

ANNEXE 3

Charges de service public de l'énergie constatées au titre de 2022 (CC'22)

Cette annexe présente les charges de service public de l'énergie constatées au titre de l'année 2022 pour les différents opérateurs concernés. Les charges prévisionnelles mises à jour au titre de 2022 ont été évaluées lors de la délibération annuelle précédente de la CRE en juillet 2022¹ et ont fait exceptionnellement l'objet d'une réévaluation en novembre 2022².

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 2022 ont été établies à partir des déclarations fournies par les opérateurs supportant des charges au 31 mars 2023 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 Polynésie française et Nouvelle-Calédonie ne sont pas assimilées aux ZNI.

Cette 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 2022 associées sont détaillées au sein de l'annexe 8 de la présente délibération.

Opérateurs ayant déclaré des charges constatées au titre de 2022

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 A) : EDF Obligation d'achat, les entreprises locales de distribution (ELD) et les organismes agréés. Ils peuvent être compensés des frais de gestion associés (section F).
- Les fournisseurs de gaz ou les ELD pour le soutien à l'injection de biométhane (section B). Ils peuvent également être compensés des frais de gestion associés (section F).
- Les charges de service public de l'énergie dans les ZNI (section C) 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.
- RTE supporte des charges liées au soutien à l'effacement de consommation d'électricité (section D).
- EDF, les ELD ainsi que les autres fournisseurs d'électricité et de gaz peuvent supporter des charges liées aux dispositifs sociaux (section E).

¹ Annexe 2 de la délibération de la CRE du 13 juillet 2022 relative à l'évaluation des charges de service public de l'énergie pour 2023.

² Annexe 2 de la délibération de la CRE du 3 novembre 2022 relative à la réévaluation des charges de service public de l'énergie pour 2023.

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

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.

SYNTHESE

Le montant total des charges de service public de l'énergie constatées au titre de 2022 s'élève à **1 542,0 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 2021, ainsi qu'avec la mise à jour de la prévision des charges au titre de 2022⁴ est fournie dans le Tableau 2.

Tableau 1 : Charges de service public de l'énergie constatées au titre de 2022

en M€	EDF	EDM	EEWF	Autres acteurs ZNI	RTE	Acheteur en dernier recours	ELD	Autres fournisseurs dont Organismes agréés	Charges au titre de 2022
Soutien ENR électrique en métropole	-1 530,1					0,0	-290,5	-33,9	-1 854,5
Eolien terrestre	-2 060,2					0,0	-237,1	-19,7	-2 317,0
Eolien en mer	-15,2					0,0	0,0	0,0	-15,2
Photovoltaïque	1 104,5					0,0	12,8	-13,0	1 104,3
Bio-énergies	-85,2					0,0	-33,6	0,0	-118,8
Autres énergies	-474,1					0,0	-32,6	-1,2	-507,8
Injection biométhane	0,0					0,0	1,8	76,9	78,7
Soutien en ZNI⁽¹⁾	2 333,3	143,5	9,3	0,0					2 486,0
Transition énergétique	536,1	11,8	0,0	0,0					547,9
Mécanismes de solidarité	1 797,2	131,7	9,3	0,0					1 938,2
Cogénération et autres moyens thermiques	640,3					0,0	14,1	5,5	659,9
Effacement					72,0				72,0
Dispositifs sociaux⁽²⁾	23,7	0,03					1,0	9,6	34,4
Compensation FSL	19,0	0,03					0,7	5,2	24,9
Afficheur déporté	1,1						0,1	0,7	1,8
Autres	3,7	0,0					0,2	3,8	7,7
Frais divers	58,5					0,0	3,8	3,1	65,4
Frais de gestion	58,5					0,0	3,8	3,1	65,4
	1 525,6	143,5	9,3	0,0	72,0	0,0	-269,8	61,3	1 542,0

(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 prévisionnelles et constatées au titre de 2022 et constatées au titre de 2021

en M€	Charges constatées au titre de 2022	Charges constatées au titre de 2021 ⁽¹⁾	Evolution 2022-2021		Charges prévues mises à jour au titre de 2022	Evolution 2022-2022 reprév	
			en M€	en %		en M€	en %
Soutien ENR électrique en métropole	-1 854,5	2 963,9	-4 818,4	-163%	-11 897,6	10 043,1	84%
Eolien terrestre	-2 317,0	199,5	-2 516,5	-1262%	-9 370,1	7 053,0	75%
Eolien en mer	-15,2	0,0	-15,2	0%	-169,0	153,8	91%
Photovoltaïque	1 104,3	2 286,4	-1 182,0	-52%	-706,6	1 811,0	256%
Bio-énergies	-118,8	503,4	-622,2	-124%	-747,6	628,8	84%
Autres énergies	-507,8	-25,4	-482,5	-1902%	-904,3	396,5	44%
Injection biométhane	78,7	221,6	-142,9	-64%	-112,2	190,9	170%
Soutien en ZNI	2 486,0	2 224,3	261,7	12%	2 549,2	-63,2	-2%
Transition énergétique	547,9	588,0	-40,2	-7%	592,6	-44,7	-8%
Mécanismes de solidarité	1 938,2	1 636,3	301,9	18%	1 956,6	-18,5	-1%
Cogénération et autres moyens thermiques	659,9	653,8	6,0	1%	286,0	373,8	131%
Effacement	72,0	13,1	58,9	448%	86,6	-14,6	-17%
Dispositifs sociaux	34,4	29,0	5,5	19%	36,3	-1,8	-5%
Compensation FSL	24,9	24,1	0,8	3%	24,6	0,4	1%
Afficheur déporté	1,8	0,0	1,8	0%	4,7	-2,8	-60%
Autres	7,7	4,8	2,8	59%	7,1	0,6	9%
Frais divers	65,4	57,2	8,2	14%	68,1	-2,7	-4%
Frais de gestion	65,4	57,2	8,2	14%	68,1	-2,7	-4%
	1 542,0	6 163,0	-4 621,1	-75%	-8 983,6	10 525,6	117%

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

⁴ Délibération de la CRE n° 2022-272 du 3 novembre 2022 relative à la réévaluation des charges de service public de l'énergie pour 2023.

Évolution par rapport aux charges prévisionnelles mises à jour au titre de 2022

Les charges constatées au titre de 2022 sont supérieures de **10 525,6 M€** par rapport à la mise à jour de la prévision effectuée au titre de cette même année, effectuée en novembre 2022.

Les principales explications de cet écart sont les suivantes :

- (hausse) Cette hausse majeure est principalement portée par la hausse de 10 043,1 M€ (84 %) des charges liées aux énergies renouvelables électriques en métropole continentale. Elle s'explique essentiellement par la forte baisse des prix de gros de l'électricité considérés pour l'établissement des charges. Ainsi, pour l'obligation d'achat, le coût évité unitaire moyen passe de 249,2 €/MWh à 172,8 €/MWh, soit une baisse de - 76,4 €/MWh en moyenne.
- (hausse) Les charges liées à la cogénération au gaz naturel en métropole continentale augmentent aussi fortement, de **373,8 M€ (131 %)** sous le même effet. La hausse est cependant légèrement atténuée par la baisse des prix du gaz qui entraînent la baisse du coût d'achat pour cette filière.
- (hausse) S'agissant de l'obligation d'achat du biométhane injecté, la hausse de 190,9 M€ est principalement due à la baisse des prix de gros du gaz (- 21 €/MWh en moyenne), entraînant un coût évité plus faible.
- (baisse) La baisse des charges dans les ZNI (- 63,2 M€) est due à plusieurs facteurs, certains haussiers, d'autres baissiers :
 - (baisse) Les surcoûts d'achat ENR d'EDF SEI via des contrats d'obligation d'achat sont en baisse par rapport à la mise à jour de la prévision (- 62,4 M€). Cette baisse est principalement due à une prévision trop optimiste du niveau de production d'origine photovoltaïque et par une facturation tardive des derniers mois de l'année, qui sera comptabilisée l'année prochaine ;
 - (hausse) La hausse des dépenses d'EDF en ZNI pour les actions de MDE (+ 26,1 M€) compense en partie cette baisse. Elle s'explique par la progression des cadres de compensation en 2022 dans les différents territoires (en Guadeloupe et à La Réunion) conduisant à des volumes de primes MDE octroyées plus importants qu'initialement prévus par EDF SEI au regard de la tendance précédemment constatée.

*

Évolution par rapport aux charges constatées au titre de 2021

Les charges constatées au titre de 2022 sont inférieures de **- 4 621,1 M€** au montant des charges constatées au titre de 2021.

Les principales explications de cet écart sont les suivantes :

- (baisse) Cette baisse majeure est principalement portée par la baisse de - 4 818,4 M€ (- 163 %) des charges liées aux énergies renouvelables électriques en métropole continentale. Elle s'explique essentiellement par des niveaux de prix de gros de l'électricité très supérieurs en 2022 à ceux observés en 2021, dans un contexte de crise des prix de gros de l'énergie. Ainsi, pour l'obligation d'achat, le coût évité unitaire moyen passe de 85,1 €/MWh à 172,8 €/MWh, soit + 87,7 €/MWh en moyenne.
- (hausse) Les charges liées à la cogénération au gaz naturel en métropole continentale connaissent une **faible augmentation, de 6 M€**, due à l'augmentation du coût d'achat des cogénérations, du fait de l'augmentation des prix de gros du gaz pour les mêmes raisons. Cependant, cette hausse est modérée par les niveaux élevés de prix de gros de l'électricité.
- (baisse) Malgré un fort développement de la filière du biométhane injecté (+ 56 % en termes de volume acheté), la hausse des prix de gros du gaz (environ + 51 €/MWh en moyenne) entraîne une hausse du coût évité, et donc une baisse global des charges de la filière.
- (hausse) La hausse des charges en ZNI (+ 261,7 M€) est portée par la hausse des charges liées à la sous-action Mécanismes de solidarité (+ 301,9 M€) du fait d'une plus forte production des groupes thermiques liée à une moindre production hydraulique dans la plupart des territoires, couplée à une hausse des cours mondiaux des combustibles (fioul, charbon) et des coûts d'acquisition des quotas de CO₂ pendant l'année 2022.
- (baisse) La baisse des charges liées à la transition énergétique dans les ZNI (- 40,2 M€) est due à plusieurs facteurs :
 - (hausse) les surcoûts d'achat d'électricité renouvelable par EDF SEI sont en hausse par rapport à 2021 (+ 37,1 M€) ce qui s'explique principalement par la hausse des achats de la filière biomasse

en Guyane consécutive à la mise en service d'une nouvelle installation en 2022 et à la hausse des cours mondiaux de la biomasse (+ 39,4 M€) ;

- (baisse) la baisse des surcoûts de production renouvelable d'EDF en ZNI (- 55,1 M€) est la conséquence d'une hausse des recettes tarifaires en 2022 (+ 52 M€) induite par la hausse des tarifs de vente du 1^{er} février 2022.

SOMMAIRE

A. SOUTIEN AUX ÉNERGIES RENOUVELABLES ÉLECTRIQUES, À LA COGÉNÉRATION AU GAZ NATUREL ET AUX AUTRES MOYENS THERMIQUES EN MÉTROPOLÉ CONTINENTALE	7
A.1 Soutien à la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables et de cogénération au gaz naturel et d'autres moyens thermiques au périmètre d'EDF en métropole continentale	7
A.2 Surcoûts d'achat pour les entreprises locales de distribution et les organismes agréés au titre de 2022	19
A.3 Bilan	23
B. SOUTIEN À L'INJECTION DE BIOMÉTHANE	24
B.1 Coût d'achat constaté au titre de 2022	24
B.2 Coût évité constaté au titre de 2022	25
B.3 Surcoût d'achat constaté	26
B.4 Valorisation des garanties d'origine	26
B.5 Charges constatées au titre de 2022	26
C. SOUTIEN EN ZNI	28
C.1 Surcoûts de production supportés par les opérateurs historiques dans les zones non interconnectées	29
C.2 Surcoûts liés aux contrats d'achat d'électricité dans les zones non interconnectées	35
C.3 Surcoûts liés aux contrats de stockage dans les zones non interconnectées	39
C.4 Charges liées aux actions de MDE dans les zones non interconnectées	41
C.5 Coûts liés aux études mentionnées dans les PPE	43
C.6 Coûts de développement de projets reconnus d'intérêt public	43
C.7 Synthèse des charges en ZNI au titre de 2022	43
D. SOUTIEN AUX EFFACEMENTS	44
D.1 Contexte juridique	44
D.2 Montant des charges constatées au titre de 2022	44
E. DISPOSITIFS SOCIAUX	45
E.1 Charges liées aux dispositifs sociaux – électricité	45
E.2 Charges liées aux dispositifs sociaux – gaz	47
E.3 Bilan des charges liées aux dispositifs sociaux	48
F. FRAIS DIVERS - COÛTS LIÉS À LA CONCLUSION ET À LA GESTION DES CONTRATS D'OBLIGATION D'ACHAT ET DE COMPLÉMENT DE RÉMUNÉRATION EN MÉTROPOLÉ CONTINENTALE (ELECTRICITE ET GAZ)	49
G. DETAILS DES CHARGES DE SERVICE PUBLIC CONSTATEES AU TITRE DE 2022 PAR LES OPERATEURS AUTRES QU'EDF, EDM, EEWf, RTE	51

A. 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 » éventuelles est ajouté aux charges de service public constatées pour l'acqureur.

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

A.1.1 Evolution du parc de production soutenu

L'évolution des quantités d'énergie soutenues et des montants versés aux producteurs d'électricité à partir d'énergies renouvelables et de cogénération 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 anciens. 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 le contexte de crise des prix de gros en 2022, la CRE a constaté 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, 4,2 GW 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 courant 2022. Ces résiliations de contrat concernent principalement les filières éolienne et hydraulique à hauteurs respectives de 2,4 GW et 0,9 GW mais touchent la plupart des filières de production. Les contrats concernés sont principalement 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). Ce phénomène implique une baisse de l'énergie produite par le parc soutenu en 2022⁵. En revanche, la baisse de puissance associée n'est pas captée dans les chiffres exposés ci-dessous. Ces puissances comprennent encore les contrats ayant fait l'objet de résiliations anticipées, dans la mesure où il s'agit de la somme des puissances des contrats ayant été soutenus au cours de l'année 2022 et non de la puissance installée du parc à fin 2022. Cela impacte cependant l'énergie produite au cours de l'année 2022.

Ainsi, la quantité constatée d'énergie soutenue en 2022 s'élève à 63,8 TWh : elle est en baisse par rapport à 2021 (- 0,6 TWh, soit - 0,9 %). En revanche, la puissance des installations soutenues en 2022 augmente par rapport à 2021 (+ 2,0 GW, soit + 5,4 %), pour s'établir à 38,1 GW en 2022. Outre l'effet des résiliations anticipées mentionné ci-dessus, cette compensation en puissance et non en énergie s'explique également par le fait que les nouveaux contrats soutenus en cours d'année ont un apport immédiat en puissance et partiel en production sur l'année civile.

Tableau 3 : Puissance et énergie des installations soutenues en 2022 par EDF en métropole (obligation d'achat et complément de rémunération cumulés)

		Total	Cogéné- ration au gaz naturel	CCG	Hydrau- lique	Eolien à terre	Eolien en mer	Incinéra- tion	Biogaz	Biomasse	PV	Autres
Energie soute- nue (TWh)	2021	64,4	6,9	0,0	5,8	31,6	0	1,6	2,8	3,0	12,4	0,3
	2022	63,8	6,4	0,0	4,1	30,2	0,3	1,0	2,6	2,8	16,2	0,2
	2021	36,1	2,7	0,4	1,9	16,3	0	0,5	0,5	0,7	12,9	0,2

⁵ En revanche, la baisse de puissance associée n'est pas captée dans les chiffres exposés ci-dessous : en effet, les puissances affichées par filière comprennent encore les contrats ayant fait l'objet de résiliations anticipées, dans la mesure où il s'agit de la somme des puissances des contrats ayant fait l'objet d'un soutien au cours de l'année 2022 et non de la puissance installée du parc faisant l'objet d'un soutien à fin 2022.

Puis- sance soute- nue (GW)	2022	38,1	2,6	0,4	1,9	16,6	0,5	0,5	0,5	0,7	14,3	0,1
---	------	------	-----	-----	-----	------	-----	-----	-----	-----	------	-----

La puissance du **parc éolien terrestre** soutenu atteint 16,6 GW, en hausse de 0,3 GW (+ 2 %) par rapport à 2021. L'énergie produite par la filière éolienne terrestre s'établit cependant à 30,2 TWh. La production est en recul de 1,4 TWh, soit - 4 % par rapport à l'année 2021, la baisse du facteur de charge s'expliquant par le fait que 2022 a été une année particulièrement peu venteuse et par le fort impact des résiliations anticipées ayant pris effet en 2022 (2,4 GW) pour cette filière. Avec un poids majeur dans la production soutenue (environ la moitié), la filière éolienne terrestre porte environ un tiers de la baisse de la production sur le périmètre EDF.

L'année 2022 est également la première année de soutien à la filière **éolienne en mer**, avec la mise en service au second semestre du parc de Saint-Nazaire, pour une puissance de 480 MW.

La puissance du **parc photovoltaïque** augmente de 1,4 GW, soit + 11 %, entre 2021 et 2022 pour s'élever à 14,3 GW. L'évolution observée s'agissant de l'énergie produite est encore supérieure, avec une augmentation de 31 % pour s'établir à 16,2 TWh, traduisant ainsi une hausse du facteur de charge du parc photovoltaïque. Celui-ci représente en 2022 25 % de l'énergie soutenue et 38 % du parc installé.

La filière **cogénération au gaz naturel** connaît une baisse de 8 % de l'énergie soutenue, pour atteindre 6,4 TWh en 2022, tandis que sa puissance diminue dans une moindre mesure de 5 % pour une puissance de 2,6 GW en 2022. Cette baisse de production peut notamment s'expliquer par les résiliations et l'arrivée à échéance de contrats au cours de l'année 2022, ce qui représente environ 16 % de la puissance installée en 2021.

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 de 1,9 GW connaît une évolution négligeable entre 2021 et 2022. En revanche, sa production enregistre une baisse conséquente de 29 % en 2022 par rapport à 2021 pour s'établir à 4,1 TWh, du fait notamment du phénomène de sécheresse en 2022 et de l'effet des nombreuses résiliations anticipées, comme mentionné ci-dessus, pour cette filière.

La puissance de la **filière biomasse bois-énergie** soutenue enregistre une baisse de 5 % passant de 740 à 710 MW, baisse qui se répercute sur l'énergie produite, s'élevant à 2,8 TWh en 2022 (- 7 %). Cela met fin à deux années de forte augmentation de la puissance de cette filière (+ 21 % en 2020 puis + 14 % en 2021).

La puissance de la **filière biogaz** soutenue reste très stable 487 MW (+ 0,4 %) mais l'énergie soutenue baisse de - 8 %, pour atteindre 2,8 TWh en 2022.

La filière **incinération d'ordures ménagères** poursuit sa baisse en énergie (- 37 % par rapport à 2021 avec une production de 1 TWh) et en puissance soutenue (- 4 % par rapport à 2021 pour s'établir à 469 MW) en 2022. L'importante baisse en production est due au fait qu'environ 80 % de la puissance installée voit son soutien arriver à échéance ou être résilié au cours de l'année 2022, et principalement au second semestre.

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

A.1.2 Surcoûts liés aux contrats d'achat

Les surcoûts d'achat en 2022 sont engendrés par les contrats d'achat suivants :

- les contrats ouvrant droit l'obligation d'achat (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 »).

