans la méthodologie CSPE. Pour rappel, en application de l'article L. 121-9 du code de l'énergie, les frais correspondants à la certification des déclarations de charges des opérateurs ne sont pas compensés.

Les frais de gestion retenus au titre de 2025 diminuent légèrement par rapport au montant prévisionnel mis à jour en 2025 s'agissant d'EDF OA et restent comparables s'agissant des autres opérateurs. Ils augmentent de +12 % par rapport au frais constatés au titre de 2024 :

- s'agissant d'EDF OA, cela s'explique par l'augmentation du nombre de contrats gérés, l'entrée en vigueur du dispositif d'arrêts en prix négatifs et la refonte du système de facturation ;
- s'agissant des ELD et des organismes agréés, la hausse s'explique majoritairement par la hausse des frais de mise sur le marché de l'énergie, et dans une moindre mesure par la hausse du nombre de contrats gérés.

⁷¹ Délibération de la CRE n°2026-53 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.

La CRE a appliqué les principes retenus dans sa délibération du 27 mars 2026⁷², qui cadre la compensation des frais de gestion supportés par EDF, 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 :

- s'agissant des opérateurs en électricité, ce plafonnement a été appliqué pour 13 ELD et 1 organisme agréé : 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 4 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 1,9 M€.

⁷² 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.

7. Détails des charges de service public constatées au titre de 32025 par les opérateurs autres qu'EDF, EDM, EEWf, RTE

Le Tableau 50 présente les détails des charges de service public constatées au titre de 2025 pour les opérateurs autres qu'EDF, EDM, EEWf RTE et acheteurs en dernier recours⁷³.

Tableau 50 : Détails des charges constatées au titre de 2025 pour les opérateurs autres qu'EDF, EDM, EEWf, RTE et acheteurs en dernier recours

Nom opérateur	Charges dues aux contrats d'achat					Soutien à l'injection de biométhane	Charges liées aux dispositifs sociaux	Frais de gestion	Montant de la compensation
	Quantité achetée	Coût d'achat	Coût évité énergie	Coût évité capacité	Surcoût d'achat total				
	MWh	€	€	€	€	€	€	€	€
R.S.E. REGIE SERVICES ENERGIE AMBERIEUX	7 193	1 672 656	294 984	680	1 376 991		2 250	129 480	1 508 721
SICAE de l'Aisne	8 916	2 054 171	619 321	0	1 434 850		9 081	0	1 443 931
Énergie Développement Services du BRIANÇONNAIS	9 297	1 231 565	769 907	0	461 657		4 410	14 892	480 959
Régie Municipale d'Électricité ROQUEBILLIERE	68	27 443	4 874	0	22 570		0	0	22 570
Régie Communale d'Électricité GATTIÈRES	254	108 078	20 920	0	87 158		50	6 333	93 541
