

Impact sur les finances publiques des mesures de soutien face à la crise énergétique

Guillaume Gilquin et Emmanuel Jessua¹

Note d'étude n°2023 - 02

Novembre 2023

Ce document n'engage ni le Haut Conseil des finances publiques, ni les institutions auxquelles appartiennent ses membres. Il n'engage que ses auteurs.

Synthèse

Pour atténuer l'impact de la hausse des prix énergétiques pour les ménages et les entreprises, le Gouvernement a mis en place à partir de fin 2021 un ensemble de mesures, dont le coût net pour les finances publiques s'élève à 22,3 Md€ en 2023 et 5,3 Md€ en 2024 selon le projet de loi de finances (PLF) pour 2024. Cette note présente et analyse trois des principaux dispositifs mis en œuvre : le blocage tarifaire pour l'électricité, le bouclier tarifaire pour le gaz et les charges de service public de l'énergie (CSPE).

Le blocage tarifaire pour l'électricité et le bouclier tarifaire pour le gaz sont des mesures de soutien aux consommateurs, limitant leur facture énergétique et l'inflation, adoptées en réaction à la crise énergétique. L'État a pris en charge pour les clients concernés la différence de prix entre les tarifs réglementés hors gel et les tarifs dit « gelés ». Ces dispositifs présentent un coût important pour les finances publiques, à hauteur de 18,2 Md€ en 2023 selon le PLF pour 2024, montant essentiellement imputable au blocage des tarifs de l'électricité. Si le bouclier tarifaire pour le gaz a pris fin en juillet 2023 (hormis partiellement pour les copropriétés), le blocage tarifaire pour l'électricité est prolongé jusqu'à début 2025.

Les CSPE consistent à garantir la rentabilité de la production d'énergie renouvelable soit directement par des tarifs d'achat fixés à l'avance (contrats d'obligation d'achat), soit indirectement en compensant aux entreprises la différence entre le prix de marché et un tarif garanti (contrats de complément de rémunération). Les CSPE sont donc un dispositif préexistant à la crise énergétique récente mais dont le coût pour les finances publiques est fortement affecté par cette dernière. Les prix de marché sont devenus à partir de 2022 nettement supérieurs aux prix garantis et ont donc induit des économies importantes par rapport au coût normal du dispositif. Ce gain de CSPE est ainsi estimé à 8,6 Md€ en 2023 dans le PLF pour 2024 et vient donc atténuer le coût des boucliers tarifaires si bien que le coût net des boucliers pour le gaz et l'électricité et de la CPSE s'élèverait à 9,6 Md€ en 2023.

Le coût de chacun des dispositifs est très sensible à l'évolution des prix de marché de l'électricité et du gaz. Du fait du repli très marqué des prix de marché observé depuis l'automne 2022, l'estimation du coût en 2023 du blocage tarifaire pour l'électricité et du bouclier tarifaire pour le gaz a été divisée par deux (-18,5 Md€) dans le PLF pour 2024, basé sur les prix de marché de l'été 2023, par rapport à l'estimation du projet de loi de financement rectificative de la sécurité sociale (PLFRSS) de janvier 2023, se référant aux prix de l'été 2022. Parallèlement, les gains de CSPE pour 2023 ont eux-mêmes

¹ Secrétariat permanent du Haut Conseil des finances publiques. Les auteurs remercient Éric Dubois, Stéphane Guéné, Axelle Lacan, Caroline Lebrun et Olivier Vazeille pour leur relecture.

connu une forte révision (-15,2 Md€) entre les deux textes, si bien que le coût net des trois mesures pour 2023 n'a diminué que de 3,3 Md€ dans l'intervalle.

La note réalise dans un premier temps un travail de reconstitution des chiffrages du coût des dispositifs par le Gouvernement pour 2023, notamment dans le cadre du PLF pour 2024. Ceux-ci apparaissent alors fondés. Elle analyse ensuite la sensibilité du coût de ces mesures en 2024 aux prix de marché à partir de deux scénarios conventionnels introduisant des variantes polaires haute et basse à partir de novembre 2023.

Comme l'illustre la forte révision des estimations du Gouvernement entre le PLFRSS 2023 et le PLF pour 2024, le coût de ces mesures est très difficile à évaluer ex ante car il dépend, de manière non linéaire, de prix présentant une forte volatilité. Nous faisons l'hypothèse que le bouclier pour le gaz ne serait pas réactivé en cas d'augmentation des prix de marché. S'agissant du blocage tarifaire pour l'électricité, le coût du dispositif en 2024 dépend entre autres des prix de marché jusqu'à la fin de l'année 2023. Selon le scénario central reposant sur une hypothèse d'un prix de marché de l'électricité stable à 130 €/MWh en novembre et décembre 2023 (produit base pour une livraison en 2024), le coût du dispositif s'établirait à 5 Md€ en 2024. Les scénarios polaires bas (prix de 30 €/MWh en novembre et décembre) et haut (prix de 230 €/MWh) aboutissent à des estimations du coût de la mesure s'étalant de 3 Md€ à 8 Md€. Il convient toutefois de souligner que le risque d'un choc haussier sur les prix de marché est bien plus faible au cours de l'hiver 2023/2024 qu'il y a un an lorsque les tensions sur l'approvisionnement en énergie étaient très fortes.

