

DÉLIBÉRATION N°2024-139

Annexe 3

Charges de service public de l'énergie constatées au titre de 2023 (CC'23)

Cette annexe présente les charges de service public de l'énergie constatées au titre de l'année 2023 pour les différents opérateurs concernés. Les charges prévisionnelles mises à jour au titre de 2023 ont été évaluées lors de la délibération annuelle précédente de la CRE en juillet 2023¹.

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 2023 ont été établies à partir des déclarations fournies par les opérateurs supportant des charges au 31 mars 2024 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 métropole continentale couvre les territoires suivants : Corse, Martinique, Guadeloupe, La Réunion, Guyane, Mayotte, Wallis-et-Futuna, Saint-Pierre-et-Miquelon, Saint-Martin, Saint-Barthélemy, les îles bretonnes de Molène, d'Ouessant, de Sein et l'île anglo-normande de Chausey. Les collectivités territoriales autonomes de Polynésie française et de Nouvelle-Calédonie ne sont pas assimilées aux ZNI.

La présente annexe ne porte pas sur les charges liées aux mesures exceptionnelles de protection des consommateurs (boucliers tarifaires et amortisseurs). Les charges de service public de l'énergie au titre de 2023 associées sont détaillées au sein de l'annexe 8 de la présente délibération.

Opérateurs ayant déclaré des charges constatées au titre de 2023

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 gaz naturel et aux autres moyens thermiques en métropole continentale (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).

¹ Annexe 2 de la délibération de la CRE n°2023-200 du 13 juillet 2023 relative à l'évaluation des charges de service public de l'énergie pour 2024 et à la réévaluation des charges de service public de l'énergie pour 2023, modifié par la délibération n°2023-293 du 21 septembre 2023.

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

- 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 à l'effacement de consommation d'électricité (section 4).
- 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.

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

Synthèse

Le montant total des charges de service public de l'énergie constatées au titre de 2023 s'élève à **- 893,5 M€**. Pour rappel, il s'agit du montant hors mesures exceptionnelles de protection des consommateurs (boucliers tarifaires et amortisseurs), dont le détail est donné dans l'annexe 8 de la présente délibération.

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 2022, ainsi qu'avec la mise à jour de la prévision des charges au titre de 2023 établie lors du précédent exercice est fournie dans le

Tableau 2.

Tableau 1 : Charges de service public de l'énergie constatées au titre de 2023

en M€	EDF	EDM	EEWF	Autres acteurs ZNI	RTE	Acheteur en dernier recours	ELD	Autres fournisseurs dont Organismes agréés	Charges au titre de 2023
Soutien ENR électrique en métropole	-4 160,2					0,0	163,5	1,9	-3 994,9
Eolien terrestre	-3 431,6					0,0	9,6	-0,6	-3 422,6
Eolien en mer	-36,4					0,0	0,0	0,0	-36,4
Photovoltaïque	-280,2					0,0	121,9	2,2	-156,1
Bio-énergies	-30,6					0,0	31,4	0,0	0,8
Autres énergies	-381,4					0,0	0,7	0,2	-380,5
Injection biométhane	0,0					0,0	27,5	760,0	787,6
Soutien en ZNI⁽¹⁾	2 264,8	152,4	11,1	0,9					2 429,2
Transition énergétique	828,1	17,4	0,0	0,9					846,4
Mécanismes de solidarité	1 436,7	135,0	11,1						1 582,8
Cogénération et autres moyens thermiques	-280,9					0,0	20,7	7,9	-252,3
Effacement					14,4				14,4
Dispositifs sociaux⁽²⁾	24,8	0,04					1,4	11,3	37,5
Compensation FSL	19,3	0,04					0,7	6,1	26,1
Afficheur déporté	3,0						0,4	0,7	4,1
Autres	2,5	0,0					0,3	4,5	7,3
Frais divers	73,9					0,0	8,0	3,0	85,0
Frais de gestion	73,9					0,0	8,0	3,0	85,0
	-2 077,6	152,5	11,1	0,9	14,4	0,0	221,2	784,1	-893,5

(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 2023, prévisionnelles au titre de 2023 et constatées au titre de 2022

en M€	Charges constatées au titre de 2023	Charges constatées au titre de 2022 ⁽¹⁾	Evolution 2023-2022		Charges prévues mises à jour au titre de 2023	Evolution 2023-2023 reprév	
			en M€	en %		en M€	en %
Soutien ENR électrique en métropole	-3 994,9	-1 888,2	-2 106,6	-112%	-4 639,3	644,4	14%
Eolien terrestre	-3 422,6	-2 317,1	-1 105,5	-48%	-3 866,2	443,6	11%
Eolien en mer	-36,4	-15,2	-21,3	-140%	-105,6	69,2	66%
Photovoltaïque	-156,1	1 071,9	-1 228,0	-115%	-81,3	-74,8	-92%
Bio-énergies	0,8	-117,4	118,2	101%	-131,7	132,5	101%
Autres énergies	-380,5	-510,4	129,9	25%	-454,4	73,9	16%
Injection biométhane	787,6	78,8	708,8	900%	727,3	60,2	8%
Soutien en ZNI	2 429,2	2 502,0	-72,8	-3%	2 457,9	-28,7	-1%
Transition énergétique	846,4	555,1	291,3	52%	796,2	50,2	6%
Mécanismes de solidarité	1 582,8	1 947,0	-364,1	-19%	1 661,7	-78,8	-5%
Cogénération et autres moyens thermiques	-252,3	659,6	-911,9	-138%	-258,2	5,8	2%
Effacement	14,4	72,0	-57,6	-80%	33,0	-18,6	-56%
Dispositifs sociaux	37,5	31,0	6,6	21%	46,2	-8,6	-19%
Compensation FSL	26,1	24,6	1,5	6%	26,6	-0,5	-2%
Afficheur déporté	4,1	0,8	3,3	428%	12,7	-8,6	-68%
Autres	7,3	5,5	1,8	32%	6,9	0,4	6%
Frais divers	85,0	64,4	20,6	32%	84,5	0,5	1%
Frais de gestion	85,0	64,4	20,6	32%	84,5	0,5	1%
	-893,5	1 519,5	-2 413,1	-159%	-1 548,5	655,0	42%

⁽¹⁾ Montant intégrant les reliquats 2022 présentés dans l'annexe 4 de la présente délibération.

Évolution par rapport aux charges prévisionnelles mises à jour au titre de 2023

Les charges constatées au titre de 2023 sont supérieures de 655,0 M€ par rapport à la mise à jour de la prévision effectuée en 2023 au titre de cette même année.

Les principales explications de cet écart sont les suivantes :

- l'augmentation des charges liées aux énergies renouvelables électriques en métropole continentale, à hauteur de 644,4 M€ (+ 14 %), contribuant pour près de 90% à la hausse globale. Cette augmentation s'explique essentiellement par la forte baisse des prix de gros de l'électricité considérés pour l'établissement des charges. Ainsi, s'agissant des contrats d'achat au périmètre d'EDF, le coût évité énergie unitaire moyen passe de 235,9 €/MWh à 218,9 €/MWh, soit une baisse de – 16,9 €/MWh en moyenne.
- la hausse des charges liées au dispositif d'obligation d'achat du biométhane injecté, à hauteur de 60,2 M€ (+ 8 %) par rapport à la prévision réalisée lors du précédent exercice. L'effet volume portant les charges à la baisse de – 26,5 M€ (en raison probablement de décalages de mises en service) est largement contrebalancé par l'effet prix à hauteur de 86,8 M€. Ce dernier s'explique principalement par la modification de l'indexation des tarifs d'achats introduite par l'arrêté tarifaire du 10 juin 2023⁴, ayant pour impact un coût d'achat moyen 9,6 €/MWh plus élevé que lors de la mise à jour de la prévision.
- la légère hausse des charges liées à la cogénération au gaz naturel en métropole continentale à hauteur de 5,8 M€ (+ 2 %), sous le même effet que pour les charges liées aux énergies renouvelables électriques.
- la baisse des charges dans les ZNI (- 28,7 M€) due à plusieurs facteurs :
 - les surcoûts d'achat des centrales fossiles en baisse par rapport à la mise à jour de la prévision (- 109,8 M€). Cette baisse des achats fossiles est principalement due à une moindre disponibilité de certaines centrales pilotables.
 - les surcoûts de production d'EDF SEI, fossiles et renouvelables en hausse respectives de + 23,0 M€ et + 39,9 M€. Cette hausse compense en partie la baisse des coûts d'achats. Pour la production fossile, cette hausse s'explique principalement par une augmentation du coût d'achat des combustibles, qui résulte de la combinaison d'un effet prix, les prix des combustibles constatés par l'opérateur EDF SEI en 2023 étant supérieurs à ses prévisions, et d'un effet volume avec une plus forte sollicitation des moyens thermiques de pointe, compensant notamment les indisponibilités des centrales de producteurs tiers. Pour les renouvelables, une moindre production des centrales hydrauliques réduit les recettes de production associées.

Évolution par rapport aux charges constatées au titre de 2022

Les charges constatées au titre de 2023 sont inférieures de – 2 413,1 M€ par rapport au montant des charges constatées au titre de 2022.

Les principales explications de cet écart sont les suivantes :

- la baisse de – 2 106,6 M€ (- 112 %) des charges liées aux énergies renouvelables électriques en métropole continentale. Elle s'explique essentiellement par la hausse de la valorisation des volumes sous obligation d'achat vendus à terme. En effet, les volumes produits en 2023 et vendus à terme par EDF l'ont été au plus fort de la crise des prix de gros. Le coût évité unitaire moyen pour ces volumes augmente ainsi de 143,4 €/MWh en 2022 à 286,7 €/MWh en 2023. En tenant également compte des volumes vendus sur les marchés de court terme par EDF et les autres opérateurs, le coût évité unitaire moyen passe de 178,3 €/MWh à 218,9 €/MWh, soit + 40,7 €/MWh en moyenne.
- la hausse des charges liées au biométhane injecté de + 708,8 M€, soit + 900 %, liée :

⁴ Arrêté du 10 juin 2023 fixant les conditions d'achat du biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel.

- au fort développement de la filière (+ 34 % en termes de volume acheté, et représentant une augmentation des charges de 29,5 M€ ;
 - à un effet prix important de + 685,2 M€ dû à une forte diminution du coût évité unitaire de – 58,22 €/MWh, dans un contexte de baisse des prix de gros du gaz. Cette hausse est aussi renforcée par la hausse du tarif d'achat, suite à la modification de l'indexation des tarifs d'achats introduite par l'arrêté tarifaire du 10 juin 2023⁵.
- la baisse des charges liées à la cogénération au gaz naturel en métropole continentale de – 911,9 M€ (- 138 %), sous l'effet combiné de la baisse du coût d'achat, lié à la baisse du prix du gaz sur les marchés de gros (- 58,2 €/MWh entre 2022 et 2023 en moyenne) et de la hausse de la valorisation des volumes vendus, pour les mêmes raisons que pour les charges liées aux énergies renouvelables électriques.
- la baisse des charges en ZNI (- 72,8 M€) est due à plusieurs facteurs :
 - la hausse des coûts évités qui conduit à une forte baisse des charges à hauteur de 324 M€, résultant d'une hausse de la part production des tarifs de vente d'électricité ;
 - compensée par la hausse des coûts de production et d'achats (+ 206 M€). Cette hausse s'explique, d'une part, par une augmentation des coûts de combustibles des centrales thermiques fossiles et, d'autre part, par les conversions de centrales à la Réunion à la biomasse solide, nécessitant de nouveaux investissements, et au bioliquide, dont le coût est supérieur à celui du fioul. Ces conversions expliquent par ailleurs la baisse constatée des charges de la sous-action budgétaire mécanisme de solidarité (- 364,1 M€) et la hausse de la sous-action transition énergétique (+ 291,3 M€).
 - enfin, la hausse des coûts liés aux actions de maîtrise de la demande en énergie (+ 30 M€) vient limiter la baisse des charges. Cette hausse s'explique par la progression des cadres de compensation en 2023 dans les différents territoires conduisant à des volumes de primes MDE octroyées plus importants qu'en 2022.

⁵ Arrêté du 10 juin 2023 fixant les conditions d'achat du biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel.

SOMMAIRE

Synthèse	3
1. Soutien aux énergies renouvelables électriques, à la cogénération au gaz naturel et aux autres moyens thermiques en métropole continentale.....	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 métropole continentale.....	8
1.2. Surcoûts d'achat pour les entreprises locales de distribution et les organismes agréés au titre de 2023.....	23
1.3. Bilan	28
2. Soutien à l'injection de biométhane	29
2.1. Coût d'achat constaté au titre de 2023	29
2.2. Coût évité constaté au titre de 2023	31
2.3. Surcoût d'achat constaté au titre de 2023.....	31
2.4. Valorisation des garanties d'origine au titre de 2023	32
2.5. Charges constatées au titre de 2023	32
3. Soutien en ZNI	33
3.1. Surcoûts de production supportés par les opérateurs historiques dans les zones non interconnectées.....	35
3.2. Surcoûts liés aux contrats d'achat d'électricité dans les zones non interconnectées	44
3.3. Surcoûts liés aux contrats de stockage dans les zones non interconnectées	48
3.4. Charges liées aux actions de MDE dans les zones non interconnectées	50
3.5. Coûts liés aux études mentionnées dans les PPE	53
3.6. Coûts des projets d'approvisionnement reconnus d'intérêt public	53
3.7. Synthèse des charges en ZNI au titre de 2023	53
4. Soutien aux effacements.....	53
4.1. Contexte juridique.....	53
4.2. Montant des charges constatées au titre de 2023	54
5. Dispositifs sociaux	54
5.1. Charges liées aux dispositifs sociaux – électricité	54
5.2. Charges liées aux dispositifs sociaux – gaz.....	57

5.3. Bilan des charges liées aux dispositifs sociaux.....	57
6. Frais divers - Coûts liés à la conclusion et à la gestion des contrats d'obligation d'achat et de complément de rémunération en métropole continentale (électricité et gaz)	58
7. Détails des charges de service public constatées au titre de 2023 par les opérateurs autres qu'EDF, EDM, EEWf, RTE	60

1. Soutien aux énergies renouvelables électriques, à la cogénération au gaz naturel et aux autres moyens thermiques en métropole continentale

Cette section présente le calcul des charges comptabilisées dans les actions 1 « Soutien aux ENR électriques en métropole » et 4 « Soutien à la cogénération gaz naturel et autres moyens thermiques ». 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 2022 indiqués dans cette partie ne prennent pas en compte les reliquats.

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 métropole continentale

1.1.1. Evolution du parc de production soutenu

L'évolution des quantités d'énergie soutenues et des montants versés aux producteurs d'électricité à partir d'énergies renouvelables et de cogénération 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 installations les plus grandes sous le régime du complément de rémunération implique une stagnation voire une régression du parc sous obligation d'achat en raison de l'arrivée à échéance, en parallèle, des contrats les plus anciens⁶. Cependant, l'essor des installations photovoltaïques sur bâtiments soutenues en obligation d'achat désormais 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 premiers appels d'offres organisés au début des années 2010, viennent atténuer la baisse de la puissance installée du parc soutenu via le régime de l'obligation d'achat en 2023.

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.

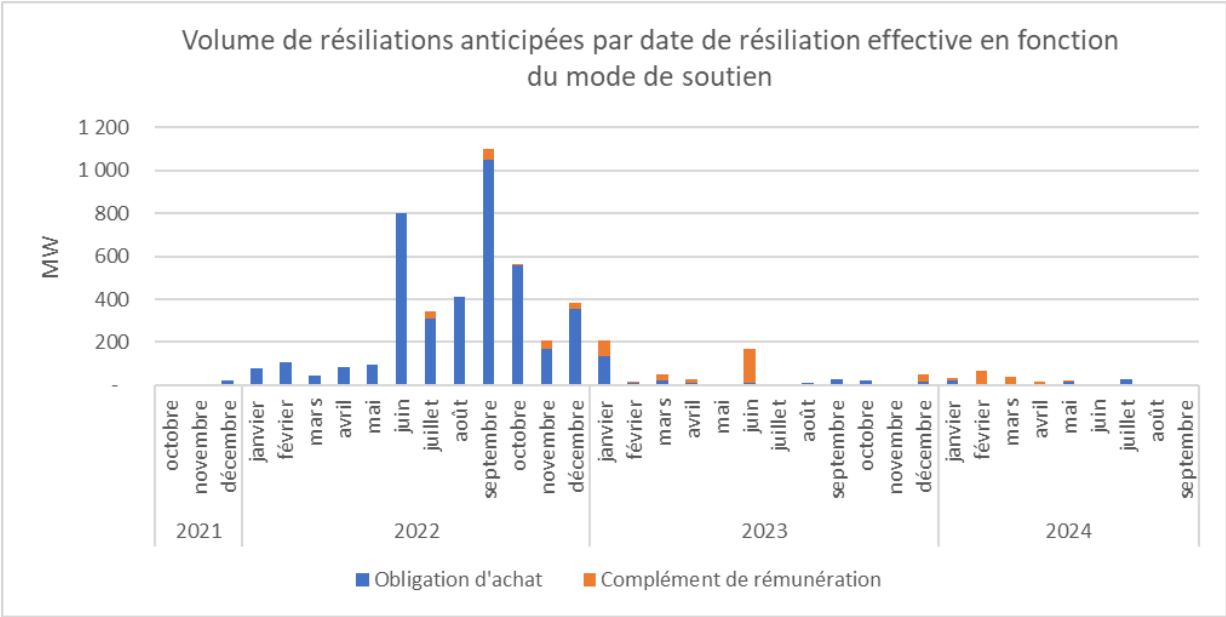
En outre, dans un contexte de crise des prix de gros, la CRE a constaté dans le cadre des précédents exercices d'évaluation des charges, en 2022 et 2023, que de nombreux producteurs ont choisi de résilier leur contrat d'achat ou de complément de rémunération avant sa date d'échéance pour bénéficier d'opportunités de marché. Au total, sur le périmètre, 5,0 GW (vision à fin mai 2024 transmise par EDF) d'installations ont demandé à résilier de manière anticipée leur contrat d'achat ou de complément de rémunération pour une prise d'effet de cette résiliation entre octobre 2021 et 2024. Pour la grande majorité de ces installations (84 %), la prise d'effet de la résiliation est intervenue courant 2022. Sous l'effet conjugué de (i) la baisse progressive des prix de gros intervenue à partir de fin 2022 après une période marquée par des prix particulièrement élevés et (ii) la mise en place d'une mesure de taxation des rentes inframarginales par la loi de finances pour 2023⁸, ce phénomène a connu un fort ralentissement avec 0,6 GW de résiliations en 2023 (dates de prise d'effet) et 0,2 GW en 2024 à date.

⁶ La CRE précise que les installations sortant des dispositifs de soutien 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.

⁸ LOI n° 2022-1726 du 30 décembre 2022 de finances pour 2023.

Figure 1 : Volume de résiliations anticipées par date de résiliation effective – vision à la fin mai 2024



Ces résiliations de contrat ont principalement concerné les filières éolienne terrestre et hydraulique, à hauteurs respectives de 2,7 GW et 0,9 GW, mais ont touché la plupart des filières de production. Les contrats concernés ont principalement été ceux arrivant à échéance à un horizon de temps où les producteurs peuvent se couvrir sur les marchés à terme et ceux qui ne prévoyaient pas de pénalités en cas de résiliation anticipée à l'initiative du producteur (en particulier, certains contrats ne prévoient pas le remboursement par les producteurs de l'ensemble du soutien perçu au cours de l'exécution des contrats). Si ce phénomène a déjà impliqué une baisse de l'énergie produite par le parc soutenu en 2022, la baisse de puissance associée aux résiliations ayant pris effet en 2022 n'est captée qu'à compter des chiffres présentant le parc soutenu en 2023 ci-dessous⁹. Ainsi, la quantité constatée d'énergie soutenue en 2023 s'élève à 65,0 TWh (49,1 TWh en obligation d'achat et 15,8 TWh en complément de rémunération) : elle est en hausse par rapport à 2022 (+ 1,2 TWh, soit + 2 %). En revanche, la puissance des installations soutenues en 2023 baisse par rapport à 2022 (- 3,2 GW, soit - 8 %), pour s'établir à 34,9 GW en 2023.

Tableau 3 : Puissance des installations soutenues en 2023 et énergie produite par ces installations au périmètre d'EDF en métropole continentale (volumes cumulés des installations bénéficiant de l'obligation d'achat et du complément de rémunération)

		Total	Cogénération au gaz naturel	CCG	Hydraulique	Eolien à terre	Eolien en mer	Incinération	Biogaz	Biomasse	PV	Autres
Energie soutenue (TWh)	2022	63,8	6,4	0,0	4,1	30,2	0,3	1,0	2,6	2,8	16,2	0,2
	2023	65,0	5,5	0,0	2,9	32,8	1,7	0,3	2,2	2,5	16,9	0,1
Puissanc e	2022	38,1	2,6	0,4	1,9	16,6	0,5	0,5	0,5	0,7	14,3	0,1

⁹ En effet, les puissances affichées par filière dans le Tableau 3 représentent la somme des puissances des contrats ayant fait l'objet d'un soutien au cours de l'année présentée et non la puissance installée du parc faisant l'objet d'un soutien en fin d'année.

		Total	Cogénération au gaz naturel	CCG	Hydraulique	Eolien à terre	Eolien en mer	Incinération	Biogaz	Biomasse	PV	Autres
soutenue (GW)	2023	34,9	2,3	0,4	1,0	14,0	0,7	0,1	0,4	0,5	15,3	0,1

La puissance du **parc éolien terrestre** soutenu atteint 14,0 GW, en baisse de 2,7 GW (- 16 %) par rapport à 2022, s'expliquant par le fort impact des résiliations anticipées ayant pris effet en 2022 (2,4 GW) pour cette filière. L'énergie produite par la filière éolienne terrestre s'établit cependant à 32,8 TWh, une hausse de 2,6 TWh, soit + 9 %, par rapport à l'année 2022. Seules les filières de l'éolien en mer et du solaire voient aussi leur production augmenter entre 2022 et 2023. Cependant la filière de l'éolien terrestre porte à elle seule 55 % de l'augmentation de la production sur le périmètre EDF.

L'année 2023 marque également la seconde année de soutien à la filière **éolienne en mer**. En plus du parc de Saint-Nazaire mis en service au second semestre 2022, pour une puissance installée de 480 MW, les premières tranches des parcs de Fécamp et Saint-Brieuc sont entrées en service au second semestre 2023, pour des puissances installées respectives de 147 MW et 104 MW.

La puissance du **parc photovoltaïque** augmente de 1,0 GW (+ 7 %) entre 2022 et 2023 pour s'élever à 15,3 GW. L'énergie produite augmente quant à elle de 4 %, pour s'établir à 16,9 TWh, traduisant ainsi une baisse du facteur de charge du parc photovoltaïque.

La filière de la **cogénération au gaz naturel** connaît une baisse de 14 % de l'énergie soutenue, pour atteindre 5,5 TWh en 2023, tandis que la puissance installée du parc soutenue diminue également, de 9,8 %, pour atteindre une puissance installée de 2,3 GW en 2023. Cette baisse peut notamment s'expliquer, au-delà des résiliations anticipées, par l'arrivée à échéance progressive d'anciens contrats, à hauteur d'environ 250 MW au cours de l'année 2022.

La mise en service de la **centrale à CCG** à Landivisiau, d'une puissance de 422 MW a eu lieu fin 2021. Une prime fixe annuelle en €/MW est versée au producteur : il n'y a donc pas d'énergie soutenue.