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

Pour affiner son appréciation sur le droit à compensation des contrats déclarés, la CRE a vérifié, comme les années précédentes, la cohérence des données physiques (puissance contractuelle et productibles mensuels déclarés) et des prix d'achat pratiqués (prime fixe, rémunération proportionnelle et rémunération complémentaire en

application des arrêtés tarifaires en vigueur et des conditions prévues par les cahiers des charges des appels d'offres) sur l'ensemble des contrats déclarés.

La CRE ne prend pas en compte le coût d'achat exposé si le contrat d'achat correspondant n'est pas signé ou si une incertitude demeure sur la conformité de ce coût avec le contrat signé. Le nombre de contrats traités est toujours en très forte croissance (de 4 500 en 2007 à 374 000 en 2018, 396 000 en 2019, 419 000 en 2020, 446 000 en 2021 et 488 147 en 2022). 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 permet 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 124 contrats qui ont permis d'expliquer les écarts observés par la CRE et de répondre à ses interrogations. Des corrections ayant un impact financier ont été apportées pour 4 d'entre eux.

Les quantités d'électricité et coûts d'achat retenus par la CRE en métropole continentale pour 2022 sont détaillés dans le Tableau 4.

Tableau 4 : Quantités d'électricité et coûts d'achat retenus par la CRE pour 2022

	Cogénération gaz	Cogénération gaz dispatchable	Hydraulique	Eolien à terre	Eolien en mer	Incinération	Biogaz	Biomasse	Photovoltaïque	Autres*	TOTAL
Janvier (GWh)	99,9	1 323,6	618,5	2 000,0	0,0	130,2	242,6	214,4	764,3	15,0	5 408,6
Février (GWh)	90,1	1 127,8	495,3	3 344,0	0,0	115,8	214,1	222,1	748,5	23,8	6 381,4
Mars (GWh)	61,5	765,8	513,8	2 175,3	0,0	129,1	236,4	206,7	859,7	16,5	4 964,8
Avril (GWh)	0,0	181,4	601,0	2 176,4	0,0	80,4	222,6	242,5	959,9	19,3	4 477,5
Mai (GWh)	0,0	91,2	551,6	1 264,0	0,0	111,7	220,9	298,2	1 205,6	15,9	3 750,0
Juin (GWh)	0,0	67,8	341,4	1 084,5	0,0	95,3	207,9	217,1	1 243,3	15,4	3 272,6
Juillet (GWh)	0,0	70,8	134,6	1 056,1	5,1	94,4	207,6	177,3	1 486,3	11,2	3 243,5
Août (GWh)	0,0	80,8	100,5	1 122,8	16,2	69,0	203,2	188,9	1 315,2	16,0	3 112,6
Septembre (GWh)	0,0	122,9	106,1	1 215,1	22,8	70,5	202,2	244,0	1 250,8	12,5	3 246,8
Octobre (GWh)	0,0	119,0	132,1	1 688,5	34,0	39,2	213,1	174,1	996,9	15,2	3 412,1
Novembre (GWh)	63,8	765,2	197,9	2 272,6	52,3	32,3	191,8	169,6	866,9	16,4	4 628,7
Décembre (GWh)	68,1	1 201,0	289,6	2 087,8	161,5	26,7	199,4	178,9	716,0	14,7	4 943,7
Quantités (GWh)	383,4	5 917,3	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)	900,7	5 950,8	5 761,0	25 419,1	0,0	1 572,4	2 779,7	2 755,6	11 282,2	288,8	56 710,3
Quantités retenues en 2020** (GWh)	1 439,1	5 539,6	6 114,3	31 049,8	0,0	1 602,3	2 583,8	2 391,3	10 850,9	310,1	61 881,3
Coût d'achat (M€)	117,7	1 956,1	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€)	181,5	1 357,6	483,3	2 303,3	0,0	93,5	475,1	408,0	3 049,3	26,3	8 378,0
Coût d'achat retenu en 2020** (M€)	177,7	791,9	499,0	2 806,4	0,0	95,3	434,1	354,3	3 036,3	27,8	8 222,8
Coût d'achat unitaire (€/MWh)	307,1	330,6	90,7	92,7	169,6	60,8	185,8	157,0	262,3	88,6	170,9
Coût d'achat retenu en 2021** (€/MWh)	201,6	228,1	83,9	90,6	-	59,5	170,9	148,1	270,3	91,1	147,7
Coût d'achat retenu en 2020** (€/MWh)	123,5	142,9	81,6	90,4	-	59,5	168,0	148,2	279,8	89,6	132,9

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

** Les quantités et les coûts d'achats total et unitaire 2020 et 2021 tiennent compte des reliquats retenus dans l'annexe 4 (hors indemnités de résiliation au titre de 2021)

Le volume d'énergie acheté sous obligation d'achat baisse de 5,9 TWh en 2022 par rapport à 2021, soit - 10 %, pour atteindre **50,9 TWh**. En revanche, le coût d'achat progresse de 3,7 % et s'établit à **8 691,6 M€**.

L'évolution globale du volume d'énergie acheté s'explique principalement par trois facteurs :

- les résiliations anticipées ayant impacté toutes les filières, avec un impact prononcé sur les filières éolienne terrestre, hydraulique et incinération, qui voient des baisses de production respectives de - 3,9 TWh (soit - 15 %), - 1,7 TWh (soit - 29 %) et - 0,6 TWh (soit - 37 %) ;
- des conditions météorologiques défavorables qui ont notamment affecté la production des filières éolienne terrestre et hydraulique ;
- le développement de la filière photovoltaïque qui connaît une progression de sa production soutenue en 2022 (+ 1,1 TWh) sous l'effet d'un fort développement sous obligation d'achat d'installations de petite taille (puissance installée inférieure à 100 kWc).

Malgré la baisse du volume d'énergie total acheté de 10 %, le coût d'achat global progresse de 4 % : ceci s'explique par une forte hausse du coût d'achat unitaire moyen, de + 16 %, pour s'établir à 170,9 €/MWh. Cette hausse est surtout causée par la très forte augmentation du coût d'achat unitaire de la cogénération au gaz naturel (de 225 €/MWh en 2021 à 329 €/MWh en 2022 soit + 47 %) en raison de l'augmentation des prix de gros du gaz et des prix du CO₂.

Le coût d'achat unitaire a aussi augmenté sur la majeure partie des autres filières mais dans une moindre mesure (de 137 €/MWh à 149 €/MWh soit + 8 %). Deux effets peuvent notamment expliquer cette augmentation globale :

- les résiliations anticipées et l'arrivée à échéance de contrats dont le coût d'achat unitaire était plus faible ;
- l'impact de l'indexation des tarifs d'achat sur les prix à la production et le coût du travail notamment, même s'il est relativement différé car l'indexation des tarifs se fait a posteriori, donc la forte augmentation des indices d'indexation en 2022 se verra d'autant plus en 2023.

En revanche, le coût d'achat unitaire de la filière photovoltaïque poursuit sa décroissance, du fait de la mise en service d'installation ayant un coût d'achat plus faible que la moyenne historique.

S'agissant des contrats d'achat photovoltaïques concernés par la révision de leur tarif⁶, la CRE a effectué les calculs des charges constatées sur la base des déclarations effectuées par EDF, à partir des montants effectivement facturés aux producteurs en 2022.

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

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

Du fait de l'abrogation de l'arrêté dit « S17 », remplacé par l'arrêté dit « S21 » du 6 octobre 2021, EDF a perçu en 2022 seulement 2 cautions et en a remboursé 6 270. Le montant venant s'ajouter aux charges de service public d'EDF au titre de 2022 s'élève ainsi à - 5,4 M€.

Recettes liées aux indemnités de résiliation de contrats d'achat

Entre janvier 2022 et février 2023, EDF a encaissé des indemnités de résiliations de 22 contrats à hauteur de 1,6 M€ qui viennent diminuer les charges de service public d'EDF au titre de 2022.

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 mène une démarche de fiabilisation de ces opérations et met en place des contrôles, notamment concernant le respect du préavis de résiliation, qui n'a pas été respecté par certains producteurs.

A.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 est détaillée dans la délibération du 29 juin 2023⁷. Une distinction est faite entre le coût évité par la production quasi certaine et celui évité par la production dite aléatoire :

- Le coût évité par la production quasi certaine en 2022 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.
- 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 29 juin 2023 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 infrajournaliers 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.

⁶ En application de l'article 225 de la loi n° 2020-1721 du 29 décembre 2020 de finances pour 2021, du décret n° 2021-1385 du 26 octobre 2021 et de l'arrêté du 26 octobre 2021 relatifs à la révision de certains contrats de soutien à la production d'électricité d'origine photovoltaïque.

⁷ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 29 juin 2023 portant décision sur la méthodologie d'évaluation des charges de service public de l'énergie en métropole continentale.

Des méthodologies d'évaluation particulières sont prévues pour la filière photovoltaïque, les cogénérations dispatchables et les contrats hydrauliques dont la rémunération est horosaisonnalisée. Le coût évité pour ces filières est présenté dans les paragraphes suivants.

Pour l'année 2022, le coût évité global pour l'énergie produite s'élève ainsi à **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 2022, établie dans la délibération de la CRE du 15 décembre 2021⁸, est indiquée dans le Tableau 5.

Tableau 5 : Puissance quasi certaine retenue pour 2022

	Puissance quasi certaine (MW)
Ruban de base	2 700
Surplus de production du premier trimestre	2 100
Surplus de production novembre	1 800
Surplus de production décembre	1 800

La délibération méthodologique du 28 novembre 2019 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.

L'année 2022 étant 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.

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 2020 et 2021 ;
- pour le produit « Q1 », au cours de l'année 2021 ;
- et pour les produits « M11 » et « M12 », au cours du deuxième semestre de l'année 2022.

Tableau 6 : Prix retenus pour la valorisation de la puissance quasi certaine pour 2022, en €/MWh

Ruban	1 ^{er} trimestre (Q1)	Novembre (M11)	Décembre (M12)
69,00	137,07	846,86	797,64

Ainsi, le coût évité par la production quasi certaine, correspondant à 30,8 TWh, est de **4 419,2 M€**. A titre de comparaison, en 2021, la production quasi certaine correspondait à 19,4 TWh, valorisée à 1 392,7 M€.

Le produit « Ruban de base » a fait l'objet d'une valorisation en 2020 et 2021 : si les prix de vente de ce produit ont augmenté au second semestre de l'année 2021 concomitamment au début de la crise des prix de gros de l'énergie, la majeure partie du volume avait déjà été vendue précédemment, notamment durant la période de la pandémie du Covid-19 où les prix de gros étaient plus faibles. Les prix moyens des produits « Q1 », « M11 » et « M12 » sont habituellement plus élevés que celui du « Ruban de base », s'agissant de mois d'hiver. Toutefois, l'écart observé ici est directement lié aux périodes de mise en vente de ces différents produits.

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 facturée pour chacune des filières (cf. Tableau X), pour une valorisation détaillée dans le Tableau Y.

⁸ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 15 décembre 2021 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

Tableau X : Répartition des volumes quasi certains entre les différentes filières

Mois	Solaire	Eolien	Cogénération	Hydraulique	Incinération	Biogaz	Biomasse	Autres	Toute filière
	(GWh)	(GWh)	(GWh)	(GWh)	(GWh)	(GWh)	(GWh)	(GWh)	(GWh)
Janvier	505	1 321	940	408	86	160	142	10	3 571
Février	378	1 690	616	250	59	108	112	12	3 226
Mars	618	1 563	594	369	93	170	148	12	3 566
Avril	414	945	79	261	35	97	105	8	1 944
Mai	644	675	49	295	60	118	159	8	2 009
Juin	739	644	40	203	57	123	129	9	1 944
Juillet	921	657	44	83	58	129	110	7	2 009
Août	849	735	52	65	45	131	122	10	2 009
Septembre	749	741	74	64	42	121	146	8	1 944
Octobre	588	1 015	70	78	23	126	103	9	2 012
Novembre	607	1 627	580	139	23	134	119	11	3 240
Décembre	485	1 523	859	196	18	135	121	10	3 348
Total 2022	7495	13138	3997	2411	597	1552	1516	115	30 821

Tableau Y : Valorisation des volumes quasi certains entre les différentes filières

Mois	Solaire	Eolien	Cogénération	Hydraulique	Incinération	Biogaz	Biomasse	Autres	Toute filière
	M€	M€	M€	M€	M€	M€	M€	M€	M€
Janvier	49,9	130,4	92,8	40,3	8,5	15,8	14,0	1,0	353
Février	37,4	167,0	60,8	24,7	5,8	10,7	11,1	1,2	319
Mars	61,0	154,4	58,7	36,5	9,2	16,8	14,7	1,2	352
Avril	28,6	65,2	5,4	18,0	2,4	6,7	7,3	0,6	134
Mai	44,5	46,6	3,4	20,3	4,1	8,1	11,0	0,6	139
Juin	51,0	44,5	2,8	14,0	3,9	8,5	8,9	0,6	134
Juillet	63,5	45,4	3,0	5,8	4,0	8,9	7,6	0,5	139
Août	58,6	50,7	3,6	4,5	3,1	9,1	8,4	0,7	139
Septembre	51,7	51,1	5,1	4,4	2,9	8,4	10,1	0,5	134
Octobre	40,6	70,1	4,8	5,4	1,6	8,7	7,1	0,6	139
Novembre	230,7	618,6	220,6	52,7	8,6	51,0	45,1	4,4	1 232
Décembre	174,8	549,1	309,8	70,7	6,5	48,7	43,7	3,6	1 207
Total 2022	892	1993	771	297	61	201	189	15	4 419

Coût évité par la production aléatoire relevant du cas général

Dans le cas général, le coût évité est calculé par référence à la moyenne mensuelle de la référence de prix court terme. Pour la filière éolienne (à terre et en mer), le coût évité est calculé à partir de la moyenne des prix de court terme pondérée au pas horaire par la part aléatoire des volumes éoliens produits sur le même pas de temps. Cette dernière se définit comme la différence entre le volume produit par les installations éoliennes suivant le profil $\text{éCO}_2\text{mix}^9$ au pas horaire et le volume quasi certain affecté à l'éolien.

Le coût évité par la production aléatoire relevant du cas général (hors contrats photovoltaïques, contrats à différenciation horosaisonnaire et cogénérations fonctionnant en mode « dispatchable ») s'élève à **2 515,0 M€**. Ce montant est détaillé dans le Tableau 7.

⁹ Les données de production utilisées à cette fin sont celles publiées par RTE sur son site $\text{éCO}_2\text{mix}$ (<https://www.rte-france.com/eco2mix>).

Tableau 7 : Prix de marché court terme mensuels et coût évité à EDF sur les marchés court terme par les contrats d'achat en 2022 (hors contrats photovoltaïques, contrats horosaisonnalisés et cogénérations « dispatchables »)

Mois	Prix mensuel aléatoire	Quantité aléatoire hors éolien	Prix pondéré aléatoire éolien	Quantité aléatoire éolienne	Coût évité
	(€/MWh)	(GWh)	(€/MWh)	(GWh)	(M€)
Janvier	211,24	382	120,77	679	162,7
Février	183,63	505	149,03	1 654	339,2
Mars	300,01	293	258,71	613	246,3
Avril	221,65	583	241,22	1 231	426,4
Mai	191,31	513	181,96	589	205,2
Juin	261,65	333	210,93	440	180,1
Juillet	343,21	231	296,99	404	199,4
Août	433,21	200	332,85	404	220,9
Septembre	361,42	246	303,69	497	239,9
Octobre	179,11	231	103,22	707	114,4
Novembre	201,95	194	115,45	698	119,8
Décembre	284,60	235	-8,50	726	60,8
Total 2022	247,86	3 947	177,83	8 641	2 515,0

Comme expliqué précédemment, les niveaux de puissance quasi certaine ont été fortement réhaussés en 2022, avec un quasi doublement par rapport 2021. Cela implique donc mécaniquement une baisse prononcée des volumes aléatoires qui sont 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 2021, 13 TWh de production éolienne et 5,5 TWh de production hors éolien ont été valorisés sur les marchés court terme contre respectivement 8,6 TWh et 3,9 TWh en 2022.

Cependant, le coût évité aléatoire de ces filières est en forte augmentation (2 515 M€ en 2022 contre 1 621 M€ en 2021) du fait de l'effet prix. En effet, les prix de marché de gros ont connu des niveaux très élevés en 2022, ce qui se répercute dans le prix de valorisation moyen capturé par ces filières : 177,83 €/MWh pour la filière éolienne en 2022 contre 84,37 €/MWh en 2021 ; 247,86 €/MWh pour les autres filières en 2022 contre 94,19 €/MWh en 2021.

Il convient de noter que la part aléatoire de la filière éolienne capture des prix plus faibles que le reste de la production, avec même un prix court-terme négatif en décembre. Cela est lié au profilage réalisé au sein du mois pour la production éolienne, contrairement aux autres filières. En effet, le profil de production éolien amène sur certains pas de temps à considérer une puissance totale inférieure à la part quasi certaine, donc une puissance aléatoire négative. En décembre, l'indice de prix négatif traduit ainsi que la valorisation sur les pas de temps où la puissance aléatoire est positive est inférieure à la valorisation sur les pas de temps où la puissance aléatoire est négative, et ce, malgré le fait que l'énergie aléatoire est positive au global sur le mois. Cela peut notamment s'expliquer par le fait que les prix de gros sont comparativement plus faibles lorsque la production éolienne est plus importante.

Coût évité par la production aléatoire photovoltaïque

La méthode de calcul du coût évité constaté par la production photovoltaïque vise à prendre en compte, tout comme pour l'éolien, les caractéristiques spécifiques de la production photovoltaïque. Pour la filière photovoltaïque, le coût évité est également calculé à partir de la moyenne des prix de court terme pondérée au pas horaire par la part aléatoire des volumes photovoltaïques produits sur le même pas de temps. Cette dernière se définit comme la différence entre le volume produit par les installations photovoltaïques suivant le profil PRD3 ajusté à la météorologie (profil utilisé par les gestionnaires de réseaux) et le volume quasi certain affecté au solaire. En effet, dans la mesure où la nouvelle méthodologie de calcul de la puissance quasi certaine prend en compte le foisonnement de toutes les filières du parc soutenu, la filière photovoltaïque se voit pour la première fois affecter une part quasi certaine.

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

Le coût évité par la production aléatoire photovoltaïque en 2022 s'élève ainsi à **1 188,8 M€**. Ce montant est détaillé dans le Tableau 8.

Tableau 8 : Prix de référence et coût évité à EDF sur les marchés court terme par les contrats d'achat photovoltaïques en 2022

	Facturation mensuelle		Facturation semestrielle		Facturation annuelle		
Mois	Prix de référence	Quantité	Prix de référence	Quantité	Prix de référence	Quantité	Coûts évités
	(€/MWh)	(GWh)	(€/MWh)	(GWh)	(€/MWh)	(GWh)	M€
Janvier	238,64	107	-8,31	102	-143,23	50	17,6
Février	181,84	193	164,92	108	17,75	69	54,2
Mars	192,61	137	9,98	62	-332,92	43	12,7
Avril	189,26	357	239,99	113	86,18	69	100,8
Mai	169,23	378	251,27	125	120,61	58	102,5
Juin	216,09	311	128,38	141	43,42	53	87,6
Juillet	479,86	342	58,23	169	-19,90	55	173,0
Août	501,06	271	-27,74	152	-97,48	43	127,3
Septembre	406,33	241	216,69	202	163,13	59	151,3
Octobre	154,86	168	498,20	180	442,04	61	142,7
Novembre	171,99	82	600,35	135	472,13	44	115,6
Décembre	435,38	61	511,61	126	287,32	44	103,7
Total 2022	283,31	2649	234,55	1615	91,78	648	1188,8

Coût évité par la production aléatoire des installations hydrauliques horosaisonnalisées

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

Le coût évité doit être calculé par poste horosaisonnier. À cette fin, le calcul est fondé sur les valeurs horaires des prix de court terme, qui sont moyennées au pas mensuel selon les différentes périodes horosaisonnières. Le coût évité aléatoire correspondant pour l'année 2022 est égal à **509,0 M€**.