Les estimations des gains de CSPE pour 2024 dépendent elles de l'évolution des prix en 2023 et 2024. En fin d'année 2023, une partie de l'impact sur les finances est déjà déterminé. En se basant sur les mêmes scénarios de prix en 2023 que pour le blocage tarifaire de l'électricité et une stabilité des prix en 2024, les gains de CSPE s'étageraient entre 1,5 Md€ (scénario bas) et 11 Md€ (scénario haut) autour d'un gain de 6,5 Md€ (scénario central). Ainsi, selon notre estimation, le gain net des deux dispositifs en 2024 serait légèrement positif dans le scénario central (1,5 Md€) et se situerait dans une fourchette comprise entre -1,5 Md€ (soit un coût net dans le scénario bas) et 3 Md€ (scénario haut). Ces estimations sont très sensibles aux hypothèses retenues.

Pour atténuer les effets de l'inflation énergétique sur les ménages et les entreprises, le Gouvernement a mis en place un ensemble de mesures fiscales et budgétaires, dont le coût net pour les finances publiques est évalué à 22,3 Md€ pour 2023². Le blocage tarifaire pour l'électricité et le bouclier tarifaire pour le gaz constituent les principaux dispositifs en dépenses. S'y ajoute la baisse de la taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité (TICFE), constituant une moindre recette. Le coût de ces dispositifs est toutefois atténué par (i) la mise en place d'une taxation des producteurs d'électricité sur leurs rentes infra-marginales, i.e. sur leurs revenus résultant de prix de marché devenus supérieurs au seuil de rentabilité des modes de production les plus coûteux, (ii) le fait que les charges de service public de l'énergie (CSPE), qui subventionnaient jusque-là les producteurs d'électricité renouvelable du fait de prix de vente insuffisants à couvrir les coûts, ont laissé la place à des versements par les producteurs. Cette note présente et analyse trois mesures liées à la crise énergétique ayant un impact important sur les finances publiques : deux mesures en dépenses, le blocage tarifaire pour l'électricité et le bouclier tarifaire pour le gaz (partie 1) et une qui affecte également les recettes, les moindres CSPE (partie 2).

1. Le blocage tarifaire pour l'électricité et le bouclier tarifaire pour le gaz

Le blocage tarifaire pour l'électricité³ et le bouclier tarifaire pour le gaz sont des mesures de soutien aux consommateurs, limitant leur facture énergétique et l'inflation. Elles présentent un coût important pour les finances publiques, à hauteur de 18,2 Md€ au total en 2023 selon le PLF pour 2024. Si le bouclier tarifaire pour le gaz a pris fin en juillet 2023 (hormis partiellement pour les copropriétés), le blocage tarifaire pour l'électricité est prolongé jusqu'à début 2025. La hausse des prix de marché observée en 2022 se répercutera en effet encore sur le tarif réglementé de vente de l'électricité (TRVE) dit « hors gel », c'est-à-dire qui résulterait spontanément de sa formule normale de calcul, en février 2024 via l'approvisionnement sur le marché lissé sur 24 mois. Le coût du dispositif en 2024 estimé dans le cadre du PLF (2,8 Md€), à partir des prix de marché de l'été 2023, se concentrerait sur le seul mois de janvier 2024 selon notre estimation ; il suppose que le tarif effectivement payé par les consommateurs rejoigne le tarif hors gel dès février 2024. En faisant l'hypothèse d'une stabilité des prix de marché à leur niveau d'octobre 2023, cela impliquerait selon notre estimation que le tarif payé par les consommateurs augmente de l'ordre de 15 % au 1^{er} février 2024. Or le ministère de l'Économie, des Finances et de la Souveraineté industrielle et numérique a exclu une hausse supérieure à 10 % de ce dernier. Sous l'hypothèse donc d'une augmentation de 10 % du TRVE dit « gelé » en février 2024, le coût de la mesure s'établirait à environ 5 Md€ en 2024. Cette estimation est très sensible aux hypothèses retenues concernant les TRVE hors gel et « gelé ».