La puissance installée du **parc hydraulique** soutenu connaît une baisse conséquente de 46 % entre 2022 et 2023, pour s'établir à 1,0 GW en 2023. De même, sa production baisse de 29 % en 2023 par rapport à 2022 pour s'établir à 2,9 TWh, sous l'effet notamment des nombreuses résiliations anticipées (0,9 GW en 2022), comme mentionné ci-dessus, pour cette filière.

La puissance de la **filière biomasse** soutenue enregistre une baisse de 28 % passant de 707 à 509 MW, pour une baisse plus mesurée sur l'énergie produite, s'élevant à 2,5 TWh en 2023 (- 11 %). La baisse de puissance observée est en grande partie portée par la résiliation de manière anticipée du contrat d'obligation d'achat de l'unité Provence 4 Biomasse située à Gardanne fin 2022, pour une puissance de 150 MW.

La puissance de la **filière biogaz** soutenue baisse de 20 %, passant de 487 MW à 391 MW, avec une baisse de l'énergie soutenue associée de - 13 % pour atteindre 2,2 TWh en 2023. Cette baisse peut également s'expliquer par les résiliations anticipées ayant touché cette filière au cours de l'année 2022.

La filière **incinération d'ordures ménagères** poursuit sa baisse en énergie (- 74 % par rapport à 2022 avec une production de 0,3 TWh) et en puissance soutenue (- 82 % par rapport à 2022 pour s'établir à 85 MW) en 2023. L'importante baisse en production s'explique par l'arrivée à échéance des contrats de soutien ou leur résiliation au cours de l'année 2022 principalement au second semestre.

Les autres filières (**gaz de mines, petites installations et achat de surplus aux ELD** ¹⁰) représentent une part plus négligeable de l'énergie et de la puissance totales soutenues.

¹⁰ Contrats mis en place pour l'achat de surplus tel que prévu à l'article L. 314-5 du code de l'énergie.

1.1.2. Surcoûts liés aux contrats d'achat

Les surcoûts d'achat en 2023 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° de l'article L. 311-12 du code précité) ;
- les contrats conclus ou négociés avant le 11 février 2000 (article L. 121-27 du code précité).

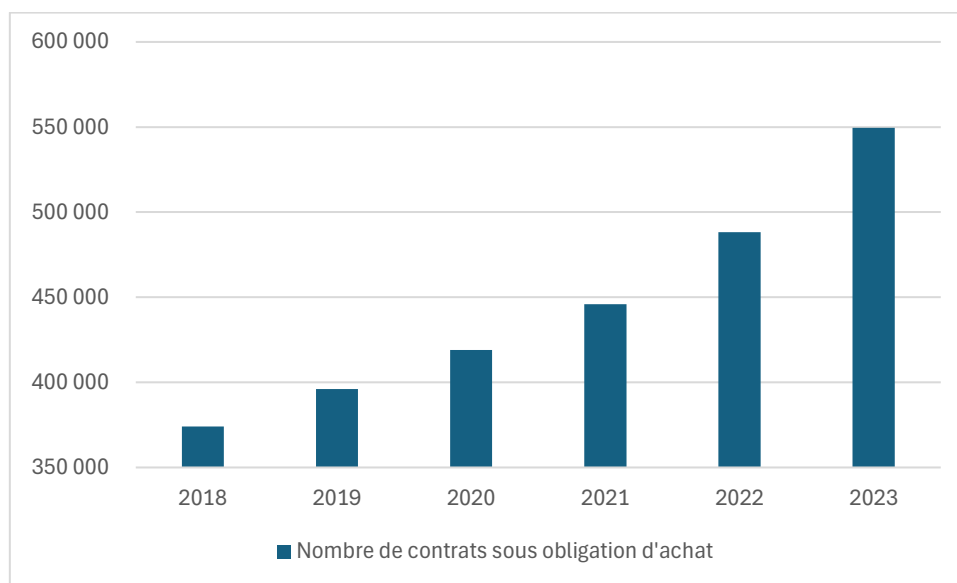
En application de l'article L. 121-7 du code de l'énergie, le montant des surcoûts est égal à la différence entre le prix d'acquisition de l'électricité payé en exécution des contrats en cause, le coût évité par l'acquisition de cette électricité (coût évité « énergie ») et le coût évité par l'acquisition des garanties de capacité 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 une incertitude demeure sur la conformité de ce coût avec le contrat signé. Le nombre de contrats traités est toujours en très forte croissance et s'établit à 549 558 en 2023.

Figure 2 : Evolution du nombre de contrats sous obligation d'achat du périmètre EDF



Ce nombre 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 d'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 69 contrats, qui ont permis d'expliquer 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 métropole continentale pour 2023 sont détaillés dans le Tableau 4.

Tableau 4 : Quantités d'électricité et coûts d'achat retenus par la CRE au titre de 2023

	Cogénération gaz	Hydraulique	Eolien à terre	Eolien en mer	Incinération	Biogaz	Biomasse	Photovoltaïque	Autres [*]	TOTAL
Janvier (GWh)	1 212,5	314,2	2 659,9	184,2	23,1	190,8	171,5	743,6	16,2	5 515,9
Février (GWh)	1 076,5	213,0	1 450,8	93,2	20,0	173,8	161,4	813,1	5,6	4 007,3
Mars (GWh)	1 076,5	319,6	2 542,2	196,1	20,3	190,2	184,2	937,9	16,5	5 493,6
Avril (GWh)	70,5	319,7	1 581,6	120,3	22,0	186,9	191,7	1 036,0	8,9	3 537,6
Mai (GWh)	28,1	318,1	1 512,9	139,6	24,4	187,6	216,9	1 206,4	15,5	3 649,5
Juin (GWh)	22,0	258,4	869,1	64,6	16,2	178,3	207,1	1 283,3	9,0	2 908,0
Juillet (GWh)	22,6	148,8	1 405,9	95,3	24,7	186,7	209,3	1 444,9	15,4	3 553,6
Août (GWh)	19,1	120,9	1 128,2	92,3	20,9	182,2	209,3	1 326,1	11,5	3 110,4
Septembre (GWh)	17,4	102,8	965,5	87,5	24,2	177,7	197,6	1 324,3	8,6	2 905,6
Octobre (GWh)	26,0	131,3	1 787,0	222,9	21,1	187,7	202,2	1 072,4	13,1	3 663,7
Novembre (GWh)	826,7	273,3	2 574,9	242,6	18,6	180,6	188,3	893,1	16,4	5 214,5
Décembre (GWh)	1 041,7	344,3	2 815,2	185,2	18,2	193,9	205,2	755,4	12,8	5 571,9
Quantités (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
Quantités retenues en 2022** (GWh)	6 300,6	4 082,4	21 487,1	292,0	994,6	2 561,9	2 533,7	12 407,3	191,8	50 851,4
Quantités retenues en 2021** (GWh)	6 852,7	5 765,4	25 426,8	0,0	1 493,9	2 784,6	2 746,6	11 273,7	288,5	56 632,1
Coût d'achat (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 retenu en 2022** (M€)	2 073,9	370,1	1 992,1	49,5	60,4	476,0	397,7	3 254,9	17,0	8 691,6
Coût d'achat retenu en 2021** (M€)	1 539,6	484,0	2 304,0	0,0	90,5	476,6	407,7	3 038,5	24,9	8 365,7
Coût d'achat unitaire (€/MWh)	234,4	106,2	96,8	183,8	65,5	210,2	177,7	263,5	95,2	168,0
Coût d'achat retenu en 2022** (M€)	329,2	90,7	92,7	169,6	60,8	185,8	157,0	262,3	88,6	170,9
Coût d'achat retenu en 2021** (M€)	224,7	83,9	90,6	-	60,6	171,2	148,4	269,5	86,2	147,7

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

** Les quantités et les coûts d'achats total et unitaire 2021 et 2022 ne tiennent pas compte des reliquats retenus dans l'annexe 4

Le volume d'énergie acheté sous obligation d'achat baisse de 1,7 TWh en 2023 par rapport à 2022 (- 3 %), pour atteindre **49,1 TWh**. De même, le coût d'achat diminue de - 5 % et s'établit à **8 253,0 M€**.

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 (avec la mise en service progressive des premiers parcs) et du solaire (avec une dynamique de développement importante s'agissant des petites installations comme évoqué précédemment) conduisent à une hausse de 1,9 TWh des volumes soutenus (l'éolien en mer représente 73 % de cette hausse et le solaire 27 %) ;
- (ii) d'autre part, les nouvelles installations des autres filières, lorsqu'elles font l'objet d'un soutien, sont majoritairement soutenues sous le régime du complément de rémunération (4,7 GW de contrats échus en 2022 contre 17 MW de nouveaux contrats en 2023 pour ces filières), d'où une baisse du volume soutenu via l'obligation de 3,6 TWh entre 2022 et 2023 ;

La baisse du volume d'énergie total acheté (- 3 %) s'accompagne d'une baisse du coût d'achat global plus importante, de - 5 %, traduisant un léger recul du coût d'achat unitaire moyen, de - 2 %, pour s'établir à 168,0 €/MWh. Celui-ci est entièrement porté par la baisse considérable du coût d'achat unitaire de la filière de la cogénération au gaz naturel (de 329 €/MWh en 2022 à 234 €/MWh en 2023, soit une baisse de - 29 %), pour laquelle le soutien est partiellement indexé sur les prix de gros du gaz et du CO₂, particulièrement hauts en 2022. A titre de comparaison, le coût d'achat unitaire moyen de la filière cogénération au gaz naturel en 2021 était de 225 €/MWh. Pour toutes les autres filières, le coût d'achat unitaire augmente, notamment sous l'effet de l'indexation des tarifs, dans un contexte global d'inflation.

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 2017¹¹ visant les petites installations photovoltaïques sur bâtiment 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 dit « S17 », remplacé par l'arrêté dit « S21 » du 6 octobre 2021, EDF n'a perçu aucune caution en 2023 et en a remboursé 4 327. Le montant venant s'ajouter aux charges de service public d'EDF au titre de 2023 s'élève ainsi à **3,6 M€**.

Recettes liées aux indemnités de résiliation de contrats d'achat

Au titre de l'année 2023, EDF a déclaré l'encaissement des indemnités de résiliations de 25 contrats, à hauteur de **31,8 M€**, qui viennent diminuer les charges de service public d'EDF.

La diversité des cadres tarifaires et des formules d'indemnités de résiliations complexifie l'industrialisation du processus opérationnel de facturation de ces indemnités de résiliation pour EDF. Face au nombre important de contrats concernés, EDF a mené une démarche de fiabilisation de ces opérations et a mis en place des contrôles, notamment concernant la violation du délai de préavis de résiliation par certains producteurs.

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 métropole continentale sont évalués « *par référence aux prix de marché de l'électricité* ».

Cas général

La méthodologie d'évaluation du coût évité par EDF en métropole continentale est détaillée dans la délibération méthodologique du 25 janvier 2024¹². Une distinction est faite entre le coût évité par la production dite quasi certaine et celui évité par la production dite aléatoire :

- Le coût évité par la production quasi certaine en 2023 est calculé en fonction des prix de marché à terme et des recettes des ventes réalisées par EDF dans le cadre des appels d'offres qu'elle organise. La production quasi certaine est composée d'une part d'un ruban de base, produit et acheté toute l'année, et d'autre part de trois blocs supplémentaires, correspondant aux surplus de production hivernaux du premier trimestre et des mois de novembre et décembre.

¹¹ 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.

¹² Délibération de la CRE n°2024-20 du 25 janvier 2024 portant décision sur la méthodologie d'évaluation des charges de service public de l'énergie en métropole continentale.

- Dans le cadre de la mise en place d'un périmètre d'équilibre dédié à la production sous obligation d'achat, effectif depuis le 1^{er} juillet 2015, le coût évité par la production aléatoire est calculé par référence à un prix de court terme visant à refléter la valorisation de l'électricité sous obligation d'achat, en application des principes définis par la CRE dans sa délibération du 25 janvier 2024 susmentionnée. Ce prix de court terme est calculé par pas demi-horaire comme la moyenne pondérée des prix spot, de l'indice de prix moyen pondéré horaire pour les échanges intrajournaliers et du prix de règlement des écarts facturé ou acquitté par RTE au gestionnaire du périmètre d'équilibre dédié à l'obligation d'achat par les volumes correspondants.

Pour l'année 2023, le coût évité global pour l'énergie produite s'élève ainsi à 10 753,1 M€, soit une augmentation de 22 % par rapport au coût évité au titre de 2022 (8 784,6 M€).

Coût évité par la production quasi certaine

S'agissant du volume quasi certain

La puissance quasi certaine retenue pour l'année 2023, établie dans la délibération de la CRE du 15 décembre 2022¹³, est indiquée dans le Tableau 5.

Tableau 5 : Puissance quasi certaine retenue pour 2023, en MW

	Puissance quasi certaine (MW)
Ruban de base	2 900
Surplus de production du premier trimestre	2 700
Surplus de production novembre	1 000
Surplus de production décembre	1 000

La délibération méthodologique de la CRE du 28 novembre 2019¹⁴ a acté une modification importante du calcul de la puissance quasi certaine, désormais calculée avec une cible de dépassement de la puissance produite par l'ensemble du parc soutenu sur 10 % des pas de temps. La méthodologie précédente visait le même objectif pour chaque filière, ne capturant ainsi pas le foisonnement du parc.

Dans la continuité de l'année 2022, la première se voyant appliquer cette nouvelle méthodologie, les volumes vendus à terme sont bien plus importants que lors des années précédentes. A titre d'exemple, en 2021, la puissance quasi certaine du produit « Ruban de base » s'élevait à 1 400 MW (2 700 MW en 2022).

S'agissant du prix de valorisation du volume quasi certain

Les références de coût évité retenues pour chaque bloc de puissance quasi certaine 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 2021 et 2022 ;
- pour le produit « Q1 », au cours de l'année 2022 ;
- et pour les produits « M11 » et « M12 », au cours du deuxième semestre de l'année 2023.

Tableau 6 : Prix retenus pour la valorisation de la puissance quasi certaine pour 2023, en €/MWh

Ruban	1^{er} trimestre (Q1)	Novembre (M11)	Décembre (M12)
220,09	620,72	114	111,97

Ainsi, le coût évité par la production quasi certaine, correspondant à 32,7 TWh, est de **9 374,9 M€**. A titre de comparaison, en 2022, la production quasi certaine correspondait à 30,8 TWh, valorisée à 4 419,2 M€.

¹³ Délibération de la CRE n°2022-359 du 15 décembre 2022 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.

¹⁴ Délibération de la CRE n°2019-259 du 28 novembre 2019 portant décision sur la méthodologie de calcul du coût évité par l'électricité produite sous obligation d'achat.

Si les prix de vente des appels d'offres ont augmenté au second semestre de l'année 2021, concomitamment au début de la crise des prix de gros de l'énergie, cette augmentation s'est largement amplifiée en 2022, se répercutant ainsi sur le produit « ruban de base », dont la moitié environ des volumes est vendue sur cette période, et d'autant plus sur le produit « Q1 », intégralement vendu en 2022. Les prix moyens des produits « M11 » et « M12 » sont habituellement plus élevés que celui du « Ruban de base », s'agissant de mois d'hiver, ce qui n'est pas le cas dans la mesure où ces produits ont été valorisés au cours du second semestre de 2023, caractérisé par des prix plus bas.

S'agissant de la répartition du coût évité quasi certain

La nouvelle méthodologie de calcul de la puissance quasi certaine prenant en compte le foisonnement de toutes les filières du parc soutenu, toutes les filières en obligation d'achat se voient désormais affecter un volume quasi certain valorisé aux références de prix détaillées dans le Tableau 6.

La répartition mensuelle de ces volumes quasi certains entre les filières est effectuée au prorata de l'énergie produite par chacune des filières (cf. Tableau 7), pour une valorisation détaillée dans le Tableau 8.

Tableau 7 : Répartition des volumes quasi certains entre les différentes filières en 2023 (GWh)

Mois	Cogénération au gaz naturel	Hydraulique	Eolien à terre	Eolien en mer	Incinération	Biogaz	Biomasse	Solaire	Autres	Toutes filières
Janvier	982	246	2 158	149	18	146	131	325	12	4 166
Février	1 020	194	1 366	88	18	160	149	763	5	3 763
Mars	808	230	1 893	147	15	136	132	789	12	4 161
Avril	40	167	861	65	12	98	101	739	5	2 088
Mai	15	163	808	75	13	97	112	866	8	2 158
Juin	15	160	557	42	10	112	130	1 058	6	2 088
Juillet	13	81	799	54	14	102	115	971	8	2 158
Août	12	74	733	60	13	115	132	1 010	7	2 158
Septembre	13	69	685	62	17	123	137	977	6	2 088
Octobre	16	77	1 087	138	13	111	120	591	8	2 161
Novembre	476	154	1 501	141	10	100	105	311	9	2 808
Décembre	582	186	1 559	105	10	105	111	236	7	2 902
Total	3 993	1 800	14 006	1 127	161	1 406	1 473	8 637	93	32 697

Tableau 8 : Valorisation des volumes quasi certains entre les différentes filières en 2023 (M€)

Mois	Cogénération au gaz naturel	Hydraulique	Eolien à terre	Eolien en mer	Incinération	Biogaz	Biomasse	Solaire	Autres	Toutes filières
Janvier	406	102	892	62	7	60	54	134	5	1 722
Février	421	80	565	36	8	66	61	315	2	1 555
Mars	334	95	782	61	6	56	54	326	5	1 719
Avril	9	37	189	14	3	22	22	163	1	460
Mai	3	36	178	17	3	21	25	191	2	475
Juin	3	35	123	9	2	25	29	233	1	460
Juillet	3	18	176	12	3	23	25	214	2	475
Août	3	16	161	13	3	25	29	222	2	475
Septembre	3	15	151	14	4	27	30	215	1	460
Octobre	4	17	239	30	3	25	26	130	2	476
Novembre	92	30	290	27	2	19	20	60	2	542
Décembre	112	36	300	20	2	20	21	45	1	558
Total	1 393	516	4 045	316	45	389	398	2 248	26	9 375

Coût évité par la production aléatoire

L'année 2023 marque la première année d'application de la nouvelle méthodologie de calcul¹⁵ du coût évité par la production aléatoire (valorisation de l'électricité produite sous obligation d'achat sur le périmètre d'EDF et non vendue à terme, cf. section précédente) au titre de l'année constatée.

¹⁵ Définie dans la délibération de la CRE n°2024-20 du 25 janvier 2024 portant décision sur la méthodologie d'évaluation des charges de service public de l'énergie en métropole continentale.

Précédemment, la CRE appliquait une méthodologie de calcul du coût évité constaté adaptée pour 1) les installations éoliennes, photovoltaïques, hydrauliques dont le tarif d'achat est horosaisonnalisé et 2) les cogénérations en mode « dispatchable », afin de tenir compte des caractéristiques particulières des profils de production de ces filières. Le prix de marché de court terme était pondéré par des profils horaires normatifs¹⁶ sur les différentes périodes de facturation considérées.

Deux modifications ont été apportées à cette méthode par la délibération méthodologique du 25 janvier 2024 susmentionnée :

- 1) le profilage est désormais réalisé au pas demi-heure (et non plus horaire) ;
- 2) toutes les filières sont profilées par leur profil de production réalisé au sein du périmètre d'équilibre dédié à l'obligation d'achat d'EDF.

Le coût évité par la production aléatoire ainsi calculé s'élève à **1 378,2 M€**, en baisse de 68 % par rapport à 2022 (4 365,3 M€). Ce montant est détaillé dans les tableaux ci-dessous.

Tableau 9 : Détail de la production aléatoire par filière sur le périmètre d'EDF en 2023 (GWh)

Mois	Cogénération au gaz naturel	Hydraulique	Eolien à terre	Eolien en mer	Incinération	Biogaz	Biomasse	Solaire	Autres	Toutes filières
Janvier	231	68	502	35	5	45	41	418	4	1 349
Février	57	19	84	5	2	14	13	50	0	244
Mars	268	90	650	49	6	54	53	149	5	1 323
Avril	30	153	721	55	10	89	91	297	4	1 450
Mai	13	155	705	64	12	91	105	340	7	1 492
Juin	7	99	312	23	6	66	77	226	3	820
Juillet	10	68	607	41	11	84	95	473	7	1 396
Août	7	47	395	32	8	67	77	316	4	953
Septembre	5	34	280	25	7	55	61	348	3	818
Octobre	10	55	700	85	9	76	82	481	5	1 503
Novembre	350	120	1 074	101	8	80	84	582	7	2 407
Décembre	459	158	1 256	81	8	89	94	519	6	2 670
Total	1 447	1 064	7 287	597	93	810	871	4 200	56	16 424

Tableau 10 : Prix de référence sur les marchés court-terme capturés par la production aléatoire en 2023 (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	130,11	127,81	3,16	30,85	112,91	112,91	112,91	372,44	112,91	154,14
Février	142,00	160,92	48,46	160,15	133,22	133,22	133,22	1 154,48	133,22	319,24
Mars	112,47	88,33	46,46	61,72	108,06	108,06	108,06	373,43	108,06	105,54
Avril	113,08	103,64	84,94	90,28	102,57	102,57	102,57	172,21	102,57	107,95
Mai	93,91	75,47	67,71	79,65	74,16	74,16	74,16	145,16	74,16	87,85
Juin	103,98	85,48	81,42	76,63	87,68	87,68	87,68	123,09	87,68	94,62
Juillet	103,03	70,94	43,28	51,15	72,56	72,56	72,56	97,99	72,56	67,95
Août	119,98	85,57	40,47	65,51	85,73	85,73	85,73	58,70	85,73	57,54
Septembre	104,45	80,10	44,42	41,53	81,09	81,09	81,09	40,76	81,09	50,24
Octobre	134,16	80,96	52,22	65,37	77,28	77,28	77,28	58,29	77,28	59,36
Novembre	96,92	91,37	55,61	59,88	87,25	87,25	87,25	70,73	87,25	69,60
Décembre	71,53	64,81	33,56	26,92	65,41	65,41	65,41	76,56	65,41	52,45
Total	99,57	87,23	49,87	60,03	85,65	85,70	84,98	139,52	85,09	83,91

¹⁶ En particulier, le profil « PRD3 ajusté » utilisé par les gestionnaires de réseau pour la filière photovoltaïque et les données de production de l'ensemble du parc français publiées par RTE via son site éCO2mix pour la filière éolienne.

Tableau 11 : Coût évité à EDF sur les marchés court terme par les contrats d'achat en 2023 (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	30,0	8,7	1,6	1,1	0,6	5,1	4,6	155,9	0,4	208,0
Février	8,0	3,1	4,1	0,8	0,2	1,8	1,7	58,1	0,1	77,9
Mars	30,2	7,9	30,2	3,0	0,6	5,9	5,7	55,6	0,5	139,6
Avril	3,4	15,8	61,2	5,0	1,1	9,1	9,3	51,2	0,4	156,5
Mai	1,2	11,7	47,7	5,1	0,9	6,7	7,8	49,4	0,6	131,1
Juin	0,8	8,4	25,4	1,8	0,5	5,8	6,8	27,8	0,3	77,6
Juillet	1,0	4,8	26,3	2,1	0,8	6,1	6,9	46,4	0,5	94,9
Août	0,8	4,0	16,0	2,1	0,7	5,7	6,6	18,5	0,4	54,8
Septembre	0,5	2,7	12,4	1,1	0,6	4,5	4,9	14,2	0,2	41,1
Octobre	1,3	4,4	36,6	5,6	0,7	5,9	6,4	28,0	0,4	89,2
Novembre	34,0	10,9	59,7	6,1	0,7	7,0	7,3	41,2	0,6	167,5
Décembre	32,9	10,2	42,2	2,2	0,5	5,8	6,1	39,8	0,4	140,1
Total	144,0	92,8	363,4	35,8	7,9	69,5	74,0	586,0	4,8	1 378,2

Comme expliqué précédemment, les niveaux de puissance quasi certaine ont été fortement réhaussés depuis 2022. Cela implique donc mécaniquement une baisse prononcée des volumes aléatoires, qui correspondent à la différence entre le volume produit et la part quasi certaine, d'autant plus au vu des nombreuses résiliations anticipées de contrats de soutien. En 2023, 16,4 TWh de production sous obligation d'achat ont été valorisés sur les marchés court terme, contre 32,7 TWh sur les marchés à terme. En 2022, 20,0 TWh avaient été valorisés sur les marchés court terme (- 3,6 TWh) mais 30,8 TWh sur les marchés à terme (+ 1,9 TWh).