Coût évité par la production aléatoire des installations de cogénération au gaz naturel fonctionnant en mode « dispatchable » ou fonctionnant en dehors des périodes d'appel

Le basculement en mode « dispatchable » d'une installation de cogénération traduit la mise à disposition de capacité au bénéfice du système électrique à la suite d'appels par EDF. L'énergie produite participe au passage de périodes de pointe. Le calcul du coût évité par ces installations nécessite donc de distinguer les achats effectués avant et après passage en mode dispatchable.

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

Les achats effectués auprès des installations de cogénération ayant fonctionné pendant au moins un mois de l'année en mode « dispatchable » ou ayant produit en dehors des périodes d'appel s'élèvent à 5 917 GWh, pour un montant d'achat retenu de 1 956,2 M€.

Le calcul du coût évité correspondant diffère selon le mode de fonctionnement des installations pendant les différents mois de l'année. En effet, les producteurs peuvent choisir le mode « dispatchable » ou non.

En mode « dispatchable » :

- Les installations peuvent être appelées par EDF, pour fonctionner pendant 24h à partir du jour suivant à 7h. Le calcul du coût évité par les achats correspondants ne peut s'effectuer à partir du mécanisme d'ajustement, dans la mesure où les contraintes d'appel afférentes aux installations de cogénération (préavis, montée en charge, durée minimale d'appel) ne permettent pas à EDF d'utiliser ces dernières sur ce mécanisme. Le coût évité est donc calculé, pour chacune de ces installations, à partir du prix court terme moyen sur les périodes d'appel correspondantes.
- Les installations peuvent aussi émettre des préavis pour des productions intervenant en dehors des périodes d'appel. Le coût évité associé est également calculé à partir du prix court terme moyen, sur les périodes des différents préavis.

Le coût évité par les achats effectués auprès des installations de cogénération en dehors des périodes pour lesquelles ces unités fonctionnent en mode « dispatchable » s'établit sur les mêmes bases que celles applicables aux contrats standards pour la part aléatoire de la production.

Au total, le coût évité à EDF sur les marchés court terme en 2022 par les installations de cogénération fonctionnant en mode « dispatchable » ou hors période d'appel est de **152,5 M€**.

A.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. 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 du 29 juin 2023¹⁰, 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 2022, les enchères suivantes ont été organisées par EPEX Spot, permettant de valoriser des garanties de capacité relatives aux années de livraison (« AL ») 2019, 2021, 2022, 2023 et 2024 :

Résultat des enchères (€/MW)	AL 2019	AL 2021	AL 2022	AL 2023	AL 2024
24/03/2022				42 397,0	
28/04/2022	0,0			42 487,4	20 000,7
23/06/2022			31 235,5	41 949,6	20 010,6
08/09/2022				41 899,3	
13/10/2022		39 096,7		45 001,8	34 091,5
08/12/2022				60 000,0	23 057,6

Le coût évité lié aux garanties de capacité au titre de l'année 2022 porte ainsi sur la valorisation qui aurait pu être faite, lors de ces enchères, des garanties de capacité obtenues par EDF pour les AL susmentionnées :

Volume de garanties de capacité à valoriser (MW)	AL 2019	AL 2021	AL 2022	AL 2023	AL 2024
Gré à gré		- 56,7			
24/03/2022	0			914,3	
28/04/2022				913,3	625,7
23/06/2022			0	909,8	625,0
08/09/2022				901,7	
13/10/2022		0		758,6	579,1
08/12/2022				515,5	404,5

S'agissant de l'AL 2019, en complément de la possible vente des garanties de capacité restantes, le règlement financier relatif aux écarts en capacité et aux rééquilibrages est intervenu en 2022. Les montants correspondants, respectivement de 2,1 M€ et 6,1 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 certifié total) représentent 97,3 MW et sont beaucoup plus faibles que ceux observés pour l'année de livraison précédente (AL 2018 : 561,7 MW), lors de l'évaluation des charges constatées au titre de 2021. En effet, au moment de l'identification d'écarts importants pour les AL 2017 et AL 2018 le 4 décembre 2019, EDF OA a procédé à un rééquilibrage à la baisse pour l'AL 2019 lié à une modification de la méthodologie d'estimation du niveau de capacité certifié pour certaines filières. Pour ces deux AL, les écarts ont porté principalement sur les filières cogénération au gaz naturel et hydraulique.

Par ailleurs, courant 2022, un rééquilibrage pour l'AL 2021 a été lancé par EDF à la suite de l'absence de production de la centrale biomasse de Gardanne (niveau de capacité certifié de 120 MW). Un volume total de garanties de

¹⁰ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 29 juin 2023 portant décision sur la méthodologie d'évaluation des charges de service public de l'énergie en métropole continentale

capacité de 56,7 MW a pu être achetée en gré à gré. La CRE intègre le coût de ces rééquilibrages de 2,1 M€ à la compensation d'EDF au titre des charges de service public de l'énergie.

S'agissant de l'AL 2022, aucun rééquilibrage n'a été effectué courant 2022.

S'agissant des AL 2023 et 2024, les volumes retenus prennent en compte les contraintes d'offres¹¹ 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.

Le coût évité total « capacité » retenu pour EDF au titre de l'année 2022 est de **262,4 M€**. Il est réparti de la manière suivante entre les filières de production :

	Coût évité par les garanties de capacité constaté au titre de 2022 (M€)
Cogénération au gaz naturel	76,1
Hydraulique	30,3
Eolien	108,7
Incinération	4,0
Biogaz	10,3
Biomasse	14,6
Photovoltaïque	17,9
Autre	0,5
Total	262,4

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

Le coût total évité à EDF par les contrats d'achat en métropole continentale est de **9 047,0 M€** (2 080,8 M€ pour la filière photovoltaïque + 568,7 M€ pour les contrats hydrauliques horosaisonnalisés + 874,4 M€ pour les installations de cogénération au gaz naturel en mode « dispatchable » + 5 260,7 M€ pour les autres filières + 262,4 M€ pour les garanties de capacité associées aux contrats d'achat).

A.1.2.6 Surcoûts liés aux contrats d'achat pour EDF en 2022

Les surcoûts supportés par EDF résultant des contrats d'achat en métropole continentale en 2022 s'élèvent à - **351,6 M€** (8 691,6 M€ de coût d'achat - 3,8 M€ de coûts et recettes autres (cautions pour les contrats S17 et indemnités de résiliations anticipées) - 9 047,0 M€ de coût évité).

A.1.3 Complément de rémunération

A.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 :

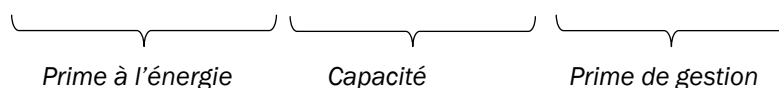
- dans le cadre d'un arrêté tarifaire ;
- ou dans le cadre d'une procédure de mise en concurrence.

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 :

$$CR = \text{Energie} * (T_e - M_0) - (Nb_{\text{capa}} \cdot \text{prix}_{\text{réf, capa}}) + \text{Energie} * P_{\text{gestion}}$$

¹¹ Cf. section 11.1.3 des règles du mécanisme de capacité en vigueur.



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'un appel d'offres) 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 dans un décret définissant les installations pouvant bénéficier de l'obligation d'achat et du complément de rémunération¹² et dans un décret définissant les modalités d'application du complément de rémunération¹³.

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 aux heures de prix négatifs prévue dans certains contrats.

A.1.3.2 Complément de rémunération négatif et déplaçonnement

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 . Or, du fait de la crise des prix de gros de l'électricité, le prix de référence mensuel M_0 ¹⁴, qui n'avait pas dépassé 68 €/MWh avant juin 2021, a considérablement augmenté à la fin de l'année 2021, dépassant 100 €/MWh en septembre 2021 pour s'établir à 276 €/MWh en moyenne en 2022. Le tarif de référence moyen des contrats de complément de rémunération s'établissant en 2022 à environ 73 €/MWh, toutes filières confondues, la grande majorité des primes de complément de rémunération sont négatives sur l'année 2022.

Dès lors, les contrats de complément de rémunération prévoient que les producteurs émettent des avoirs à destination d'EDF pour les montants concernés, puis procèdent au règlement de ces avoirs dans un certain délai.

Le passage d'un contexte de primes de complément de rémunération positives à des primes négatives a impliqué une montée en charge de la part d'EDF pour le traitement opérationnel des avoirs et une communication renforcée avec les producteurs soutenus.

Déplaçonnement des avoirs

Auparavant, un plafonnement des montants de primes reversés par les producteurs à EDF lorsque celles-ci excèdent les montants totaux perçus depuis l'entrée en vigueur du contrat était prévu dans la plupart des contrats signés de complément de rémunération.

En application de l'article 38 de la loi de finances rectificative pour 2022¹⁵, tous les contrats de complément de rémunération ont été déplaçonnés sur toute la durée des contrats à compter du 1^{er} janvier 2022. Un mécanisme de prix seuil a été prévu, afin de laisser aux producteurs le bénéfice des montants pouvant résulter de la vente de leur production jusqu'à un certain prix seuil, ayant vocation à retranscrire la courbe de prix de marché prévisionnelle anticipée lors de l'établissement des niveaux de soutien. L'arrêté d'application définissant la courbe des prix seuils est paru le 28 décembre 2022¹⁶.

Cependant, au vu de la temporalité de la publication des modalités pratiques du déplaçonnement des contrats, EDF (unique co-contractant pour les contrats de complément de rémunération) a dû poursuivre jusqu'au début de l'année 2023 la facturation des contrats de complément de rémunération sur la base du cadre juridique préexistant. Il n'a ainsi pas été en mesure de régulariser la situation des producteurs anciennement plafonnés et récupérer les sommes issues du déplaçonnement dès l'année 2022. EDF a émis les avoirs de rattrapage correspondants en mars 2023 après avoir communiqué à ce sujet auprès des producteurs. Ces sommes, qui représentent un montant de 1,7 Md€, sont donc intégralement intégrées aux charges prévisionnelles au titre de 2023 et 2024, afin de tenir compte de la temporalité du recouvrement.

Prise en compte des avoirs non encaissés

En application des règles relatives à la comptabilité appropriée délibérées par la CRE le 23 février 2023, EDF a transmis la liste des avoirs, relatifs à des productions en 2022, qui ont été émis mais non réglés par les producteurs. Ces avoirs s'élèvent au total à **- 12,1 M€**, pour une production de **87,9 GWh**. Ils concernent surtout les filières biomasse et éolienne, et, dans une moindre mesure, les filières solaire et hydraulique. La CRE ne les a pas pris en

¹² 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.

¹³ 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.

¹⁴ Les valeurs de M_0 exposées sont celles du M_0 non pondéré. Une pondération par filière de production est opérée.

¹⁵ Loi n° 2022-1157 du 16 août 2022 de finances rectificative pour 2022.

¹⁶ Arrêté du 28 décembre 2022 fixant le prix seuil pris en application de l'article 38 de la loi n° 2022-1157 du 16 août 2022 de finances rectificative pour 2022.

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 2022.

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 2022, ces frais d'établissement représentent un montant de **50,8 k€**, porté principalement par les filières éolienne et solaire. Ce montant vient en déduction de la compensation versée à EDF.

A.1.3.3 Montant des charges constatées au titre de 2022

Sur la base des résultats des contrôles qu'elle a effectués, la CRE a demandé à EDF des compléments sur 82 contrats, 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 2022 pour EDF concernent 1 207 installations (680 installations en 2021) et sont détaillées dans le Tableau 9.

Tableau 9 : Charges liées au complément de rémunération supportées par EDF au titre de 2022

	Cogénération	CCG	Hydraulique	Eolien	Biogaz	Biomasse	Photovoltaïque	Total
Puissance installée (MW)	21	422	22	4 494	4	91	3 559	8 613
<i>Rappel 2021</i>	14	422	21	3 807	4	73	2 451	6 792
Energie produite (GWh)	53,2	0,0	64,4	8 714,8	28,4	175,2	3 804,7	12 840,8
<i>Rappel 2021</i>	45,2	0,0	57,7	6 169,4	27,7	223,4	1 208,8	7 732,3
Charges (M€)	0,4	25,7	-4,4	-394,0	-1,2	-22,2	-51,3	-447,1
<i>Rappel 2021</i>	2,4	6,6	1,6	-33,3	3,6	9,8	-5,6	-14,8
Tarif de référence équivalent moyen (€/MWh)	154	-	106	76	237	138	69	73

La dynamique d'augmentation du volume des installations sous complément de rémunération se confirme avec une augmentation de 27 % de la puissance installée, qui passe de 6,8 GW en 2021 à 8,6 GW en 2022. L'énergie produite augmente bien plus, de + 66 %, pour s'établir à 12,8 TWh, du fait de la mise en service tardive en 2021 des installations (notamment s'agissant de la filière photovoltaïque).

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 2021. Il est exposé dans le Tableau 10.

Tableau 10 : Charges liées à la régularisation des contrats de complément de rémunération supportées par EDF au titre de 2022

	Cogénération	Hydraulique	Eolien	Biogaz	Biomasse	Photovoltaïque	Total
Régularisation énergie produite (GWh)	1,8	5,8	734,4	0,0	113,4	170,6	1 026,0
Charges (M€)	0,1	-0,4	-84,5	0,0	-0,5	-5,8	-91,1

Les charges liées aux contrats de complément de rémunération gérés par EDF en 2022 s'élèvent ainsi à **- 538,2 M€** (- 447,1 M€ avec pour sous-jacent une production d'électricité en 2022, - 91,1 M€ de régularisations avec pour sous-jacent une production d'électricité en 2021, - 0,05 M€ de frais d'établissement de factures).

Ces charges sont négatives dans la mesure où la valorisation de l'énergie sur les marchés, reflétée par la référence de prix M_0 , est supérieure sur l'année 2022 au tarif de référence moyen (autour de 73 €/MWh). Elles sont nettement inférieures aux charges constatées en 2021 qui s'élevaient à -1,5 M€. En effet, le prix M_0 moyen¹⁷ est passé de 110,1 €/MWh en 2021 à 276,0 €/MWh en 2022. Cet effet est aussi accentué par l'augmentation de la production des contrats sous complément de rémunération par rapport à 2021.

A.2 Surcoûts d'achat pour les entreprises locales de distribution et les organismes agréés au titre de 2022

A.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). Le contexte réglementaire associé est similaire à celui décrit dans le chapitre A.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 2022.

Parmi elles, 6 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 »¹⁸.

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 déclaré des charges supportées au titre des contrats d'achat en 2022 (contre 5 en 2021).

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

La CRE ne prend pas en compte le coût d'achat exposé si une incertitude demeure sur la conformité du coût exposé avec les conditions de rémunération prévues par les arrêtés tarifaires correspondants ou bien 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 et 28 620 en 2022). 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 réponses apportées n'ont pas permis de valider sans réserve la totalité de ces contrats et ont nécessité la correction de certains montants exposés. En particulier, une difficulté récurrente réside dans l'identification par les producteurs ou par les acheteurs obligés des bons coefficients d'indexation pour toutes les filières de production. La CRE a aussi détecté que certains opérateurs prenaient unilatéralement l'initiative de ne pas appliquer certaines dispositions des contrats signés, par exemple l'éventuelle dégressivité du tarif d'achat pour les volumes d'énergie achetés au-delà d'un certain plafond de production.

S'agissant des contrats d'achat photovoltaïques concernés par la révision de leur tarif¹⁹, la CRE a effectué les calculs des charges constatées sur la base des déclarations effectuées par les opérateurs, à partir des montants effectivement facturés aux producteurs en 2022.

Les volumes et les coûts d'achat corrigés des surplus retenus au titre de 2022 s'élèvent respectivement à 3,5 TWh et à **536,9 M€**, ce qui représente une diminution du volume soutenu de - 8 % et une augmentation du coût d'achat de 3 % par rapport aux charges constatées au titre de l'année 2021.

Cette diminution du volume soutenu s'explique, d'une part, par l'arrivée à échéance de certains contrats d'obligation d'achat, et, d'autre part, par la résiliation anticipée de certains contrats d'achat dans un contexte où les producteurs ont escompté bénéficier des prix de gros élevés, notamment s'agissant des filières éolien à terre et hydraulique. Si le coût d'achat demeure pourtant en augmentation par rapport à 2021, cela s'explique principalement par (i) la hausse du coût d'achat des installations de cogénération qui dépend du prix de gros du gaz et (ii) le fait que les nouvelles installations sous obligation d'achat sont surtout de petites installations

¹⁷ Les valeurs de M_0 exposées sont celles du M_0 non pondéré. Une pondération par filière de production est opérée.

¹⁸ Contrats mis en place pour l'achat de surplus tel que prévu à l'article L. 314-5 du code de l'énergie.

¹⁹ En application de l'article 225 de la loi n° 2020-1721 du 29 décembre 2020 de finances pour 2021, du décret n° 2021-1385 du 26 octobre 2021 et de l'arrêté du 26 octobre 2021 relatifs à la révision de certains contrats de soutien à la production d'électricité d'origine photovoltaïque.

photovoltaïques dont le tarif d'achat moyen est plus élevé que celui des installations sortant d'obligation d'achat (anciennes installations éoliennes et hydrauliques très majoritairement).

A.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 a été évalué en prenant en compte les prix de marché *spot*.

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

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

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 du 29 juin 2023²⁰. En application de celle-ci, ces prix de marché²¹ sont pondérés au pas horaire par la production pour certaines filières (éolien et photovoltaïque en l'occurrence). Cela permet de refléter dans le calcul du coût évité les déformations, en raison des profils de production spécifiques de ces filières, par rapport à la valorisation moyenne. Ces prix sont détaillés dans le Tableau 11.

Tableau 11 : Prix de marché mensuels et pondérés pour 2022

Mois	Prix mensuel (€/MWh)	Prix pondéré éolien (€/MWh)	Prix pondéré photovoltaïque (€/MWh)
Janvier	211,42	181,60	224,79
Février	185,55	168,41	183,94
Mars	295,20	292,21	274,22
Avril	233,10	241,63	206,09
Mai	197,43	192,56	183,24
Juin	248,40	233,27	246,67
Juillet	400,87	391,48	401,93
Août	492,49	457,48	468,13
Septembre	394,70	370,19	388,29
Octobre	178,88	148,84	174,03
Novembre	191,88	172,91	187,46
Décembre	270,89	183,32	295,11

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

²⁰ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 29 juin 2023 portant décision sur la méthodologie d'évaluation des charges de service public de l'énergie en métropole continentale

²¹ Moyennes mensuelles des prix *spots*

En 2022, 74 entreprises locales de distribution sur 106 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 prévisionnel lié à l'énergie produite est évalué à 826,5 M€ en 2022.

A.2.3 Cautions pour les projets d'installations sous le régime de l'arrêté tarifaire « S17 »

Comme exposé à la section A.1, l'article 4 de l'arrêté du 9 mai 2017²² 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 ».