Le coût de ces mesures est très difficile à évaluer ex ante car il dépend, de manière non linéaire, de prix présentant une forte volatilité. Pour l'illustrer, deux variantes polaires sont réalisées concernant les prix de marché des deux derniers mois de 2023. Nous faisons l'hypothèse que le bouclier pour le gaz ne serait pas réactivé en cas d'augmentation des prix de gros. S'agissant du blocage tarifaire pour l'électricité, le coût de la mesure s'élèverait à environ 3 Md€ en 2024 si le prix base pour une livraison en 2024 (produit base) diminuait à 30 euros par Mégawattheure (€/MWh), contre 130 €/MWh en octobre. À l'inverse, si un nouveau choc survenait sur ce marché (prix pour une livraison en 2024 - produit base - à 230 €/MWh en fin d'année 2023), le coût de la mesure atteindrait environ 8 Md€. Il convient toutefois de souligner que le risque d'un choc haussier sur les prix de marché est bien plus faible au cours de l'hiver 2023/2024 qu'il y a un an lorsque les tensions sur l'approvisionnement en énergie étaient très fortes. Par ailleurs, un choc permanent à la hausse ou à la baisse de prix intervenant

² Rapport économique, social et financier, projet de loi de finances pour 2024, d'après tableau 6 p.65.

³ Le bouclier tarifaire pour l'électricité est constitué de ce blocage tarifaire et de la baisse de TICFE et TCCFE (taxe communale sur la consommation finale d'électricité).

plus en amont de la fixation du tarif réglementé début 2024 aurait abouti à un éventail bien plus large d'estimations, via les deux composantes du TRVE hors gel liées aux prix de gros de l'électricité.

1.1 Le blocage tarifaire pour l'électricité et le bouclier tarifaire pour le gaz présentent un coût important pour les finances publiques

1.1.1 Le blocage tarifaire pour l'électricité

Suite à l'instauration du bouclier tarifaire pour le gaz en octobre 2021, le blocage tarifaire pour l'électricité a été mis en place en février 2022 en réponse à l'augmentation des prix de l'énergie, avec une hausse du tarif réglementé de vente de l'électricité (TRVE) limitée à 4 % TTC.

Les pertes de recettes pour les fournisseurs d'électricité, compensées par l'État, sont calculées par application d'un montant unitaire aux volumes livrés aux clients (article 181 de la loi de finances pour 2023). Le montant unitaire correspond à la différence entre le TRVE HT hors gel et le TRVE HT dit « gelé »⁴ selon les barèmes semestriels de la commission de régulation de l'énergie (CRE).

La formule des pertes de recettes est la suivante :

$$Pm = (TRVEs \text{ hors gel} - TRVEs \text{ gelé}) * Cm$$

où Pm est la perte mensuelle de recettes pour les fournisseurs

$TRVEs \text{ hors gel}$ est le TRVE semestriel hors gel HT en € par MWh

$TRVEs \text{ « gelé »}$ est le TRVE semestriel gelé HT en € par MWh

Cm est la consommation mensuelle d'électricité en MWh des clients concernés par le bouclier tarifaire

En comptabilité nationale, le coût annuel de la mesure correspond à la somme sur 12 mois de ces pertes de recettes.

L'ajustement principal du TRVE hors gel a lieu une fois par an au 1^{er} février et dépend notamment de l'évolution des prix de marché au cours des deux années précédentes. L'ajustement en août est généralement mineur, il reflète essentiellement l'évolution du tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE). L'ajustement a été inhabituellement élevé en août 2022, l'effet de l'augmentation du volume d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH) sur le TRVE hors gel ayant alors également été pris en compte.

Le TRVE hors gel est établi par addition de différentes composantes. Les deux principales composantes sont :