Régie Électrique DALOU	88	33 347	7 563	0	25 784		0	4 638	30 422
Régie municipale d'Électricité VARILHES	1 377	613 750	120 196	0	493 554		0	16 371	509 925
Régie Municipale d'Électricité VICDESSOS	44	16 078	2 689	0	13 389		0	2 780	16 168
Régie Municipale d'Électricité MAZÈRES	3 382	1 123 455	268 632	0	854 823		0	15 194	870 017
Régie Municipale d'Électricité ARIGNAC	452	119 394	32 431	0	86 963		0	4 813	91 776
Régie Électrique MERCUS GARRABET	57	20 729	4 709	0	16 020		0	3 743	19 763
Régie Municipale d'Électricité MERENS LES VALS	7	4 369	640	0	3 729		0	1 495	5 224
Régie municipale d'Électricité QUIÉ	12	3 317	995	0	2 321		0	1 923	4 245
Régie municipale d'Électricité TARASCON-SUR-ARIÈGE	4 291	531 102	324 462	0	206 640		0	5 243	211 883
Régie municipale d'Électricité SAVERDUN	8 889	1 981 606	667 716	0	1 313 890		0	22 364	1 336 254
Régie d'Électricité SAINT-QUIRC - CANTE - LISSAC - LABATUT	635	348 586	43 446	0	305 141		0	6 418	311 558
S.I.C.A.E. DE LA REGION DE PRECY SAINT-MARTIN	12 428	3 254 532	539 805	2 352	2 712 375		12	55 404	2 767 791
Energie Quillan Occitanie	3 821	511 875	311 183	0	200 692		1 528	11 478	213 698
S.I.V.O.M. LABERGEMENT SAINTE-MARIE	1 694	300 550	131 109	0	169 441		1 530	16 296	187 267
Régie SDED EROME-GERVANS	177	111 465	12 791	0	98 674		0	6 650	105 324
Société d'économie mixte locale DREUX - GEDIA	860	154 037	73 030	0	81 007	1 512 605	9 749	21 475	1 624 837
SYNELVA COLLECTIVITÉS	88 775	12 616 000	4 429 321	19 595	8 167 084		10 800	165 068	8 342 952
Régie Municipale d'Électricité CAZÈRES	2 084	531 512	165 438	0	366 074		1 152	13 712	380 938
Régie Municipale d'Électricité MARTRES TOLOSANE	173	45 596	17 151	0	28 444		396	5 194	34 034
Régie municipale d'Électricité MIRAMONT DE COMMINGES	92	41 008	7 811	0	33 197		0	3 557	36 754
Régie Municipale Multiservices de LA REOLE	98	30 563	8 080	0	22 483		0	1 497	23 979
Régie d'Électricité du Syndicat du SUD DE LA REOLE	5 125	1 702 242	181 069	315	1 520 857		0	61 700	1 582 557
Régie Municipale BAZAS ENERGIES	1 117	349 404	42 583	0	306 821		141 956	17 665	466 442
Régie Municipale d'Électricité GIGNAC	2 449	489 223	172 214	0	317 008		490	31 398	348 896
Régie Municipale d'Électricité CAZOULS LÈS BÉZIERS	1 072	284 218	82 121	0	202 096		180	18 659	220 936
Coopérative d'Électricité SAINT-MARTIN DE LONDRES	44 597	11 367 312	1 690 274	4 252	9 672 785		586	250 420	9 923 790
GAZ ÉLECTRICITÉ DE GRENOBLE	114 098	15 178 510	7 121 939	22 483	8 034 088		60 159	247 199	8 341 446
Régie Municipale d'Électricité SALINS LES BAINS	87	46 326	6 966	0	39 360		95	7 141	46 596
GASCOGNE ENERGIES SERVICES AIRE SUR	6 297	1 738 002	213 785	680	1 523 537		3 656	27 280	1 554 473