16 entreprises locales de distribution ont déclaré avoir remboursé un total de 319 cautions au cours de l'année 2022. Plusieurs entreprises locales de distribution ont indiqué à la CRE ne pas avoir demandé ces cautions aux producteurs, pour divers motifs dont notamment la difficulté de mise en œuvre.

Le montant des cautions remboursées vient augmenter les charges de service public des entreprises locales de distribution au titre de 2022 d'un montant de 78,6 k€. Le montant des cautions remboursées est intégré au coût évité lié à l'énergie produite.

A.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 29 juin 2023²⁰ 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 2022 prend en compte un mode de valorisation des garanties de capacité uniquement sur les enchères organisées l'année précédant l'année de livraison. Ainsi, pour l'année de livraison 2023, 100 % du niveau de capacité certifié donne lieu à une valorisation sur les 6 enchères de l'année 2022. 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 2022 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 2023, 100 % du niveau de capacité certifié donne lieu à une valorisation sur les 6 enchères de l'année 2022, car il n'y avait pas eu d'enchères organisées pour l'AL 2023 avant 2022. Pour l'année de livraison 2024, 4/10^e du niveau de capacité certifié donne lieu à une valorisation sur les 4 enchères de l'année 2022. Par ailleurs, la valorisation des garanties de capacité relatives aux années de livraison 2021 et 2022 est également prise en compte si des rééquilibrages ont été déclarés.

Enfin, en application de la délibération de la CRE du 29 juin 2023, 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.

Volume de garanties de capacité pouvant être valorisées (MW)	AL 2021	AL 2022	AL 2023	AL 2024
24/03/2022			52,9	
28/04/2022			50,4	20,3
23/06/2022		4,4	48,1	19,4
08/09/2022			46,3	
13/10/2022	4,4		45,3	19,1
08/12/2022			44,5	18,7

²² 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.

En application de la délibération de la CRE du 29 juin 2023, les volumes de garanties de capacité relatives aux années de livraison 2021 à 2024 sont valorisés, pour le calcul du coût évité constaté, au prix des enchères qui ont eu lieu pour ces années de livraison, soit :

Résultat des enchères (€/MW)	AL 2021	AL 2022	AL 2023	AL 2024
24/03/2022			42 397,00	
28/04/2022			42 487,40	20 000,70
23/06/2022		31 235,50	41 949,60	20 010,60
08/09/2022			41 899,30	
13/10/2022	39 096,70		45 000,80	34 091,50
08/12/2022			60 000,00	23 057,60

Le coût évité total « capacité » retenu pour les entreprises locales de distribution et les organismes agréés au titre de l'année 2022 est de **15,2 M€**.

A.2.5 Surcoûts d'achat pour les entreprises locales de distribution et les organismes agréés en 2022

Les surcoûts retenus au titre de l'obligation d'achat s'élèvent ainsi, en 2022, pour un volume d'achat de 3,5 TWh, à **-304,8 M€** (536,9 M€ - **826,5 M€** - 15,2 M€), en diminution de **325 %** par rapport à 2021 (135,2 M€). Ce surcoût est négatif dans la mesure où, dans le contexte exceptionnel de crise des prix de gros de l'énergie, le coût évité est supérieur au coût d'achat. La baisse observée des surcoûts d'achat est principalement due à l'augmentation du coût évité, liée à l'augmentation des prix de gros constatés en 2022 par rapport aux années précédentes.

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

- une production photovoltaïque de 660 GWh pour un surcoût négatif de **- 0,1 M€** (contre 509 GWh et 113,7 M€ en 2021) ;
- une production éolienne de 1 855 GWh pour un surcoût négatif de - 256,8 M€ (contre 1 938 GWh et - 21,9 M€ en 2021) ;
- une production hydraulique de 264 GWh pour un surcoût négatif de - 33,2 M€ (contre 340 GWh et - 2,2 M€ en 2021) ;
- une production des cogénérations au gaz naturel de 298 GWh pour un surcoût de **19,6 M€** (contre 215 GWh et 16,6 M€ en 2021) ;
- une production des installations fonctionnant à partir du biogaz de 146 GWh pour un surcoût négatif de - 10,8 M€ (contre 145 GWh et 10,5 M€ en 2021) ;
- une production des installations fonctionnant à partir de la biomasse de 221 GWh pour un surcoût négatif de - 22,7 M€ (contre 218 GWh et 9,4 M€ en 2021) ;
- une production géothermique de 6 GWh pour un surcoût négatif de - 0,2 M€ (contre 6 GWh et 0,7 M€ en 2021).

Les principaux éléments de calcul des surcoûts d'achat par opérateur sont indiqués dans le Tableau 42.

A.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 2022 s'élèvent à **- 1 194,6 M€**.

Ce bilan est présenté dans le Tableau 12. Les principaux éléments de calcul des surcoûts d'achat par entreprise locale de distribution et par organisme agréé sont indiqués dans le Tableau 42.

Tableau 12 : Bilan des charges liées aux contrats d'obligation d'achat et de complément de rémunération en métropole continentale au titre de 2022 réparties par action budgétaire

en M€		EDF Obligation d'achat	EDF Complément de rémunération	ELD	Organismes agréés	Total 2022	
Action 1	Eolien terrestre	-1 581,6	-478,6	-237,1	-19,7	-2 317,0	-1 854,5
	Eolien en mer	-15,2	0,0	0,0	0,0	-15,2	
	Solaire	1 161,6	-57,1	12,8	-13,0	1 104,3	
	Bio-énergies	-61,3	-23,9	-33,6	0,0	-118,8	
	Autres énergies	-469,3	-4,8	-32,6	-1,2	-507,8	
Action 4	Cogénération et autres énergies	614,1	26,2	14,1	5,5	659,9	659,9
Total		-351,6	-538,2	-276,4	-28,3	-1 194,6	

B. SOUTIEN À L'INJECTION DE BIOMÉTHANE

L'obligation d'achat de biométhane injecté est prévue par les articles L. 446-4 et L. 446-5 du code de l'énergie. L'arrêté du 23 novembre 2011 encadrait les conditions du soutien à l'injection de biométhane dans les réseaux de gaz naturel, jusqu'à son abrogation par l'arrêté tarifaire du 23 novembre 2020²³. 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 2021²⁴ qui a limité le soutien par guichet ouvert aux installations de production annuelle inférieure à 25 GWh²⁵. L'arrêté modificatif du 20 septembre 2022²⁶ a modifié les conditions d'achat prévues par l'arrêté du 13 décembre 2021 en introduisant notamment une indexation trimestrielle des tarifs d'achat afin de prendre en compte l'inflation des coûts observée au moment de la signature du contrat. L'arrêté du 13 décembre 2021 a très récemment été abrogé par l'arrêté du 26²⁶2023²⁶ 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 2022 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.

21 fournisseurs ont supporté des charges liées à l'achat de biométhane en 2022 (contre 19 en 2021).

511 installations ont produit du biométhane au cours de l'année 2022, dont 146 installations mises en service en 2022.

B.1 Coût d'achat constaté au titre de 2022

L'ensemble des installations injectant du biométhane en 2022 sont soutenues via l'arrêté tarifaire du 23 novembre 2011. La production de biométhane en dépassement de la capacité maximale de production en vigueur au contrat d'achat 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, comme les années précédentes, 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.

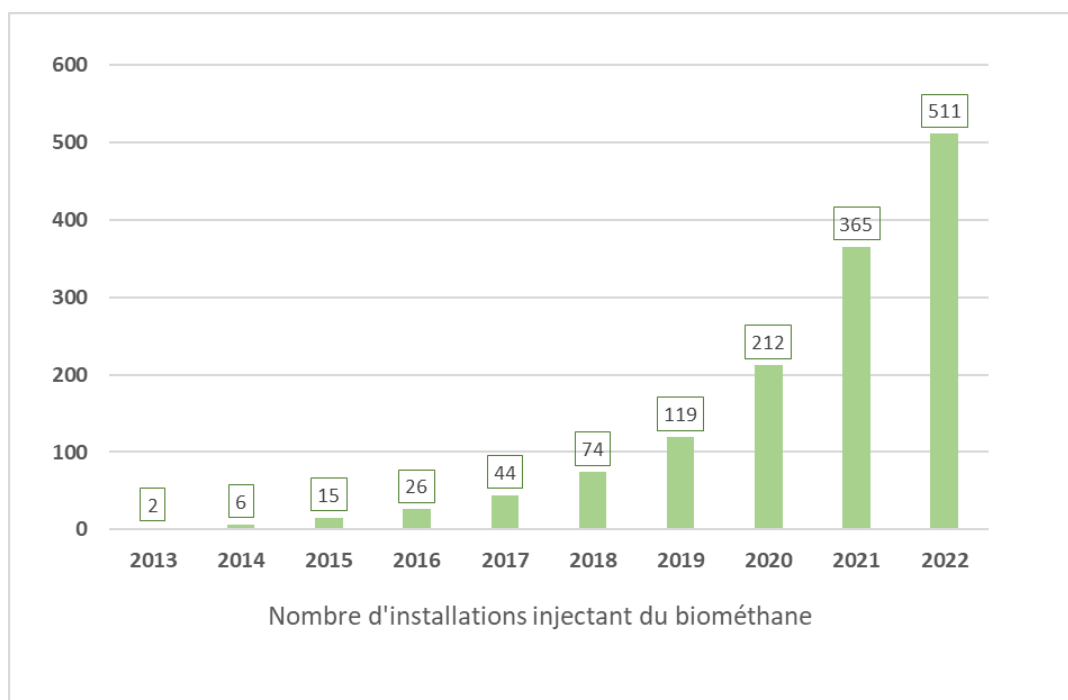
Le nombre d'installations injectant du biométhane est en forte croissance. Le détail est indiqué dans le graphique suivant :

²³ 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.

²⁴ Arrêté du 13 décembre 2021 fixant les conditions d'achat du biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel.

²⁵ Arrêté du 20 septembre 2022 portant modification de l'arrêté du 13 décembre 2021 fixant les conditions d'achat du biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel.

²⁶ Arrêté du 10 juin 2023 fixant les conditions d'achat du biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel.



Les quantités de biométhane et les coûts d'achat retenus au titre de l'année 2022 sont présentés dans le Tableau 13 ci-dessous.

Tableau 13 : Quantité de biométhane et coûts d'achat retenus au titre de 2022

Janvier (GWh)	480,7
Février (GWh)	454,5
Mars (GWh)	526,1
Avril (GWh)	524,9
Mai (GWh)	551,1
Juin (GWh)	530,5
Juillet (GWh)	564,1
Août (GWh)	571,7
Septembre (GWh)	583,5
Octobre (GWh)	631,7
Novembre (GWh)	625,7
Décembre (GWh)	656,3
Quantité (GWh)	6 700,6
Quantité 2021 (GWh)	4 300,6
Quantité 2020 (GWh)	2 185,2
Coût d'achat (M€)	733,3
Coût d'achat 2021 (M€)	443,9
Coût d'achat 2020 (M€)	225,4
Coût d'achat unitaire (€/MWh)	109,4
Coût d'achat unitaire 2021 (€/MWh)	103,2
Coût d'achat unitaire 2020 (€/MWh)	103,1

27

B.2 Coût évité constaté au titre de 2022

Le coût évité constaté est calculé en prenant comme référence de prix la moyenne mensuelle des prix spot constatés sur le marché de gros du gaz naturel. Ils sont présentés dans le Tableau 14.

²⁷ Toutes les quantités injectées sont données en GWh PCS.

Tableau 14 : Prix de marché retenus

	Janv.	Févr.	Mars	Avril	Mai	Juin	Juillet	Août	Sept.	Oct.	Nov.	Déc.
Prix (€/MWh)	82,19	78,70	123,57	88,61	75,82	93,27	123,63	157,27	110,65	49,39	69,57	107,81

Le prix de marché est en moyenne de 96,71 €/MWh sur l'année 2022 et est en hausse de + 51,15 €/MWh par rapport à l'année 2021.

Le coût évité total constaté au titre de 2022 est de **647,7 M€**.

B.3 Surcoût d'achat constaté

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 **85,5 M€** (733,3 M€ - 647,7 M€).

B.4 Valorisation des garanties d'origine

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 2011²⁸. 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 2022 s'élève à **6,8 M€**.

B.5 Charges constatées au titre de 2022

Les charges constatées au titre de 2022 s'élèvent à **78,7 M€** en prenant en compte les éléments détaillés ci-dessus.

Le détail de l'évaluation des charges constatées par opérateur au titre de 2022 est indiqué dans le Tableau 15. L'évolution de ces charges par rapport aux charges constatées au titre de 2021 est précisée dans le Tableau 16.

²⁸ Arrêté du 23 novembre 2011 fixant la part du montant des valorisations financières des garanties d'origine (GO) venant en réduction des charges de service public portant sur l'achat de biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel donnant droit à compensation.

Tableau 15 : Charges constatées au titre de 2022

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 2022 (€)
ALSEN	53 593 306	6 469 222	5 139 065	1 330 157	23 260	1 306 898
BCM Energy	0	0	0	0	0	0
ekWateur	0	0	0	0	0	0
ENDESA ENERGIA	240 151 598	26 065 947	23 112 510	2 953 437	960 320	1 993 117
ENGIE SA	3 108 719 662	343 422 202	300 459 038	42 963 164	2 294 163	40 669 001
ÉS Énergies Strasbourg	30 485 641	3 486 410	2 945 686	540 724	77 216	463 508
GAZ DE BARR	9 291 306	1 080 129	907 020	173 110	0	173 110
GAZ DE PARIS SAS	235 428 362	23 379 234	22 899 758	479 477	741	478 735
GEG Sources d'Énergies	22 975 419	2 382 262	2 158 340	223 922	14 957	208 965
PICOTY SAS	39 074 521	3 749 637	3 785 000	-35 363	23 417	-58 779
PLUM ENERGIE SAS	9 069 630	759 011	830 336	-71 326	6 802	-78 128
PROVIRIDIS	47 427 635	5 125 174	4 573 464	551 709	58 568	493 142
REDEO ENERGIES	347 216 041	41 418 948	33 525 845	7 893 103	216 367	7 676 736
SAS GAZ DE BORDEAUX	177 663 788	19 322 456	17 179 821	2 142 636	1 156 070	986 566
SAVE	1 580 685 906	175 134 088	152 871 383	22 262 704	827 902	21 434 802
SCIC Enercoop	9 190 273	1 115 122	881 766	233 356	114 809	118 547
SEGE - AIR LIQUIDE	242 181 374	24 381 936	23 521 994	859 942	21 411	838 531
SEML GEDIA	5 151 688	647 329	488 240	159 089	0	159 089
SOLVAY ENERGY SERVICES	122 488 959	13 308 939	11 843 839	1 465 101	0	1 465 101
SVD 17 - DALKIA	254 521 596	25 806 552	24 559 275	1 247 277	620 957	626 320
TERREAL SAS	23 909 475	1 869 553	2 411 596	-542 043	0	-542 043
Total Direct Energie & Total Energie Gaz	60 357 425	6 666 198	5 754 394	911 804	401 148	510 655
Total Gas & Power limited	81 035 398	7 688 331	7 887 459	-199 128	0	-199 128
TOTAL	6 700 619 003	733 278 680	647 735 828	85 542 853	6 818 109	78 724 744

Tableau 16 : Evolution des charges constatées au titre de 2022 par rapport aux charges constatées au titre de 2021

M€	Constaté 2022	Constaté 2021
Surcoûts d'achat constatés	85,5	226,1
Valorisation des GO	6,8	4,2
Charges	78,7	221,9

Le développement important de la filière (+ 56 % sur le volume acheté) entraîne une hausse des coûts d'achat de biométhane injecté (+ 289,4 M€, soit une augmentation de l'ordre de + 65 %). Cet effet est toutefois contrebalancé par la hausse des prix de marché, environ + 51,15 €/MWh en moyenne sur l'année). Il en résulte une forte diminution du soutien d'environ 143,2 M€ (soit environ - 65 %).

C. SOUTIEN EN ZNI

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

- aux surcoûts de production d'électricité supportés dans les territoires concernés par l'opérateur historique pour l'électricité produite par les installations qu'il exploite et mentionnés au 1° du I de l'article R. 121-28 du code de l'énergie ;
- aux surcoûts d'achat d'électricité supportés dans les territoires concernés par l'opérateur historique et mentionnés au 2° du I de l'article R. 121-28 du code de l'énergie ;
- aux surcoûts des ouvrages de stockage d'électricité pilotés par le gestionnaire du système électrique mentionnés au b) du 2° de l'article L. 121-7 du code de l'énergie ;
- aux coûts supportés en raison de la mise en œuvre d'actions de maîtrise de la demande portant sur les consommations d'électricité et les consommations de gaz de pétrole liquéfié converties en équivalent électrique (MDE) par les fournisseurs d'électricité et, le cas échéant, par les collectivités et les opérateurs publics pouvant les mettre en œuvre mentionnés au d) du 2° de l'article L. 121-7 du code de l'énergie ;
- aux coûts des études mentionnés au e) du 2° de l'article L. 121-7 du code de l'énergie et supportés par un producteur ou un fournisseur ou à l'initiative du représentant de l'Etat dans le département ou du gestionnaire de réseau en vue de la réalisation de projets d'approvisionnement électrique identifiés dans le décret relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie mentionné au premier alinéa du III de l'article L. 141-5 du code de l'énergie et conduisant à un surcoût de production au titre du a) ou à un surcoût d'achat d'électricité au titre du c) du 2° de l'article L. 121-7 dudit code, même si le projet n'est pas mené à son terme ;
- aux coûts mentionnés au f) du 2° de l'article L. 121-7 du code de l'énergie, autres que les coûts d'études mentionnés au e) du 2° de l'article L. 121-7 du code de l'énergie, liés à la réalisation de projets d'approvisionnement en électricité reconnus comme des projets d'intérêt public et nécessaires à la sécurité d'approvisionnement, supportés en phase de développement et de construction par un producteur, un fournisseur ou le gestionnaire de réseau, et devant conduire à un surcoût de production au titre du a) du 2° de l'article L. 121-7 du code de l'énergie ou à un surcoût d'achat d'électricité au titre du c) du 2°, même si le projet n'est pas mené à son terme.

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, ainsi que les coûts liés à la réalisation de projets d'approvisionnement en électricité renouvelable reconnus comme des projets d'intérêt public mentionnées au f) 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 produite à partir d'énergies fossiles reconnus comme des projets d'intérêt public mentionnées 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.

C.1 Surcoûts de production supportés par les opérateurs historiques dans les zones non interconnectées

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

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

Coûts de production

Les coûts de production à retenir doivent :

- tenir compte des éventuelles erreurs ou anomalies détectées lors du contrôle, de la qualité de la gestion du parc de production ainsi que des réserves émises par les commissaires aux comptes sur les montants déclarés ;
- n'être liés qu'aux seules particularités du parc de production inhérentes à la nature des ZNI ;
- 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 CCAS²⁹. 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).

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.

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 l'électricité ont fortement augmenté à partir de 2021. Les tarifs réglementés de vente (TRV) d'électricité ont atteint des prix jamais observés jusqu'à présent sur l'année 2022, auraient dû augmenter de plus de 40 % hors taxes au 1^{er} février 2022 afin de refléter la hausse des coûts de fourniture d'électricité.

Afin de limiter l'augmentation supportée par les consommateurs finaux, les pouvoirs publics ont décidé d'abaisser la Taxe Intérieure sur la Consommation Finale d'Electricité (TICFE) à sa valeur minimale et de geler une partie de la hausse des tarifs lors du mouvement des TRV du 1^{er} février 2022³⁰. Ces deux mesures dites de « bouclier tarifaire » ont permis de limiter l'augmentation des tarifs réglementés de vente TTC à environ 4 % en moyenne, soit 20 % hors taxes.