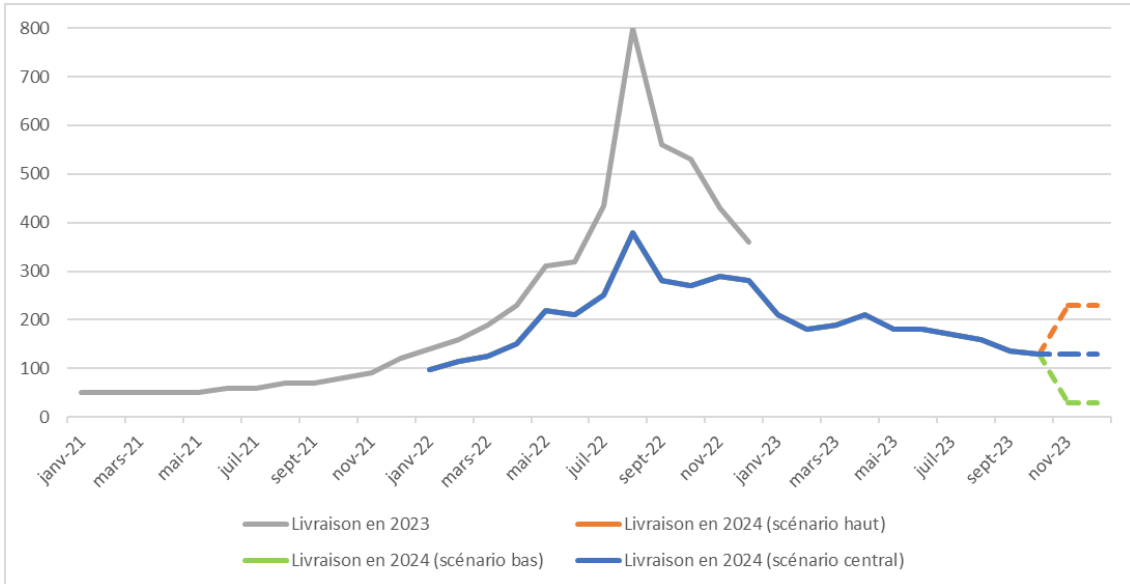
- Le coût d'acheminement, le TURPE. Celui-ci évolue notamment en fonction de la prévision d'inflation prise en compte en projet de loi de finances en septembre de l'année passée. Il s'établit à 61,5 €/MWh en août 2023 après 56 €/MWh en août 2022 et 54 €/MWh en août 2021.
- Le coût d'approvisionnement en énergie, lequel se décompose en un coût d'approvisionnement de la part lié à l'ARENH (ARENH écrêté et complément d'approvisionnement « en base » sur les marchés de gros de l'électricité en fin d'année, du fait de l'atteinte du plafond de l'ARENH) et un coût d'approvisionnement sur les marchés de gros de l'électricité lissés sur 24 mois⁵. Le coût d'approvisionnement en énergie a fortement augmenté depuis 2021 (247 €/MWh en février

⁴ Plus exactement, le tarif n'est pas gelé pour le consommateur mais grâce au bouclier tarifaire, sa hausse est fortement limitée.

⁵ Cette dernière composante dépend de la moyenne sur 24 mois des produits base et pointe, avec une pondération forte de ce dernier produit. Cf. tableau 9 p.214 du rapport public thématique « l'organisation des marchés de l'électricité », Cour des comptes, juillet 2022.

2023 contre 117 €/MWh en février 2022 et 55 €/MWh en février 2021). Le tableau 1 présente la décomposition du coût d’approvisionnement en énergie en février 2022 et février 2023.

Graphique 1 : prix de gros de l’électricité pour une livraison en 2023 et en 2024 (en €/MWh)



Source : bourse EEX (European Energy Exchange), produit « base ».

Les prix de gros de l’électricité influencent le TRVE hors gel essentiellement via deux composantes : l’approvisionnement sur le marché lissé sur 24 mois (deux premières lignes du tableau 1) et un complément d’approvisionnement à l’ARENH selon les prix de marché de fin d’année (« complément énergie » à l’ARENH écrêté, 4^{ème} ligne du tableau 1). Ces deux composantes ont progressé de 125 €/MWh au total entre février 2022 et février 2023 (somme des 1^{ère}, 2^{ème} et 4^{ème} lignes de la dernière colonne du tableau 1), expliquant la grande majorité de la progression du TRVE hors gel sur la période (+133,5 €/MWh, cf. graphique 2).

Tableau 1 : contribution du coût d’approvisionnement en énergie et en garanties de capacité au TRVE