D'autre part, il convient de noter, au-delà de la baisse du coût évité aléatoire total dû à l'effet volume précédemment décrit, une baisse des prix capturés sur les marchés court-terme par rapport à 2022. L'année 2022 avait en effet été caractérisée par des niveaux de prix de gros de court terme très élevés, qui se répercutaient dans le prix de valorisation moyen capturé par le parc sous obligation d'achat. Ainsi, tandis qu'en 2023 la production aléatoire a capturé un prix de référence de 83,9 €/MWh, elle avait capturé un prix de référence de 217,9 €/MWh en 2022.

Enfin, la production aléatoire peut parfois s'établir à des niveaux relativement faibles pour certaines filières au cours de certains mois. Cela traduit une forte participation de la filière à la puissance quasi certaine du parc sous obligation d'achat relativement à son niveau de production sur le mois considéré. Dans ce cas, le prix capturé devient sensible à des épisodes de forte volatilité des prix ou encore à des périodes présentant un prix de règlement des écarts important.

1.1.2.4. Coût évité lié aux garanties de capacité

En métropole continentale, le coût évité comprend, en outre, une part « capacité ». Depuis le 1^{er} janvier 2017 (démarrage de la première année de livraison du mécanisme de capacité), la valeur des garanties de capacité liées à ces installations s'ajoute au coût évité par l'acquisition de l'énergie présenté ci-dessus. L'article L. 335-5 du code de l'énergie dispose que les gestionnaires de contrats d'obligation d'achat en métropole continentale sont subrogés aux producteurs pour la délivrance des garanties de capacité et la responsabilité des éventuels écarts entre les niveaux de capacité effectifs et les niveaux de capacité certifiés. Les gestionnaires de contrats d'obligation d'achat ont notamment l'obligation de faire certifier les installations dont ils ont la gestion pour chaque année de livraison.

Dans sa délibération méthodologique du 25 janvier 2024¹⁷, 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 2023, les enchères suivantes organisées par EPEX Spot, permettant de valoriser des garanties de capacité relatives aux années de livraison (« AL ») 2020, 2022, 2023, 2024 et 2025 sont présentée dans le Tableau 12.

¹⁷ Délibération de la CRE n°2024-20 du 25 janvier 2024 portant décision sur la méthodologie d'évaluation des charges de service public de l'énergie en métropole continentale.

Tableau 12 : Prix de vente selon l'année de livraison, des garanties de capacité pour les enchères ayant eu lieu en 2023

Résultat des enchères (€/MW)	AL 2020	AL 2022	AL 2023	AL 2024	AL 2025
02/03/2023	0,0			29 899,1	
27/04/2023				34 499,8	
22/06/2023			49 586,3	35 000,0	
21/09/2023		28 637,3		32 799,1	
26/10/2023					25 500,3
16/11/2023				35 379,5	25 000,3
07/12/2023				6 200,2	9 368,3

Le coût évité lié aux garanties de capacité au titre de l'année 2023 porte ainsi sur la valorisation qui aurait pu être faite, lors de ces enchères, des garanties de capacité obtenues par EDF OA pour les AL susmentionnées. Ces garanties de capacité sont présentées dans le Tableau 13.

Tableau 13 : Volume de garanties de capacité à valoriser par EDF OA lors des enchères ayant eu lieu en 2023

Volume de garanties de capacité à valoriser (MW)	AL 2020	AL 2022	AL 2023	AL 2024	AL 2025
Gré à gré		- 310,0	-258,2		
02/03/2023	0			356,40	
27/04/2023				356,40	
22/06/2023			-30,5	352,90	
21/09/2023		0,4		327,60	
26/10/2023					680,20
16/11/2023				370,70	681,80
07/12/2023				368,6	679,00

S'agissant de l'AL 2020

Le règlement financier relatif aux écarts en capacité et aux rééquilibrages de l'AL 2020 est intervenu en 2023. Les montants correspondants, respectivement de 1,5 M€ et 2,2 M€, viennent en déduction du coût évité « capacité ». Les écarts constatés (écarts négatifs : le niveau de capacité effectif total est inférieur au niveau de capacité certifiée total) représentent 73,9 MW (1 % par rapport au niveau de capacité certifié effectif) et sont plus faibles que ceux observés pour l'année de livraison précédente (AL 2019 : 97,3 MW), lors de l'évaluation des charges constatées au titre de 2022. En effet, pour tenir compte du retour d'expérience des AL 2017 et AL 2018, pour lesquelles les écarts étaient conséquents, ainsi que l'absence de production de la centrale biomasse de Gardanne en 2020 (niveau de capacité certifié de 120 MW), EDF OA a procédé à deux rééquilibrages à la baisse pour l'AL 2020 au cours l'année 2020. Les écarts négatifs persistants pour l'AL 2020 ont *in fine* porté principalement sur les filières cogénération au gaz naturel et incinération.

S'agissant des AL 2022 et 2023

Entre juin 2022 et janvier 2023, un nombre conséquent de sites ont résilié de manière anticipée leur contrat d'obligation d'achat, impliquant la nécessité pour EDF OA de procéder à des rééquilibrages à la baisse conséquents pour les AL 2022 et AL 2023. La réalisation de ces rééquilibrages, consistant à restituer les garanties de capacité concernées à RTE, était un prérequis à la sortie des sites du périmètre d'EDF OA, permettant aux producteurs de certifier eux-mêmes ces installations (conformément aux règles du mécanisme de capacité).

Ne disposant plus de garanties de capacité relatives aux AL 2022 et AL 2023 sur son compte au registre des garanties de capacité, celles-ci ayant été entièrement valorisées lors de précédentes enchères, EDF OA a acheté en gré à gré un volume total de 310,0 MW de garanties de capacité pour l'AL 2022 et de 258,2 MW pour l'AL 2023 (30,5 MW ont également pu être achetés lors de l'enchère du 22 juin 2023). La CRE intègre le coût de ces achats de respectivement 8,2 M€ et 13,4 M€ au coût évité lié aux garanties de capacité pris en compte dans la compensation d'EDF au titre des charges de service public de l'énergie.

S'agissant des AL 2024 et 2025

S'agissant des AL 2024 et 2025, les volumes retenus prennent en compte les contraintes d'offres¹⁸ 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 du mécanisme de capacité 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'AL concernée.

Coût évité total

Le coût évité total « capacité » retenu pour EDF OA au titre de l'année 2023 est de **75,6 M€**. Sa répartition entre les filières est présentée dans le Tableau 14.

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

	Coût évité par les garanties de capacité constaté au titre de 2023 (M€)
Cogénération au gaz naturel	20,4
Hydraulique	7,1
Eolien à terre	29,9
Eolien en mer	1,7
Incinération	-0,3
Biogaz	4,4
Biomasse	5,1
Photovoltaïque	7,2
Gaz de mines	0,1
Total	75,6

1.1.2.5. Coût total évité à EDF par les contrats d'achat au titre de 2023

Le coût total évité à EDF par les contrats d'achat en métropole continentale est de **10 828,7 M€** (4 408,3 M€ de coût évité « énergie » pour la filière éolien à terre + 2 834,3 M€ de coût évité « énergie » pour la filière photovoltaïque + 3 510,4 M€ de coût évité « énergie » pour les autres filières + 75,6 M€ de coût évité des garanties de capacité associées aux contrats d'achat).

¹⁸ Cf. section 11.1.3 des règles du mécanisme de capacité en vigueur.

1.1.2.6. Surcoûts liés aux contrats d'achat pour EDF au titre de 2023

Les surcoûts supportés par EDF résultant des contrats d'achat en métropole continentale en 2023 s'élèvent ainsi à – **2 603,8 M€** (8 253,0 M€ de coût d'achat – 28,2 M€ de coûts et recettes autres [cautions pour les contrats S17 et indemnités de résiliations anticipées] – 10 828,7 M€ de coût évité). Ils sont inférieurs aux surcoûts supportés par EDF en 2022 de 2 252,2 M€.

1.1.3. Complément de rémunération

1.1.3.1. Principe du complément de rémunération

Le dispositif de complément de rémunération est défini aux articles L. 314-18 à L. 314-27 du code de l'énergie. Ces dispositions prévoient que les producteurs d'électricité à partir d'énergie renouvelable commercialisent leur énergie directement sur les marchés. Une prime est versée au producteur – ou reversée par ce dernier dans le cas où le montant de la prime est négatif. Elle correspond à l'écart entre la rémunération tirée de cette vente et un niveau de rémunération de référence fixé selon le type d'installations :

- dans le cadre d'un arrêté tarifaire ;
- ou dans le cadre d'une procédure de mise en concurrence.

La prime est versée ou perçue par EDF qui supporte en conséquence les charges de service public correspondantes.

Cette prime consiste en une prime proportionnelle à l'électricité produite, de laquelle peut être déduite la valorisation des garanties de capacité, et à laquelle peut être ajoutée une prime de gestion, selon les formules prévues par les différents dispositifs de soutien :

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

La prime à l'énergie peut être qualifiée de prime variable, dans la mesure où son montant s'ajuste pour correspondre à la différence entre un niveau de tarif de référence T_e (défini par arrêté tarifaire ou demandé par le producteur dans le cadre d'une procédure concurrentielle) et un revenu marché de référence M_0 . Elle garantit ainsi aux producteurs un niveau de rémunération sur le long terme proche du tarif de référence tout en les intégrant aux marchés de gros.

Les dispositions de la loi ont été précisées par voie réglementaire¹⁹.

Si le complément de rémunération est versé mensuellement, une régularisation de son montant intervient annuellement à l'issue d'une année calendaire, notamment pour prendre en compte le terme capacitaire ou d'autres composantes comme la prime pour non-production pendant les heures de prix négatifs prévue dans certains contrats.

¹⁹ Voir notamment :

- Décret n°2016-691 du 28 mai 2016 définissant les listes et les caractéristiques des installations mentionnées aux articles L. 314-1, L. 314-2, L. 314-18, L. 314-19 et L.314-21 du code de l'énergie ;
- Décret n°2016-682 du 27 mai 2016 relatif à l'obligation d'achat et au complément de rémunération prévus aux articles L. 314-1 et L. 314-18 du code de l'énergie et complétant les dispositions du même code relatives aux appels d'offres et à la compensation des charges de service public de l'électricité.

1.1.3.2. Complément de rémunération négatif et déplafonnement

Par construction, la prime à l'énergie devient négative lorsque le niveau du tarif de référence T_e est inférieur au revenu marché de référence M_0 . À la suite de la crise des prix de gros, qui a vu le prix de référence mensuel « M_0 »²⁰ atteindre 492 €/MWh en août 2022, les prix ont baissé fin 2022-début 2023 : le prix de référence mensuel « M_0 » était ainsi de 134 €/MWh en janvier 2023. Les prix de gros ont ensuite continué à diminuer progressivement tout au long de l'année 2023, pour s'établir à 71 €/MWh en décembre 2023. Le prix de référence moyen en 2023, de 98,6 €/MWh²¹, reste cependant supérieur au tarif de référence moyen non pondéré des contrats de complément de rémunération, s'établissant en 2023 à environ 73 €/MWh, toutes filières confondues. La majorité des primes de complément de rémunération sont donc encore négatives sur l'année 2023.

Déplafonnement 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 dans la plupart des contrats de complément de rémunération²². L'article 230 de la loi de finances pour 2024²³ a depuis introduit le déplafonnement, sans mécanisme de prix seuil, de l'ensemble des contrats de complément de rémunération à compter du 1^{er} janvier 2022, jusqu'à leur échéance.

A noter que lors du précédent exercice de calcul des charges en 2023, le déplafonnement des contrats de complément de rémunération était prévu par l'article 38 de la loi de finances rectificative pour 2022²⁴, dans la limite d'un mécanisme de prix seuil défini par un arrêté conjoint des ministres chargés de l'énergie et du budget. Cet arrêté d'application ayant été publié le 28 décembre 2022, EDF OA n'a pas été en mesure de régulariser la situation des producteurs anciennement plafonnés dès 2022 et a donc émis les avoirs de rattrapage correspondant aux sommes issues du déplafonnement (en 2022 et début 2023) en mars 2023.

Afin de tenir compte de difficultés de recouvrement constatées à l'époque par EDF, la CRE avait intégré 75 % de ces sommes (qui représentaient au total un montant de 1,7 Mds€) aux charges au titre de 2023 et 25 % de ces sommes aux charges au titre de 2024.

A date, 99,7 % des avoirs de rattrapage ont été encaissés par EDF, pour un total de 1 747,2 M€. Ils sont intégrés à la régularisation des charges au titre de 2022, détaillée ci-dessous. Ces régularisations sont intégrées aux charges constatées au titre de 2023. Les montants restants (4,7 M€), seront intégrés aux reliquats au titre de 2022 lors de l'exercice de déclaration de l'année prochaine.

Prise en compte des avoirs non encaissés

En application des règles relatives à la comptabilité appropriée délibérées par la CRE le 15 février 2024, EDF a transmis la liste des avoirs, relatifs à des productions en 2023, qui ont été émis mais non réglés par les producteurs. Ces avoirs s'élèvent au total à **- 9,3 M€**, pour une production de **327,7 GWh**. Ils concernent surtout les filières éolienne et photovoltaïque, et, dans une moindre mesure, les filières biomasse et cogénération au gaz naturel. La CRE ne les a pas pris en compte à ce stade 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 2023.

²⁰ Le prix de référence M_0 correspond ici à la moyenne mensuelle des prix spot positifs ou nuls. Les valeurs de M_0 exposées sont non pondérées. Une pondération par filière de production est opérée en pratique dans la plupart des contrats de complément de rémunération.

²¹ Moyenne annuelle sur 2023 des prix spots positifs ou nuls.

²² 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.

²³ Loi n° 2023-1322 du 29 décembre 2023 de finances pour 2024.

²⁴ Article 38 de la loi n° 2022-1157 du 16 août 2022 de finances rectificative pour 2022. Par sa décision n° 2023-1065 QPC du 26 octobre 2023, le Conseil constitutionnel a conclu à la non-conformité totale de l'article 38 de la loi n° 2022-1157 du 16 août 2022 de finances rectificative pour 2022 instituant un déplafonnement partiel, à compter du 1^{er} janvier 2022, des montants dus à l'État au titre des contrats offrant un complément de rémunération.

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 2023, ces frais d'établissement représentent un montant de **127,1 k€**, porté principalement par les filières éolienne et solaire. Ce montant vient en déduction de la compensation versée à EDF.

1.1.3.3. Montant des charges constatées au titre de 2023

Sur la base des résultats des contrôles qu'elle a effectués, la CRE a demandé à EDF des compléments sur 73 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 2023 pour EDF concernent 1 319 installations (1 207 installations en 2022) et sont détaillées dans le Tableau 15.

Tableau 15 : Charges liées au complément de rémunération supportées par EDF au titre de 2023

	Biogaz	Biomasse	CCG	Cogénération	Eolien	Hydraulique	Photovoltaïque	Total
Puissance installée (MW)	4	91	422	25	4 817	19	3 719	9 097
<i>Rappel 2022</i>	4	91	422	21	4 494	22	3 559	8 613
Energie produite (GWh)	26,5	123,7	0,0	42,6	11 359,9	61,2	3 902,3	15 516,2
<i>Rappel 2022</i>	28,4	175,2	0,0	53,2	8 714,8	64,4	3 804,7	12 840,8
Charges (M€)	4,0	4,8	35,1	-11,9	-111,6	0,8	-53,7	-132,6
<i>Rappel 2022</i>	-1,2	-22,2	25,7	0,4	-394,0	-4,4	-51,3	-447,1
Tarif de référence équivalent moyen (€/MWh)	248	154		147	78	119	65	73

La dynamique d'augmentation du volume des installations sous complément de rémunération a été considérablement ralentie par le report de mise en service de certaines installations ayant bénéficié des mesures d'urgence introduites à l'été 2022. En effet, certaines installations ayant sécurisé un niveau de soutien ont bénéficié à titre exceptionnel de la possibilité de reporter la date de prise d'effet de leur contrat de complément de rémunération, afin de vendre leur production sur le marché de l'électricité sur une période donnée et ainsi profiter des prix de gros élevés. La puissance installée n'augmente ainsi que de + 6 %, passant de 8,6 GW en 2022 à 9,1 GW en 2023 (alors qu'elle avait augmenté de + 27 % entre 2021 et 2022). L'énergie produite augmente davantage, de + 23 %, pour s'établir à 15,5 TWh, du fait de la mise en service tardive en 2022 d'installations (notamment de la filière photovoltaïque), ainsi que d'une meilleure production des filières éoliennes et hydrauliques (qui voient leur facteur de charge augmenter de 23 % et de 14 % respectivement).

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 M_0 et d'un terme relatif à la valorisation des capacités par l'installation. En outre, la temporalité de la facturation des compléments de rémunération amène EDF à présenter une partie notable 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 2022 aux charges constatées au titre de 2023.

En outre, comme expliqué ci-dessus, en raison de la publication fin 2022 de l'arrêté d'application du déplaçonnement des contrats, EDF a recouvré en 2023 les sommes liées au déplaçonnement des contrats de complément de rémunération de l'année 2022. La CRE inclut ces montants dans le montant des régularisations au titre de 2022, intégrées aux charges constatées au titre 2023.

Les régularisations au titre de 2022 sont exposées dans le Tableau 16.

Tableau 16 : Charges liées à la régularisation des contrats de complément de rémunération supportées par EDF au titre de 2022

	Biogaz	Biomasse	Cogénération	Eolien	Hydraulique	Photovoltaïque	Total
Régularisation énergie produite (GWh)	0,0	-19,2	-2,2	92,9	-0,2	24,3	95,5
Charges (M€)	0,0	18,1	-8,8	-938,8	-3,9	-771,3	-1704,8

Les charges liées aux contrats de complément de rémunération gérés par EDF en 2023 s'élèvent ainsi à **- 1 837,3 M€** (- 132,6 M€ avec pour sous-jacent une production d'électricité en 2023, - 1 704,8 M€ de régularisations avec pour sous-jacent une production d'électricité en 2022, - 0,13 M€ de frais d'établissement de factures).

Ces charges sont négatives dans la mesure où la valorisation de l'énergie sur les marchés est supérieure sur l'année 2023 au tarif de référence moyen (autour de 73 €/MWh). Les charges ayant pour sous-jacent une production en 2023 sont supérieures aux charges ayant pour sous-jacent une production en 2022 (qui s'élèvent, en prenant en compte les charges constatées l'année dernière ainsi que la régularisation présentée cette année, à - 2 151,8 M€). En effet, le prix M_0 moyen²⁵ est passé de 276,0 €/MWh en 2022 à 98,63 €/MWh en 2023. Cet effet est aussi accentué par l'augmentation de la production des contrats sous complément de rémunération par rapport à 2022.

1.2. Surcoûts d'achat pour les entreprises locales de distribution et les organismes agréés au titre de 2023

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

Les entreprises locales de distribution supportent des surcoûts liés aux contrats relevant de l'obligation d'achat (article L. 314-1 du code de l'énergie) en métropole continentale. Le contexte réglementaire associé est similaire à celui décrit dans la section 1.1 traitant des surcoûts supportés par EDF OA en métropole continentale.

106 entreprises locales de distribution ont déclaré des charges supportées au titre des contrats d'achat en 2023 (autant qu'en 2022). Parmi elles, 4 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 »²⁶.

²⁵ Les valeurs de M_0 exposées sont celles du M_0 non pondéré. Une pondération par filière de production est opérée.

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

Par ailleurs, depuis le 1^{er} janvier 2017, les organismes agréés mentionnés à l'article L. 314-6-1 du code de l'énergie, ont la possibilité de récupérer la gestion de contrats d'obligation d'achat en métropole continentale. Ce transfert de contrat depuis un acheteur obligé « historique » (EDF ou une entreprise locale de distribution) vers l'organisme agréé est réalisé à la demande du producteur. 6 organismes agréés (AXPO, Enercoop, Joul, Selfee, TotalEnergie GPL et Union des Producteurs Locaux d'Electricité) ont ainsi déclaré des charges supportées au titre des contrats d'achat en 2023 (autant qu'en 2022).

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 une incertitude demeure 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 des entreprises locales de distribution et des organismes agréés traités est en croissance constante (de 1 554 en 2009 à 18 687 en 2015, 19 674 en 2016, 20 615 en 2017, 21 802 en 2018, 22 862 en 2019, 24 355 en 2020, 26 256 en 2021, 28 620 en 2022 et 32 518 en 2023). 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.

Les volumes et les coûts d'achat corrigés des surplus retenus au titre de 2023 s'élèvent respectivement à 3,4 TWh (3,5 TWh en 2022) et à **524,6 M€** (538,8 M€ en 2022), ce qui représente une diminution du volume soutenu de - 1 % et une réduction du coût d'achat de -2 % par rapport aux charges constatées au titre de l'année 2022.

La diminution du volume soutenu s'explique principalement, par l'arrivée à échéance de certains contrats d'obligation d'achat (entraînant une diminution de 5 % de la puissance soutenue par rapport à 2022).

1.2.2. Coûts évités liés à l'énergie produite

En application de l'article L. 121-7 du code de l'énergie, les coûts évités « énergie » pour les entreprises locales de distribution sont calculés par référence :

- aux tarifs de cession pour le volume d'achat se substituant aux quantités d'électricité acquises à ces tarifs ;
- aux prix de marché pour le volume restant.

Les entreprises locales de distribution ont donc déclaré dans quel périmètre a été injectée l'électricité issue des contrats d'obligation d'achat, pour indiquer à la CRE si cette électricité se substitue à de l'énergie achetée au prix de marché ou au tarif de cession. La CRE a procédé à des interrogations complémentaires lorsque des incertitudes demeuraient.

Le démarrage de la première année de livraison du mécanisme de capacité au 1^{er} janvier 2017 a rendu possible la modification des modes d'approvisionnement des entreprises locales de distribution. Afin de bénéficier des garanties de capacité liées aux tarifs de cession, celles-ci peuvent décider d'approvisionner leurs clients aux tarifs réglementés de vente exclusivement à partir du tarif de cession. Dans ce cas, une part importante de la production sous obligation d'achat peut permettre d'approvisionner les clients en « offre de marché » ou compte tenu des volumes correspondants, être vendue sur le marché *spot*.

Lorsque les entreprises locales de distribution ont choisi de vendre sur les marchés de gros l'électricité issue de l'obligation d'achat, cette activité peut soit être réalisée directement par l'opérateur soit être assurée par un tiers : le coût évité « énergie » correspondant est calculé en référence aux prix de marché, comme définis dans la délibération méthodologique de la CRE du 25 janvier 2024²⁷.

²⁷ Délibération de la CRE n°2024-20 du 25 janvier 2024 portant décision sur la méthodologie d'évaluation des charges de service public de l'énergie en métropole continentale.