* * *

²⁹ Caisse Centrale d'Activités Sociales.

³⁰ Délibération N° 2022-08 de la CRE du 18 janvier 2022 portant proposition des tarifs réglementés de vente d'électricité.

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.

C.1.1 Surcoûts de production supportés par EDF au titre de 2022

C.1.1.1 Coûts de production

Coûts de production déclarés par EDF

Les coûts de production déclarés par EDF dans les ZNI s'élèvent, pour 2022, à 146,2 M€ pour la production renouvelable et 608,6 M€ pour la production à partir d'énergies fossiles, soit un total de 754,8 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 2019³¹, 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 2022, EDF a supporté un coût total de 2,6 M€. Les plafonds fixés par la CRE pour ses travaux préliminaires au projet de renouvellement de la station SACOI n'ayant pas encore été atteints, la CRE retient le montant de **2,6 M€** dans les coûts de production d'EDF en ZNI au titre de 2022.

Recettes de production non tarifaires à retrancher des coûts de production

Les coûts de production déclarés par EDF doivent être diminués de **4,6 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 2022. L'analyse a permis de mettre en évidence des surcoûts directement imputables à la sous-disponibilité relative de certaines unités de production par rapport à des valeurs normatives de référence en Guyane et en Martinique. Ces surcoûts doivent être exclus des coûts de production.

La disponibilité réelle des groupes diesel de la centrale de Pointe des Carrières en Martinique s'établit en moyenne sur l'année 2022 à 75,0 %, soit une valeur légèrement inférieure à celle de l'année 2021 en raison de visites de maintenance plus importantes. Le coût à exclure est évalué pour la Martinique en 2022 à **0,4 M€**.

En tenant compte de la mise à l'arrêt du groupe 1 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 2022 à 57,8 %. 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'inspection majeures des groupes entraînées par le recul de la date de déclassement de la centrale de trois années supplémentaires. Le coût à exclure est évalué pour la Guyane en 2022 à **3,1 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 2022 à **4,9 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

³¹ Délibération de la CRE du 21 février 2019 portant décision sur la compensation des charges engagées par la société EDF (centre EDF en Corse) dans le cadre du projet de renouvellement de la station de conversion de la liaison SACOI.

l'achat de CEE par EDF SEI ont été définies par la CRE. L'application de ces règles à l'année 2022 a conduit EDF SEI à acheter des CEE au terme du premier semestre pour un montant de **0,6 M€**. Par conséquent, une charge équivalente est comptabilisée dans les coûts de production d'EDF en ZNI au titre de 2022.

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 2022 de **755,1 M€** (754,8 M€ + 2,6 M€ - 4,6 M€ - 3,5 M€ + 4,9 M€ + 0,6 M€). Ce montant se répartit en **147,1 M€** de coûts de production renouvelable et **608,0 M€** de coûts de production à partir d'énergies fossiles. La décomposition par grands postes de coûts est donnée dans le Tableau 17 et le Tableau 18.

Tableau 17 : Coûts de production renouvelable retenus par la CRE pour EDF dans les ZNI en 2022

M€	Nature de coûts retenus <i>Transition Énergétique</i>	Corse	Guadeloupe	Guyane	Martinique	Réunion	SPM	Iles bretonnes	2022
Coûts fixes	Rémunération des capitaux	31,9	0,0	21,5	0,0	14,0	0,0	0,0	67,4
	Amortissements	9,3	0,0	9,6	0,0	7,2	0,0	0,0	26,1
	Impôts et taxes	3,0	0,0	5,2	0,0	2,8	0,0	0,0	11,0
	Frais de personnel	3,2	0,0	2,6	0,0	5,3	0,0	0,0	11,2
	Charges externes	2,2	0,0	3,0	0,0	1,4	0,0	0,0	6,5
	Frais de structure, de siège et prestations externes	4,0	0,0	2,5	0,0	17,5	0,0	0,0	24,0
Coûts variables	Combustibles	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Quotas de CO2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Autres achats	0,2	0,0	0,4	0,0	0,2	0,0	0,0	0,8
Coût total		53,8	0,0	44,8	0,0	48,4	0,0	0,0	147,1

Tableau 18 : Coûts de production à partir d'énergies fossiles retenus par la CRE pour EDF dans les ZNI en 2022

M€	Nature de coûts retenus <i>Mécanismes de solidarité</i>	Corse	Guadeloupe	Guyane	Martinique	Réunion	SPM	Iles bretonnes	2022
Coûts fixes	Rémunération des capitaux	5,7	10,4	6,7	10,0	2,6	5,3	0,2	40,8
	Amortissements	6,9	9,0	13,4	11,9	3,3	2,8	0,4	47,7
	Impôts et taxes	0,1	9,1	13,1	1,4	0,9	0,1	0,0	24,7
	Frais de personnel	9,8	7,4	14,1	9,3	0,2	3,4	0,0	44,1
	Charges externes	15,9	10,3	11,4	8,4	6,4	1,2	0,2	53,9
	Frais de structure, de siège et prestations externes	10,4	14,8	12,9	11,2	0,4	0,2	0,0	49,9
Coûts variables	Combustibles	40,9	71,9	69,4	31,7	3,6	15,0	3,3	235,9
	Quotas de CO2	25,3	14,6	20,8	17,3	1,1	2,5	0,0	81,5
	Autres achats	12,9	3,9	3,9	6,7	0,0	2,0	0,3	29,6
Coût total		127,8	151,3	165,6	108,0	18,4	32,5	4,4	608,0

Evolution des coûts de production

Le Tableau 19 présente l'évolution de ces coûts par rapport aux coûts constatés au titre de 2021.

Tableau 19 : 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 2022 par rapport aux coûts constatés au titre de 2021

M€	Nature de coûts retenus	Transition énergétique				Mécanismes de solidarité			
		2022	Rappel 2021 ⁽¹⁾	Evolution		2022	Rappel 2021 ⁽¹⁾	Evolution	
				en M€	en %			en M€	en %
Coûts fixes	Rémunération des capitaux	67,4	68,1	-0,7	-1%	40,8	42,9	-2,0	-5%
	Amortissements	26,1	25,0	1,1	4%	47,7	57,3	-9,6	-17%
	Impôts et taxes	11,0	21,0	-9,9	-47%	24,7	33,0	-8,3	-25%
	Frais de personnel	11,2	11,0	0,1	1%	44,1	46,1	-2,1	-4%
	Charges externes	6,5	7,8	-1,3	-17%	53,9	45,2	8,6	19%
	Frais de structure, de siège et prestations externes	24,0	16,3	7,7	47%	49,9	40,1	9,8	24%
Coûts variables	Combustibles	0,0	0,0	0,0	---	235,9	167,5	68,5	41%
	Quotas de CO2	0,0	0,0	0,0	---	81,5	58,0	23,5	40%
	Autres achats	0,8	1,2	-0,4	-32%	29,6	24,0	5,6	23%
Coût total		147,1	150,4	-3,3	-2%	608,0	514,2	93,8	18%

⁽¹⁾ Coûts tenant compte des rectifications effectuées sur l'exercice 2021 - cf. annexe 4 relative aux reliquats.

Au total, les coûts de production d'EDF dans les ZNI sont en hausse entre 2021 et 2022 (+ 90,5 M€). Cette augmentation s'explique principalement par la hausse du coût d'achat des combustibles et des quotas de CO₂.

- Le coût d'achat de combustible pour EDF dans les ZNI au titre d'une année résulte de deux paramètres : l'achat réel du combustible sur le marché de l'année en question, et le dénouement des swaps³². En 2022, hors mécanisme de couverture financier, le coût d'achat des combustibles sur le marché pour EDF marque une hausse considérable de + 145,8 M€, par rapport à 2021 qui s'explique par deux effets :
 - un effet volume de + 17,6 M€, induit par la hausse de la production thermique, particulièrement en Corse, en Guadeloupe continentale et en Martinique en raison d'une baisse constatée de

³² Mécanisme financier de couverture des achats de combustible.

l'hydraullicité, d'indisponibilité de l'interconnexion SACOI en Corse et d'un moyen de production en Guadeloupe à cause d'un mouvement social, ainsi que de l'inversion de l'ordre d'appel des moyens de production ;

- et un effet prix de + 128,2 M€ lié à la hausse des prix du fioul en 2022.
- Le poste des impôts et taxes est lui aussi en baisse (- 18,2 M€) pour tous les moyens de production. Cette baisse provient du dégrèvement de leur contribution économique territoriale (CET) dont a bénéficié l'entreprise EDF en 2022.
- Le poste des frais de structure et de siège est également en hausse (+ 17,5 M€), en raison notamment d'une recette exceptionnelle de - 15,5 M€ en 2021 entraînée par la cession d'un excédent de CEE de 2,1 TWhcumac sur le marché, qui est devenue une charge de 0,6 M€ en 2022.
- Le poste d'acquisition de quotas de CO₂ pour les moyens de production d'origine fossile est également en hausse (+ 23,5 M€). Cette augmentation se décompose en un effet volume de + 4,3 M€ et un effet prix de + 19,1 M€. L'effet volume s'explique par la plus forte sollicitation des centrales thermiques de Martinique, de Guadeloupe et de Corse tandis que l'effet prix a pour origine l'augmentation de la valeur moyenne de la cotation quotidienne du prix du CO₂ qui passe de 61,65 €/t pour la période retenue au titre de l'année 2021 à 80,56 €/t pour la période retenue au titre de l'année 2022, soit + 30 %³³.
- Les postes des autres achats et des charges externes sont en hausse (+14,2 M€), en raison d'un niveau de sollicitation des centrales en 2022 plus élevé que l'année précédente, et de charges plus importantes liées à la déconstruction de centrales déclassées.

C.1.1.2 Recettes de production

Les recettes de production dans les ZNI s'élèvent en 2022 à **350,5 M€** dont **177,6 M€** sont affectés à la production renouvelable et **172,9 M€** à la production à partir d'énergies fossiles. Elles sont calculées comme indiqué dans le Tableau 20. La ventilation des recettes entre la production renouvelable et la production à partir d'énergies fossiles est effectuée au prorata des volumes d'électricité injectés.

Tableau 20 : Recettes de production constatées pour EDF dans les ZNI en 2022

M€	Corse	Guadeloupe	Guyane	Martinique	Réunion	SPM	Iles bretonnes	2022	Rappel 2021 ⁽¹⁾	Evolution	
										en M€	en %
Chiffre d'affaires issu de la fourniture d'électricité ⁽¹⁾	309,7	278,1	119,7	218,4	441,2	7,4	1,4	1 376,0	1 104,1	271,9	25%
Recettes réseau	103,2	84,2	33,5	64,4	132,1	2,6	0,5	420,5	412,1	8,4	2%
Recettes gestion de la clientèle ⁽²⁾	9,8	8,7	2,9	7,3	14,6	0,2	0,1	43,4	42,6	0,9	2%
Recettes brutes de production ⁽³⁾	196,7	185,3	83,4	146,7	294,4	4,7	0,9	912,1	649,4	262,7	40%
Part des recettes à considérer ⁽⁴⁾	59,2	29,5	70,4	29,8	61,8	4,7	0,8	256,2	163,9	92,3	56%
Recettes de production totales ⁽⁵⁾	82,2	53,0	83,1	42,0	84,3	5,0	0,9	350,5	245,6	104,9	43%
Recettes de production - Transition Energétique	33,6	0,0	61,3	0,0	82,8	0,0	0,0	177,6	125,8	51,8	41%
Recettes de production - Mécanisme de solidarités	48,6	53,0	21,8	42,0	1,6	5,0	0,9	172,9	119,8	53,1	44%
Part production du tarif de vente ⁽⁶⁾ (€/MWh)	93,89	106,96	101,50	107,34	104,11	101,44	98,33	102,49			

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

⁽²⁾ Les recettes de gestion de la clientèle perçues par EDF dans les ZNI peuvent s'établir à partir de celles perçues par le gestionnaire de réseaux en application du TURPE, en tenant compte de la règle de répartition fixée entre le fournisseur et le gestionnaire de réseaux dans le cadre de l'établissement de ce tarif.

⁽³⁾ Les recettes brutes de production s'obtiennent en minorant les recettes totales des recettes réseau et de la part des recettes de gestion de la clientèle affectée à l'activité de fourniture (les recettes brutes de production incluent les recettes de commercialisation).

⁽⁴⁾ Les recettes brutes de production doivent être diminuées de la part des recettes issues de la vente des kWh produits dans le cadre des contrats d'achat, traités à la section C.2 et à la section C.3.

⁽⁵⁾ incluant les recettes correspondant à la vente de services système et la compensation des pertes.

⁽⁶⁾ la part production du tarif de vente est utilisée pour évaluer les surcoûts dus aux contrats d'achat en ZNI (cf. section C.2 et section C.3).

La part production du tarif de vente propre à EDF SEI, est en forte augmentation sur tous les territoires par rapport à son niveau de 2021 (+ 38,5 % en moyenne), en raison d'une augmentation des TRV en février 2022 (+ 21,5 % en moyenne) qui n'est pas compensée par la hausse de la consommation (+ 1,0 %). En effet, la hausse de la consommation entraîne mécaniquement une baisse du revenu d'EDF SEI par MWh vendu, dans la mesure où elle

³³ La CRE a retenu la moyenne des cotations observées sur le marché ICE EUA Phase 3 Daily spot du 1er mars 2022 au 28 février 2023.

ne s'accompagne pas d'une hausse de la part fixe du tarif des gros consommateurs, car celle-ci ne dépend que de la capacité installée.

C.1.1.3 Surcoûts de production

Les coûts et les recettes de production retenus par la CRE pour EDF SEI s'élevant respectivement à 755,1 M€ et 350,5 M€, le montant définitif des surcoûts de production constatés dans les ZNI pour EDF au titre de l'année 2022 s'élève à **404,6 M€** et se décompose en - **30,5 M€** de surcoûts de production renouvelable et **435,1 M€** de surcoûts de production à partir d'énergies fossiles. La décomposition de ces surcoûts par zone est présentée dans le Tableau 21 et le Tableau 22.

Tableau 21 : Surcoûts de production renouvelable d'EDF dans les ZNI au titre de 2022

Transition Énergétique M€	Corse	Guadeloupe	Guyane	Martinique	Réunion	SPM	Iles bretonnes	2022
Coûts de production	53,8	0,0	44,8	0,0	48,4	0,0	0,0	147,1
Recettes de production	33,6	0,0	61,3	0,0	82,8	0,0	0,0	177,6
Surcoûts de production	20,3	0,0	-16,4	0,0	-34,3	0,0	0,0	-30,5

Tableau 22 : Surcoûts de production à partir d'énergies fossiles d'EDF dans les ZNI au titre de 2022

Mécanismes de solidarité M€	Corse	Guadeloupe	Guyane	Martinique	Réunion	SPM	Iles bretonnes	2022
Coûts de production	127,8	151,3	165,6	108,0	18,4	32,5	4,4	608,0
Recettes de production	48,6	53,0	21,8	42,0	1,6	5,0	0,9	172,9
Surcoûts de production	79,2	98,3	143,8	66,0	16,9	27,4	3,5	435,1

La comparaison du total des surcoûts de production au titre de 2022 avec celui au titre de 2021 est présentée dans le Tableau 23.

Tableau 23 : Comparaison des surcoûts de production supportés par EDF dans les ZNI au titre de 2022 et au titre de 2021

Total M€	Corse	Guadeloupe	Guyane	Martinique	Réunion	SPM	Iles bretonnes	2022	Rappel 2021 ⁽¹⁾	Evolution	
										en M€	en %
Coût de production	181,7	151,3	210,4	108,0	66,9	32,5	4,4	755,1	664,6	90,5	14%
Recettes de production	82,2	53,0	83,1	42,0	84,3	5,0	0,9	350,5	245,6	104,9	43%
Surcoûts (M€)	99,5	98,3	127,4	66,0	-17,4	27,4	3,5	404,6	419,0	-14,4	-3%

⁽¹⁾ Coûts et recettes tenant compte des rectifications effectuées sur l'exercice 2021 - cf. annexe 4 relative aux reliquats.

La hausse des coûts de production, portée par celle des coûts d'acquisition des combustibles et des quotas de CO₂ a été compensée par l'importante hausse des recettes, ce qui conduit à une légère baisse des surcoûts de production d'EDF en 2022 par rapport à l'année précédente.

C.1.2 Surcoûts de production supportés par EDM au titre de 2022

C.1.2.1 Coûts de production

Les coûts de production d'EDM retenus par la CRE, diminués des recettes non tarifaires, s'élèvent, pour 2022, à **168,2 M€**. La décomposition par grands postes de coûts est présentée dans le Tableau 24.

Tableau 24 : Coûts de production d'EDM au titre de 2022 et comparaison par rapport aux coûts constatés au titre de 2021

M€	Nature de coûts retenus	2022	rappel 2021	Evolution	
				en M€	en %
Coûts variables	Achats de combustibles hors taxes	101,0	72,1	29,0	40%
	Personnel, charges externes et autres achats	27,4	22,7	4,7	21%
	Impôts et taxes	0,7	0,5	0,2	36%
	Coûts d'acquisition des quotas de gaz à effet de serre	20,2	14,1	6,1	43%
Coûts fixes	Rémunération des capitaux	11,3	11,4	-0,1	-1%
	Amortissements	6,8	6,6	0,3	4%
	Frais de structure, de siège et prestations externes	0,7	0,7	0,0	-5%
Coût total		168,2	128,2	40,0	31%

Les coûts de production d'EDM sont en nette hausse par rapport à ceux de 2021 (+ 40 M€, soit + 31 %). Cette hausse est due à une forte augmentation des coûts d'achat du combustible (+ 29 M€) - dont les prix de marché ont continué à augmenter en 2022 - et du coût d'acquisition des quotas d'émission de CO₂ (+ 6,1 M€) dont le prix est passé de 61,65 €/t pour la période retenue au titre de l'année 2021 à 80,56 €/t pour la période retenue au titre de l'année 2022, soit + 30 %. Ces hausses liées à une hausse des prix sont renforcées par une hausse de la consommation (+ 5 %) qui a entraîné une plus forte sollicitation des groupes thermiques. L'impact de la hausse des prix du combustible observée en deuxième partie d'année est en partie limité par le mécanisme de couverture des

achats de carburant effectué par EDM en 2022, qui s'est dénoué en faveur d'EDM (10,6 M€). La forte progression des coûts de personnel et de charges externes (+4,7 M€ soit +21 %) est due au rattrapage de maintenance qui n'a pas pu être effectuée en 2021 ainsi qu'aux nombreuses interventions sur le moteur de Longoni qui a connu un fortuit majeur survenu au S2 2021 et n'a été remis en état de marche qu'au S1 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 2022.

En 2022, le taux de disponibilité moyen de la centrale de Longoni s'établit à 89,1 % et celle des Badamiers à 88,6 %, soit au-dessus de l'objectif de 85 % qui leur est assigné et ce malgré le fortuit important sur Longoni 2 qui n'a pu être résolu qu'en mai 2022 et un autre sur Badamier 1 à partir de juin 2022. La CRE ne retient en conséquence aucune pénalité au titre de l'année 2022.

C.1.2.2 Recettes de production

Les recettes de production³⁴ sont en hausse en 2022 et s'élèvent à **36,5 M€**, contre **25,2 M€** pour 2021 (cf. Tableau 25). Outre la hausse de la consommation (+ 5 %), cette forte progression est principalement due à l'augmentation des recettes due à la hausse des TRV en février 2022 (+ 21,5 % en moyenne)³⁵.