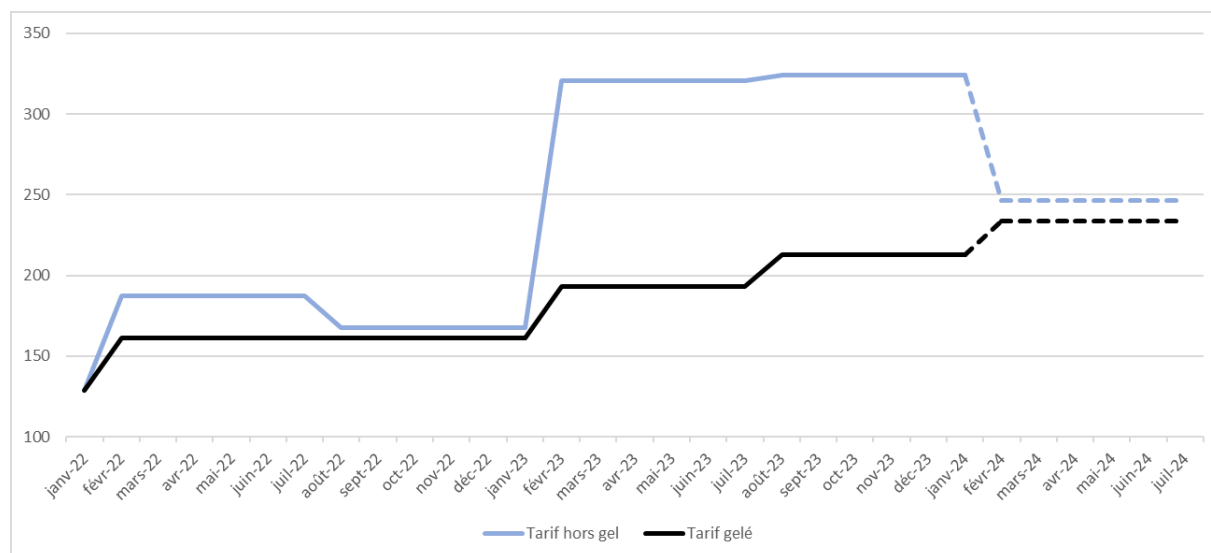
| | | Proposition CRE du 01/02/2022 | 2023 | Evolution en €/MWh HT |
|--|---------------------|-------------------------------|---------------|-----------------------|
| Approvisionnement marché lissé 24 mois | Energie + frais | 30,52 | 126,23 | 95,70 |
| | Capacité | 4,36 | 7,53 | 3,18 |
| ARENH | ARENH écrêté | 17,43 | 18,97 | 1,55 |
| | Complément énergie | 64,05 | 89,95 | 25,90 |
| | Complément capacité | 0,67 | 1,48 | 0,81 |
| Valorisation de l’espérance des risques quantifiés | | - | 0,62 | 0,62 |
| Coût des écarts | | 0,30 | 2,20 | 1,90 |
| Total | | 117,33 | 246,98 | 129,62 |

Source : délibération de la CRE 2023-17.

Le TRVE a été « gelé » au 1^{er} février 2022 (hausse de 4 % du prix TTC). En mars 2022, le Gouvernement a décidé une livraison complémentaire d'ARENH de 20 TWh (communément appelée ARENH+) au prix de 46,2 €/MWh en 2022, modifiant le TRVE hors gel. La CRE a chiffré à - 31,9 €/MWh l'impact de cette mesure sur le TRVE hors gel à partir d'août 2022. En PLF pour 2023, le Gouvernement a décidé d'augmenter de 15 % TTC le TRVE « gelé » pour les consommateurs au 1^{er} février 2023. Le TRVE hors gel a lui doublé en février 2023, porté par la forte hausse des prix de marché moyens sur 24 mois et par le niveau des prix de marché de fin d'année 2022 (via le complément énergie à l'ARENH). Le Gouvernement a procédé à une nouvelle augmentation de 10 % du TRVE « gelé » TTC au 1^{er} août 2023. En faisant l'hypothèse d'une stabilité des prix de marché à leur niveau d'octobre 2023, le TRVE hors gel diminuerait fortement au 1^{er} février 2024 pour s'établir à environ 247 €/MWh HT selon notre estimation, du fait de la baisse très marquée des prix de marché observée depuis l'automne 2022. Nous faisons également l'hypothèse d'une augmentation de 10 % du TRVE « gelé » au 1^{er} février 2024 (cf. graphique 2 et partie *infra*).

L'État a pris en charge, pour les clients concernés par la mesure, la différence de prix entre la courbe en bleu et la courbe en noir du graphique 2.

Graphique 2 : TRVE résidentiel (tarif bleu) en € par MWh HT



Sources : calculs des auteurs d'après les délibérations de la CRE 2022-08, 2022-198, 2023-17 et 2023-148.

Note : dont effet de l'ARENH+ sur le TRVE hors gel en août 2022 et hors rattrapage du gel tarifaire 2022 en février 2023.

Les consommateurs éligibles au blocage tarifaire pour l'électricité sont⁶ :

- les particuliers, les petites collectivités territoriales et les micro-entreprises (entreprises de moins de 10 salariés avec un chiffre d'affaires annuel inférieur à 2 M€ et ayant souscrit une puissance inférieure ou égale à 36 kVA), quelle que soit la nature du contrat souscrit.
- les consommateurs bénéficiant du bouclier tarifaire collectif résidentiel (logements sociaux, copropriétés, EHPAD, casernes de gendarmerie, structures accueillant des personnes handicapées, hébergements pour demandeurs d'asile, résidences sociales, logements locatifs intermédiaires).

La consommation d'électricité des clients concernés par la mesure se situerait à environ 170 TWh en 2023.