Pour les entreprises locales de distribution qui ont décidé de substituer l'intégralité de l'électricité produite sous obligation d'achat aux tarifs de cession en l'injectant sur le périmètre de vente aux tarifs réglementés de vente, le coût évité énergie correspondant est calculé uniquement en référence aux tarifs de cession.

Enfin, pour les entreprises locales de distribution dont la gestion de l'électricité produite sous obligation d'achat repose sur les deux principes exposés ci-dessus, le coût évité énergie est calculé de manière différenciée, par rapport aux tarifs de cession ou par rapport aux prix de marché, selon l'utilisation que l'opérateur a faite de l'énergie produite.

S'agissant des organismes agréés, les coûts évités « énergie » sont calculés par référence aux prix de marché.

La méthodologie de calcul des coûts évités « énergie » pour l'ensemble des opérateurs est définie par la CRE dans sa délibération méthodologique du 25 janvier 2024 précitée. En application de celle-ci, un indice coût évité mensuel est calculé pour chaque opérateur, en pondérant au pas horaire les références de prix de marché²⁸ 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 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.

Tableau 17 : Références de prix de marché mensuelles retenues pour le calcul du coût évité au titre de 2023

Mois	Prix mensuel
	(€/MWh)
Janvier	132,10
Février	148,76
Mars	111,96
Avril	106,36
Mai	77,55
Juin	91,29
Juillet	77,65
Août	90,87
Septembre	88,71
Octobre	84,26
Novembre	88,96
Décembre	68,47

En 2023, 74 entreprises locales de distribution sur 106 (comme en 2022) ont injecté la totalité de l'énergie issue des contrats d'obligation d'achat dans le périmètre de vente aux tarifs réglementés de vente, et leur coût évité énergie est donc calculé uniquement en référence aux tarifs de cession. Les 32 autres ont choisi de vendre l'intégralité de l'électricité issue de l'obligation d'achat sur les marchés de gros ou ont un mode d'approvisionnement conduisant à tenir compte à la fois des tarifs de cession et des prix de marché *spot*.

Au total le coût évité lié à l'énergie produite est évalué à **323,2 M€** en 2023 (contre 826,5 M€ en 2022, la baisse étant principalement portée par la baisse des prix de gros de l'électricité).

²⁸ Moyennes mensuelles des prix spots.

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 2017²⁹ 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* ».

13 entreprises locales de distribution ont déclaré avoir remboursé un total de 158 cautions au cours de l'année 2023.

Le montant des cautions remboursées vient augmenter les charges de service public des entreprises locales de distribution au titre de 2023 d'un montant de **133,7 k€**. Le montant des cautions remboursées est intégré au coût évité lié à l'énergie produite.

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 25 janvier 2024 précitée est appliquée aux entreprises locales de distribution et aux organismes agréés, avec une différenciation selon le volume total de garanties de capacité dont ils disposent.

Pour les opérateurs disposant d'un volume total de garanties de capacité inférieur à 20 MW, le calcul du coût évité au titre de 2023 prend en compte un mode de valorisation des garanties de capacité uniquement sur les enchères organisées l'année précédant l'année de livraison s'agissant des années de livraison futures. Ainsi, pour l'année de livraison 2024, 100 % du niveau de capacité certifié donne lieu à une valorisation sur les 6 enchères organisées en 2023 pour l'année de livraison 2024. Par ailleurs, la valorisation éventuelle des garanties de capacité relatives aux années de livraison précédentes est également prise en compte si des rééquilibrages ont été déclarés.

Pour les opérateurs disposant d'un volume de garanties de capacité de plus de 20 MW, le calcul du coût évité au titre de 2023 prend en compte un mode de valorisation adapté au rythme de l'intégralité des enchères organisées avant l'année de livraison. Pour l'année de livraison 2024, 6/10^e du niveau de capacité certifié donne lieu à une valorisation sur les 6 enchères organisées en 2023 pour l'année de livraison 2024, dans la mesure où 4 enchères relatives à cette même année de livraison avaient déjà été organisées avant 2023³⁰. Pour l'année de livraison 2025, 3/9^e du niveau de capacité certifié donne lieu à une valorisation sur les 3 enchères organisées en 2023 pour l'année de livraison 2025. Par ailleurs, la valorisation des garanties de capacité relatives aux années de livraison 2022 et 2023 est également prise en compte si des rééquilibrages ont été déclarés.

Enfin, en application de la délibération de la CRE du 25 janvier 2024, la valorisation des garanties de capacité issues de la certification des installations sous obligation d'achat n'est quant à elle plus déduite depuis 2019 des charges de service public de l'énergie pour la part de la production sous obligation d'achat venant en substitution d'un approvisionnement au tarif de cession. Ainsi, toutes les entreprises locales de distribution dont le coût évité « énergie » est calculé uniquement en référence aux tarifs de cession n'ont pas eu besoin de fournir les données relatives à la valorisation des garanties de capacité des contrats d'achat. Cela a permis de réduire les difficultés liées à la déclaration de ces données, qui subsistent toutefois encore pour certains opérateurs.

²⁹ 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.

³⁰ Le niveau de capacité certifié n'ayant pas encore fait l'objet d'une valorisation au titre des charges des années précédentes est valorisé de manière uniforme sur les enchères restantes précédant l'année de livraison. Une évolution du niveau de capacité certifié entraîne donc une évolution du niveau du volume valorisé à chaque enchère.

Tableau 18 : Volumes de garanties de capacité pouvant être valorisées par les entreprises locales de distribution lors des enchères ayant eu lieu en 2023

Volume de garanties de capacité pouvant être valorisées (MW)	AL 2022	AL 2023	AL 2024	AL 2025
Enchère du 2 mars 2023			35,3	
Enchère du 27 avril 2023			33,6	
Enchère du 22 juin 2023		2,6	33,0	
Enchère du 21 septembre 2023	-5,4		32,3	
Enchère du 26 octobre 2023				21,9
Enchère du 16 novembre 2023			31,3	25,4
Enchère du 7 décembre 2023			30,2	25,0

En application de la délibération de la CRE du 25 janvier 2024, les volumes de garanties de capacité relatives aux années de livraison 2022 à 2025 sont valorisés, pour le calcul du coût évité constaté, au prix des enchères qui ont eu lieu pour ces années de livraison, soit :

Tableau 19 : Prix de vente selon l'année de livraison, des garanties de capacité pour chaque enchère ayant eu lieu en 2023

Résultat des enchères (€/MW)	AL 2022	AL 2023	AL 2024	AL 2025
Enchère du 2 mars 2023			29 899,10	
Enchère du 27 avril 2023			34 499,80	
Enchère du 22 juin 2023		49 586,30	35 000,00	
Enchère du 21 septembre 2023	28 637,30		32 799,10	
Enchère du 26 octobre 2023				25 500,30
Enchère du 16 novembre 2023			35 379,50	25 000,30
Enchère du 7 décembre 2023			6 200,20	9 368,30

Le coût évité total « capacité » retenu pour les entreprises locales de distribution et les organismes agréés au titre de l'année 2023 est ainsi de **7,4 M€**.

1.2.5. Surcoûts d'achat pour les entreprises locales de distribution et les organismes agréés en 2023

Les surcoûts retenus au titre de l'obligation d'achat s'élèvent ainsi, en 2023, pour un volume d'achat de 3,4 TWh, à **194,0 M€** (524,6 M€ - 323,2 M€ - 7,4 M€), en augmentation en absolu de 498,7 M€ par rapport à 2022 (- 304,8 M€). Ce surcoût est positif, contrairement à l'année 2022 où, dans le contexte exceptionnel de crise des prix de gros de l'énergie, le coût évité était supérieur au coût d'achat. L'augmentation observée des surcoûts d'achat est principalement due à la diminution du coût évité, liée à la baisse des prix de gros constatés en 2023 par rapport à 2022.

Les surcoûts prévisionnels se répartissent comme suit entre les principales filières :

- une production photovoltaïque de 753 GWh pour un surcoût de 124,1 M€ (contre 660 GWh et -0,1 M€ en 2022) ;

- une production éolienne terrestre de 1 816 GWh pour un surcoût de 9,0 M€ (contre 1 855 GWh et – 256,8 M€ en 2022) ;
- une production des cogénérations au gaz naturel de 290 GWh pour un surcoût de 28,6 M€ (contre 298 GWh et 19,6 M€ en 2022) ;
- une production hydraulique de 260 GWh pour un surcoût de 57 k€ (contre 264 GWh et – 33,2 M€ en 2022) ;
- une production des installations fonctionnant à partir du biogaz de 134 GWh pour un surcoût de 17,2 M€ (contre 146 GWh et -10,8 M€ en 2022) ;
- une production des installations fonctionnant à partir de la biomasse de 171 GWh pour un surcoût de 14,2 M€ (contre 221 GWh et -22,7 M€ en 2022) ;
- une production géothermique de 5 GWh pour un surcoût de 0,8 M€ (contre 6 GWh et – 0,2 M€ en 2022).

Les principaux éléments de calcul des surcoûts d'achat par opérateur sont indiqués dans le Tableau 52.

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 métropole continentale au titre de 2023 s'élèvent à **– 4 247,2 M€**.

Ce bilan est présenté dans le Tableau 20. Les principaux éléments de calcul des surcoûts d'achat par entreprise locale de distribution et par organisme agréé sont indiqués dans le Tableau 52.

Tableau 20 : Bilan des charges liées aux contrats d'obligation d'achat et de complément de rémunération en métropole continentale au titre de 2023 réparties par action budgétaire

en M€		EDF Obligation d'achat	EDF Complément de rémunération	ELD	Organismes agréés	Total 2023	
Action 1	Eolien terrestre	-2 381,2	-1 050,4	9,6	-0,6	-3 422,6	-3 994,9
	Eolien en mer	-36,4	0,0	0,0	0,0	-36,4	
	Solaire	544,8	-825,0	121,9	2,2	-156,1	
	Bio-énergies	-57,5	26,9	31,4	0,0	0,8	
	Autres énergies	-378,4	-3,0	0,7	0,2	-380,5	
Action 4	Cogénération et autres énergies thermiques	-295,2	14,3	20,7	7,9	-252,3	-252,3
Total		-2 603,8	-1 837,3	184,2	9,7	-4 247,2	

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 2011³¹ encadrait les conditions du soutien à l'injection de biométhane dans les réseaux de gaz naturel, jusqu'à son abrogation par l'arrêté tarifaire du 23 novembre 2020³². Cet arrêté a limité l'octroi du soutien par guichet ouvert aux installations de capacité maximale de production inférieure à 300 Nm³/h. L'arrêté du 23 novembre 2020 a été ensuite abrogé par l'arrêté du 13 décembre 2021³³ qui a limité le soutien par guichet ouvert aux installations de production annuelle inférieure à 25 GWh. L'arrêté du 13 décembre 2021 a été abrogé par l'arrêté tarifaire du 10 juin 2023³⁴, qui a notamment modifié les conditions d'indexation des tarifs d'achat.

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

En application de l'article R. 121-27 du code de l'énergie, les charges constatées au titre de 2023 sont égales aux surcoûts d'achat constatés, augmentés des frais de gestion supportés par les fournisseurs, diminués du montant des valorisations financières des garanties d'origines.

23 fournisseurs ont supporté des charges liées à l'achat de biométhane en 2023 (contre 21 en 2022).

648 installations ont produit du biométhane au cours de l'année 2023. Parmi elles, 137 ont été mises en service en 2023.

Les montants et volumes au titre de 2022 indiqués dans cette partie ne prennent pas en compte les reliquats.

2.1. Coût d'achat constaté au titre de 2023

Parmi l'ensemble des 648 installations injectant du biométhane sous le régime de l'obligation d'achat en 2023, 637 sont soutenues via l'arrêté tarifaire du 23 novembre 2011, 4 via l'arrêté tarifaire du 13 décembre 2021 et 7 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 forte croissance. Le détail est indiqué dans la **Erreur ! Source du renvoi introuvable.**

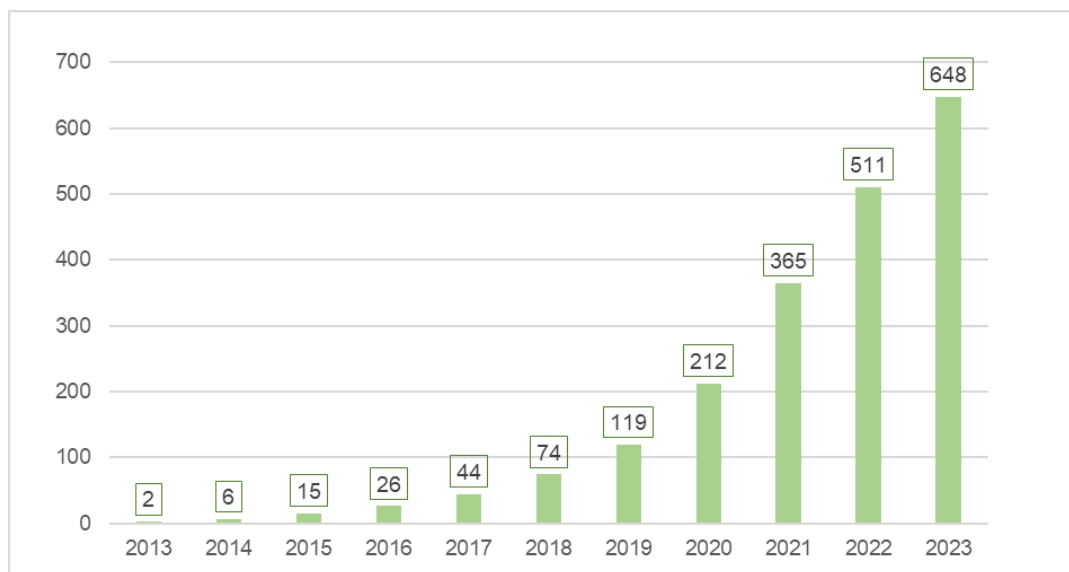
³¹ Arrêté du 23 novembre 2011 fixant les conditions d'achat du biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel.

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

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

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

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 2023 sont présentés dans le Tableau 21 ci-dessous. Les coûts d'achat unitaires ont augmenté en 2023, notamment en raison de l'augmentation des tarifs d'achat du biométhane, en conséquence d'un taux d'inflation demeurant élevé en France en 2023 et de l'entrée en vigueur de l'arrêté tarifaire du 10 juin 2023 introduisant une nouvelle formule d'indexation du tarif d'achat, dont ont bénéficié 90% des contrats à partir du 1^{er} juillet 2023³⁵.

³⁵ Peuvent bénéficier de ces nouvelles conditions d'indexation les contrats d'achat soumis à l'arrêté du 10 juin 2023, ainsi que les contrats existants soumis aux précédents arrêtés tarifaires et ayant signé des avenants en application des articles 15, 16 et 17 de l'arrêté précité afin de remplacer les dispositions relatives à l'indexation des tarifs.

Tableau 21 : Quantités de biométhane et coûts d'achat retenus au titre de 2023

Volume soutenu	GWh
janv-23	674,8
févr-23	629,9
mars-23	708,5
avr-23	703,0
mai-23	737,9
juin-23	720,4
juil-23	756,0
août-23	760,5
sept-23	769,5
oct-23	835,5
nov-23	827,0
déc-23	886,0
2023	9 009,1
2022	6 700,6
2021	4 300,6
Coût d'achat	M€
2023	1 146,6
2022	733,3
2021	443,9
Coût d'achat unitaire	€/MWh
2023	127,3
2022	109,4
2021	103,2

2.2. Coût évité constaté au titre de 2023

Conformément à la délibération méthodologique de la CRE du 25 janvier 2024³⁶, 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 naturel³⁷. Ils sont présentés dans le Tableau 22.

Tableau 22 : Prix de marché retenus pour le calcul du coût évité au titre de 2023

	Janv.	Févr.	Mars	Avril	Mai	Juin	Juillet	Août	Sept.	Oct.	Nov.	Déc.
Prix (€/MWh)	58,15	50,70	44,29	41,68	29,90	31,08	29,11	32,87	35,80	41,66	38,01	33,01

Le prix de marché est en moyenne de 38,9 €/MWh sur l'année 2023 et est en forte baisse, de – 57,9 €/MWh, par rapport à l'année 2022 (96,7 €/MWh).

Le coût évité total constaté au titre de 2023 est de **346,4 M€**.

2.3. Surcoût d'achat constaté au titre de 2023

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 **800,2 M€** (1 146,6 M€ - 346,4 M€).

³⁶ Délibération de la CRE n°2024-20 du 25 janvier 2024 portant décision sur la méthodologie d'évaluation des charges de service public de l'énergie en métropole continentale.

³⁷ Prix Powernext Gas Spot Daily Average (en €/MWh) du PEG, publiés par EPEX Spot.

2.4. Valorisation des garanties d'origine au titre de 2023

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, du montant des valorisations financières 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 2011³⁸. Lorsque le biométhane est utilisé en tant que carburant, le fournisseur peut toutefois conserver la totalité de la valorisation financière des garanties d'origine.

Le montant des valorisations financières des garanties d'origine venant en déduction des charges de service public au titre de 2023 s'élève à **12,6 M€**.

2.5. Charges constatées au titre de 2023

Les charges constatées au titre de 2023 s'élèvent à **787,6 M€** en prenant en compte les éléments détaillés ci-dessus.

Le détail de l'évaluation des charges constatées par opérateur au titre de 2023 est indiqué dans le Tableau 23 : Charges constatées au titre de 2023. L'évolution de ces charges par rapport aux charges constatées au titre de 2022 est précisée dans le Tableau 24.

Tableau 23 : Charges constatées au titre de 2023³⁹

Opérateur	Volume acheté (kWh)	Coût d'achat (€)	Coût évité (€)	Surcoût d'achat (€)	Valorisation des garanties d'origine venant en déduction des charges (€)	Charges constatées au titre de 2023 (€)
ALSEN	59 762 588	8 435 682	2 303 951	6 131 731	26 107	6 105 625
BCM Energy	12 370 221	1 820 414	430 673	1 389 740	20 007	1 369 733
CALEO	0	0	0	0	0	0
EKWATEUR	13 831 246	1 415 284	517 886	897 398	24 055	873 343
ENDESA ENERGIA	311 234 695	38 911 721	11 989 854	26 921 867	263 422	26 658 445
ENGIE SA	4 674 042 881	598 915 653	178 948 129	419 967 525	7 138 255	412 829 270
ES Énergies Strasbourg	49 866 692	6 342 419	1 896 134	4 446 285	156 807	4 289 477
GAZ DE BARR	17 441 235	2 324 465	673 004	1 651 462	0	1 651 462
GAZ DE PARIS SAS	232 460 798	26 752 947	9 041 087	17 711 860	324 645	17 387 215
GEG Sources d'Énergies	30 276 035	3 777 695	1 185 113	2 592 581	0	2 592 581
Nature Energy Green Sales A/S	0	0	0	0	0	0
PICOTY SAS	39 741 917	4 445 855	1 550 958	2 894 897	36 262	2 858 635
PLUM ENERGIE SAS	11 427 102	1 092 596	460 421	632 175	25 702	606 473
PROVIRIDIS	74 393 563	9 507 359	2 876 654	6 630 705	0	6 630 705
REDEO ENERGIES	443 087 074	59 923 971	17 192 648	42 731 323	309 007	42 422 316
SAS GAZ DE BORDEAUX	251 083 777	31 170 837	9 562 121	21 608 716	1 408 825	20 199 891
SAVE	1 958 941 796	252 585 626	75 559 030	177 026 596	1 528 314	175 498 282
SCIC Enercoop	8 847 211	1 254 104	345 805	908 300	24 061	884 239
SEGE - AIR LIQUIDE	245 570 285	28 575 020	9 496 863	19 078 158	46 021	19 032 137
SEML GEDIA	13 295 935	1 897 259	515 737	1 381 522	1 037	1 380 486
SOLVAY ENERGY SERVICES	158 848 357	20 178 269	6 096 755	14 081 513	353 786	13 727 727
SPECIALTY OPERATIONS FRANCE	0	0	0	0	0	0
SVD 17 - DALKIA	261 318 629	30 664 555	10 114 404	20 550 151	791 067	19 759 083
TERREAL SAS	4 793 645	408 419	248 755	159 664	71 880	87 784
Total Direct Énergie & Total Énergie Gaz	61 023 326	7 834 173	2 394 033	5 440 140	99 131	5 341 009
Total Gas & Power limited	75 464 314	8 337 481	2 956 531	5 380 950	0	5 380 950
TOTAL	9 009 123 321	1 146 571 805	346 356 545	800 215 260	12 648 392	787 566 868

³⁸ 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.

³⁹ Les montants des valorisations des garanties d'origine sont nuls pour (i) Gaz de Barr, qui n'a valorisé aucune garantie d'origine en 2023, ainsi que pour (ii) GEG Sources d'Énergies, Proviridis et Total Gas & Power limited qui valorisent leurs garanties d'origine exclusivement sous forme de carburant pour véhicules.

Tableau 24 : Evolution des charges constatées au titre de 2023 par rapport aux charges constatées au titre de 2022

	Constaté 2023	Constaté 2022
Volume soutenu (TWh)	9,0	6,7
Surcoûts d'achat constatés (M€)	800,2	85,5
Valorisation des GO (M€)	12,6	6,8
Charges	787,6	78,7

Le développement important de la filière (+ 34 % sur le volume acheté), ainsi que la hausse des tarifs d'achat (+ 16 % de hausse du coût d'achat unitaire en moyenne) entraînent une hausse des coûts d'achat de biométhane injecté (+ 413,3 M€, soit une augmentation de l'ordre de + 56 %). Cet effet est renforcé par la baisse des prix de marché, de - 57,9 €/MWh en moyenne entre 2022 et 2023. Il en résulte une très forte augmentation des charges de 708,8 M€ (soit + 900 %).

Enfin, la CRE précise qu'elle a calculé un montant de compensation de [SDA] pour [SDA] au titre de 2023⁴⁰ fondé sur ses déclarations, attestées par les commissaires aux comptes et contrôlées par la CRE. Néanmoins, la CRE a été récemment informée que plusieurs producteurs ne perçoivent plus le versement du tarif d'achat par l'opérateur depuis des dates différentes en 2023. La CRE évalue à date, sur le fondement des informations à sa disposition, que ce défaut de paiement pourrait s'élever à [SDA] au titre de 2023. La CRE estime en conséquence que, en raison de cette inexécution des contrats et sans engagement ferme par [SDA] de payer les sommes dues aux producteurs, ces montants non versés ne devraient pas lui être compensés.

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 surcoûts de production d'électricité supportés dans les territoires concernés par l'opérateur historique pour l'électricité produite par les installations qu'il exploite et mentionnés au 1° du I de l'article R. 121-28 du code de l'énergie ;
- aux surcoûts d'achat d'électricité supportés dans les territoires concernés par l'opérateur historique et mentionnés au 2° du I de l'article R. 121-28 du code de l'énergie ;
- aux surcoûts des ouvrages de stockage d'électricité pilotés par le gestionnaire du système électrique mentionnés au b) du 2° de l'article L. 121-7 du code de l'énergie ;
- aux coûts supportés 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 ;

⁴⁰ L'ensemble des montants présentés dans la délibération et ses annexes sont calculés en se basant sur ce montant.

- 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.

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

1. Transition énergétique :

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

2. Mécanismes de solidarité :

- les surcoûts de production d'électricité supportés par l'opérateur historique pour l'électricité produite par les installations qu'il exploite et qui fonctionnent à partir d'énergies fossiles ;
- les surcoûts d'achat d'électricité produite à partir d'énergies non renouvelables supportés par l'opérateur historique ;
- les 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 non selon ces deux sous-actions. La ventilation entre ces deux sous-actions apparaît néanmoins en conclusion de chaque section.