⁷³ 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.

Délibération n°2026-149 – Annexe 3

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	€	€	€	€	€	€	€	€
L'ADOUR (ex Régies Municipales)									
S.I.C.A.E. REGION DE PITHIVIERS	115 929	12 636 773	5 841 524	3 749	6 791 500		14 145	110 629	6 916 274
Régie Communale Électrique SAUNES	25	7 483	2 067	0	5 415		950	2 550	8 915
SAEML UEM USINE D'ELECTRICITE DE METZ	193 702	38 469 300	12 311 261	81 161	26 076 878		79 653	381 403	26 537 934
Régie Communale d'Électricité PIERREVILLERS	24	10 982	1 972	0	9 010		1 388	0	10 398
Régie Municipale d'Électricité ROMBAS	384	93 243	30 398	0	62 845		4 305	0	67 149
Régie Municipale d'Électricité CREUTZWALD	5 764	1 327 291	484 127	17 905	825 259		2 461	26 008	853 729
Régie Municipale de Distribution CLOUANGE	46	20 011	3 135	0	16 876		0	0	16 876
Régie d'Électricité BITCHE	105	51 538	8 820	0	42 718		594	5 700	49 012
ELEKTRON SAINTE-MARIE AUX CHENES	108	30 595	12 634	0	17 961		529	3 657	22 148
Régie Municipale de Distribution d'Électricité de HAGONDANGE	128	49 520	10 197	0	39 323		4 789	3 800	47 911
Régie d'Électricité SCHOENECK	101	50 023	6 623	0	43 400		135	4 700	48 235
Régie Municipale d'Électricité AMNEVILLE	350	103 881	31 486	0	72 396		5 821	0	78 217
Régie Municipale d'Électricité HOMBORG HAUT	100	38 486	6 604	0	31 882		1 150	6 320	39 352
Régie Municipale d'Électricité ENERGIS SAINT-AVOLD	6 247	1 270 295	566 152	0	704 143		1 159	0	705 302
R.M.E.T. TALANGE	624	105 467	54 573	0	50 894		451	10 852	62 197
Régie Municipale d'Électricité et de Télédistribution MARANGE SILVANGE TERNEL	69	37 735	5 728	0	32 006		4 146	0	36 152
Régie Municipale d'Électricité MONTOIS LA MONTAGNE	48	23 599	4 089	0	19 509		3 987	0	23 496
SEM BEAUVOIS DISTRELEC	54	23 258	4 442	0	18 817		0	2 613	21 429
Régie Municipale d'Électricité LOOS	94	31 479	7 774	0	23 705		0	1 350	25 055
Régie Communale d'Électricité MONTATAIRE	50	21 070	4 116	0	16 954		9 672	5 843	32 468
S.I.C.A.E. OISE	188 517	22 651 710	9 678 855	54 206	12 918 649		28 104	353 813	13 300 566
Régie Municipale d'Électricité LARUNS	43	20 097	3 122	0	16 975		0	0	16 975
SIVOM d'Énergie du Pays Toy	11	2 860	1 197	0	1 663		1 350	0	3 013
Régie Électrique CAPVERN LES BAINS	28	11 841	2 209	0	9 632		0	0	9 632
Energies Services LANNEMEZAN	789	409 255	27 941	0	381 314		3 485	9 620	394 419
Régie Électrique LA CABANASSE	73	25 205	5 890	0	19 315		0	4 385	23 699
Régie Électrique Municipale PRATS DE MOLLO LA PRESTE	2 847	257 752	112 981	2 638	142 133		123	840	143 096
Régie Électrique Municipale SAINT-LAURENT DE CERDANS	48	13 382	3 248	0	10 134		125	0	10 259
BARR ENERGIES	302	113 636	28 342	0	85 294	2 041 609	3 884	30 066	2 160 853
UME	7 187	1 918 526	236 777	1 310	1 680 438		326	36 747	1 717 512
Régie Municipale d'Électricité de la ville de SARRE UNION	16 131	3 144 796	1 352 222	21 407	1 771 167		349	28 546	1 800 062
ES ENERGIES STRASBOURG	397 674	101 951 119	22 154 297	140 458	79 656 364	7 042 554	261 164	1 637 734	88 597 815
VIALIS	25 961	5 800 452	1 368 623	5 806	4 426 023		57 288	142 138	4 625 448
Coopérative de droit suisse ELEKTRA BIRSECK	4 926	1 753 153	172 940	0	1 580 214		5 688	80 323	1 666 224
SAEML HUNELEC Service de Distribution Public HUNELEC	237	123 673	9 571	0	114 102		774	8 460	123 336
SICAE EST	75 720	12 082 768	3 930 596	16 151	8 136 021		8 742	232 118	8 376 882
SOREA	28 345	3 228 104	1 297 997	0	1 930 107		10 770	69 291	2 010 168
Régie Électrique BESSANS	0	0	0	0	0		0	0	0
Régie Électrique Communale AUSSOIS	14	4 710	1 284	0	3 426		0	770	4 196
Régie Électrique AVRIEUX	9	4 358	596	0	3 763		0	360	4 123
Régie Électrique VILLARODIN BOURGET	32	16 287	2 479	0	13 808		0	1 260	15 068
Syndicat d'Électricité SYNERGIE MAURIENNE	1 221	351 758	132 029	0	219 728		0	12 638	232 367
ARC ENERGIES MAURIENNE	1 876	328 656	90 110	0	238 546		0	12 003	250 549
Syndicat des Énergies Électriques de TARENTHAISE	8 751	1 118 751	672 146	0	446 606		0	0	446 606
Énergies Haute Tarentaise	8 357	704 315	619 642	0	84 673		3 940	3 400	92 013