Tableau 25 : Recettes de production constatées pour EDM en 2022 et comparaison par rapport aux recettes constatées au titre de 2021

M€	2022	2021	Evolution	
			en M€	en %
(+) Chiffre d'affaires issu de la fourniture d'électricité	55,7	41,7	14,0	34%
(+) Chiffre d'affaires théorique lié aux agents EDM	0,38	0,25	0,1	52%
Chiffre d'affaires total à considérer	56,1	41,9	14,1	34%
(-) Recettes de distribution	17,6	16,2	1,4	9%
(-) Recettes de gestion clientèle	2,7	2,2	0,5	24%
(+) Recettes de vente pertes et services systèmes	3,2	2,9	0,4	13%
Recettes brutes de production	39,0	26,5	12,5	47%
Recettes de production totales ⁽¹⁾	36,5	25,2	11,2	45%
Part production du tarif de vente (€/MWh)	97,40	67,85	29,54	44%

⁽¹⁾ Résultat de la diminution des recettes brutes de production de la part des recettes issues de la vente des kWh produits dans le cadre des contrats d'achat, traités à la section C.2.2.

C.1.2.3 Surcoûts de production

Les coûts et recettes de production étant de **168,2 M€** et **36,5 M€** respectivement, le montant des surcoûts de production d'EDM au titre de l'année 2021 s'élève à **131,7 M€**. EDM ne disposant, en propre, que de moyens de production thermiques, ce surcoût relève en totalité de la sous-action budgétaire « Mécanismes de solidarité ».

C.1.3 Surcoûts de production supportés par EEFW au titre de 2022

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.

C.1.3.1 Coûts de production

Pour rappel, EEFW 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 3 fermes photovoltaïques opérées par EEFW à Wallis ont été mises en service en 2023 et n'entrent donc pas en compte dans le calcul des charges de SPE pour 2022.

Les coûts de production déclarés par EEFW s'élèvent, pour 2022, à **11,35 M€**, dont **0,05 M€** de coûts de production renouvelable et **11,30 M€** de coûts de production à partir d'énergies fossiles - dont 9,15 M€ HT au titre des

³⁴ 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.

³⁵ Il n'y a pas eu d'évolution des TRV au mois d'août 2022.

combustibles. La décomposition par grands postes de coût et leur évolution par rapport aux coûts constatés au titre de 2021 sont présentées dans le Tableau 26.

Tableau 26 : Coûts déclarés par EEWf au titre de 2022 et comparaison par rapport aux coûts au titre de 2020

M€	Nature de coûts retenus	Mécanismes de solidarité	Transition énergétique	2022	2021	Evolution	
						en M€	en %
Coûts fixes	Rémunération des capitaux	0,28	0,00	0,28	0,16	0,12	76%
	Amortissements	0,35	0,00	0,35	0,30	0,05	16%
	Impôts et taxes	0,01	0,00	0,01	0,01	-0,01	-62%
	Frais de personnel, charges externes et autres	1,25	0,04	1,29	1,12	0,17	15%
	Fonctions support	0,27	0,01	0,28	0,21	0,07	35%
Coûts variables	Combustibles	9,15	-	9,15	5,69	3,46	61%
	Quotas de CO2	-	-	-	-	-	-
Coût total		11,30	0,05	11,35	7,49	3,86	52%

Comparaison par rapport aux coûts constatés au titre de 2021

L'année 2022 a vu le renouvellement du contrat de concession d'EEWF, accompagnée de la reprise des actifs de production existants à leur valeur nette comptable, classée comme un investissement, ce qui explique une augmentation, par rapport au constaté 2021, de l'amortissement des capitaux mais surtout de leur rémunération qui va ensuite décroître linéairement sur la durée du contrat de concession. Les coûts de production déclarés par EEWf sont en forte hausse par rapport à ceux de 2021 (+ 3,9 M€), dont la majeure partie s'explique par un prix administré du combustible en forte hausse (+3,5 M€).

C.1.3.2 Recettes de production

Les recettes de production totales³⁶ déclarées par EEWf en 2022 s'élèvent à **2,06 M€**, réparties comme indiqué dans le Tableau 27. Elles sont en forte hausse par rapport à 2021 (+ 34 %) en raison d'une augmentation de la consommation (+ 8,6 %) et d'une hausse des TRV de + 21,5 % en moyenne en février 2022³⁷.

Tableau 27 : Recettes de production constatées pour EEWf en 2022 et comparaison par rapport aux recettes constatées au titre de 2021

en M€	2022	2021	Evolution	
			en M€	en %
Chiffre d'affaires total à considérer	3,11	2,56	0,55	22%
(-) Recettes de distribution	1,08	0,99	0,09	9%
(-) Recettes de gestion clientèle	0,16	0,15	0,01	4%
(+) Recettes de vente pertes et services systèmes	0,19	0,13	0,06	46%
Recettes brutes de production	2,07	1,55	0,522	34%
Recettes de production totales	2,06	1,54	0,521	34%
Recettes de production - Transition Energétique	0,06	0,06	0,06	-
Recettes de production - Mécanisme de solidarités	2,00	1,48	0,52	35%
Part production du tarif de vente (€/MWh)	80,20	65,83	14,37	22%

C.1.3.3 Surcoûts de production

Les coûts et les recettes de production pour EEWf s'élevant respectivement à **11,35 M€** et **2,06 M€**, le montant des surcoûts de production au titre de l'année 2022 s'élève à **9,29 M€**. Il se décompose en **-0,01 M€** de surcoûts de production renouvelable affectés à la sous-action budgétaire « Transition énergétique » et **9,29 M€** de surcoûts de production à partir d'énergies fossiles affectés à la sous-action budgétaire « Mécanisme de solidarité ».

C.2 Surcoûts liés aux contrats d'achat d'électricité dans les zones non inter-connectées

C.2.1 Surcoûts d'achat d'électricité supportés par EDF dans les ZNI au titre de 2022

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

³⁶ Les recettes de production sont obtenues à partir du chiffre d'affaires d'EEWF (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'EEWF aurait obtenues auprès des clients bénéficiant du « tarif agent » si ces derniers étaient assujettis aux tarifs réglementés de vente ainsi que des recettes provenant de la vente des pertes et des services système.

³⁷ Il n'y a pas eu de variation du TRV en août 2022.

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 2022 en ZNI sont présentés dans le Tableau 28.

Tableau 28 : Quantités d'électricité et coûts d'achat retenus pour EDF dans les ZNI pour 2022

	Corse		Guadeloupe		Guyane		Martinique		Réunion		Îles Bretonnes		Total		Evolution 2021* - 2022	
	GWh	M€	GWh	M€	GWh	M€	GWh	M€	GWh	M€	GWh	M€	GWh	M€	GWh en %	M€ en %
Interconnexion	608,9	187,2	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	608,9	187,2	-3%	125%
Bagasse/Charbon	---	---	261,8	117,8	---	---	---	---	762,5	348,6	---	---	1 024,2	466,4	-28%	11%
Thermique	697,2	282,0	861,2	267,1	55,2	13,1	781,3	253,1	1 319,7	394,4	---	---	3 714,7	1 209,8	1%	19%
Eolien	9,7	0,7	72,0	14,9	---	---	40,2	9,2	---	---	---	---	121,9	24,8	-27%	-24%
Hydraulique	43,0	3,6	10,9	2,1	1,6	0,2	---	---	2,4	0,3	---	---	57,8	6,2	-43%	-39%
Incinération	---	---	---	---	---	---	24,3	1,4	---	---	---	---	24,3	1,4	0%	0%
Géothermie	---	---	96,4	16,4	---	---	---	---	---	---	---	---	96,4	16,4	15%	8%
Biogaz	2,8	0,4	16,0	2,4	---	---	0,5	0,1	11,4	1,2	---	---	30,7	4,0	-21%	-14%
Biomasse	---	---	182,4	78,5	38,7	18,7	225,8	80,1	50,6	41,0	---	---	497,4	218,2	10%	36%
Photovoltaïque	275,2	86,8	96,1	38,6	38,8	16,9	71,0	28,7	234,8	109,0	0,216	0,035	716,1	279,9	-4%	-4%
Total	1 636,8	560,8	1 596,8	537,8	134,3	48,8	1 143,0	372,5	2 381,5	894,5	0,2	0,0	6 892,5	2 414,4	-6,2%	18,9%
Evolution 2021 - 2022	7,5%	62,9%	-5,0%	8,2%	-24,6%	-13,6%	-5,6%	4,9%	-11,4%	17,0%	6,0%	4,0%				

* montants tenant compte des rectifications effectuées sur l'exercice 2021 - cf. annexe 4.

Le coût d'achat total retenu pour EDF SEI s'élève à **2 414,4 M€** en 2022. 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 hausse par rapport à 2021 (+ 18,9 %) et s'accompagne toutefois d'une réduction du volume d'achat (- 6,2 %). Des disparités existent selon les filières et selon les territoires : les volumes d'achats augmentent en Corse et dans les îles bretonnes, baissent légèrement en Guadeloupe et en Martinique, et diminuent significativement en Guyane et, dans une moindre mesure, à la Réunion. Ces variations résultent de plusieurs facteurs :

- la consommation des différents territoires est restée relativement stable par rapport à 2021 (variation inférieure +/- 1 %). Saint-Barthélemy et Saint-Martin se caractérisent toutefois par une consommation croissante (respectivement + 8,2 % et + 2,4 %) quand la Guadeloupe connaît une dynamique légèrement décroissante (- 1,5 %).
- Comme en 2021, l'hydraulique a été très favorable en 2022 en Guyane, entraînant des volumes achetés relativement faibles pour la filière thermique. Les crues exceptionnelles en début d'année ont par ailleurs endommagé la centrale hydroélectrique de Saut Maman Valentin qui n'a produit que sur les deux premiers mois de l'année. En conséquence, les volumes d'énergie achetés en Guyane ont été réduits (- 24,6 %). L'hydraulique a également été favorable à la Réunion, induisant une baisse des achats par rapport à 2021, année de moindre hydraulique (- 11,4 %). A l'inverse, la très faible hydraulique constatée en Corse a entraîné une baisse de la production hydraulique pour les installations de l'opérateur historique ainsi que les installations en obligation d'achat (environ - 30 %), compensée en partie par une hausse des achats (+ 7,5 %), notamment thermique. La faible hydraulique en Corse et l'indisponibilité de la centrale de Saut Maman Valentin en Guyane sont les principales causes expliquant la baisse importante des volumes achetés pour la filière hydraulique (- 43 %), les contrats d'achat en Corse et en Guyane représentant une part importante de la production hydraulique achetée par EDF SEI.
- Le volume d'énergie importé en Corse depuis l'Italie et la Sardaigne est en légère baisse par rapport à 2021 (- 3 %), l'indisponibilité fortuite de la station de conversion de SACOI, au dernier trimestre 2021, s'étant poursuivie au premier trimestre 2022. Les coûts associés aux imports augmentent largement (+ 125 %) en raison des prix élevés observés sur le marché de l'électricité en Europe.
- Les volumes de la filières charbon/bagasse diminuent (- 28 %) principalement en raison de la conversion à la biomasse de la centrale de Bois Rouge dont les travaux de la plus grosse tranche se sont déroulés au second semestre 2022. Les coûts de cette filière évoluent quant à eux à la hausse (+ 11 %) en raison des coûts élevés du charbon et d'acquisition des quotas de CO2.
- De manière similaire, les coûts de la filière thermique augmentent par rapport à 2021 (+ 19 %) malgré un volume d'énergie stable (+ 1 %) en raison des coûts élevés des combustibles fossiles.
- La filière biomasse voit sa production croître en 2022 par rapport à 2021 (+ 10 %) en raison du fonctionnement à la biomasse de la tranche convertie de Bois Rouge en fin d'année. En Guyane, la production d'électricité à partir de biomasse reste stable par rapport à 2021 malgré le fonctionnement sur une année pleine de la centrale de Cacao en raison de la baisse de production de la centrale de Kourou. Les coûts pour la filière biomasse augmentent de 36 %, principalement en raison des prix élevés constatés sur le marché des pellets.
- Les volumes achetés pour la filière éolienne ainsi que les coûts associés sont en recul par rapport à 2021 (respectivement - 27 % et - 24 %). Cette baisse s'explique notamment par des régimes de vent moins favorables, par le déclassement de deux installations situées en Guadeloupe et à la Réunion à la fin de l'année 2021 et par des facturations tardives pour les derniers mois de l'année qui seront déclarées en reliquat

lors du prochain exercice. Les facturations tardives expliquent également en partie la baisse des volumes et des coûts de moindre ampleur observée pour la filière photovoltaïque (- 4 %). Une baisse des volumes de la filière biogaz est également observée (- 21 %).

- La production géothermique retrouve un niveau conforme à son historique de production, la limitation imposée temporairement par l'autorité préfectorale à la centrale de Bouillante en Guadeloupe en 2021 ayant été levée pour 2022 (+ 15 % par rapport à 2021).
- Les volumes et coûts d'achat pour la filière incinération en 2022 correspondent à ceux de l'usine d'incinération située en Martinique, quasiment identiques à ceux déclarés en reliquats pour l'année 2021. L'installation, qui bénéficiait d'une convention d'achat provisoire, a fait l'objet d'une délibération de la CRE le 15 décembre dernier³⁸. Les régularisations actées dans cette délibération et n'ayant pas été exposées jusqu'ici seront déclarées en reliquats lors du prochain exercice.

S'agissant des contrats d'achat photovoltaïques concernés par la révision de leur tarif³⁹, la CRE a effectué les calculs des charges constatées sur la base des déclarations effectuées par EDF, à partir des montants effectivement facturés aux producteurs en 2022.

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

En application du a) du 2° du I de l'article R. 121-28 du code de l'énergie, le coût évité par les contrats d'achat dans les ZNI est calculé en valorisant l'électricité achetée par EDF à la part production des tarifs de vente. Le coût évité s'élève à **646,3 M€**, comme détaillé dans le Tableau 29.

Tableau 29 : Coût évité à EDF par les contrats d'achat dans les ZNI en 2022

	Corse	Guadeloupe	Guyane	Martinique	Réunion	Iles bretonnes	2022
Quantités achetées (GWh)	1 636,8	1 596,8	134,3	1 143,0	2 381,5	0,216	6 892,5
Taux de pertes (%)	10,1%	11,1%	12,5%	7,5%	6,9%	7,6%	---
Quantités achetées et consommées (GWh) *	1 471,0	1 420,0	117,5	1 057,4	2 217,4	0,200	6 283,5
Part production du tarif de vente (€/MWh)	93,89	106,96	101,50	107,34	104,11	98,33	---
Coût évité par les contrats d'achat (M€)	138,1	151,9	11,9	113,5	230,9	0,0196	646,3

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

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

Les surcoûts supportés par EDF résultant des contrats d'achat en 2021 2022 s'élèvent à **1 768,1 M€** dans les ZNI (2 414,4 M€ de coût d'achat – 646,3 M€ de coût évité). Ce montant est en hausse d'environ 15 % par rapport à 2021. Cette hausse s'explique par une hausse des coûts d'achats (+ 400 M€ environ) qui n'est que partiellement compensée par la hausse des coûts évités (+ 160 M€ environ)

Ce montant se répartit de la manière suivante :

- 406,1 M€ au titre des charges relevant de la sous-action « Transition énergétique » ;
- 1 362,1 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 30.

Tableau 30 : Surcoûts dus aux contrats d'achat d'EDF dans les ZNI en 2022

M€	Corse	Guadeloupe	Guyane	Martinique	Réunion	Iles bretonnes	2022
Coût d'achat	560,8	537,8	48,8	372,5	894,5	0,035	2 414,4
Coût évité	138,1	151,9	11,9	113,5	230,9	0,020	646,3
Surcoûts	422,7	385,9	36,9	259,0	663,6	0,015	1 768,1
Transition Énergétique OA	64,1	38,7	13,5	25,9	86,3	0,015	228,5
Transition Énergétique gré à gré	-0,5	69,2	15,2	57,7	36,0	0,0	177,5
Mécanismes de solidarité	359,1	278,1	8,2	175,5	541,2	0,0	1362,1

C.2.2 Surcoûts d'achat d'électricité supportés par EDM au titre de 2022

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

³⁸ Délibération de la CRE du 15 décembre 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 située à Fort-de-France.

³⁹ En application de l'article 225 de la loi n° 2020-1721 du 29 décembre 2020 de finances pour 2021, du décret n° 2021-1385 du 26 octobre 2021 et de l'arrêté du 26 octobre 2021 relatifs à la révision de certains contrats de soutien à la production d'électricité d'origine photovoltaïque.

Comme en 2021, l'ISDND de Dzoumogné mis en service fin 2018 (installation de production de biogaz à partir de déchets) a consommé en propre l'intégralité de sa production en 2022. Il n'y a donc pas eu d'achat d'électricité lié à ce contrat en 2022.

Les volumes d'achat constatés pour 2022 sont donc uniquement liés à de la production photovoltaïque et s'élèvent à 28,2 GWh, pour un montant de **10,0 M€**, comme détaillé dans le Tableau 31. 44 nouvelles installations ont été mises en services depuis 2021 pour une puissance de 7,6 MWc de moins de 100kWc et bénéficiant de l'arrêté tarifaire S17 pour une puissance de 4,5 MW. 5 nouvelles installations de plus de 500 kWc (arrêté tarifaire FV 16) ont été installées, pour une puissance de 3,1 MWc. En conséquence, on observe une augmentation de 16 % de l'énergie injectée et une augmentation de 5 % des coûts associés car les contrats d'achat les plus récents bénéficient d'un tarif plus faible que les contrats plus anciens.

C.2.2.1 Coûts évités à EDM par les contrats d'achat d'électricité à Mayotte

En application des dispositions du 2° du I de l'article R. 121-28 du code de l'énergie, les surcoûts dus aux contrats d'achat dans les ZNI sont calculés par rapport à la part production du tarif de vente. L'électricité achetée par EDM, valorisée à la part production (cf. section C.1.2.2), est évaluée à **2,5 M€**, comme détaillé dans le Tableau 31.

C.2.2.2 Surcoûts dus aux contrats d'achat d'électricité supportés par EDM à Mayotte

Les surcoûts supportés par EDM résultant des contrats d'achat en 2022 s'élèvent à **7,5 M€** (10,0 M€ - 2,5 M€). Ces contrats portant exclusivement sur des installations photovoltaïques, la totalité de ces surcoûts relève de la sous-action budgétaire « Transition énergétique ».

Par rapport à 2021, la hausse des coûts d'achats (+ 0,5 M€) est compensée par la hausse des coûts évités (+ 0,9 M€), qui est due à une forte augmentation de la PPTV (+ 44 %), ce qui induit, en somme, une baisse de 5 % (- 0,4 M€) du surcoût lié aux contrats d'achat pour EDM.

Tableau 31 : Surcoûts d'achat d'électricité supportés par EDM en 2022 et comparaison par rapport aux surcoûts constatés au titre de 2021

	2022	2021 ⁽²⁾	Evolution	
			en M€	en %
Coût d'achat (M€)	10,0	9,6	0,5	5%
Quantités achetées (GWh)	28,2	24,2	4,0	16%
Taux de pertes	7,5%	9,7%	-2,2%	-23%
Quantités achetées et consommées (GWh) ⁽¹⁾	26,1	22,0	4,1	18%
Part production dans le tarif de vente (€/MWh)	97,40	67,85	29,5	44%
Coût évité par les contrats d'achat (M€)	2,5	1,7	0,9	51%
Surcoûts d'achat (M€)	7,5	7,9	-0,4	-5%

⁽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.