Augmentation des TRV HT et « bouclier tarifaire »

Dans le contexte de crise énergétique consécutive à la crise sanitaire mondiale et renforcée par la guerre en Ukraine, les prix de gros de l'électricité ont fortement augmenté à partir du deuxième semestre de l'année 2021 jusqu'à atteindre des prix jamais observés auparavant au cours de l'année 2022 et sont restés très élevés en 2023. Les tarifs réglementés de vente (TRV) d'électricité - qui sont déterminés en considérant notamment le coût d'approvisionnement sur le marché de gros - auraient dû augmenter fortement en 2022 et 2023 afin de refléter la hausse des coûts de fourniture d'électricité. Ainsi, sans intervention de l'Etat, l'augmentation de ces tarifs aurait été d'environ 45 % HT en 2022 puis d'environ 80 % HT en 2023.

Afin de limiter l'augmentation supportée par les consommateurs finaux, les pouvoirs publics ont décidé de geler une partie de la hausse des tarifs lors des deux mouvements des TRV de 2022 et décidé de

reconduire ce gel pour 2023. Ces mesures dites de « bouclier tarifaire » ont permis de limiter l'augmentation des tarifs réglementés de vente HT à une hausse de l'ordre de 20 % en moyenne au 1^{er} février 2023⁴¹ et de l'ordre de 10 % supplémentaire en moyenne au 1^{er} août 2023⁴². Ainsi les niveaux observés à fin 2023 sont supérieurs de près de 30 % par rapport à ceux observés à la fin de l'année 2022.

Pour le calcul des charges de SPE retenues pour chacun des fournisseurs historiques (EDF SEI, EDM et EEWf), les recettes liées au TRV considérées pour l'année 2023 sont donc très supérieures à celles de 2022, ce qui conduit à de fortes évolutions dans les charges exposées entre 2023 et 2022.

Les montants et volumes au titre de 2022 indiqués dans cette partie prennent en compte les reliquats.

3.1. Surcoûts de production supportés par les opérateurs historiques dans les zones non interconnectées

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

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

Coûts de production

Les coûts de production à tenir doivent prendre 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 CCAS⁴³. Ce tarif préférentiel correspond à un avantage en nature supporté par l'opérateur historique. En conséquence, la perte de recette afférente est assimilée pour lui à une charge. Ainsi, les coûts de production des opérateurs sont majorés à hauteur de la part de cette perte correspondant à l'octroi du tarif préférentiel au personnel actif et inactif de l'entité production.

Recettes de production

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

⁴¹ Délibération de la CRE n°2023-17 du 19 janvier 2023 portant proposition des tarifs réglementés de vente d'électricité.

⁴² Délibération de la CRE du 22 juin 2023 portant proposition des tarifs réglementés de vente d'électricité.

⁴³ Caisse Centrale d'Activités Sociales.

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

* * *

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

3.1.1. Surcoûts de production supportés par EDF au titre de 2023

3.1.1.1. Coûts de production

Coûts de production déclarés par EDF

Les coûts de production déclarés par EDF dans les ZNI s'élèvent, pour 2023, à **165,5 M€** pour la production renouvelable et **700,1 M€** pour la production à partir d'énergies fossiles, soit un total de **865,6 M€**.

Correctifs appliqués aux coûts de production

Coûts du projet SACOI 3 en Corse

EDF porte le projet de renouvellement de la station de conversion de la liaison SACOI en Corse. En application de la délibération de la CRE du 21 février 2019⁴⁴, les coûts supportés par EDF et relatifs à la démolition et la reconstruction du poste source et à la démolition du poste de garde de l'ancienne centrale thermique, des bâtiments annexes et l'adaptation du réseau incendie du stockage fioul sont compensés dans la limite de plafonds fixés dans la délibération de la CRE. Ces travaux, débutés en 2018, ont tous été effectués. En 2023, EDF a supporté un coût total de **0,4 M€**. Les plafonds fixés par la CRE pour ces travaux préliminaires au projet de renouvellement de la station SACOI n'ayant pas encore été atteints, la CRE retient le montant de **0,4 M€** dans les coûts de production d'EDF en ZNI au titre de 2023. Le périmètre couvert par la délibération susmentionnée, correspondant à la phase préparatoire du projet, est bien distinct du périmètre de la délibération du 21 décembre 2023⁴⁵ qui acte la réalisation du projet de renouvellement et de renforcement de la liaison SACOI et en fixe les coûts. Une partie de ces coûts est notamment présentée dans la section 3.6.

Recettes de production non tarifaires à retrancher des coûts de production

Les coûts de production déclarés par EDF doivent être diminués de **4,9 M€** correspondants aux recettes non tarifaires obtenues dans le cadre de son activité de production. Ces recettes concernent par exemple la vente de produits 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 mauvaise gestion des actifs de production.

L'analyse menée les années précédentes sur la qualité de cette gestion a été reconduite sur l'exercice 2023. L'analyse a permis de mettre en évidence un surcoût directement imputable à la sous-disponibilité relative de l'unité de production de la centrale diesel de Dégrad des Cannes en Guyane par rapport à une valeur normative de référence.

⁴⁴ Délibération de la CRE n°2019-036 du 21 février 2019 portant décision sur la compensation des charges engagées par la société EDF (centre EDF en Corse) dans le cadre du projet de renouvellement de la station de conversion de la liaison SACOI.

⁴⁵ Délibération de la CRE n°2023-363 du 21 décembre 2023 portant décision sur l'évaluation de la compensation relative au projet de protocole d'achat interne à la société EDF (centre EDF Corse) pour un projet de renouvellement et d'augmentation de la puissance de soutirage de la station de conversion d'électricité SACOI.

En tenant compte de la mise à l'arrêt des groupes 1, 7 et 8 de la centrale diesel de Dégrad des Cannes en Guyane, la disponibilité réelle des groupes diesel de la centrale en Guyane s'établit en moyenne sur l'année 2023 à 32,3 %. Ce faible taux de disponibilité s'explique, d'une part par un nombre important d'incidents fortuits observés sur la centrale, et, d'autre part, par une augmentation des visites d'inspections majeures des groupes entraînée par le recul de la date de déclassement de la centrale. Le coût à exclure est évalué pour la Guyane en 2023 à **1,2 M€**.

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

Les frais de personnel déclarés par EDF doivent être majorés de l'avantage en nature que constitue l'application dans les ZNI du tarif préférentiel aux effectifs de l'entité production d'EDF. Le montant correspondant est évalué, pour 2023 à **5,3 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 2023 a conduit EDF SEI à acheter 2,7 TWh_{cumac} de CEE 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 2023.

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 2023 de **886,1 M€** (865,6 M€ + 0,4 M€ + 5,3 M€ - 4,9 M€ - 1,2 M€ + 20,9 M€). Ce montant se répartit en **176,5 M€** de coûts de production renouvelable et **709,6 M€** de coûts de production à partir d'énergies fossiles. La décomposition par grands postes de coûts est donnée dans le **Erreur ! Source du renvoi introuvable.** et le Tableau 26.

Tableau 25 : Coûts de production renouvelable retenus par la CRE pour EDF dans les ZNI en 2023

M€	Nature de coûts retenus <i>Transition Energétique</i>	Corse	Guadeloupe	Guyane	Martinique	Réunion	SPM	Iles bretonnes	2023
Coûts fixes	Rémunération des capitaux	31,6	-	21,8	-	13,8	-	-	67,2
	Amortissements	9,1	-	9,6	-	7,0	-	-	25,7
	Impôts et taxes	6,0	-	10,4	-	9,1	-	-	25,5
	Frais de personnel	3,5	-	2,9	-	5,6	-	-	12,1
	Charges externes	2,6	-	3,2	-	1,1	-	-	7,0
	Frais de structure, de siège et prestations externes	7,0	-	4,2	-	26,8	-	-	38,0
Coûts variables	Combustibles	0,0	-	0,0	-	0,0	-	-	0,0
	Quotas de CO2	0,0	-	0,0	-	0,0	-	-	0,0
	Autres achats	0,3	-	0,5	-	0,2	-	-	1,0
Coût total		60,2	-	52,6	-	63,7	-	-	176,5

Tableau 26 : Coûts de production à partir d'énergies fossiles retenus par la CRE pour EDF dans les ZNI en 2023

M€	Nature de coûts retenus Mécanismes de solidarité	Corse	Guadeloupe	Guyane	Martinique	Réunion	SPM	Iles bretonnes	2023
Coûts fixes	Rémunération des capitaux	5,5	9,8	6,2	9,1	2,4	5,1	0,3	38,5
	Amortissements	6,6	8,2	10,7	11,5	3,4	3,0	0,5	43,9
	Impôts et taxes	2,2	10,6	21,3	4,6	1,1	0,1	0,03	40,0
	Frais de personnel	11,4	7,8	14,7	10,1	0,1	4,1	-	48,1
	Charges externes	12,3	10,0	12,7	16,5	4,9	2,2	0,2	58,8
	Frais de structure, de siège et prestations externes	13,8	22,5	15,0	15,9	0,8	0,3	0,0	68,3
Coûts variables	Combustibles	54,4	86,9	79,9	42,6	14,6	15,6	2,9	296,9
	Quotas de CO2	19,3	17,6	24,4	18,7	3,9	2,4	-	86,3
	Autres achats	11,5	3,3	4,5	7,1	-0,04	2,2	0,4	28,9
Coût total		137,0	176,7	189,5	135,9	31,2	35,0	4,4	709,6

Evolution des coûts de production

Le Tableau 27 présente l'évolution de ces coûts par rapport aux coûts constatés au titre de 2022.

Tableau 27 : 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 2023 par rapport aux coûts constatés au titre de 2022

M€	Nature de coûts retenus	Transition énergétique				Mécanismes de solidarité			
		2023	Rappel 2022	Evolution		2023	Rappel 2022	Evolution	
				en M€	en %			en M€	en %
Coûts fixes	Rémunération des capitaux	67,2	68,2	-1,0	-2%	38,5	41,2	-2,7	-7%
	Amortissements	25,7	26,1	-0,4	-2%	43,9	48,8	-4,8	-10%
	Impôts et taxes	25,5	11,0	14,4	131%	40,0	27,8	12,2	44%
	Frais de personnel	12,1	11,2	0,9	8%	48,1	44,1	4,0	9%
	Charges externes	7,0	6,5	0,4	7%	58,8	54,1	4,7	9%
	Frais de structure, de siège	38,0	24,0	14,0	58%	68,3	49,2	19,1	39%
Coûts variables	Combustibles	0,0	0,0	0,0	---	296,9	236,9	60,0	25%
	Quotas de CO2	0,0	0,0	0,0	---	86,3	81,5	4,8	6%
	Autres achats	1,0	0,8	0,2	21%	28,9	29,6	-0,7	-2%
Coût total		176,5	147,9	28,6	19%	709,6	613,1	96,5	16%

Au total, les coûts de production d'EDF dans les ZNI sont en hausse entre 2022 et 2023 (+ 125,1 M€, + 16 %).

- 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 swaps⁴⁶. En 2023, hors mécanisme de couverture financier, le coût d'achat des combustibles sur le marché pour EDF marque une baisse de - 22,7 M€, par rapport à 2022 qui s'explique par un effet prix favorable de - 39,0 M€ en raison du recul des prix du fioul et un effet volume à la hausse de + 16,3 M€ induit par la hausse de la production thermique. Cette hausse de la production thermique se concentre sur certains territoires :
 - La Guadeloupe en raison d'une indisponibilité de la centrale de PEI début 2023 ;
 - La Réunion en raison d'une pluviométrie déficitaire à la Réunion par rapport à la normale 1991-2020 et plus particulièrement d'une avarie sur la prise d'eau de Rivière de l'Est ;
 - La Guyane avec une pluviométrie réduite par rapport à 2022 ;
 - La Martinique en raison d'une meilleure disponibilité de la centrale de Pointe des Carrières.

Toutefois, en prenant en compte les mécanismes de couvertures financiers, le coût d'achat de combustibles d'EDF SEI connaît une augmentation de 59,0 M€. En effet, en 2023, les couvertures financières résultent en un produit de 4,7 M€ alors que en 2022, celles-ci résultaient en un produit de 86,4 M€.

⁴⁶ Mécanisme financier de couverture des achats de combustible.

- Le poste des frais de structure et de siège est également en hausse (+ 33,1 M€), principalement en raison de l'augmentation du poste CEE (+ 20,4 M€) lié à l'achat de 2,7 TWh_{cumac} de CEE en 2023 contre 0,1 TWh_{cumac} seulement en 2022. Les dépenses liées aux fonctions support et à la Direction d'EDF SEI augmentent également (+ 6,7 M€), notamment en raison de la hausse des coûts des applications SI et de changements de modalité de facture.
- Le poste des impôts et taxes est lui aussi en hausse significative (+ 26,6 M€). Les impôts présentant les plus fortes hausses sont :
 - La CVAE et le CFE (+21,2 M€). Contrairement à 2022, la valeur ajoutée d'EDF SA a été positive en 2023, ce qui a entraîné une redevance de la CVAE et une absence de neutralisation de la CFE ;
 - La taxe sur les combustibles (+ 2,8 M€) en raison de la hausse de livraison de FOD par bateau en Guyane ;
 - La taxe foncière (+ 1,8 M€) qui est en augmentation en Corse, en Guyane et à la Réunion en raison de la revalorisation des bases imposables et des taux applicables.
- Le poste des charges externes est en hausse (+5,1 M€), notamment en raison de charges plus importantes liées à la déconstruction de centrales déclassées ;
- Le poste des frais de personnel (+ 5,0 M€) principalement en raison des mesures salariales (hausse des rémunérations et prime exceptionnelle) prises par EDF avec l'Accord collectif d'entreprise fin octobre 2022 ;
- Le poste d'acquisition de quotas de CO₂ pour les moyens de production d'origine fossile est également en hausse (+ 4,8 M€) en raison d'une plus forte sollicitation des centrales thermiques dans certains territoires.

3.1.1.2. Recettes de production

Les recettes de production dans les ZNI s'élèvent en 2023 à **452,2 M€** dont **221,0 M€** sont affectés à la production renouvelable et **231,2 M€** à la production à partir d'énergies fossiles. Elles sont calculées comme indiqué dans le Tableau 28. La ventilation des recettes entre la production renouvelable et la production à partir d'énergies fossiles est effectuée au prorata des volumes d'électricité injectés.

Tableau 28 : Recettes de production constatées pour EDF dans les ZNI en 2023

M€	Corse	Guadeloupe	Guyane	Martinique	Réunion	SPM	Iles bretonnes	2023	Rappel 2022	Evolution	
										en M€	en %
Chiffre d'affaires total à considérer	363,7	353,6	153,4	274,9	553,7	9,0	1,8	1 710,2	1 376,0	334,2	24%
Recettes de distribution	110,8	97,4	38,4	74,5	149,6	2,9	0,5	474,1	420,5	53,6	13%
Recettes de gestion de clientèle	10,4	9,1	3,0	7,7	15,4	0,2	0,1	45,8	43,4	2,4	5%
Recettes brutes de production	242,6	247,1	112,0	192,8	388,6	5,9	1,2	1 190,3	912,1	278,2	30%
(x) Taux de production d'EDF SEI	35,4%	16,7%	76,6%	21,8%	14,3%	100,0%	92,7%	27,4%	28,6%		-1%
(+) Recettes de vente pertes et services système	38,1	34,7	17,4	18,1	25,6	0,3	0,1	134,3	94,3	40,0	42%
Recettes de production totales	124,0	76,1	103,2	60,1	81,3	6,3	1,2	452,2	350,5	101,7	29%
Recettes de production - Transition Energétique	76,9	0,0	72,0	0,0	72,1	0,0	0,0	221,0	177,6	43,4	24%
Recettes de production - Mécanisme de solidarité	47,1	76,1	31,2	60,1	9,2	6,3	1,2	231,2	172,9	58,3	34%
Part production du tarif de vente (€/MWh)	124,50	140,89	133,20	140,14	134,99	128,06	135,04	134,44			

Les calculs ci-dessus sont effectués par territoire avant d'être sommés sur l'ensemble du périmètre d'EDF SEI.

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

Les recettes brutes de production sont obtenues à partir du chiffre d'affaires total, en lui soustrayant (-) les recettes qui relèvent de l'activité de gestionnaire de réseau (recettes de distribution) et de fournisseur d'électricité (recettes de gestion de clientèle).

Les recettes de production totales sont obtenues en prenant la quote-part (x) des recettes brutes de production correspondant à l'énergie produite en propre par le GRD et en y ajoutant (+) les recettes correspondant à la vente de services système et la compensation des pertes (qui est un transfert entre la comptabilité production et la comptabilité réseau).

La **Part Production du Tarif de Vente** est obtenue en divisant les recettes de production brutes par la consommation totale en MWh et en y ajoutant la valorisation des services système, évaluée forfaitairement à 0,915 €/MWh.

Evolution par rapport à 2022

Le chiffre d'affaires total à considérer est en forte hausse par rapport à 2022 (+ 334,2 M€ par rapport à 2022). Cette évolution s'explique par des augmentations du TRV HT des mouvements de février et d'août 2023 (+30% en cumulé), ainsi que par un effet « année pleine » après l'augmentation du TRV en février 2022. En conséquence, la part production des tarifs de vente (PPTV) ⁽⁶⁾ est en forte augmentation également (+ 31 % en moyenne).

Les augmentations des recettes brutes de production (+ 101,7 M€, soit + 29 %) résultent directement de la hausse du chiffre d'affaires.

En conséquence des éléments susmentionnés d'une part, et d'une augmentation de la vente des pertes (+ 40,2 M€), les recettes de production totales augmentent fortement entre 2023 et 2022 (+ 101,7 M€).

3.1.1.3. Surcoûts de production

Les coûts et les recettes de production retenus par la CRE pour EDF SEI s'élevant respectivement à **886,1 M€** et **452,2 M€**, le montant définitif des surcoûts de production constatés dans les ZNI pour EDF au titre de l'année 2023 s'élève à **433,9 M€** et se décompose en - **44,5 M€** de surcoûts de production renouvelable et **478,4 M€** de surcoûts de production à partir d'énergies fossiles. La décomposition de ces surcoûts par zone est présentée dans le **Erreur ! Source du renvoi introuvable.** et le Tableau 30.

Tableau 29 : Surcoûts de production renouvelable d'EDF dans les ZNI au titre de 2023

Transition Energétique M€	Corse	Guadeloupe	Guyane	Martinique	Réunion	SPM	Iles bretonnes	2023
Coûts de production	60,2	0,0	52,6	0,0	63,7	0,0	0,0	176,5
Recettes de production	76,9	0,0	72,0	0,0	72,1	0,0	0,0	221,0
Surcoûts de production	-16,7	0,0	-19,4	0,0	-8,4	0,0	0,0	-44,5

Tableau 30 : Surcoûts de production à partir d'énergies fossiles d'EDF dans les ZNI au titre de 2023

Mécanismes de solidarité M€	Corse	Guadeloupe	Guyane	Martinique	Réunion	SPM	Iles bretonnes	2023
Coûts de production	137,0	176,7	189,5	135,9	31,2	35,0	4,4	709,6
Recettes de production	47,1	76,1	31,2	60,1	9,2	6,3	1,2	231,2
Surcoûts de production	89,9	100,7	158,3	75,8	21,9	28,7	3,2	478,4

La comparaison du total des surcoûts de production au titre de 2023 avec celui au titre de 2022 est présentée dans le Tableau 31.

Tableau 31 : Comparaison des surcoûts de production supportés par EDF dans les ZNI au titre de 2023 et au titre de 2022

Total M€	Corse	Guadeloupe	Guyane	Martinique	Réunion	SPM	Iles bretonnes	2023	Rappel 2022	Evolution	
										en M€	en %
Coût de production	197,2	176,7	242,1	135,9	94,8	35,0	4,4	886,1	761,0	125,1	16%
Recettes de production	124,0	76,1	103,2	60,1	81,3	6,3	1,2	452,2	350,5	101,7	29%
Surcoûts (M€)	73,2	100,7	138,9	75,8	13,5	28,7	3,2	433,9	410,5	23,4	6%

La hausse des coûts de production n'est que partiellement compensée par la hausse des recettes, ce qui conduit à une hausse des surcoûts de production d'EDF en 2023 par rapport à l'année précédente.

3.1.2. Surcoûts de production supportés par EDM au titre de 2023

3.1.2.1. Coûts de production

Les coûts de production d'EDM retenus par la CRE, diminués des recettes non tarifaires, s'élèvent, pour 2023, à **188,0 M€**. La décomposition par grands postes de coûts est présentée dans le Tableau 32.

Tableau 32 : Coûts de production d'EDM au titre de 2023 et comparaison par rapport aux coûts constatés au titre de 2022

M€	Nature de coûts déclarés	2023	Rappel 2022	Evolution	
				en M€	en %
Coûts variables	Achats de combustibles hors taxes	109,4	101,0	8,4	8%
	Personnel, charges externes et autres achats	37,4	27,4	10,0	37%
	Impôts et taxes	0,7	0,7	0,0	-1%
	Coûts d'acquisition des quotas de gaz à effet de serre	21,0	20,2	0,8	4%
Coûts fixes	Rémunération des capitaux	11,7	11,3	0,4	4%
	Amortissements	7,0	6,8	0,2	3%
	Frais de structure, de siège et prestations externes	0,6	0,7	0,0	-5%
Coût total		188,0	168,2	19,8	11,8%

Les coûts de production d'EDM sont en hausse par rapport à ceux de 2022 (+ 19,8 M€, soit + 11,8 %). Cette hausse est d'abord due à une forte augmentation de la consommation (+ 6,2 %), induisant une hausse des coûts variables de combustible (+ 8 %) et de CO₂ (+ 4 %), alors même que les prix sont plutôt baissiers par rapport à 2022. La hausse du poste de coût consacré au combustible est aggravée par le mécanisme de couverture des achats de carburant effectué par EDM en 2023, qui s'est dénoué en défaveur d'EDM (+ 1,6 M€). La forte progression des coûts de personnel et de charges externes (+ 10 M€ soit + 37 %) est due à l'évolution de la masse salariale (ancienneté, embauche) ainsi qu'au rattrapage de la maintenance qui n'a pas pu être effectuée en raison des réparations sur le moteur de Longoni en 2022.

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 2023.

En 2023, le taux de disponibilité moyen de la centrale de Longoni s'établit à 87,8 % et celui des Badamiers à 79,02 %, soit une moyenne, pondérée par les puissances, de 85,1 % qui est au-dessus de l'objectif de 85 % qui leur est assigné. La CRE ne retient en conséquence aucune pénalité au titre de l'année 2023.

3.1.2.2. Recettes de production

Les recettes de production⁴⁷ sont en hausse en 2023 et s'élèvent à **53,0 M€**, contre **36,5 M€** pour 2022 (cf. Tableau 33). Outre la hausse de la consommation (+ 6 %), cette évolution s'explique par des augmentations du TRV HT des mouvements de février et d'août 2023 (environ + 30 % en cumulé), ainsi que par un effet « année pleine » après l'augmentation du TRV en février 2022⁴⁸. En conséquence, la part production des tarifs de vente (PPTV) ⁽⁶⁾ est en forte augmentation également (+ 38 %).