Délibération n°2026-149 – Annexe 3

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	€	€	€	€	€	€	€	€
Régie Gaz Electricité de la Ville BONNEVILLE	6 034	694 125	497 181	0	196 944		4 500	19 860	221 304
Régie du Syndicat Intercommunal d'Énergies VALLÉE DE THONES	1 210	460 742	87 670	0	373 073		5 400	50 771	429 244
Régie Municipale Électrique LES HOUCHES	3 941	345 972	241 985	0	103 987		1 800	6 420	112 207
Régie Municipale d'Électricité SALLANCHES	13 718	1 787 142	1 074 984	0	712 157		6 750	33 120	752 027
ENERGIE ET SERVICES DE SEYSSSEL (SAEML)	13 609	3 606 360	937 185	0	2 669 176		16 146	103 059	2 788 381
S.A.I.C. PERS LOISINGES	535	116 436	38 323	0	78 113		0	0	78 113
Régie d'Électricité d'Elbeuf	188	67 524	2 654	0	64 870		9 027	11 576	85 474
Régie Communale de Distribution d'Electricité MITRY MORY	116	52 036	8 519	0	43 517		4 497	2 714	50 727
S.I.C.A.E. E.L.Y. : RÉGION EURE & LOIR YVELINES	2 576	747 472	180 134	0	567 338		1 578	35 572	604 489
SEOLIS	744 570	100 422 146	34 860 582	121 586	65 439 978		122 997	1 960 918	67 523 893
S.I.C.A.E. de la SOMME et du CAMBRAIS	298 423	30 417 613	14 832 375	62 874	15 522 364		9 540	492 724	16 024 629
GAZELEC DE PERONNE	37 115	3 672 590	1 735 125	0	1 937 465		3 747	6 118	1 947 330
Régie Communale d'Électricité MONTDIDIER	419	154 146	42 025	0	112 120		1 350	7 698	121 168
Régie Municipale d'Électricité SAINT-PAUL CAP DE JOUX	2	264	112	0	152		32	180	364
SICAE du CARMAUSIN	21 580	5 764 991	863 578	995	4 900 418		18 509	123 890	5 042 817
Régie Municipale d'Électricité et de Gaz Energie Services Occitans CARMAUX ENEO	3 429	743 286	117 538	0	625 749		44 641	47 983	718 373
EPIC ENERGIES SERVICES LAVAU - Pays de Cocagne	18 469	2 862 046	1 607 758	0	1 254 288		8 251	63 609	1 326 148
Régie d'Électricité du Département de la Vienne SOREGIES	639 912	101 582 812	28 908 524	90 892	72 583 396		146 805	1 618 329	74 348 530
Régie Municipale Électrique SAINT-LÉONARD DE NOBLAT	349	39 561	33 894	0	5 667		1 437	0	7 105
Régie Municipale d'Électricité LA BRESSE	506	150 425	21 945	0	128 480		27	19 417	147 924
S.I.C.A.E. CANTONS DE LA FERTÉ-ALAIS & LIMITOPHES	1 481	331 568	105 899	0	225 669		27	12 285	237 980
Coopérative d'Électricité VILLIERS SUR MARNE	146	61 932	12 471	0	49 460		0	0	49 460
S.I.C.A.E. VALLEE DU SAUSSERON	160	54 690	10 821	0	43 869		3 477	4 970	52 316
AXPO Solutions AG	24	2 867 462	1 919	0	2 865 543		0	7 500	2 873 043
BCM ENERGY						4 521 880		20 634	4 542 514
TotalEnergies GPL	226 466	30 197 765	13 322 275	80 339	16 795 151		0	843 470	17 638 621
OHM ENERGIE	0	0	0	0	0		12 296	0	12 296
VOLTERRES	14 546	2 510 542	994 266	3 937	1 512 339		0	73 481	1 585 820
MINT	0	0	0	0	0		38 991	0	38 991
COMPARELEC	0	0	0	0	0		6 910	0	6 910
TotalEnergies Electricité et Gaz France	0	0	0	0	0	6 618 109	2 866 902	20 397	9 505 409
ENARGIA	0	0	0	0	0		7 092	0	7 092
ENERCOOP	29 305	3 781 053	1 381 342	5 266	2 394 445	1 041 283	5 376	160 358	3 601 462
CALEO						1 591 918	740	1 580	1 594 238
ENDESA ENERGIA SA						37 097 939		99 266	37 197 205
SAVE						249 323 343		616 396	249 939 739
ALSEN						7 491 410		38 428	7 529 838
Gaz de Bordeaux						41 077 431	2 012	124 208	41 203 652
SOCIETE EUROPEENNE DE GESTION DE L'ENERGIE						20 870 553		60 399	20 930 952
Gaz de Paris						18 914 161		43 008	18 957 168
VATTENFALL ÉNERGIES	0	0	0	0	0		30 043	0	30 043
PICOTY						3 549 392		10 221	3 559 613
GEG Source d'Energies						2 724 635		17 469	2 742 104
Total Energie Gaz (Tegaz)							507 896		507 896
SOCIETE VALMY DEFENSE 17 SVD 17						25 095 934		82 987	25 178 920
ENGIE	0	0	0	0	0	625 942 921	5 839 249	1 367 386	633 149 556
GEDIA ENERGIES & SERVICES	0	0	0	0	0		78	0	78
Joul	191	44 295	8 409	0	35 886	857 771	0	11 631	905 288
Nature Energy Green Sales A/S						10 963 614		3 583	10 967 197
OUI ENERGY	0	0	0	0	0		2 206	0	2 206
PLUM ENERGIE	0	0	0	0	0	504 437	12 021	8 173	524 631
OG CLEAN FUELS						4 576 598		18 564	4 595 162
REDEO ENERGIES SAS						50 170 575		182 853	50 353 428
SELFEE	949	234 845	35 222	0	199 622		0	3 920	203 542
SPECIALTY OPERATIONS FRANCE						15 837 909		62 500	15 900 409
Terreal						194 342		926	195 268
Total Gas& Power limited						11 856 106		18 865	11 874 971

Délibération n°2026-149 – Annexe 3

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	€	€	€	€	€	€	€	€
Union des producteurs locaux d'électricité	15 684	1 745 011	903 612	3 269	838 130		3 150	20 207	861 487
TOTAL	3 518 707	564 598 065	182 561 298	764 308	381 272 459	1 151 419 029	10 515 024	12 967 039	1 556 173 551