⁽²⁾ Coûts et volumes tenant compte des rectifications effectuées sur l'exercice 2021 - cf. annexe 4 relative aux reliquats.

C.2.3 Surcoûts d'achat d'électricité supportés par EEFW au titre de 2022

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

Les volumes d'achat pour 2022 s'élèvent à 63 MWh, en hausse par rapport à 2021 (+ 25 %), pour un montant de **24 k€** (cf. Tableau 32). Les 3 fermes photovoltaïques opérées par EEFW à Wallis ont été mises en service en 2023 et n'entrent donc pas en compte dans les coûts constatés pour 2022.

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

L'électricité achetée par EEFW, valorisée à la part production estimée à 80,20 €/MWh (cf. section C.1.3.2), est évaluée à **5 k€**, comme détaillé dans le Tableau 32.

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

Les surcoûts supportés par EEFW résultant des contrats d'achat en 2022 s'élèvent à **19 k€**. Ces contrats portant exclusivement sur des installations photovoltaïques, la totalité de ces surcoûts relève de la sous-action budgétaire « Transition énergétique ».

Tableau 32 : Surcoûts d'achat supportés par EEWf en 2022 et comparaison par rapport aux surcoûts constatés au titre de 2021

	2022	2021	Evolution	
			en M€	en %
Coût d'achat (M€)	0,024	0,019	0,005	25%
Quantités achetées (GWh)	0,063	0,050	0,013	25%
Taux de pertes	8,02%	7,02%	1,00%	14%
Quantités achetées et consommées (GWh) ⁽¹⁾	0,058	0,047	0,011	24%
Part production dans le tarif de vente (€/MWh)	80,20	65,83	14,4	22%
Coût évité par les contrats d'achat (M€)	0,005	0,003	0,002	51%
Surcoûts d'achat (M€)	0,019	0,016	0,003	20%

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

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

C.3.1 Surcoûts liés aux contrats de stockage supportés par EDF dans les ZNI au titre de 2022

C.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 2022 en ZNI sont présentés dans le Tableau 33.

Tableau 33 : Quantités d'électricité brutes injectées et coûts d'EDF pour les ouvrages de stockage dans les ZNI en 2022

M€	Corse	Guadeloupe	Guyane	Martinique	La Réunion	TOTAL
Injection (GWh)	3,4	0,0	0,5	4,5	2,34	10,9
Rappel 2021* (GWh)	2,2	0,0	0,5	1,1	0,0	3,8
Coûts (M€)	1,1	0,0	1,6	2,1	1,7	6,5
Rappel 2021* (M€)	0,7	0,0	1,6	0,7	0,5	3,6

* montants tenant compte des rectifications effectuées sur l'exercice 2021 - cf. annexe 4.

Le coût total retenu pour EDF SEI s'élève à **6,5 M€** en 2022.

Les volumes et les coûts associés sont en hausse par rapport à 2021 compte tenu du fonctionnement sur une année pleine des installations mises en service en 2021. Par ailleurs, les coûts associés à deux installations en service, non déclarés cette année, seront déclarés en reliquat lors du prochain exercice.

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

En application du a) du 2° du I de l'article R. 121-28 du code de l'énergie, le coût évité par les contrats d'achat dans les ZNI est calculé en valorisant l'électricité injectée par les ouvrages de stockage à la part production des tarifs de vente. Le coût évité s'élève à **1,02 M€**, comme détaillé dans le Tableau 34.

Tableau 34 : Coûts évités à EDF par les contrats de stockage dans les ZNI en 2022

	Corse	Guadeloupe	Guyane	Martinique	Réunion	2022
Quantités achetées (GWh)	3,44	0,00	0,53	4,54	2,34	10,9
Taux de pertes (%)	10,1%	11,1%	12,5%	7,5%	6,9%	---
Part production du tarif de vente (€/MWh)	93,89	106,96	101,50	107,34	104,11	---
Coût évité par les contrats d'achat (M€)	0,29	0,00	0,05	0,45	0,23	1,02

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

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

Les surcoûts d'EDF résultant des contrats de stockage au titre de l'année 2022 s'élèvent à **5,46 M€** dans les ZNI (6,48 M€ de coût – 1,02 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 35.

Tableau 35 : Surcoûts dus aux contrats de stockage d'EDF dans les ZNI en 2022

	Me	Corse	Guadeloupe	Guyane	Martinique	Réunion	2022
Coût d'achat		1,11	0,00	1,63	2,07	1,67	6,48
Coût évité		0,29	0,00	0,05	0,45	0,23	1,02
Surcoûts		0,82	0,00	1,59	1,62	1,44	5,46

C.3.2 Surcoûts liés aux contrats de stockage supportés par EDM à Mayotte au titre de 2022

Aucune charge n'a été déclarée par EDM au titre de 2022 pour des ouvrages de stockage. Les lauréats du guichet stockage de la CRE n'ayant pas encore été mis en service.

C.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 2015⁴⁰, 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 2022.

La délibération de la CRE du 2 février 2017⁴¹ 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 2019⁴² ainsi que pour Saint-Barthélemy par la délibération de la CRE du 21 avril 2022⁴³.

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 2022⁴⁴ autorise la prise en charge partielle par l'Etat, dans les ZNI, des coûts associés à la conversion des usages des réseaux de gaz de pétrole liquéfié à l'électricité ou aux énergies renouvelables, au titre des charges liées aux actions de MDE. Toutefois, aucune charge n'a été déclarée à ce titre pour 2022.

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

C.4.1 Coûts liés aux actions de MDE supportés par EDF dans les ZNI au titre de 2022

Les coûts liés aux actions de MDE supportés par EDF dans les ZNI s'élèvent en 2022 à **155,1 M€**. La décomposition par grands postes de coût est présentée dans le Tableau 36.

Tableau 36 : Coûts de MDE supportés par EDF dans les ZNI en 2022

M€	Nature de coûts	Corse	Guadeloupe	Guyane	Martinique	Réunion	SPM	2022	Rappel 2021	Evolution 2022-2021	
										en M€	en %
Coûts	Aides commerciales (prime MDE)	14,7	40,3	18,7	19,5	39,7	0,0	133,0	114,6	18,4	16%
	Frais de personnel	1,4	2,1	0,9	1,5	2,7	0,0	8,6	8,3	0,3	4%
	Autres charges	2,7	3,0	2,0	2,0	3,7	0,0	13,5	9,3	4,2	46%
Recettes	Participations tierces	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-0,1	-1,1	1,1	-94%
Coût net total		18,7	45,4	21,7	23,0	46,2	0,01	155,1	131,0	24,1	18%

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.

⁴⁰ 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.

⁴¹ 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.

⁴² 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.

⁴³ 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.

⁴⁴ 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.

Par ailleurs, les charges supportées au titre du déploiement du cadre de compensation de Saint-Barthélemy 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 MDE⁴⁵ (cf. section C.1.1.1, la compensation d'EDF SEI au titre des coûts constatés en 2022 a été augmentée d'un montant de 0,6 M€).

Évolution par rapport aux coûts constatés au titre de 2021

Les coûts de MDE constatés augmentent de manière significative entre 2021 et 2022 (+ 18 %). Cette hausse est principalement portée par le territoire de Guadeloupe (+ 30,4 M€), à la faveur d'une hausse des primes versées aux bénéficiaires du segment résidentiel. Le poste des autres charges affiche également une hausse importante (+ 46 %), principalement due au rattrapage du retard engrangé au cours de la crise sanitaire et au renforcement des contrôles et à l'augmentation des prestations informatiques facturées par les fonctions centrales du groupe EDF.

La mise en œuvre des cadres territoriaux de compensation dans les ZNI début 2019 explique cette hausse substantielle des coûts de MDE. En effet, l'objectif de ces cadres est bien de massifier le déploiement des actions au travers d'un nombre plus important d'actions subventionnées et de la mise en place de mesures de communication, de sensibilisation et d'accompagnement. Les objectifs de placement prévoyaient bien une augmentation progressive sur le cadre des actions déployées. Les résultats de 2022 en hausse par rapport à 2021 témoignent de la poursuite des efforts des comités territoriaux de pilotage dans le déploiement de ces cadres.

La participation des acteurs membres des comités MDE des territoires autres que EDF SEI est en baisse en 2022 (- 1,1 M€). La CRE déplore cette baisse continue 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.

C.4.2 Coûts liés aux actions de MDE supportés par EDM à Mayotte au titre de 2022

Les coûts retenus par la CRE s'élevant à 4,3 M€. 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 et n'a pas généré suffisamment de CEE pour satisfaire cette obligation. Il n'y a donc aucune recette associée à la valorisation des CEE pour 2022. Par ailleurs, ces charges ou recettes sont désormais intégrées, comme pour EDF, aux coûts de production d'EDM. 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 2022. Le montant des charges liées aux actions de MDE au titre de l'année 2022 est donc évalué à **4,3 M€** pour EDM (cf. Tableau 37).

Tableau 37 : Coûts de MDE supportés par EDM en 2022

M€	Nature de coûts	2022	2021	Evolution	
				en M€	en %
Coûts	Aides commerciales (prime MDE)	3,4	3,1	0,4	13%
	Frais de personnel	0,5	0,6	-0,1	-10%
	Autres charges	0,4	0,2	0,1	61%
Recettes	Participations tierces	0,0	0,0	0,0	-
Coût total		4,3	3,9	0,4	11%
Recettes CEE		0,00	-0,44	0,4	-
Coûts nets		4,3	3,4	0,9	26%

Évolution par rapport aux coûts constatés au titre de 2021

Les coûts de MDE constatés en 2022 sont en hausse par rapport à 2021 (+ 0,9 M€, soit + 26 %), en raison d'une hausse du nombre d'actions de petite MDE réalisées par EDM, et donc du montant total de primes versées aux bénéficiaires (+ 0,4 M€) conjuguée à la perte des recettes liées à la valorisation des CEE (+0,4 M€).

⁴⁵ 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.

c.5 Coûts liés aux études mentionnées dans les PPE

Aucun opérateur n'a déclaré de charges relatives à des projets d'étude pour l'année 2022.

c.6 Coûts de développement de projets reconnus d'intérêt public

Aucun opérateur n'a déclaré de charges relatives à la réalisation de projets d'approvisionnement en électricité renouvelable reconnus comme des projets d'intérêt public pour l'année 2022.

c.7 Synthèse des charges en ZNI au titre de 2022

Au total, les charges de SPE qui relèvent du soutien en ZNI, en dehors des charges liées aux dispositifs sociaux, s'élèvent à **2 486,0 M€** pour l'année 2022 et se répartissent de la manière suivante entre les deux sous-actions :

- Transition énergétique : **547,9 M€**.
- Mécanismes de solidarité : **1 938,2 M€**.

Tableau 38 : Synthèse des charges constatées en ZNI au titre de 2022, en dehors des charges liées aux dispositifs sociaux

2022 - M€	EDF	EDM	EEWF	Autres acteurs	Total
Transition énergétique	536,1	11,8	0,01	0,0	547,9
Surcoûts achats OA	228,5	7,5			236,0
Surcoûts achats GAG ENR	177,5		0,02		177,6
Surcoûts production FH ENR	-30,5		-0,01		-30,5
MDE	155,1	4,3			159,4
Stockage	5,5				5,5
Etudes ZNI identifiées dans PPE				0,0	0,0
Mécanismes de solidarité	1 797,2	131,7	9,3		1 938,2
Surcoûts achats GAG non ENR	1 362,1				1 362,1
Surcoûts production FH non ENR	435,1	131,7	9,3		576,1

D. SOUTIEN AUX EFFACEMENTS

D.1 Contexte juridique

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

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

D.2 Montant des charges constatées au titre de 2022

RTE a déclaré des charges pour la mise en œuvre des contrats d'effacement au titre de 2022 à hauteur de **72,0 M€**. Elles correspondent en majeure partie aux primes versées dans le cadre de l'appel d'offres « Effacement 2022 », pour un montant de 58,5 M€, et intègrent des factures tardives au titre des appels d'offres « Effacement » des années 2021 (pour 13,7 M€) et 2020 (pour 0,08 M€). Elles intègrent également des règlements et régularisations de pénalités au titre des appels d'offres « Effacement » des années 2019 (pour – 0,3 M€) et 2018 (pour 0,01 M€).

Ce montant est en forte augmentation par rapport aux charges constatées en 2021, de 13,1 M€, mais plus faible que le niveau de 86,6 M€ prévu l'an dernier pour 2022.

E. DISPOSITIFS SOCIAUX

E.1 Charges liées aux dispositifs sociaux – électricité

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

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

En application des dispositions de l'arrêté du 6 avril 2018 fixant le montant et la limite de compensation des contributions des fournisseurs d'électricité aux fonds de solidarité 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 2022 en l'absence d'avancées réglementaires.

Ainsi, seule EDF prévoit de supporter des charges liées au tarif de première nécessité en 2022, 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 2013⁴⁶, 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.

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,

⁴⁶ 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.

exprimées en euros, en temps réel. Le décret n° 2021-608 du 19 mai 2021⁴⁷ 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 2021⁴⁸.

* * *

Au titre de l'année 2022 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 7 fournisseurs alternatifs⁴⁹ en métropole continentale.

E.1.1 Charges liées au dispositif institué en faveur des personnes en situation de précarité

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

Pour 2022, cette compensation s'élève à **24,9 M€** pour l'ensemble des opérateurs ayant déclaré des charges afférentes à ce dispositif (contre 24,1 M€ en 2021).

E.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 2022, cette compensation s'élève à **1,8 M€** pour l'ensemble des opérateurs ayant des déploiements effectifs de dispositifs de mise à disposition des données de consommation. C'est la première année pour laquelle des charges liées à ce dispositif sont effectivement constatées.

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

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

Compte tenu de l'abrogation du dispositif, à l'exception des îles de Saint-Martin et Saint-Barthélemy, seule EDF a déclaré des charges associées au « tarif de première nécessité » pour l'année 2022.

Le nombre de foyers ayant bénéficié du TPN sur les îles de Saint-Martin et Saint-Barthélemy en 2022 s'élève à 1150, pour un total de **0,07 M€**. Des difficultés de mise en œuvre de la prolongation de ce dispositif sur les deux îles ont réduit le nombre de bénéficiaires du tarif de première nécessité.

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.

E.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 **5,8 M€** (contre 3,1 M€ en 2021).

* * *

La somme des charges pour 2022 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 (**5,9 M€**) est en hausse par rapport à la somme des charges constatées en 2021 au titre de ces mêmes réductions (3,2 M€).

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

Les charges à compenser aux opérateurs au titre de 2022 s'agissant des dispositifs sociaux – électricité en métropole continentale et dans les ZNI s'élèvent à **32,7 M€** (24,9 M€ + 1,8 M€ + 5,9 M€), contre 27,4 M€ en 2021.

⁴⁷ 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.

⁴⁸ 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.

⁴⁹ Engie, Enargia, Direct Energie, Vattenfall Energies, Union des producteurs locaux d'électricité, Elmy, Budget Télécom – Mint Energie.

Les détails de charges par type d'opérateur sont indiqués dans le Tableau 39. Les détails par entreprises locales de distribution et autres fournisseurs sont indiqués dans le Tableau 42.

Tableau 39 : Charges liées aux dispositifs sociaux supportées par les opérateurs au titre de 2022

	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 2022	Charges retenues au titre de 2021
	M€	M€	M€	M€	M€
EDF	19,0	1,1	3,2	23,2	19,7
EDF MC	18,7	1,1	2,8	22,7	18,8
EDF ZNI	0,2	0,0	0,3	0,6	0,8
EDM	0,031	0	0,00	0,031	0,021
ELD	0,7	0,1	0,2	1,0	0,8
Autres fournisseurs	5,2	0,7	2,6	8,4	7,0
Total	24,9	1,8	5,9	32,7	27,4

E.2 Charges liées aux dispositifs sociaux – gaz

Tarif spécial de solidarité

À l'instar des bénéficiaires de la tarification de l'électricité comme produit de première nécessité (cf. chapitre E.1), le tarif spécial de solidarité (TSS) est abrogé à partir du 1^{er} janvier 2018 au profit du dispositif du chèque énergie.

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 2021⁵⁰.

* * *

Au titre de l'année 2022, des charges liées aux dispositifs sociaux ont été supportées par EDF, par 14 entreprises locales de distribution et 3 fournisseurs alternatifs⁵¹ en métropole continentale.

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

Avec la fin du tarif spécial de solidarité, aucun opérateur n'a déclaré de frais relatifs aux déductions et versements forfaitaires, aux surcoûts de gestion et aux services liés à la fourniture pour l'année 2022.

E.2.2 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 **1,6 M€**. Ils étaient 20 à le faire l'an passé au titre de 2021 pour un total de 1,61 M€.

E.2.3 Charges liées à la mise à disposition des données de consommation

Un fournisseur a déclaré des charges liées au dispositif d'afficheur déporté pour **0,2 M€**.

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

Le total des charges à compenser aux fournisseurs au titre de 2023 s'élève donc à **1,8 M€** (1,6 M€ + 0,2 M€).

Les détails de charges par type d'opérateur sont indiqués dans le Tableau 40. Les détails par entreprises locales de distribution et autres fournisseurs sont indiqués dans le Tableau 42.

⁵⁰ 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.

⁵¹ Engie, TotalEnergie Electricité et Gaz France et Vattenfall.

Tableau 40 : Charges liées aux dispositifs sociaux supportées par les opérateurs au titre de 2022

	Dispositif d'affichage déporté	Autres dispositifs		Total à compenser au titre de 2022	Charges retenues en 2021
		Charges	Perte de recettes liée aux		
	M€	M€	M€	M€	M€
EDF	0,0	0,0	0,5	0,5	0,6
ELD	0,0	0,0	0,1	0,1	0,0
Autres fournisseurs	0,2	0,0	1,03	1,2	1,0
Total	0,2	0,0	1,61	1,8	1,6

E.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 2022 s'élève à **34,5 M€** (dont **32,7 M€** en électricité et **1,8 M€** en gaz). Celles-ci sont en augmentation par rapport aux charges constatées au titre de 2021 (27,4 M€ en électricité et 1,6 M€ en gaz).

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

En matière d'électricité, 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 23 février 2023⁵² permettent aux gestionnaires de contrats d'obligation d'achat et de complément de rémunération d'électricité (EDF, les entreprises locales de distribution et les organismes agréés), ainsi qu'aux acheteurs de biométhane (entreprises locales de distribution et autres fournisseurs de gaz naturel) de déclarer les coûts correspondants qu'ils ont supportés au titre de 2022.

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. Au surplus, les opérateurs ont déclaré des coûts correspondant au fonctionnement du périmètre d'équilibre pour les installations dont ils ont la gestion, ou, le cas échéant, des coûts de 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 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 29 juin 2023⁵³ qui cadre la compensation des frais de gestion supportés par 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 14 ELD et 2 organismes agréés : la différence entre les frais de gestion déclarés par ces opérateurs et les frais de gestion plafonnés qui vont leur être effectivement compensés est de 0,4 M€.
- S'agissant des acheteurs de biométhane, le contexte exceptionnel de volatilité des prix de gros du gaz ainsi que leurs niveaux très élevés observés en 2022 justifient une adaptation, pour cet exercice de déclaration et de manière dérogatoire à la méthodologie d'évaluation des charges de service public de l'énergie en métropole continentale, arrêtée dans sa dernière version par délibération du 29 juin 2023, du plafond des frais de gestion liés à la revente sur les marchés des volumes de biométhane injecté achetés. Après analyse des éléments transmis dans le cadre de la déclaration annuelle :
 - o l'intégralité des frais de gestion déclarés liés à l'accès au marché et à l'équilibrage sont compensés aux opérateurs ;
 - o les frais de personnels liés à la vente de l'énergie sont quant à eux compensés dans la limite d'un taux horaire applicable de 70 € HT/h et de 15 h/contrat géré.