⁴⁷ Les recettes de production sont obtenues à partir du chiffre d'affaires d'EDM (qui résulte de l'application des TRV à compter du 1^{er} février 2022) 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 2023 et comparaison par rapport aux recettes constatées au titre de 2022

M€	2023	Rappel 2022	Evolution	
			en M€	en %
Chiffre d'affaires total à considérer	74,80	56,08	18,72	0,33
(-) Recettes de distribution	19,94	17,62	2,32	0,13
(-) Recettes de gestion clientèle	2,35	2,68	-0,34	-0,13
Recettes brutes de production	52,52	35,77	16,75	0,47
(x) taux de production de EDM	91,9%	93,0%	-1,0%	-1,1%
(+) Recettes de vente pertes et services systèmes	4,71	3,23	1,48	0,46
Recettes de production totales	53,0	36,5	16,5	0,5

Part production du tarif de vente (€/MWh)	134,28	97,40	36,88	38%
--	---------------	--------------	--------------	------------

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

Les recettes brutes de production sont obtenues à partir du chiffre d'affaires total, en lui soustrayant (-) les recettes qui relèvent de l'activité de gestionnaire de réseau (recettes de distribution) et de fournisseur d'électricité (recettes de gestion de clientèle).

Les recettes de production totales sont obtenues en prenant la quote-part (x) des recettes brutes de production correspondant à l'énergie produite en propre par le GRD et en y ajoutant (+) les recettes correspondant à la vente de services système et la compensation des pertes (qui est un transfert entre la comptabilité production et la comptabilité réseau).

La Part Production du Tarif de Vente est obtenue en divisant les recettes de production brutes par la consommation totale en MWh et en y ajoutant la valorisation des services système, évaluée forfaitairement à 0,915 €/MWh.

3.1.2.3. Surcoûts de production

Les coûts et recettes de production étant de **188,0 M€** et **53,0 M€** respectivement, le montant des surcoûts de production d'EDM au titre de l'année 2023 s'élève à **135,0 M€**. EDM ne disposant, en propre, que de moyens de production thermiques, ce surcoût relève en totalité de la sous-action budgétaire « Mécanismes de solidarité ».

3.1.3. Surcoûts de production supportés par EEWf au titre de 2023

L'ordonnance n°2016-572 du 12 mai 2016 portant extension et adaptation aux îles Wallis et Futuna de diverses dispositions du code de l'énergie a organisé la mise en œuvre progressive de la péréquation tarifaire, entre le 1^{er} juillet 2016 et le 1^{er} janvier 2020.

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

3.1.3.1. Coûts de production

Pour rappel, EEWf dispose d'une centrale hydroélectrique de 200 kW sur Futuna et de quelques petites installations photovoltaïques à Wallis pour une puissance cumulée d'une centaine de kWc. Les trois fermes photovoltaïques opérées par EEWf à Wallis, mises en service en 2023, sont comptabilisées dans les achats d'énergie, elles n'entrent donc pas en compte dans le calcul des coûts de production mais viennent réduire l'énergie au périmètre « production » d'EEWF.

Les coûts de production déclarés par EEFW s'élèvent, pour 2023, à **13,82 M€**, dont **0,05 M€** de coûts de production renouvelable et **13,77 M€** de coûts de production à partir d'énergies fossiles, dont **11,73 M€ HT** au titre des combustibles. La décomposition par grands postes de coût et leur évolution par rapport aux coûts constatés au titre de 2022 sont présentées dans le Tableau 34.

Tableau 34 : Coûts déclarés par EEFW au titre de 2023 et comparaison par rapport aux coûts au titre de 2022

M€	Nature de coûts retenus	Mécanismes de solidarité	Transition énergétique	2023	2022	Evolution	
						en M€	en %
Coûts fixes	Rémunération des capitaux	0,32	0,00	0,32	0,28	0,03	12%
	Amortissements	0,32	0,00	0,32	0,35	-0,03	-7%
	Impôts et taxes	0,00	0,00	0,00	0,01	-0,01	-100%
	Frais de personnel, charges externes, autres achats	1,18	0,04	1,23	1,29	-0,06	-5%
	Fonctions support	0,22	0,01	0,23	0,28	-0,06	-20%
Coûts variables	Combustibles	11,73	0,00	11,73	9,15	2,59	28%
	Quotas de CO2	-	-	-	-	-	-
Coût total		13,77	0,05	13,82	11,35	2,47	22%

Comparaison par rapport aux coûts constatés au titre de 2022

La forte hausse des coûts de production déclarés par EEFW par rapport à ceux de 2022 (+ **2,5 M€**) est majoritairement due à l'augmentation des coûts de combustibles en 2023 (+ **2,6 M€**) car le prix administré du combustible⁴⁸ est défini par rapport aux prix de marché avec un décalage de plusieurs mois, et ne reflète donc pas la baisse de prix en 2023, cet effet étant renforcé par la hausse de consommation de 6,9 %.

3.1.3.2. Recettes de production

Les recettes de production totales⁴⁹ déclarées par EEFW en 2023 s'élèvent à **2,8 M€**, réparties comme indiqué dans le Tableau 35. Elles sont en forte hausse par rapport à 2022 (+ 32 %) en raison d'une augmentation de la consommation (+ 6,9 %) combinée aux augmentations du TRV HT des mouvements de février et d'août 2023 (environ + 30 % en cumulé), ainsi que par un effet « année pleine » après l'augmentation du TRV en février 2022⁴⁸. En conséquence, la part production du tarif de vente augmente de + 34 %.

Tableau 35 : Recettes de production constatées pour EEFW en 2023 et comparaison par rapport aux recettes constatées au titre de 2022

en M€	2023	2022	Evolution	
			en M€	en %
Chiffre d'affaires total à considérer	4,16	3,11	1,05	34%
(-) Recettes de distribution	1,28	1,08	0,21	19%
(-) Recettes de gestion clientèle	0,18	0,16	0,02	15%
Recettes brutes de production	2,70	1,88	0,82	44%
(x) taux de production de EEFW	94,5%	99,8%		-5,2%
(+) Recettes de vente pertes et services systèmes	0,21	0,19	0,02	13%
Recettes de production totales	2,77	2,06	0,70	34%
Recettes de production - Transition Energétique	0,13	0,07	0,06	94%
Recettes de production - Mécanisme de solidarités	2,64	2,00	0,64	32%
Part production du tarif de vente (€/MWh)	107,5	80,2	27,3	34%

⁴⁸ 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>

⁴⁹ Les recettes de production sont obtenues à partir du chiffre d'affaires d'EEFW (qui résulte de l'application des TRV à compter du 1^{er} février 2022) 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'EEFW 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.

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

Les recettes brutes de production sont obtenues à partir du chiffre d'affaires total, en lui soustrayant (-) les recettes qui relèvent de l'activité de gestionnaire de réseau (recettes de distribution) et de fournisseur d'électricité (recettes de gestion de clientèle).

Les recettes de production totales sont obtenues en prenant la quote-part (x) des recettes brutes de production correspondant à l'énergie produite en propre par le GRD et en y ajoutant (+) les recettes correspondant à la vente de services système et la compensation des pertes (qui est un transfert entre la comptabilité production et la comptabilité réseau).

La Part Production du Tarif de Vente est obtenue en divisant les recettes de production brutes par la consommation totale en MWh et en y ajoutant la valorisation des services système, évaluée forfaitairement à 0,915 €/MWh.

3.1.3.3. Surcoûts de production

Les coûts et les recettes de production pour EEFW s'élevant respectivement à **13,82M€** et **2,77 M€**, le montant des surcoûts de production au titre de l'année 2023 s'élève à **11,06 M€**. Il se décompose en - **0,08 M€** de surcoûts de production renouvelable affectés à la sous-action budgétaire « Transition énergétique » et **11,13 M€** de surcoûts de production à partir d'énergies fossiles affectés à la sous-action budgétaire « Mécanisme de solidarité ».

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

3.2.1. Surcoûts d'achat d'électricité supportés par EDF dans les ZNI au titre de 2023

3.2.1.1. Coûts liés aux contrats d'achat d'électricité

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

Les montants retenus pour EDF au titre des contrats d'achat pour 2023 en ZNI sont présentés dans le Tableau 36.

Tableau 36 : Quantités d'électricité et coûts d'achat retenus pour EDF dans les ZNI pour 2023

	Corse		Guadeloupe		Guyane		Martinique		Réunion		Îles Bretonnes		Total		Evolution 2022* - 2023	
	GWh	M€	GWh	M€	GWh	M€	GWh	M€	GWh	M€	GWh	M€	GWh	M€	GWh en %	M€ en %
Interconnexion	608,6	85,9	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	608,6	85,9	0%	-54%
Bagasse/Charbon	---	---	268,5	121,8	---	---	---	---	495,8	175,9	---	---	764,3	297,8	-25%	-36%
Thermique	479,2	232,3	858,6	278,5	76,6	33,3	777,1	277,8	887,7	277,9	---	---	3 079,3	1 099,8	-17%	-9%
Bioliquide	---	---	---	---	---	---	---	---	500,9	240,8	---	---	500,9	240,8	---	---
Eolien	10,3	0,6	80,3	17,7	---	---	34,1	8,2	3,4	0,2	---	---	128,0	26,6	2%	6%
Hydraulique	65,0	5,4	11,9	2,4	---	---	---	---	1,4	0,2	---	---	78,4	8,0	31%	25%
Incinération	---	---	---	---	---	---	25,8	6,8	---	---	---	---	25,8	6,8	-2%	351%
Géothermie	---	---	111,0	20,8	---	---	---	---	---	---	---	---	111,0	20,8	15%	27%
Biogaz	2,0	0,3	18,1	2,9	---	---	0,1	0,0	13,7	3,0	---	---	33,9	6,2	3%	27%
Biomasse	---	---	197,9	85,9	41,6	21,1	239,9	79,9	427,5	211,3	---	---	906,8	398,3	74%	79%
Photovoltaïque	278,6	88,5	96,1	37,7	46,9	19,4	82,8	33,7	254,7	115,0	0,228	0,037	759,4	294,2	1%	2%
Total	1 443,6	413,0	1 642,5	567,6	165,1	73,8	1 159,8	406,4	2 585,1	1 024,3	0,2	0,0	6 996,4	2 485,2	0,5%	2,1%
Evolution 2022 - 2023	-11,8%	-26,4%	2,9%	5,5%	23,0%	51,3%	1,5%	9,1%	8,6%	14,5%	5,6%	6,3%				

Le coût d'achat total retenu pour EDF SEI s'élève à **2 485,2 M€** en 2023. 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 2022 (+ 2,1 %) et s'accompagne d'une faible croissance du volume d'achat (+ 0,5 %). Des disparités existent selon les filières et selon les territoires : les volumes d'achats diminuent en Corse, sont stables en Martinique, augmentent à la Réunion, dans les îles bretonnes et dans une moindre mesure en Guadeloupe, et augmentent fortement en Guyane. Ces variations résultent de plusieurs facteurs :

- À l'exception de la Corse qui a connu une baisse de la consommation (- 7 %) en raison d'un hiver anormalement doux, la consommation des différents territoires évolue légèrement à la hausse par rapport à 2022, avec une hausse plus marquée pour la Guyane (+ 2,2 %) que sur les autres territoires. Ces hausses de consommation s'expliquent principalement par des

températures supérieures aux normales et une sollicitation plus importante des appareils de production de froid.

- En Corse, l'hydraulicité a été très favorable en comparaison de l'année 2022 qui avait connu une pluviométrie déficitaire, et a entraîné, couplée à la réduction de la consommation, une baisse des volumes achetés sur le territoire (- 12 %). En Guyane, l'arrivée du phénomène climatique *el niño* en juin 2023 a entraîné une baisse des précipitations sur le second semestre, la production de la centrale de Petit Saut évolue ainsi à la baisse en comparaison de 2022. Cette moindre production hydroélectrique entraîne une hausse des achats (+ 23 %), notamment thermiques. Enfin, à la Réunion, l'indisponibilité de la centrale de Rivière de l'Est, endommagée par de fortes pluies au premier trimestre 2023, entraîne une baisse historique de la production hydroélectrique d'EDF SEI et en conséquence une hausse des achats (+ 8,6 %). Les volumes d'achats totaux de la filière hydraulique évoluent à la hausse (+ 31 %), hausse principalement portée par l'hydraulicité favorable en Corse qui a permis aux centrales bénéficiant d'un contrat d'obligation d'achat d'accroître leur production, compensée toutefois par une moindre hydraulicité en Guadeloupe.
- Le volume d'énergie importée en Corse depuis l'Italie et la Sardaigne est stable par rapport à 2022. Les coûts associés aux imports baissent de moitié (- 54 %) en raison de l'accalmie observée sur le marché de l'électricité en Europe courant 2023.
- Les volumes de la filière charbon/bagasse diminuent (- 25 %) en raison de la conversion à la biomasse de la centrale de Bois Rouge à la Réunion dont les travaux se sont achevés début 2023 et de la centrale du Gol dont la conversion a débuté à l'été 2023. Cette baisse de volume couplée à une baisse des coûts du charbon et des quotas de CO₂ au second semestre entraîne une baisse des coûts de cette filière (- 36 %).
- Les volumes de la filière thermique fossile diminuent (- 17 %) en raison, d'une part, de la conversion au bioliquide de la centrale de Port Est à la Réunion qui s'est étalée sur l'été et l'automne et, d'autre part, d'une moindre sollicitation de la centrale de Lucciana en Corse. En conséquence, les coûts de la filière thermique baissent par rapport à 2022 (- 9 %).
- La production de la centrale de Port Est à la suite de sa conversion progressive au bioliquide s'élève à 501 GWh pour un coût de 241 M€ en 2023.
- La filière biomasse voit sa production croître en 2023 par rapport à 2022 (+ 74 %) en raison, d'une part, du fonctionnement à la biomasse de la centrale de Bois Rouge sur une année quasi pleine et, d'autre part, d'une production à partir de bagasse plus importante que ces dernières années. En Guyane, Martinique et Guadeloupe, la production d'électricité à partir de biomasse évolue légèrement à la hausse par rapport à 2022 (+ 6 à 8 %). Les coûts pour la filière biomasse augmentent de 79 %, en cohérence avec l'augmentation de volume.
- Les volumes achetés pour la filière éolienne ainsi que les coûts associés augmentent faiblement par rapport à 2022 (respectivement + 2 % et + 6 %). De même, les volumes et coûts de la filière photovoltaïque sont relativement stables (respectivement + 1 % et + 2 %). Les volumes de la filière biogaz, marquée par la mise en service de l'installation de valorisation de vinasses exploitée par la société Saint-Benoît Energies Vertes à la Réunion, augmentent légèrement (+ 3 %) et les coûts évoluent également à la hausse (+ 27 %).
- La production géothermique s'établit à un niveau de 111 GWh, en hausse de 15 % par rapport à 2022 en raison d'une meilleure disponibilité de l'installation.
- Les volumes et coûts d'achat pour la filière incinération en 2023 correspondent à ceux de l'usine d'incinération située en Martinique. Cette installation, qui bénéficiait d'une convention d'achat provisoire, a fait l'objet d'une délibération de la CRE le 15 décembre 2022⁵⁰. Le coût d'achat exposé en 2023 comprend les régularisations actées dans cette délibération.

⁵⁰ Délibération de la CRE n° 2022-355 du 15 décembre 2022 portant décision sur l'évaluation de la compensation relative au projet de contrat d'achat entre la société EDF (centre EDF Martinique) et La Martiniquaise de Valorisation pour des réinvestissements dans une installation de production d'électricité à partir de déchets situés à Fort-de-France.

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

En application du a) du 2° du I de l'article R. 121-28 du code de l'énergie, le coût évité par les contrats d'achat dans les ZNI est calculé en valorisant l'électricité achetée par EDF à la part production des tarifs de vente. Le coût évité s'élève à **855,0 M€**, comme détaillé dans le Tableau 37. Ce coût évité est en forte hausse par rapport à 2022 (+ 30 %) en raison de l'augmentation des recettes liées à la vente de l'électricité.

Tableau 37 : Coût évité à EDF par les contrats d'achat dans les ZNI en 2023

	Corse	Guadeloupe	Guyane	Martinique	Réunion	Iles bretonnes	2023
Quantités achetées (GWh)	1 443,6	1 642,5	165,1	1 159,8	2 585,1	0,23	6 996,4
Taux de pertes (%)	13,3%	12,2%	13,0%	8,4%	6,1%	0,08	---
Quantités achetées et consommées (GWh) *	1 251,6	1 442,7	143,7	1 062,4	2 428,7	0,21	6 329,3
Part production du tarif de vente (€/MWh)	124,50	140,89	133,20	140,14	134,99	135,04	---
Coût évité par les contrats d'achat (M€)	155,8	203,3	19,1	148,9	327,9	0,03	855,0

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

3.2.1.3. Surcoûts dus aux contrats d'achat supportés par EDF dans les ZNI

Les surcoûts supportés par EDF résultant des contrats d'achat en 2023 s'élèvent à **1 630,2 M€** dans les ZNI (2 485,2 M€ de coût d'achat – 855,0 M€ de coût évité). Ce montant est en baisse d'environ 8 % par rapport à 2022, soit - 147 M€. Cette baisse résulte d'une hausse des coûts évités (+ 204 M€) partiellement compensée par une hausse des coûts d'achats (+ 58 M€).

Ce montant se répartit de la manière suivante :

- 687,8 M€ au titre des charges relevant de la sous-action « Transition énergétique » ;
- 942,5 M€ au titre des charges relevant de la sous-action « Mécanismes de solidarité ».

La décomposition des surcoûts supportés par EDF par zone et par sous-action est présentée dans le Tableau 38.

Tableau 38 : Surcoûts dus aux contrats d'achat d'EDF dans les ZNI en 2023

M€	Corse	Guadeloupe	Guyane	Martinique	Réunion	Iles bretonnes	2023
Coût d'achat	413,0	567,6	73,8	406,4	1 024,3	0,04	2 485,2
Coût évité	155,8	203,3	19,1	148,9	327,9	0,03	855,0
Surcoûts	257,2	364,3	54,7	257,6	696,5	0,01	1 630,2
Transition Energétique OA	58,2	34,3	14,0	26,9	82,3	0,01	215,6
Transition Energétique gré à gré	-1,8	69,2	16,3	52,6	335,8	0,00	472,1
Mécanismes de solidarité	200,8	260,8	24,4	178,1	278,4	0,00	942,5

3.2.2. Surcoûts d'achat d'électricité supportés par EDM au titre de 2023

3.2.2.1. Coûts liés aux contrats d'achat d'électricité à Mayotte

En 2023, l'ISDND de Dzoumogné mis en service fin 2018 (installation de production de biogaz à partir de déchets) a commencé à injecter une partie de sa production (0,5 GWh) pour un prix d'achat de 57 k€.

Les volumes d'achat constatés pour 2023 sont très majoritairement liés à de la production photovoltaïque et s'élèvent à **30,7 GWh**, pour un montant de **10,8 M€**, comme détaillé dans le Tableau 39. 35 nouvelles installations de moins de 100 kWc – pour une puissance de 2,6 MW – ont été mises en services en 2023 et bénéficient de l'arrêté tarifaire S17. Une nouvelle installation de 1,2 MW, lauréate de l'appel d'offres PV en ZNI de 2019, a également été installée. En conséquence, on observe une augmentation de 9 % de l'énergie injectée et une augmentation de 8 % des coûts associés car les contrats d'achat les plus récents bénéficient d'un tarif plus faible que les contrats plus anciens.

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

En application du a) du 2° du I de l'article R. 121-28 du code de l'énergie, le coût évité par les contrats d'achat dans les ZNI est calculé en valorisant l'électricité achetée par EDM à la part production des tarifs de vente. Le coût évité s'élève à **3,8 M€**, comme détaillé dans le Tableau 39. Ce coût évité est en forte hausse par rapport à 2022 (+ 50 %) en raison de l'augmentation conjuguée de la PPTV (+ 38 %) et des volumes (+9%).

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

Les surcoûts supportés par EDM résultant des contrats d'achat en 2023 s'élèvent à **7,0 M€** (10,8 M€ - 3,8 M€). Ces contrats portant exclusivement sur des installations photovoltaïques ou de biogaz, la totalité de ces surcoûts relève de la sous-action budgétaire « Transition énergétique ».

Par rapport à 2022, la hausse des couts d'achats (+ 0,8 M€) est compensée par la hausse des couts évités (+ 1,3 M€), ce qui induit, en somme, une baisse du surcout lié aux contrats d'achat pour EDM de 7 % (- 0,5 M€).

Tableau 39 : Surcoûts d'achat d'électricité supportés par EDM en 2023 et comparaison par rapport aux surcoûts constatés au titre de 2022

M€	2023	Rappel 2022	Evolution	
			en M€	en %
Coût d'achat (M€)	10,8	10,0	0,8	8%
Quantités achetées (GWh)	30,7	28,2	2,5	9%
<i>Taux de pertes</i>	<i>7,65%</i>	7,48%	0,2%	2%
Quantités achetées et consommées (GWh)⁽¹⁾	28,3	26,1	2,2	9%
<i>Part production dans le tarif de vente (€/MWh)</i>	<i>134,28</i>	97,40	36,88	38%
Coût évité par les contrats d'achat (M€)	3,8	2,5	1,3	50%
Surcoûts d'achat (M€)	7,0	7,5	-0,5	-7%

⁽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.

3.2.3. Surcoûts d'achat d'électricité supportés par EEWf au titre de 2023

Les trois fermes photovoltaïques opérées par EEWf à Wallis, d'une puissance cumulée de 1,9 MWc, ont été mises en service en 2023. La puissance de PV bénéficiant d'un contrat d'achat passe ainsi de moins de 100 kW à environ 2 MW. Cette multiplication de la puissance PV installée par un facteur 20 explique les évolutions très fortes observées sur les surcoûts d'achat d'électricité exposés par EEWf entre 2022 et 2023, détaillées dans le Tableau 40.

Les volumes d'achat pour 2023 s'élèvent à 1,5 GWh, en hausse d'un facteur 22 par rapport à 2022, pour un cout d'achat de **0,23 M€**.

Le coût évité par ces contrats d'achat et obtenu en valorisant le volume revendu (après application des pertes) à la part production du tarif de vente, qui est passé de 80,20 €/MWh à 107,46 €/MWh (+ 34 %) (cf. section 3.1.3.2). Ce cout évité est donc évalué à **0,15 M€**.

Les surcoûts supportés par EEWf résultant des contrats d'achat en 2023 s'élèvent à **81 k€**. Ces contrats portant exclusivement sur des installations photovoltaïques, la totalité de ces surcoûts relève de la sous-action budgétaire « Transition énergétique ».

Tableau 40 : Surcoûts d'achat supportés par EEWf en 2023 et comparaison par rapport aux surcoûts constatés au titre de 2022

	2023	2022	Evolution	
			en M€	en %
Coût d'achat (M€)	0,230	0,024	0,206	868%
Quantités achetées (GWh)	1,479	0,063	1,416	2249%
Taux de pertes	6,50%	8,02%	-1,52%	-19%
Quantités achetées et consommées (GWh) ⁽¹⁾	1,382	0,058	1,325	2288%
Part production dans le tarif de vente (€/MWh)	107,46	80,20	27,3	34%
Coût évité par les contrats d'achat (M€)	0,149	0,005	0,144	3100%
Surcoûts d'achat (M€)	0,081	0,019	0,062	325%

⁽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.

3.3. Surcoûts liés aux contrats de stockage dans les zones non interconnectées

3.3.1. Surcoûts liés aux contrats de stockage supportés par EDF dans les ZNI au titre de 2023

3.3.1.1. 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 2023 en ZNI sont présentés dans le Tableau 41.