⁶ <https://www.ecologie.gouv.fr/bouclier-tarifaire-lelectricite-et-amortisseur-electricite>

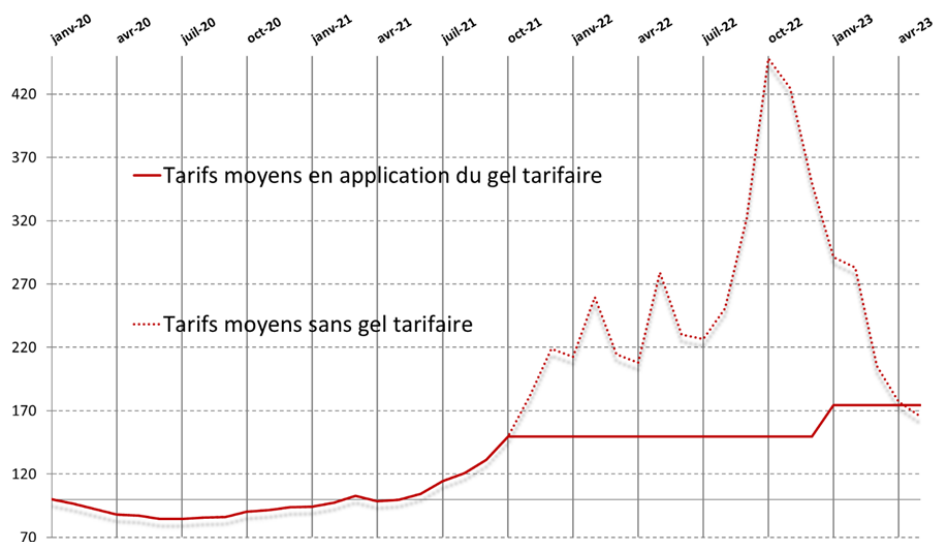
Lors de la présentation du PLF pour 2024, le Gouvernement a estimé le coût de la mesure à 15,9 Md€ en 2023. Cette prévision est relativement proche de celle qu'il est possible de reconstituer à partir des montants unitaires observés en 2023, qui s'établissent à 102 €/MWh en moyenne et d'une consommation annuelle estimée de l'ordre de 170 TWh. Le produit des deux aboutit à un coût de la mesure de l'ordre de 17 Md€.

La hausse des prix de marché observée en 2022 se répercutera aussi sur le TRVE hors gel en février 2024 via l'approvisionnement sur le marché lissé sur 24 mois. Le PLF pour 2024 prévoit que le blocage tarifaire soit maintenu jusqu'à début 2025. Le coût du dispositif en 2024 estimé dans le cadre du PLF (2,8 Md€), à partir des prix de marché de l'été, se concentrerait sur le seul mois de janvier 2024 selon notre estimation ; il suppose que le tarif payé par les consommateurs rejoigne le tarif hors gel dès février 2024. En faisant l'hypothèse d'une stabilité des prix de marché à leur niveau d'octobre 2023, cela impliquerait selon notre estimation que le tarif payé par les consommateurs augmente de l'ordre de 15 % au 1^{er} février 2024. Or le ministère de l'Économie, des Finances et de la Souveraineté industrielle et numérique a exclu une hausse supérieure à 10 %. En prenant en compte une augmentation de 10 % du TRVE « gelé » en février 2024 et une consommation en hausse de près de 10 %⁷ en 2024, le coût de la mesure s'établirait à environ 5 Md€ en 2024. Cette estimation est très sensible aux hypothèses retenues concernant les TRVE hors gel et « gelé ».

1.1.2 Le bouclier tarifaire pour le gaz

Le bouclier tarifaire pour le gaz, mis en œuvre en octobre 2021, a pris fin en juillet 2023 (hormis partiellement pour les copropriétés). Il a entraîné des pertes de recettes pour les fournisseurs de gaz naturel, compensées par l'État. Celles-ci sont calculées par application d'un montant unitaire en €/MWh aux volumes livrés aux clients. Le montant unitaire correspond à la différence entre le tarif réglementé de vente du gaz (TRVG) HT hors gel et le TRVG HT dit « gelé » selon les barèmes mensuels publiés par la CRE jusqu'à la fin du tarif réglementé en juin 2023.

Graphique 3 : évolution en base 100 depuis janvier 2020 des tarifs réglementés de vente de gaz naturel d'Engie hors taxes



Source : CRE

⁷ La consommation est estimée à 185 TWh en 2024 après 170 TWh en 2023, en faisant l'hypothèse de conditions météorologiques conformes en 2024 à la moyenne de ces dernières années.

Le TRVG hors gel, en vigueur jusque fin juin 2023, était fixé mensuellement par la CRE. Le tarif dépendait principalement des coûts d’approvisionnement évoluant selon différents prix à terme sur le marché de gros du gaz en France et aux Pays-Bas au cours des mois précédents. La moyenne du prix à terme du point d’échange du gaz (PEG) au cours du mois m-2 pour le mois m en constituait la principale composante. Le TRVG dépendait également des coûts hors approvisionnement (transport, stockage, distribution) contribuant à hauteur d’environ 15 % du tarif.