Les autres plafonds restent inchangés.

⁵² Délibération de la CRE du 23 février 2023 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.

⁵³ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 29 juin 2023 portant décision sur la méthodologie d'évaluation des charges de service public de l'énergie en métropole continentale.

Ainsi, le plafonnement a été appliqué pour 3 ELD et 12 fournisseurs de gaz naturel, soit à 15 opérateurs sur les 21 ayant déclaré des frais de gestion pour 2022. La différence entre les frais de gestion déclarés par ces opérateurs et les frais de gestion plafonnés qui vont leur être effectivement compensés est de 0,5 M€.

Le montant finalement retenu pour les frais de gestion au titre de l'année 2022 s'élève à **65,4 M€** de charges (contre 68,1 M€ prévus dans la mise à jour du montant prévisionnel au titre de 2022) :

- 63,1 M€ sont relatifs aux contrats d'obligation d'achat et de complément de rémunération dans le cadre du soutien à la production d'électricité (dont 58,5 M€ pour EDF, 3,7 M€ pour 86 entreprises locales de distribution et 0,9 M€ pour 4 organismes agréés).
- 2,3 M€ sont déclarés par les acheteurs de biométhane (dont 0,1 M€ pour 4 entreprises locales de distribution et 2,2 M€ pour 17 fournisseurs de gaz naturel).

Les détails de charges par type d'opérateur, ainsi que la comparaison à la mise à jour de la prévision au titre de 2022, sont présentés dans le Tableau 41.

Tableau 41 : Charges liées aux frais de gestion supportées par les opérateurs au titre de 2022

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 2022	60,8	3,5	0,7	0,12	2,9	68,1
Montant retenu au titre de 2022	58,5	3,7	0,9	0,11	2,2	65,4
Variation	- 2,4	0,2	0,2	- 0,01	- 0,7	- 2,7

G. DETAILS DES CHARGES DE SERVICE PUBLIC CONSTATEES AU TITRE DE 2022 PAR LES OPERATEURS AUTRES QU'EDF, EDM, EEWf, RTE

Le Tableau 42 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 recours⁵⁴.

Tableau 42 : Détails des charges constatées au titre de 2022 par les opérateurs autres qu'EDF, EDM, EEWf, RTE et acheteurs en dernier recours

	Charges dues aux contrats d'achat					Soutien à l'Injection de biométhane	Charges liées aux dispositifs sociaux	Frais de gestion	Montant de la compensation
	Quantité achetée	Coût d'achat	Coût évité énergie	Coût évité capacité	Surcoût d'achat total				
Nom opérateur	MWh	€	€	€	€	€	€	€	€
R.S.E. REGIE SERVICES ENERGIE AMBERIEUX	3 780	1 026 090	278 798	0	747 291		2 250	58 141	807 682
SICAE de l'Aisne	4 646	1 389 269	391 649	0	997 620		11 845	0	1 009 465
Energie Développement Services du BRIANCONNAIS	16 036	1 778 799	1 170 388	0	608 411		4 039	10 183	622 634
Régie Municipale d'Electricité ROQUEBILLIERE	36	22 812	3 097	0	19 715		0	0	19 715
Régie Communale d'Electricité GATTIÈRES	167	84 134	13 973	0	70 161		340	3 580	74 081
Régie Electrique DALOU	42	18 787	3 160	0	15 627		0	962	16 589
Régie municipale d'Electricité VARILHES	1 174	546 648	80 742	0	465 906		1 350	3 817	471 073
Régie Municipale d'Electricité VICDESSOS	17	7 964	1 399	0	6 565		0	1 650	8 215
Régie Municipale d'Electricité MAZÈRES	2 170	803 279	177 125	0	626 154		900	873	627 927
Régie Municipale d'Electricité ARIGNAC	474	109 127	38 216	0	70 911		0	1 762	72 673
Régie Electrique MERCUS GARRABET	12	5 917	1 031	0	4 887		0	1 762	6 649
Régie Municipale d'Electricité MERENS LES VALS	9	5 489	1 053	0	4 435		0	1 502	5 937
Régie municipale d'Electricité QUIE	7	2 644	717	0	1 927		0	972	2 899
Régie municipale d'Electricité TARASCON-SUR-ARIEGE	6 081	610 989	480 371	0	130 618		1 184	2 762	134 564
Régie municipale d'Electricité SAVERDUN	7 006	1 679 839	521 544	0	1 158 295		1 104	8 929	1 168 329
Régie d'Electricité SAINT-QUIRC - CANTE - LISSAC - LABATUT	393	229 125	34 016	0	195 110		501	1 812	197 423
S.I.C.A.E. DE LA REGION DE PRECY SAINT-MARTIN	8 866	2 542 877	2 487 076	25 412	30 389		288	20 001	50 678
Energie Quillan Occitanie	4 772	588 489	401 991	0	186 498		2 039	7 676	196 213
S.I.V.O.M. LABERGEMENT SAINTE-MARIE	2 844	350 454	255 765	0	94 689		1 260	7 871	103 820
Régie SDED EROME-GERVANS	184	109 745	16 169	0	93 576		0	3 775	97 351
Société d'économie mixte locale DREUX - GEDIA	105	41 290	7 981	0	33 309	159 089	10 780	13 586	216 764
SYNELVA COLLECTIVITÉS	82 605	11 587 182	22 140 368	305 146	-10 858 332		10 800	69 315	-10 778 217
Régie Municipale d'Electricité CAZÈRES	873	333 889	221 449	0	112 440		177	5 883	118 499
Régie Municipale d'Electricité MARTRES TOLOSANE	111	29 849	13 424	0	16 425		12	2 425	18 863
Régie municipale d'Electricité MIRAMONT DE COMMINGES	315	69 610	26 545	0	43 065		0	4 433	47 498
Régie Municipale Multiservices de LA REOLE	28	11 861	2 487	0	9 374		0	516	9 889
Régie d'Electricité du Syndicat du SUD DE LA REOLE	3 468	1 363 874	956 817	11 273	395 784		0	24 870	420 654
Régie Municipale de Bazas Energie	905	308 377	271 323	107 546	-70 492		547	5 763	-64 182
Régie Municipale d'Electricité GIGNAC	1 087	263 981	86 687	0	177 294		428	9 760	187 482
Régie Municipale d'Electricité CAZOULS LES BÉZIERS	306	140 700	23 587	0	117 113		204	7 641	124 957
Coopérative d'Electricité SAINT-MARTIN DE LONDRES	42 021	9 354 679	12 049 460	48 545	-2 743 327		12 032	107 661	-2 623 634
GAZ ELECTRICITE DE GRENOBLE	100 749	15 523 062	24 960 970	600 203	-10 038 111		51 303	126 925	-9 859 883
Régie Municipale d'Electricité SALINS LES BAINS	66	35 173	5 716	0	29 457		317	3 490	33 264
GASCOGNE ENERGIES SERVICES AIRE SUR L'ADOUR (ex Régies Municipales)	3 540	1 428 484	998 856	4 240	425 388		5 911	8 240	439 539
S.I.C.A.E. REGION DE PITHIVIERS	120 427	12 669 882	10 855 785	0	1 814 096		14 094	70 515	1 898 705
Régie Communale Electrique SAULNES	17	6 707	1 252	0	5 455		950	1 493	7 897
SAEML UEM USINE D'ELECTRICITE DE METZ	209 878	39 285 605	50 690 607	1 640 887	-13 045 890		78 060	184 854	-12 782 975
Régie Communale d'Electricité PIERREVILLERS	19	10 411	1 367	0	9 044		100	0	9 144
Régie Municipale d'Electricité ROMBAS	620	104 619	41 898	0	62 720		355	0	63 075
Régie Municipale d'Electricité CREUTZWALD	12 516	2 440 427	2 758 164	295 108	-612 845		1 388	17 845	-593 612
Régie Municipale de Distribution CLOUANGE	30	15 456	2 232	0	13 224		117	0	13 342
Régie d'Electricité BITCHE	72	36 059	5 206	0	30 853		1 622	3 000	35 475
Régie Communale d'Electricité SAINTE-MARIE AUX CHENES	87	25 879	7 419	0	18 460		516	16 344	35 320
Régie Municipale de Distribution d'Electricité de HAGONDANGE	97	32 916	7 831	0	25 085		4 362	2 327	31 774
Régie d'Electricité SCHOENECK	79	45 012	5 474	0	39 538		135	2 730	42 403
Régie Municipale d'Electricité AMNEVILLE	339	72 109	32 256	0	39 853		2 155	0	42 008
Régie Municipale d'Electricité HOMBURG HAUT	57	23 406	4 055	0	19 352		698	2 850	22 900
Régie Municipale d'Electricité ENERGIS SAINT-AVOLD	4 852	1 532 793	544 052	0	988 742		11 552	0	1 000 293
R.M.E.T. TALANGE	147	38 059	9 793	0	28 267		731	3 646	32 643

⁵⁴ 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.

	Charges dues aux contrats d'achat					Soutien à l'Injection de biométhane	Charges liées aux dispositifs sociaux	Frais de gestion	Montant de la compensation
	Quantité achetée	Coût d'achat	Coût évité énergie	Coût évité capacité	Surcoût d'achat total				
Nom opérateur	MWh	€	€	€	€	€	€	€	€
Régie Municipale d'Electricité et de Télédistribution MARANGE SILVANGE TERNEL	41	22 989	2 826	0	20 163		1 897	2 310	24 369
Régie Municipale d'Electricité MONTOIS LA MONTAGNE	33	9 628	2 515	0	7 112		213	0	7 325
S.I.C.A.E. CARNIN	55	18 099	3 876	0	14 223		0	0	14 223
SEM BEAUVOIS DISTRELEC	45	18 568	3 331	0	15 237		0	1 056	16 293
Régie Municipale d'Electricité LOOS	62	24 584	8 322	0	16 261		5 181	1 375	22 817
Régie Communale d'Electricité MONTATAIRE	7 022	2 308 065	746 001	0	1 562 064		5 544	0	1 567 608
S.I.C.A.E. OISE	186 436	22 862 050	43 029 949	884 802	-21 052 700		24 150	167 768	-20 860 782
Régie Municipale d'Electricité LARUNS	55	24 805	5 898	0	18 906		0	0	18 906
SIVOM d'Energie du Pays Toy	14	4 777	1 185	0	3 591		1 350	0	4 941
Régie Electrique CAPVERN LES BAINS	22	8 335	1 914	0	6 421		200	0	6 621
Energies Services LANNEMEZAN	564	230 298	130 411	0	99 888		4 748	6 082	110 718
Régie Electrique LA CABANASSE	21	6 896	2 017	0	4 879		0	1 026	5 905
Régie Electrique Municipale PRATS DE MOLLO LA PRESTE	2 238	213 109	590 325	0	-377 216		356	527	-376 334
Régie Electrique Municipale SAINT-LAURENT DE CERDANS	32	10 334	3 548	0	6 786		375	0	7 161
Régie Intercommunale d'Electricité NIEDERBRONN REICHSHOFFEN	458	199 364	108 014	0	91 350		900	18 061	110 311
GAZ DE BARR	238	85 552	17 843	0	67 709	173 110	12 020	4 505	257 345
UME	5 249	1 454 508	1 456 817	16 968	-19 277		157	12 400	-6 720
Régie Municipale d'Electricité de la ville de SARRE UNION	25	814 219	7 053	0	807 166		1 647	3 102	811 916
ES ENERGIES STRASBOURG	332 475	94 824 287	87 372 836	2 671 433	4 780 018	463 508	224 894	459 716	5 928 136
VIALIS	25 085	5 497 311	7 006 117	88 804	-1 597 609		27 936	44 030	-1 525 643
Coopérative de droit suisse ELEKTRA BIRSECK	21 346	4 397 231	6 225 527	12 683	-1 840 980		832	44 720	-1 795 428
SAEML HUNELEC Service de Distribution Public HUNELEC	185	109 541	57 956	0	51 586		175	4 821	56 581
SICAE EST	71 371	10 676 904	18 025 058	261 474	-7 609 628		8 001	109 864	-7 491 763
SOREA	26 159	2 753 163	6 574 751	0	-3 821 589		0	27 825	-3 793 764
Régie Electrique TIGNES	6 641	513 825	1 963 817	0	-1 449 992		89	350	-1 449 553
Régie Electrique Communale AUSSOIS	18	5 698	1 271	0	4 427		0	267	4 694
Régie Electrique AVRIEUX	9	4 297	670	0	3 627		0	267	3 894
Régie Electrique VILLARODIN BOURGET	23	11 732	1 613	0	10 119		0	445	10 564
Régie Electrique SAINT-FOY TARENTEISE	29	13 075	4 728	0	8 347		0	1 200	9 547
Régie Electrique Municipale VILLAROGIER	4	1 077	501	0	576		0	0	576
Régie Electrique MONTVALEZAN	11	7 237	3 188	0	4 049		0	0	4 049
Syndicat d'Electricité SYNERGIE MAURIENNE	10 430	1 082 184	2 801 247	0	-1 719 063		73	0	-1 718 990
ARC ENERGIES MAURIENNE	1 538	250 451	403 380	0	-152 929		0	5 434	-147 496
Syndicat des Energies Electriques de TARENTEISE	6 743	831 332	884 927	0	-53 594		0	0	-53 594
Régie Gaz Electricité de la Ville BONNEVILLE	4 097	414 519	333 707	0	80 812		3 150	9 660	93 622
Régie du Syndicat Intercommunal d'Energies VALLÉE DE THÔNES	584	273 918	49 934	0	223 984		5 448	6 977	236 409
Régie Municipale Electrique LES HOUCHES	6 327	491 107	451 570	0	39 537		1 350	4 860	45 747
Régie Municipale d'Electricité SALLANCHES	2 239	451 850	201 065	0	250 785		4 050	16 500	271 335
ENERGIE ET SERVICES DE SEYSSSEL (SAEML)	7 955	2 436 194	611 738	0	1 824 457		16 183	32 929	1 873 570
S.A.I.C. PERS LOISINGS	56	27 363	4 579	0	22 784		0	2 970	25 754
Régie d'Electricité d'Elbeuf	175	78 833	350	0	78 484		10 070	5 674	94 228
Régie Communale de Distribution d'Electricité MITRY MORY	60	29 240	3 831	0	25 408		5 196	1 288	31 892
S.I.C.A.E. E.L.Y. : REGION EURE & LOIR YVELINES	1 248	453 923	94 295	0	359 628		2 814	6 713	369 155
SEOLIS	722 762	83 480 208	179 193 217	2 471 037	-98 184 047		125 983	801 768	-97 256 295
S.I.C.A.E. de la SOMME et du CAMBRAIS	318 632	30 021 617	73 474 385	1 950 468	-45 403 236		11 147	260 993	-45 131 096
GAZELEC DE PERONNE	37 139	3 424 037	8 356 813	232 195	-5 164 971		5 012	3 395	-5 156 564
Régie Communale d'Electricité MONTDIDIER	5 962	626 888	500 931	0	125 957		1 350	5 546	132 852
Régie Municipale d'Electricité SAINT-PAUL CAP DE JOUX	6	2 473	652	0	1 821		0	620	2 441
SICAE du CARMAUSIN	14 740	4 449 989	3 924 799	16 968	508 222		5 245	54 503	567 970
Régie Municipale d'Electricité et de Gaz Energie Services Occitans CARMAUX ENEO	1 983	476 630	521 938	0	-45 308		19 452	25 750	-106
EPIC ENERGIES SERVICES LAVAUR - Pays de Cocagne	16 639	2 739 377	1 302 946	0	1 436 431		5 441	36 282	1 478 154
Régie d'Electricité du Département de la Vienne SOREGIES	634 335	92 413 115	163 008 232	2 011 369	-72 606 487		235 971	695 340	-71 675 176
Régie Municipale Electrique SAINT-LÉONARD DE NOBLAT	773	75 673	67 177	0	8 497		339	0	8 836
Régie Municipale d'Electricité LA BRESSE	4 176	270 253	1 003 332	0	-733 080		43	12 441	-720 596
S.I.C.A.E. CANTONS DE LA FERTÉ-ALAIS & LIMITOPHES	774	190 086	63 032	0	127 055		263	6 137	133 455
Coopérative d'Electricité VILLIERS SUR MARNE	74	28 806	6 749	0	22 057		0	0	22 057
S.I.C.A.E. VALLEE DU SAUSSERON	94	45 402	9 058	0	36 343		4 142	1 567	42 052
AXPO Solutions AG	4 994	4 495 943	1 327 375	0	3 168 568				3 168 568
BCM ENERGY						0		0	0
TotalEnergies GPL	283 074	47 258 246	72 753 931	1 433 279	-26 928 965			771 164	-26 157 801
MINT	0	0	0	0	0		41 864	0	41 864
TotalEnergies Electricité et Gaz France	0	0	0	0	0	510 655	2 233 488	10 240	2 754 384
ELMY Fourniture	0	0	0	0	0		571	0	571
ENARGIA	0	0	0	0	0		2 852	0	2 852
ENERCOOP	24 804	2 954 522	6 352 909	80 158	-3 478 545	118 547		114 582	-3 245 416
CALEO							2 890		2 890
ENDESA ENERGIA SA						1 993 117		81 048	2 074 165
SAVE						21 434 802		580 439	22 015 241
ALSEN						1 306 898		13 353	1 320 251
Gaz de Bordeaux						986 566	13 835	70 005	1 070 405

	Charges dues aux contrats d'achat					Soutien à l'Injec- tion de biométhane	Charges liées aux dispositifs sociaux	Frais de gestion	Montant de la compensation
	Quantité achetée	Coût d'achat	Coût évité éner- gie	Coût évité capa- cité	Surcoût d'achat total				
Nom opérateur	MWh	€	€	€	€	€	€	€	€
SOCIÉTÉ EUROPÉENNE DE GESTION DE L'ÉNERGIE						838 531		73 153	911 684
Gaz de Paris						478 735		77 960	556 696
VATTENFALL ÉNERGIES	0	0	0	0	0		8 432	0	8 432
PICOTY						-58 779		17 595	-41 184
GEG Source d'Énergies						208 965		9 861	218 826
SOLVAY ENERGY SERVICES (ex RHODIA ENERGY)						1 465 101		36 248	1 501 349
Total Energie Gaz (Tegaz)							369 714		369 714
SOCIÉTÉ VALMY DÉFENSE 17 SVD 17						626 320		151 530	777 850
ENGIE	0	0	0	0	0	40 669 001	6 986 130	837 626	48 492 757
Joul	123	37 568	27 623	0	9 946	0	0	0	9 946
PLUM ÉNERGIE						-78 128		11 444	-66 683
PROVIRIDIS SAS						493 142		43 995	537 137
REDEO ÉNERGIES SAS						7 676 736		182 703	7 859 439
SELFEE	1 352	301 492	391 141	0	-89 649			4 020	-85 629
Terreal						-542 043		4 950	-537 092
Total Gas & Power limited						-199 128		50 592	-148 536
Union des producteurs locaux d'électricité	7 821	905 659	1 881 272	34 052	-1 009 664		1 823	11 640	-996 201
TOTAL	3 451 804	536 894 292	826 459 362	15 204 050	-304 769 120	78 724 744	10 681 430	6 897 355	-208 465 591