Tableau 41 : Quantités d'électricité brutes injectées et coûts d'EDF pour les ouvrages de stockage dans les ZNI en 2023

M€	Corse	Guadeloupe	Guyane	Martinique	La Réunion	TOTAL
Injection (GWh)	3,5	0,0	1,2	4,7	3,52	12,9
Rappel 2022* (GWh)	3,4	0,0	0,8	4,5	2,3	11,2
Coûts (M€)	1,1	0,0	1,7	2,4	2,1	7,3
Rappel 2022* (M€)	1,1	0,0	1,6	2,1	1,5	6,3

Le coût total retenu pour EDF SEI s'élève à **7,3 M€** en 2023.

Les volumes et les coûts associés sont en légère hausse par rapport à 2022 compte tenu d'une sollicitation plus importante des batteries de report de charge.

3.3.1.2. Coûts évités à EDF par les contrats de stockage

En application du a) du 2° du I de l'article R. 121-28 du code de l'énergie, le coût évité par les contrats d'achat dans les ZNI est calculé en valorisant l'électricité injectée par les ouvrages de stockage à la part production des tarifs de vente. Le coût évité s'élève à **1,56 M€**, comme détaillé dans le Tableau 42.

Tableau 42 : Coûts évités à EDF par les contrats de stockage dans les ZNI en 2023

	Corse	Guadeloupe	Guyane	Martinique	Réunion	2023
Quantités achetées (GWh)	3,46	0,00	1,23	4,67	3,52	12,9
Taux de pertes (%)	13,3%	12,2%	13,0%	8,4%	6,1%	---
Part production du tarif de vente (€/MWh)	124,50	140,89	133,20	140,14	134,99	---
Coût évité par les contrats d'achat (M€)	0,37	0,00	0,14	0,60	0,45	1,56

* 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.

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

Les surcoûts d'EDF résultant des contrats de stockage au titre de l'année 2023 s'élèvent à **5,78 M€** dans les ZNI (7,34 M€ de coût – 1,56 M€ de coût évité) au titre des charges relevant du programme budgétaire « Transition énergétique ».

La décomposition des surcoûts supportés par EDF par zone est présentée dans le Tableau 43.

Tableau 43 : Surcoûts dus aux contrats de stockage d'EDF dans les ZNI en 2023

M€	Corse	Guadeloupe	Guyane	Martinique	Réunion	2023
Coût d'achat	1,11	0,00	1,74	2,42	2,07	7,34
Coût évité	0,37	0,00	0,14	0,60	0,45	1,56
Surcoûts	0,74	0,00	1,60	1,82	1,63	5,78

3.3.2. Surcoûts liés aux contrats de stockage supportés par EDM à Mayotte au titre de 2023

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. Par conséquent, EDM expose des coûts associés aux contrats de stockage au titre de 2023 qui sont détaillés dans le Tableau 44.

Coûts prévisionnels liés aux contrats de stockage

Les coûts associés aux deux ouvrages de stockage dont l'exploitation a débuté en 2023, qui recouvrent le paiement des primes fixes applicables et la compensation des coûts d'achat de l'énergie soutirée, sont évalués à **1,8 M€** au titre de 2023 pour EDM.

Coûts évités à EDM par les contrats de stockage

En application du a) du 2° du I de l'article R. 121-28 du code de l'énergie, le coût évité par les contrats d'achat dans les ZNI est calculé en valorisant l'électricité injectée par les ouvrages de stockage à la part production des tarifs de vente, et il est évalué à **0,5 M€** pour EDM au titre de 2023.

Surcoûts dus aux contrats de stockage supportés par EDM dans les ZNI

Les surcoûts prévisionnels d'EDM résultant des contrats de stockage au titre de 2023 à Mayotte s'élèvent donc à **1,4 M€** (**1,8 M€** de coût - **0,5 M€** de coût évité) au titre des charges relevant du programme budgétaire « Transition énergétique ».

Tableau 44 : Quantités d'électricité brutes injectées, coûts prévisionnels, coûts évités et surcoûts supportés par EDM pour les ouvrages de stockage dans les ZNI au titre de 2023

M€	2023	Rappel 2022
Coût d'achat	1,81	-
Quantités injectées (GWh)	3,7	-
Taux de pertes (%)	7,7%	7,5%
Quantités achetées et consommées (GWh) *	3,4	-
Part production du tarif de vente (€/MWh)	134,28	97,40
Coût évité par les contrats d'achat (M€)	0,45	-
Surcoûts	1,36	-

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

Pour ce qui concerne les projets de MDE dans les ZNI, en application de la délibération du 10 juin 2015⁵¹, la CRE a adopté la distinction suivante entre les projets de MDE :

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

Aucun opérateur n'a déclaré de charges constatées au titre des projets d'infrastructure visant la MDE pour l'année 2023.

La délibération de la CRE du 2 février 2017⁵² a défini les modalités de compensation des « petites » actions de MDE qui regroupent la distribution et l'installation d'équipements énergétiquement performants chez les particuliers, dans les entreprises et pour les collectivités. Dans chaque territoire, un comité territorial consacré à la MDE a été mis en place, réunissant notamment les collectivités, l'ADEME, l'opérateur historique et les services de l'État (DEAL – direction de l'environnement, de l'aménagement et du logement). Ces comités ont élaboré des plans stratégiques de déploiement des actions, appelés cadres territoriaux de compensation, permettant d'apporter à la CRE des éléments d'analyse sur les orientations politiques de chaque territoire, les surcoûts de production évités par chacune des actions envisagées et le niveau de subvention optimal. L'instruction de ces cadres de compensation par la CRE a abouti à leur adoption pour la Corse, la Guadeloupe, la Guyane, la Martinique, Mayotte et La Réunion par la délibération du 17 janvier 2019⁵³ ainsi que pour Saint-Barthélemy et Saint-Martin par respectivement, par la délibération de la CRE du 21 avril 2022⁵⁴ et la délibération de la CRE du 30 novembre 2023⁵⁵.

Depuis 2019, le travail effectué par les comités MDE, les fournisseurs historiques et la CRE permet de présenter de façon autonome les coûts de mise en œuvre des actions de MDE dans les ZNI supportés par les fournisseurs historiques, et donc de manière distincte des surcoûts de production.

Par ailleurs, l'ordonnance du 14 juin 2022⁵⁶ autorise la prise en charge partielle par l'Etat, dans les ZNI, de coûts des actions de MDE associées à la conversion des usages des réseaux de gaz de pétrole liquéfié à l'électricité ou aux énergies renouvelables. Toutefois, aucune charge n'a été déclarée à ce titre pour 2023.

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

3.4.1. Coûts liés aux actions de MDE supportés par EDF dans les ZNI au titre de 2023

Les coûts liés aux actions de MDE supportés par EDF dans les ZNI s'élèvent en 2023 à **179,0 M€**. La décomposition par grands postes de coût est présentée dans le Tableau 45.

⁵¹ Délibération de la CRE du 10 juin 2015 portant communication relative à la méthodologie appliquée pour l'examen d'un projet d'infrastructure visant la maîtrise de la demande portant sur les consommations d'électricité dans les ZNI.

⁵² 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.

⁵³ Délibération de la CRE du 17 janvier 2019 portant décision relative aux cadres territoriaux de compensation pour les petites actions de MDE en Corse, Guadeloupe, Guyane, Martinique, à Mayotte et à la Réunion.

⁵⁴ Délibération de la CRE du 21 avril 2022 portant décision relative au cadre territorial de compensation pour les petites actions de MDE à Saint-Barthélemy.

⁵⁵ 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.

⁵⁶ Ordonnance numéro 2022-887 du 14 juin 2022 portant prise en charge partielle par l'Etat, dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental, des coûts associés à la conversion des usages des réseaux de gaz de pétrole liquéfié à l'électricité ou aux énergies renouvelables.

Tableau 45 : Coûts de MDE supportés par EDF dans les ZNI en 2023

M€	Nature de coûts	Corse	Guadeloupe	Guyane	Martinique	Réunion	SPM	2023	Rappel 2022	Evolution	
										en M€	en %
Coûts	Aides commerciales (prime MDE)	17,8	42,4	18,7	22,5	52,4	0,1	153,8	133,0	20,8	16%
	Frais de personnel	1,6	2,2	0,9	1,7	3,1	0,0	9,5	8,6	0,9	11%
	Autres charges	2,7	1,5	0,8	1,5	2,1	0,0	8,7	7,0	1,7	25%
	Prestataires	1,5	1,6	1,1	1,0	1,9	0,0	7,1	6,5	0,6	9%
Recettes	Participations tierces	0,0	0,0	0,0	-0,2	0,1	0,0	-0,1	-2,1	2,0	-93%
Coût net total		23,6	47,7	21,6	26,5	59,6	0,07	179,0	153,0	26,0	17%

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.

Par ailleurs, les charges supportées au titre du déploiement du cadre de compensation de Saint-Barthélemy et Saint-Martin sont incorporées à celles du territoire de Guadeloupe.

Certificats d'économies d'énergie (CEE)

La réalisation d'actions de MDE en ZNI permet au fournisseur historique, EDF SEI, d'obtenir des CEE. Les CEE générés par ces actions, en participant à l'obligation d'EDF SEI, permettent donc d'éviter des coûts qui auraient été engendrés par l'acquisition de CEE. 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 MDE⁵⁷ (cf. section 3.1.1.1, la compensation d'EDF SEI au titre des coûts constatés en 2023 a été augmentée d'un montant de 20,4 M€).

Évolution par rapport aux coûts constatés au titre de 2022

Les coûts de MDE constatés augmentent de manière significative entre 2022 et 2023 (+ 26,0 M€, soit + 17 %). Cette hausse substantielle des coûts de MDE s'explique par la montée en charge des cadres territoriaux de compensation dans les ZNI. En effet, l'objectif de ces cadres est bien de massifier le déploiement des actions au travers d'un nombre plus important d'actions subventionnées et de la mise en place de mesures de communication, de sensibilisation et d'accompagnement. Les objectifs de placement prévoyaient bien une augmentation progressive des actions déployées. Les résultats de 2023 en hausse par rapport à 2022 témoignent de la poursuite des efforts des comités territoriaux de pilotage dans le déploiement de ces cadres.

Concernant les aides commerciales (+ 20,8 M€), cette hausse est principalement portée par le territoire de la Réunion (+ 12,6 M€), en raison du fort développement des offres précarité sur les brasseurs d'air. Les aides commerciales en Corse (+ 3,1 M€) et en Martinique (+ 3,0 M€) marquent également une progression à la hausse en raison du développement d'offres d'éclairages publics sur le marché Collectivité en Corse et d'une progression sur le marché précarité des offres installations de chauffe-eau solaire, sur le marché Entreprise des offres sur l'isolation et la protection solaire et sur le marché Collectivité des offres d'éclairage public en Martinique.

La participation des acteurs membres des comités MDE des territoires autres que EDF SEI est en baisse en 2023 de 93% (- 2,0 M€) par rapport à 2022. La CRE déplore cette baisse qui s'aggrave à mesure de l'avancement des cadres de compensation et 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.

3.4.2. Coûts liés aux actions de MDE supportés par EDM à Mayotte au titre de 2023

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. Les charges liées à l'achat des CEE manquants par rapport à cette obligation sont désormais intégrées, comme pour EDF, aux coûts de production d'EDM. Il en va de même dans le cas des recettes liées à la revente de CEE excédentaires.

⁵⁷ En contrepartie de la prise en compte des coûts d'achat et des recettes de vente de CEE dans les coûts de production, les recettes de production affectées à EDF SEI incluent la part des TRV dédiée à l'acquisition des CEE.

EDM n'a déclaré aucun achat ou vente de CEE pour régulariser sa situation par rapport à son obligation concernant la période 2022-2023. L'achat éventuel de CEE visant à régulariser cette situation devra, le cas échéant, être déclaré comme un reliquat lors des prochaines déclarations.

Les recettes de participations tierces, qui correspondent aux financements apportés par d'autres acteurs comme les Collectivités ou les Régions pour le déploiement des actions de MDE, sont nulles en 2023.

Le montant des charges liées aux actions de MDE au titre de l'année 2023 est donc évalué à **9,1 M€** pour EDM (cf. Tableau 46).

Tableau 46 : Coûts de MDE supportés par EDM en 2023

M€	Nature de coûts	2023	Rappel 2022	Evolution	
				en M€	en %
Coûts	Aides commerciales (prime MDE)	8,2	3,4	4,8	138%
	Frais de personnel	0,6	0,5	0,1	23%
	Autres charges	0,3	0,4	-0,1	-29%
Recettes	Participations tierces	0,0	0,0	0,0	-
Coût total		9,1	4,3	4,8	112%

Évolution par rapport aux coûts constatés au titre de 2022

Les coûts de MDE constatés en 2023 sont en très forte hausse par rapport à 2022 (+ 4,8 M€, soit + 138 %), en raison de la forte hausse du nombre d'actions de petite MDE réalisées par EDM, en particulier l'explosion du nombre de placement de brasseurs d'air. La hausse est donc exclusivement due à l'augmentation du montant total de primes versées aux bénéficiaires (+ 4,8 M€), les variations des autres postes se compensant mutuellement.

3.4.3. Coûts liés aux actions de MDE menées par l'AUE en Corse en 2023

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, dès lors que l'article 5 du décret n° 2023-554 du 30 juin 2023 portant modification du décret n° 2015-1697 du 18 décembre 2015 relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie de Corse a précisé les missions de l'AUE en matière de MDE et que l'arrêté du 9 octobre 2023 fixant la liste des opérateurs pouvant mettre en œuvre des actions de maîtrise de la demande portant sur les consommations d'électricité et les consommations de gaz de pétrole liquéfié a désigné l'AUE en tant qu'opérateur de MDE pour la Corse. L'AUE peut donc être compensée des frais de mise en œuvre des six actions de MDE qui lui sont ainsi attribuées.

L'année 2023 est donc la première année pour laquelle l'AUE a pu être compensée de ses charges d'opérateur de MDE. Les coûts bruts pour 2023 déclarés par l'AUE au périmètre de ces six actions de MDE sont présentés dans le Tableau 47 et s'élèvent à **0,9 M€**, dont **0,2 M€** d'aide commerciale et **0,7 M€** de frais de déploiement.

Le faible ratio des primes par rapport aux frais de déploiement et l'absence de CEE valorisable viennent du fait qu'une large partie des actions menées par l'AUE ont bénéficié d'un accompagnement par EDF avant leur transfert à l'AUE en 2023. Les primes et les CEE afférents à ces actions sont donc imputés aux charges de SPE de EDF SEI pour la Corse.

Les couts nets déclarés par l'AUE au titre de 2023 s'élèvent donc à **0,9 M€**.

Tableau 47 : Coûts de MDE supportés par l'AUE au titre de 2023

M€	Nature de coûts	2023
Coûts	Aides commerciales (prime MDE)	0,21
	Frais de déploiement	0,68
Coûts bruts		0,90
Recettes	Participations tierces	-
	CEE	-
Coût total		0,90

3.5. Coûts liés aux études mentionnées dans les PPE

Aucun opérateur n'a déclaré de charges relatives à des projets d'étude pour l'année 2023.

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

En 2023, l'opérateur EDF SEI a déclaré un montant de **15,8 M€** pour le projet de renouvellement et d'augmentation de la puissance de soutirage de la station de conversion d'électricité « SACOI », reconnu comme un projet d'approvisionnement en électricité d'intérêt public par l'article 1 de l'arrêté du 11 décembre 2023⁵⁸. 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 pour 2023 étant inférieurs au plafond, la CRE retient le montant de **15,8 M€** au titre de 2023.

3.7. Synthèse des charges en ZNI au titre de 2023

Au total, les charges de SPE qui relèvent du soutien en ZNI, en dehors des charges liées aux dispositifs sociaux, s'élèvent à **2 429,2 M€** pour l'année 2023 et se répartissent de la manière suivante entre les deux sous-actions :

- Transition énergétique : **846,4 M€**.
- Mécanismes de solidarité : **1 582,8 M€**.

Tableau 48 : Synthèse des charges constatées en ZNI au titre de 2023, en dehors des charges liées aux dispositifs sociaux

2023 - M€	EDF	EDM	EEWF	Autres acteurs	Total
Transition énergétique	828,1	17,4	0,00	0,9	846,4
Surcoûts achats OA	215,6	7,0			222,6
Surcoûts achats GAG ENR	472,1		0,08		472,2
Surcoûts production FH ENR	-44,5		-0,08		-44,6
MDE	179,0	9,1		0,9	189,0
Stockage	5,8	1,4			7,1
Etudes ZNI identifiées dans PPE					0,0
Mécanismes de solidarité	1 436,7	135,0	11,1		1 582,8
Surcoûts achats GAG non ENR	942,5				942,5
Surcoûts production FH non ENR	478,4	135,0	11,1		624,6
Coûts des projets d'approvisionnement d'intérêt public	15,8				15,8

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

4. Soutien aux effacements

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 de l'effacement de consommation. En particulier, l'article L. 121-8-1 du code de l'énergie dispose que « *les charges imputables aux missions de service public comprennent les coûts supportés par le gestionnaire du réseau public de transport d'électricité résultant de la mise en œuvre des appels d'offres incitant au développement des effacements de consommation mentionnés à l'article L. 271-4* ».

⁵⁸ 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 dispositif a remplacé la prime aux opérateurs d'effacement abrogée par cette même loi.

4.2. Montant des charges constatées au titre de 2023

RTE a déclaré des charges pour la mise en œuvre des contrats d'effacement au titre de 2023 à hauteur de **14,4 M€**. Elles correspondent en majeure partie aux primes versées dans le cadre de l'appel d'offres « Effacement 2022 » qui n'avaient pas été facturées à RTE lors de la déclaration faite en 2023, pour un montant de 12,3 M€, ainsi qu'aux primes versées dans le cadre de l'appel d'offres « Effacement 2023 », pour un montant de – 600 €. Elles intègrent également des factures tardives au titre des appels d'offres « Effacement » des années 2021 (pour 2,4 M€) et 2020 (pour -0,3 M€).

Ce montant est plus faible que le niveau de 33,0 M€ prévu l'an dernier pour 2023.

5. Dispositifs sociaux

5.1. Charges liées aux dispositifs sociaux – électricité

Participation au dispositif institué en faveur des personnes en situation de précarité

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

En application des dispositions de l'arrêté du 6 avril 2018 fixant le montant et la limite de compensation des contributions des fournisseurs d'électricité aux fonds de solidarité 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.

Tarif de première nécessité

La tarification spéciale « produit de première nécessité », entrée en vigueur le 1^{er} janvier 2005 et renommée par la suite « tarif de première nécessité » (TPN), a été abrogée à partir du 1^{er} janvier 2018 au profit du dispositif d'aide « chèque énergie ». Néanmoins, les dispositions réglementaires nécessaires au déploiement du chèque énergie n'ayant pas été prises dans les îles de Saint-Martin et Saint-Barthélemy, le tarif de première nécessité y a été prolongé en 2023 en l'absence d'avancées réglementaires.

Ainsi, seule EDF prévoit de supporter des charges liées au tarif de première nécessité en 2023, relatives aux îles de Saint-Martin et Saint-Barthélemy spécifiquement.

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

- Les personnes physiques titulaires d'un contrat de fourniture d'électricité se voient appliquer une déduction forfaitaire sur le prix de leur fourniture pour leur résidence principale, qui dépend du nombre d'unités de consommation du foyer et de la puissance souscrite.
- Et, depuis le 15 novembre 2013⁵⁹, 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, 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.

⁵⁹ 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 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.).

Dispositions applicables aux bénéficiaires du chèque énergie

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

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

En revanche, en application de l'article R. 124-16 du code de l'énergie, les bénéficiaires du chèque énergie 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 2021⁶⁰ 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 2021⁶¹.

* * *

Au titre de l'année 2023, des charges liées aux dispositifs sociaux – électricité ont été supportées :

- par EDF en métropole continentale et en ZNI et par EDM (Electricité de Mayotte) en ZNI ;
- par 79 entreprises locales de distribution et 12 fournisseurs alternatifs en métropole continentale.

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

En application des dispositions réglementaires rappelées ci-dessus, la compensation des charges dues aux versements effectués aux fonds de solidarité logement au titre du dispositif institué en faveur des personnes en situation de précarité s'effectue, pour chaque opérateur, à hauteur de 1 € par client résidentiel titulaire d'un contrat dont la puissance électrique souscrite est égale ou inférieure à 36 kilovoltampères, dans la limite de 90 % du montant versé.

Pour 2023, cette compensation s'élève à **26,1 M€** pour l'ensemble des opérateurs ayant déclaré des charges afférentes à ce dispositif (contre 24,9 M€ en 2022).

⁶⁰ 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.

⁶¹ 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.

5.1.2. Charges liées à la mise à disposition des données de consommation

En application des dispositions réglementaires rappelées ci-dessus, la compensation des charges dues à la mise à disposition des données de consommation s'effectue dans la limite d'un montant unitaire maximal par ménage.

Pour 2023, cette compensation s'élève à **4,1 M€** pour l'ensemble des opérateurs ayant des déploiements effectifs de dispositifs de mise à disposition des données de consommation.

5.1.3. Charges liées aux autres dispositifs de lutte contre la précarité énergétique

5.1.3.1. Charges associées au « tarif de première nécessité »

Compte tenu de l'abrogation du dispositif, à l'exception des îles de Saint-Martin et Saint-Barthélemy, seule EDF a déclaré des charges associées au « tarif de première nécessité » pour l'année 2023.

Le nombre de foyers ayant bénéficié du TPN sur les îles de Saint-Martin et Saint-Barthélemy en 2023 s'élève à 663, pour un total de **0,06 M€**.

Le montant des charges relatives aux services liés à la fourniture au TPN s'élève à **0,001 M€** pour les clients d'EDF dans les îles de Saint-Martin et Saint-Barthélemy.

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

Le montant des charges imputables aux services liés à la fourniture des bénéficiaires du chèque énergie pour 2022 s'élève à **5,2 M€** (contre 5,8 M€ en 2022).

* * *

La somme des charges pour 2023 au titre des réductions sur les services liés à la fourniture au tarif de première nécessité et à la fourniture des bénéficiaires du chèque énergie, de **5,2 M€** (dont 1,5 k€ associés au tarif de première nécessité et 5,2 M€ liés au chèque énergie) est en baisse par rapport à la somme des charges constatées en 2022 au titre de ces mêmes réductions (5,9 M€).

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

Les charges à compenser aux opérateurs au titre de 2023 s'agissant des dispositifs sociaux – électricité en métropole continentale et dans les ZNI s'élèvent à **35,4 M€** (26,1 M€ + 4,1 M€ + 5,2 M€), contre 32,7 M€ en 2022.

Les détails de charges par type d'opérateur sont indiqués dans le Tableau 49. Les détails par entreprises locales de distribution et autres fournisseurs sont indiqués dans le Tableau 52.

Tableau 49 : Charges liées aux dispositifs sociaux supportées par les opérateurs au titre de 2023

	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 2023	Charges retenues au titre de 2022
	M€	M€	M€	M€	M€
EDF	19,3	3,0	2,0	24,3	23,2
EDF MC	19,1	3,0	1,8	23,9	22,7
EDF ZNI	0,2	0,0	0,2	0,4	0,6
EDM	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ELD	0,7	0,4	0,2	1,3	1,0
Autres fournisseurs	6,1	0,7	3,1	9,8	8,4
Total	26,1	4,1	5,2	35,4	32,7

5.2. Charges liées aux dispositifs sociaux – gaz

Dispositions applicables aux bénéficiaires du chèque énergie

En application de l'article L. 445-6 du code de l'énergie, les fournisseurs de gaz naturel doivent proposer à leurs clients bénéficiant de l'aide en forme du chèque énergie la mise à disposition des données de comptage et, en application des articles L. 341-4 et L. 453-7 du code de l'énergie, une offre de transmission des données de consommation, exprimées en euros. Les coûts correspondants à ce dispositif sont compensés, dans la limite d'un montant unitaire maximal par ménage fixé par l'arrêté du 19 mai 2021⁶².