Le TRVG hors gel a été multiplié par trois entre octobre 2021 et octobre 2022 du fait de la très forte hausse des prix de marché, avant de diminuer rapidement pour rejoindre le niveau du TRVG dit « gelé » en avril 2023. Le TRVG a en effet été « gelé » par le Gouvernement au niveau d’octobre 2021 puis a progressé de 15 % TTC au 1^{er} janvier 2023. L’État a ainsi pris en charge, pour les clients concernés par la mesure, la différence de prix entre la courbe en pointillé et la courbe en trait plein (cf. graphique 3).

Les clients concernés par la mesure étaient⁸ :

- les consommateurs résidentiels consommant moins de 30 MWh/an et les petites copropriétés consommant moins de 150 MWh/an disposant à titre individuel d’un contrat d’approvisionnement en gaz naturel au tarif réglementé ou assimilé. Depuis le 1^{er} janvier 2023, la mesure est étendue à tous les consommateurs résidentiels consommant plus de 30 MWh/an et aux copropriétés consommant plus de 150 MWh/an.
- les consommateurs bénéficiant du bouclier tarifaire collectif résidentiel (cf. partie précédente).

Lors de la présentation du PLF pour 2024 en septembre 2023, le Gouvernement a estimé le coût de la mesure à 2,3 Md€ en 2023 après 6,7 Md€ en 2022. Cette prévision est cohérente avec les montants unitaires observés au cours du 1^{er} trimestre 2023 qui se sont établis à 50 €/MWh en moyenne, associés à une consommation estimée de l’ordre de 42 TWh au 1^{er} trimestre, trimestre qui représente historiquement un peu moins de la moitié de la consommation annuelle (environ 90 TWh). Le produit des deux aboutit à un coût de la mesure au premier trimestre de l’ordre de $50 \times 42 = 2\,100$ M€, soit 2,1 Md€. Depuis avril 2023, le TRVG hors gel a rejoint le TRVG « gelé » et le coût de la mesure se concentre sur les copropriétés en bénéficiant partiellement jusque 2024 (coût estimé à 0,5 Md€ en 2024).

Les autres mesures liées à la crise énergétique

À ces deux dépenses s’ajoutent d’autres mesures liées à la crise énergétique, dont le coût est estimé à 16,2 Md€ en 2023 dans le PLF pour 2024. Les principales mesures sont les suivantes :

- La baisse de la TICFE et de la TCCFE en complément du blocage tarifaire pour l’électricité pour un coût estimé à 8,8 Md€.
- L’amortisseur électricité pour les TPE, les PME et les collectivités locales à hauteur de 2,6 Md€.
- Le guichet d’aide au paiement des factures d’électricité pour les entreprises pour 2,5 Md€.
- Les chèques énergie en soutien aux ménages modestes (exceptionnels, bois et fioul et indemnité carburant), dont les montants versés s’élèvent à 1,3 Md€.

Ce coût pour les finances publiques est néanmoins partiellement compensé par les moindres charges sur le service public de l’énergie (cf. partie II.) à hauteur de 8,6 Md€ selon le PLF pour 2024,

⁸ <https://www.ecologie.gouv.fr/bouclier-tarifaire-gaz-naturel>

et par la mise en place de la contribution sur les rentes infra-marginales, dispositif de plafonnement des revenus de producteurs d'électricité introduit dans la LFI pour 2023. Cette contribution s'élèverait à 3,1 Md€ en 2023 selon le PLF pour 2024.

1.2 Un coût du blocage tarifaire pour l'électricité en 2024 dépendant entre autres de l'évolution des prix de marché jusqu'à fin 2023

Le coût total de ces deux mesures était estimé à 20,1 Md€ en 2022 et 36,7 Md€ en 2023 lors de la présentation du PLFRSS en janvier 2023, en prenant en compte les prix de marché de l'énergie très élevés de l'été 2022. Ce coût a été révisé à 17,9 Md€ en 2022 (comptes provisoires de l'Insee), soit une révision à la baisse de 2,2 Md€, et à 18,3 Md€ en 2023 selon la prévision du PLF pour 2024 en septembre 2023, soit une révision à la baisse de moitié, due au recul important des prix de marché. Pour illustrer la sensibilité du coût du blocage tarifaire pour l'électricité aux prix de marché et l'incertitude qui pèse sur sa prévision pour 2024, deux variantes sont réalisées dans cette partie autour du scénario central mentionné *supra*, qui évalue le coût du dispositif à 5 Md€ en 2024 : un scénario bas où les prix du marché de gros de l'électricité diminueraient fortement à partir de novembre 2023 et un scénario haut où ils progresseraient sensiblement. Qu'il s'agisse du scénario haut ou bas, les TRVE hors gel et « gelé » sont fixés jusqu'à janvier 2024. Le coût du blocage tarifaire pour l'électricité en 2023 resterait donc celui du scénario central, soit de l'ordre de 16 Md€.