* * *

Au titre de l'année 2023, des charges liées aux dispositifs sociaux ont été supportées par EDF, par 13 entreprises locales de distribution et 4 fournisseurs alternatifs en métropole continentale.

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

18 fournisseurs ont déclaré des charges liées au chèque énergie pour un total de **2,1 M€**. Ils étaient également 18 à le faire l'an passé au titre de 2022, pour un total de 1,6 M€.

5.2.2. Charges liées à la mise à disposition des données de consommation

Un fournisseur a déclaré des charges liées au dispositif d'afficheur déporté pour **0,05 M€**.

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

Le total des charges à compenser aux fournisseurs au titre de 2023 s'élève donc à **2,1 M€** (2,1 M€ + 0,05 M€).

Les détails de charges par type d'opérateur sont indiqués dans le Tableau 50. Les détails par entreprises locales de distribution et autres fournisseurs sont indiqués dans le Tableau 52.

Tableau 50 : Charges liées aux dispositifs sociaux supportées par les opérateurs au titre de 2023

	Dispositif d'affichage déporté	Perte de recettes liée aux réductions sur les services pour les bénéficiaires du chèque énergie	Total à compenser au titre de 2023	Charges retenues en 2022
	M€	M€	M€	M€
EDF	0,0	0,5	0,5	0,5
ELD	0,0	0,1	0,1	0,1
Autres fournisseurs	0,1	1,5	1,5	1,2
Total	0,1	2,1	2,1	1,8

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 2023 s'élève à **37,6 M€** (dont **35,4 M€** en électricité et **2,1 M€** en gaz). Celles-ci sont en augmentation par rapport aux charges constatées au titre de 2022 (32,7 M€ en électricité et 1,8 M€ en gaz).

⁶² 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 métropole continentale (électricité et gaz)

En matière d'électricité, le 5° de l'article L. 121-7 du code de l'énergie dispose que les coûts directement induits par la conclusion et la gestion des contrats d'obligation d'achat et de complément de rémunération pour les gestionnaires de ces contrats sont imputables aux charges de ces opérateurs « *dans la limite des coûts qu'une entreprise moyenne, bien gérée et adéquatement équipée des moyens nécessaires, aurait encourus* ».

S'agissant des coûts supportés au titre de l'obligation d'achat de biogaz et du contrat d'expérimentation relatif au biogaz, le 3° et 4° de l'article L. 121-36 du code de l'énergie disposent notamment que la compensation des charges comprenne « *les coûts de gestion supplémentaires directement induits par la mise en œuvre* » de l'obligation d'achat de biogaz ou du contrat d'expérimentation.

S'agissant par ailleurs des coûts relatifs à la mise en œuvre du complément de rémunération relatif au biométhane, le 5° de l'article L. 121-36 du code de l'énergie dispose que le périmètre de compensation des charges comprend « *les coûts associés à la mise en œuvre du complément de rémunération prévu à l'article L. 446-7, y compris les coûts directement induits par la gestion de ce dispositif dans la limite des coûts qu'une entreprise moyenne, bien gérée et adéquatement équipée des moyens nécessaires, aurait supportés* ».

En application des dispositions de ces articles, les règles relatives à la comptabilité appropriée, délibérées par la CRE le 15 février 2024⁶³, 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 correspondants qu'ils ont supportés au titre de 2023.

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.

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 ou qui ne résultent pas d'une bonne mise en œuvre des contrats, et dont la compensation n'est pas prévue par la loi. 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.

La CRE a appliqué les principes retenus dans sa délibération du 25 janvier 2024⁶⁴, 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 18 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€ ;

⁶³ Délibération de la CRE n°2024-38 du 15 février 2024 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.

⁶⁴ Délibération de la CRE n°2024-20 du 25 janvier 2024 portant décision sur la méthodologie d'évaluation des charges de service public de l'énergie en métropole continentale.

- s'agissant des acheteurs de biométhane, ce plafonnement a été appliqué pour 18 opérateurs (4 ELD et 14 fournisseurs de gaz naturel) : la différence entre les frais de gestion déclarés par ces opérateurs et les frais de gestion plafonnés qui leur seront effectivement compensés est de 0,8 M€.

Le montant finalement retenu pour les frais de gestion au titre de l'année 2023 s'élève à **85,0 M€** de charges (contre 84,5 M€ prévus dans la mise à jour du montant prévisionnel au titre de 2023) :

- 82,4 M€ sont relatifs aux contrats d'obligation d'achat et de complément de rémunération dans le cadre du soutien à la production d'électricité (dont 73,9 M€ pour EDF, 7,9 M€ pour 86 entreprises locales de distribution et 0,6 M€ pour 6 organismes agréés) ;
- 2,5 M€ sont relatifs aux contrats d'achat de biométhane (dont 0,1 M€ pour 4 entreprises locales de distribution et 2,4 M€ pour 19 fournisseurs de gaz naturel).

Ces frais s'élevaient à 65,4 M€ au titre de 2022. La hausse observée est principalement causée par (i) une augmentation des frais de personnels d'EDF, liée au nombre croissant de contrats gérés ; (ii) la hausse du montant de C3S⁶⁵ payé par EDF, en raison de la hausse en 2023 du montant de la valorisation de l'énergie sur les marchés par rapport à 2022.

Les détails de charges par type d'opérateur, ainsi que la comparaison à la mise à jour de la prévision au titre de 2023, sont présentés dans le Tableau 51.

Tableau 51 : Charges liées aux frais de gestion supportées par les opérateurs au titre de 2023

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 2023	71,1	8,0	1,1	0,21	4,0	84,5
Montant retenu au titre de 2023	73,9	7,9	0,6	0,12	2,4	85,0
Variation	2,8	- 0,1	0,6	- 0,09	1,6	0,5

La baisse notable du montant *in fine* retenu par rapport au montant prévisionnel concernant les opérateurs hors EDF est liée à l'application du plafonnement de certains frais de gestion, qui n'avait pas été appliqué sur le montant prévisionnel mis à jour⁶⁶.

⁶⁵ Contribution Sociale de Solidarité des Sociétés.

⁶⁶ Auparavant, les frais de gestion prévisionnels n'étaient pas plafonnés. A partir du présent exercice, et conformément à la délibération méthodologique de la CRE du 25 janvier 2024 précitée, le plafonnement des frais de gestion pour les opérateurs concernés s'applique aussi aux frais de gestion prévisionnels (voir annexes 1 et 2).

7. Détails des charges de service public constatées au titre de 2023 par les opérateurs autres qu'EDF, EDM, EEWf, RTE

Le Tableau 52 présente les détails des charges de service public constatées au titre de 2022 par les opérateurs autres qu'EDF, EDM, EEWf RTE et acheteurs en dernier recours⁶⁷.

Tableau 52 : Détails des charges constatées au titre de 2023 par 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	4 013	1 060 307	334 028	6 440	719 839		2 250	90 959	813 049
SICAE de l'Aisne	5 325	1 451 687	439 094	0	1 012 593		8 100	0	1 020 693
Énergie Développement Services du BRIANÇONNAIS	14 536	1 813 283	1 333 582	0	479 701		4 311	10 015	494 027
Régie Municipale d'Électricité ROQUEBILLIERE	40	30 407	4 796	0	25 610		0	0	25 610
Régie Communale d'Électricité GATTIÈRES	170	85 481	13 890	0	71 592		400	3 019	75 011
Régie Électrique DALOU	43	17 833	3 384	0	14 449		0	1 721	16 170
Régie municipale d'Électricité VARILHES	1 143	552 144	89 381	0	462 763		0	9 131	471 894
Régie Municipale d'Électricité VICDESSOS	15	7 646	1 213	0	6 433		0	1 632	8 065
Régie Municipale d'Électricité MAZÈRES	2 315	853 538	185 742	0	667 795		900	873	669 568
Régie Municipale d'Électricité ARIGNAC	413	104 761	33 904	0	70 857		0	4 053	74 911
Régie Électrique MERCUS GARRABET	19	7 275	1 541	0	5 734		0	2 507	8 241
Régie Municipale d'Électricité MERENS LES VALS	7	4 211	592	0	3 619		0	1 002	4 621
Régie municipale d'Électricité QUIÉ	7	2 772	612	0	2 160		0	882	3 042
Régie municipale d'Électricité TARASCON-SUR-ARIÈGE	4 901	484 645	499 457	0	-14 812		1 051	2 982	-10 779
Régie municipale d'Électricité SAVERDUN	6 953	1 728 293	596 044	0	1 132 249		1 260	10 704	1 144 214
Régie d'Électricité SAINT-QUIRC - CANTE - LISSAC - LABATUT	401	239 834	32 068	0	207 766		486	3 253	211 505
S.I.C.A.E. DE LA REGION DE PRECY SAINT-MARTIN	9 612	2 640 025	947 436	22 650	1 669 939		267	40 722	1 710 928
Energie Quillan Occitanie	4 402	529 164	437 033	0	92 130		1 809	9 985	103 924
S.I.V.O.M. LABERGEMENT SAINTE-MARIE	3 492	414 483	407 107	0	7 376		1 355	10 728	19 459
Régie SDED EROME-GERVANS	164	101 892	12 700	0	89 192		0	4 250	93 442
Société d'économie mixte locale DREUX - GEDIA	127	46 073	11 083	0	34 990	1 380 486	12 249	21 492	1 449 217
SYNELVA COLLECTIVITÉS	88 270	12 388 324	8 296 341	193 147	3 898 836		10 800	67 929	3 977 565
Régie Municipale d'Électricité CAZÈRES	1 347	364 452	133 767	0	230 686		800	6 723	238 209
Régie Municipale d'Électricité MARTRES TOLOSANE	100	29 793	8 343	0	21 451		196	2 281	23 928
Régie municipale d'Électricité MIRAMONT DE COMMINGES	308	68 884	26 065	0	42 819		0	4 660	47 479
Régie Municipale Multiservices de LA REOLE	39	14 655	3 175	0	11 481		0	0	11 481
Régie d'Électricité du Syndicat du SUD DE LA REOLE	3 880	1 452 052	406 862	10 812	1 034 378		0	32 135	1 066 513
Régie Municipale de Bazas Énergie	973	326 513	115 119	0	211 394		31 120	5 087	247 601
Régie Municipale d'Électricité GIGNAC	1 394	302 404	135 914	0	166 491		479	16 510	183 480

⁶⁷ 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° 2024-139 – Annexe 3

11 juillet 2024

	Charges dues aux contrats d'achat					Soutien à l'injection de biométhane	Charges liées aux dispositifs sociaux	Frais de gestion	Montant de la compensation
	Quantité achetée	Coût d'achat	Coût évité énergie	Coût évité capacité	Surcoût d'achat total				
Nom opérateur	MWh	€	€	€	€	€	€	€	€
Régie Municipale d'Électricité CAZOULS LÈS BÉZIER	336	152 962	26 680	0	126 282		180	14 378	140 840
Coopérative d'Électricité SAINT-MARTIN DE LONDRES	40 758	9 639 296	3 912 322	40 575	5 686 399		12 369	161 820	5 860 587
GAZ ELECTRICITÉ DE GRENOBLE	120 142	15 419 252	11 939 837	227 573	3 251 843		207 620	276 434	3 735 896
Régie Municipale d'Électricité SALINS LES BAINS	70	34 902	5 816	0	29 086		320	3 565	32 971
GASCOGNE ENERGIES SERVICES AIRE SUR L'ADOUR (ex Régies Municipales)	4 223	1 534 416	397 548	7 949	1 128 919		5 377	17 640	1 151 936
S.I.C.A.E. REGION DE PITHIVIERS	121 867	13 777 649	14 679 839	0	-902 190		14 243	77 838	-810 109
Régie Communale Électrique SAULNES	15	6 347	1 268	0	5 078		950	1 693	7 721
SAEML UEM USINE D'ELECTRICITE DE METZ	196 339	36 975 729	19 654 740	649 809	16 671 180		74 175	481 919	17 227 274
Régie Communale d'Électricité PIERREVILLERS	20	11 348	1 653	0	9 696		847	0	10 543
Régie Municipale d'Électricité ROMBAS	593	103 306	47 260	0	56 046		3 217	0	59 262
Régie Municipale d'Électricité CREUTZWALD	7 415	1 641 705	793 825	190 535	657 344		1 388	22 396	681 128
Régie Municipale de Distribution CLOUANGE	31	14 727	2 512	0	12 215		0	0	12 215
Régie d'Électricité BITCHE	71	36 297	5 773	0	30 524		1 142	3 300	34 965
Régie Communale d'Électricité SAINTE-MARIE AUX CHENES	94	27 772	7 563	0	20 209		530	37 814	58 553
Régie Municipale de Distribution d'Électricité de HAGONDANGE	87	31 997	6 963	0	25 033		4 511	1 887	31 431
Régie d'Électricité SCHOENECK	70	39 682	5 793	0	33 890		147	2 894	36 930
Régie Municipale d'Électricité AMNÉVILLE	315	77 847	22 405	0	55 442		4 318	0	59 760
Régie Municipale d'Électricité HOMBORG HAUT	60	25 182	4 972	0	20 210		1 070	4 520	25 800
Régie Municipale d'Électricité ENERGIS SAINT-AVOLD	5 862	1 272 730	944 265	0	328 464		7 988	0	336 452
R.M.E.T. TALANGE	379	68 218	25 499	0	42 719		565	6 442	49 726
Régie Municipale d'Électricité et de Télédistribution MARANGE SILVANGE TERNEL	41	22 771	3 354	0	19 417		3 120	3 200	25 737
Régie Municipale d'Électricité MONTOIS LA MONTAGNE	35	13 437	2 774	0	10 663		2 426	0	13 089
S.I.C.A.E. CARNIN	54	18 220	3 669	0	14 550		0	0	14 550
SEM BEAUVOIS DISTRELEC	56	22 430	4 639	0	17 791		0	1 680	19 471
Régie Municipale d'Électricité LOOS	40	13 028	3 524	0	9 504		3 323	1 275	14 102
Régie Communale d'Électricité MONTATAIRE	169	104 954	13 606	0	91 348		7 186	2 130	100 664
S.I.C.A.E. OISE	233 440	26 602 201	19 835 657	570 510	6 196 033		24 040	463 139	6 683 213
Régie Municipale d'Électricité LARUNS	50	23 329	4 480	0	18 849		0	0	18 849
SIVOM d'Énergie du Pays Toy	15	4 923	1 253	0	3 670		1 350	0	5 020
Régie Électrique CAPVERN LES BAINS	22	8 952	1 847	0	7 105		200	0	7 305
Energies Services LANNEMEZAN	595	306 016	68 443	0	237 573		4 615	6 283	248 470
Régie Électrique LA CABANASSE	31	10 560	2 560	0	8 000		0	961	8 961
Régie Électrique Municipale PRATS DE MOLLO LA PRESTE	1 631	173 497	139 325	2 864	31 308		158	593	32 059
Régie Électrique Municipale SAINT-LAURENT DE CERDANS	37	12 409	3 352	0	9 057		250	0	9 307
Régie Intercommunale d'Électricité NIEDERBRONN REICHSHOFFEN	850	381 894	139 548	0	242 345		900	24 541	267 786

Délibération n° 2024-139 – Annexe 3

11 juillet 2024

	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	€	€	€	€	€	€	€	€
GAZ DE BARR	233	85 737	20 410	0	65 327	1 651 462	11 365	13 896	1 742 049
UME	4 173	1 390 947	468 112	12 420	910 415		221	18 395	929 031
Régie Municipale d'Électricité de la ville de SARRE UNION	12 620	2 646 629	1 307 961	0	1 338 668		1 416	10 155	1 350 239
ES ENERGIES STRASBOURG	329 452	88 115 902	35 260 916	1 364 357	51 490 629	4 289 477	417 727	1 039 077	57 236 910
VIALIS	23 079	5 228 287	2 523 861	61 453	2 642 972		52 726	101 603	2 797 301
Coopérative de droit suisse ELEKTRA BIRSECK	4 180	1 548 358	453 603	9 940	1 084 814		1 432	59 976	1 146 222
SAEML HUNELEC Service de Distribution Public HUNELEC	172	101 245	29 280	0	71 965		140	6 935	79 041
SICAE EST	81 169	12 048 628	7 661 223	164 590	4 222 815		9 291	218 669	4 450 775
SOREA	34 987	3 600 272	3 108 645	0	491 628		11 544	87 847	591 019
Régie Électrique TIGNES	8 773	716 021	763 823	15 645	-63 447		44	1 000	-62 403
Régie Électrique Communale AUSOIS	15	5 164	1 139	0	4 025		0	360	4 385
Régie Électrique AVRIEUX	8	4 088	735	0	3 354		0	0	3 354
Régie Électrique VILLARODIN BOURGET	18	10 016	1 439	0	8 577		765	0	9 342
Régie Électrique SAINTE-FOY TARENTEISE	31	10 016	2 625	0	7 391		0	3 820	11 211
Régie Électrique Municipale VILLAROGIER	11	2 405	986	0	1 419			455	1 874
Régie Électrique MONTVALEZAN	126	18 248	10 648	0	7 600		0	1 655	9 255
Syndicat d'Électricité SYNERGIE MAURIENNE	832	289 936	69 464	0	220 472		2 599	9 665	232 737
ARC ENERGIES MAURIENNE	1 608	259 955	159 317	0	100 637		0	9 240	109 878
Syndicat des Énergies Électriques de TARENTEISE	8 608	1 068 404	873 640	0	194 764		0	0	194 764
Régie Gaz Électricité de la Ville BONNEVILLE	4 554	464 368	514 555	0	-50 187		3 150	13 140	-33 897
Régie du Syndicat Intercommunal d'Énergies VALLÉE DE THÔNES	701	294 082	59 810	0	234 272		5 483	31 318	271 073
Régie Municipale Électrique LES HOUCHES	7 711	620 288	666 164	0	-45 877		1 800	4 683	-39 394
Régie Municipale d'Électricité SALLANCHES	2 642	473 698	290 831	0	182 867		4 500	22 020	209 387
ENERGIE ET SERVICES DE SEYSSSEL (SAEML)	8 942	2 581 256	725 740	0	1 855 515		16 090	128 946	2 000 551
S.A.I.C. PERS LOISINGES	113	44 652	9 480	0	35 172		0	3 190	38 362
Régie d'Électricité d'Elbeuf	133	62 612	5 065	0	57 548		9 934	7 241	74 723
Régie Communale de Distribution d'Électricité MITRY MORY	71	38 359	5 828	0	32 530		4 702	1 840	39 073
S.I.C.A.E. E.L.Y. : RÉGION EURE & LOIR YVELINES	940	408 831	80 406	0	328 425		2 922	18 147	349 494
SEOLIS	629 642	82 074 731	59 674 196	791 384	21 609 151		125 448	1 637 388	23 371 987
S.I.C.A.E. de la SOMME et du CAMBRAISIS	380 154	37 363 544	31 633 765	667 977	5 061 803		9 665	708 233	5 779 701
GAZELEC DE PERONNE	48 869	4 716 563	3 945 055	0	771 508		7 589	5 359	784 457
Régie Communale d'Électricité MONTDIDIER	314	116 619	25 192	0	91 428		1 350	2 988	95 765
Régie Municipale d'Électricité SAINT-PAUL CAP DE JOUX	5	2 035	470	0	1 566		0	620	2 186
SICAE du CARMAUSIN	15 908	4 820 720	1 713 341	12 420	3 094 959		10 688	98 603	3 204 251
Régie Municipale d'Électricité et de Gaz Energie Services Occitans CARMAUX ENEO	2 229	502 198	309 318	0	192 880		33 234	34 402	260 515
EPIC ENERGIES SERVICES LAVAUUR - Pays de Cogne	18 388	2 951 241	1 666 803	0	1 284 438		8 383	58 173	1 350 994
Régie d'Électricité du Département de la Vienne SOREGIES	587 360	91 992 035	51 408 602	758 227	39 825 206		152 938	1 587 623	41 565 766

Délibération n° 2024-139 – Annexe 3

11 juillet 2024

Nom opérateur	Charges dues aux contrats d'achat					Soutien à l'injection de biométhane	Charges liées aux dispositifs sociaux	Frais de gestion	Montant de la compensation
	Quantité achetée	Coût d'achat	Coût évité énergie	Coût évité capacité	Surcoût d'achat total				
	MWh	€	€	€	€	€	€	€	€
Régie Municipale Électrique SAINT-LÉONARD DE NOBLAT	707	69 408	81 200	0	-11 793		642	0	-11 151
Régie Municipale d'Électricité LA BRESSE	457	122 781	39 600	0	83 180		98	12 090	95 368
S.I.C.A.E. CANTONS DE LA FERTÉ-ALAIS & LIMITROPHES	704	187 287	58 575	0	128 711		153	7 901	136 765
Coopérative d'Électricité VILLIERS SUR MARNE	96	41 452	7 930	0	33 522		0	0	33 522
S.I.C.A.E. VALLEE DU SAUSSERON	93	48 025	7 534	0	40 490		3 003	0	43 493
AXPO Solutions AG	19	2 517 482	2 438	305 893	2 209 151			7 500	2 216 651
BCM ENERGY						1 369 733		37 517	1 407 251
TotalEnergies GPL	274 172	33 995 137	26 186 025	1 232 164	6 576 948			450 182	7 027 130
ILEK							90 334		90 334
ENRGIA ENERGIE CATALANE (LLUM)							24		24
MINT							29 179		29 179
COMPARELEC							11 456		11 456
TotalEnergies Electricité et Gaz France						5 341 009	3 189 559	20 504	8 551 072
ENARGIA							3 323		3 323
ENERCOOP	28 789	3 407 841	2 757 136	68 434	582 270	884 239	61 288	112 191	1 639 988
CALEO							3 872		3 872
ENDESA ENERGIA SA						26 658 445		93 351	26 751 796
SAVE						175 498 282		490 141	175 988 423
ALSEN						6 105 625		23 282	6 128 906
Gaz de Bordeaux						20 199 891	10 772	68 673	20 279 336
SOCIETE EUROPEENNE DE GESTION DE L'ENERGIE						19 032 137		71 689	19 103 826
Gaz de Paris						17 387 215		31 362	17 418 577
VATTENFALL ÉNERGIES							74 713		74 713
PICOTY						2 858 635		15 455	2 874 090
GEG Source d'Energies						2 592 581		19 355	2 611 936
SOLVAY ENERGY SERVICES (ex RHODIA ENERGY)						13 727 727		44 881	13 772 608
Total Energie Gaz (Tegaz)							582 781		582 781
SOCIETE VALMY DEFENSE 17 SVD 17						19 759 083		88 693	19 847 776
ENGIE						412 829 270	7 249 151	1 218 990	421 297 411
GEDIA ENERGIES & SERVICES							17		17
Joul	190	51 271	54 039	0	-2 769	873 343	8 764	21 413	900 751
OUI ENERGY							1 898		1 898
PLUM ENERGIE						606 473		7 927	614 400
PROVIRIDIS SAS						6 630 705		32 406	6 663 111
REDEO ENERGIES SAS						42 422 316		168 339	42 590 655
SELFEE	1 240	306 322	118 039	0	188 283			3 920	192 203
Terreal						87 784		1 286	89 070
Total Gas& Power limited						5 380 950		22 666	5 403 616
Union des producteurs locaux d'électricité	13 612	1 443 368	1 231 912	32 056	179 400		10 770	15 694	205 864
TOTAL	3 429 064	524 601 273	323 221 712	7 419 823	193 959 738	787 566 868	12 705 297	11 017 646	1 005 249 548