Nous faisons par ailleurs l'hypothèse que le bouclier pour le gaz ne serait pas réactivé en cas d'augmentation des prix de marché.

Coût du blocage tarifaire pour l'électricité en 2024 dans le scénario bas

Il s'agit d'un scénario bas selon lequel le prix de marché pour l'année de livraison 2024 (« *calendar base 2024* »), produit commercialisé jusqu'à fin 2023, diminuerait à partir de novembre 2023, pour s'établir à 30 €/MWh contre 130 €/MWh en octobre. Le TRVE hors gel diminuerait selon notre estimation à 229 €/MWh au 1^{er} février 2024 (contre 247 €/MWh dans le scénario central) et rejoindrait le TRVE « gelé ». Le coût du dispositif en 2024 se concentrerait sur le seul mois de janvier 2024 (soit 3 Md€ environ) dans ce scénario.

Coût du blocage tarifaire pour l'électricité en 2024 dans le scénario haut

Il s'agit d'un scénario haut selon lequel le prix de marché pour l'année de livraison 2024 (« *calendar base 2024* ») augmenterait à partir de novembre 2023, pour atteindre 230 €/MWh contre 130 €/MWh en octobre. Le TRVE hors gel s'établirait à 265 €/MWh au 1^{er} février 2024 (contre 247 €/MWh dans le scénario central), porté par le complément énergie à l'ARENH et dans une moindre mesure par l'approvisionnement sur le marché lissé sur 24 mois (cf. tableau 2). Nous faisons l'hypothèse que le TRVE « gelé » augmenterait de 10 % en février 2024 comme dans le scénario central. Le coût de la mesure atteindrait environ 8 Md€ dans ce scénario adverse. Il convient toutefois de souligner que le risque d'un choc haussier sur les prix de marché est bien plus faible au cours de l'hiver 2023/2024 qu'il y a un an lorsque les tensions sur l'approvisionnement en énergie étaient très fortes.

**Tableau 2 : Estimation du TRVE hors gel en février 2024
et coût de la mesure en 2024**

| | TRVE hors gel HT (en €/MWh) | <i>dont approvisionnement sur le marché lissé sur 24 mois</i> | <i>dont complément énergie à l'ARENH</i> | Coût de la mesure (en Md€) |
|------------------|-----------------------------|---|--|----------------------------|
| Scénario bas | 229 | 115 | 14 | 3 |
| Scénario central | 247 | 118 | 29 | 5 |
| Scénario haut | 265 | 122 | 43 | 8 |

Source : calculs des auteurs. Hors rattrapage du gel tarifaire des années précédentes.

Les scénarios haut et bas aboutissent à des estimations différentes du coût de la mesure en 2024, de 3 à 8 Md€. Un choc permanent à la hausse ou à la baisse de prix intervenant plus en amont de la fixation du tarif aurait conduit à un éventail bien plus large d'estimations, via les deux composantes du TRVE hors gel liées aux prix de gros de l'électricité.

2. Les charges de service public de l'énergie

Les charges de service public de l'énergie (CSPE), hors gels tarifaires⁹, regroupent deux dispositifs destinés à soutenir les producteurs d'électricité provenant d'énergies renouvelables (EnR) et de cogénération :

1. L'obligation d'achat : chaque kilowattheure (KWh) injecté sur le réseau public par un fournisseur d'EnR est acheté par un acheteur obligé (pour l'essentiel EDF, mais également des entreprises locales de distributions – ELD - et d'autres fournisseurs comme les organismes agréés) à un tarif fixé à l'avance.
2. Le complément de rémunération : les producteurs d'EnR vendent directement leur énergie sur les marchés et le complément de rémunération, versé par EDF, vient compenser pour ces producteurs la différence entre les prix de marché et un prix de référence fixé selon le type d'installations par la puissance publique dans le cadre d'un arrêté tarifaire ou par le producteur dans le cadre d'une procédure de mise en concurrence. Lorsque les prix de marché sont supérieurs au prix de référence, comme cela a été le cas depuis fin 2021, ce sont au contraire les producteurs d'EnR qui reversent la différence.

L'État compense à EDF l'écart entre les tarifs garantis et les prix de marché. Ces subventions peuvent toutefois se transformer en des versements d'EDF à l'État lorsque les prix de marché excèdent les prix garantis, donnant lieu à un gain pour les finances publiques. Ces versements sont considérés en comptabilité nationale comme des recettes de prélèvements obligatoires.

À ces mécanismes s'ajoutent essentiellement deux autres dispositifs aux enjeux budgétaires nettement moindres :

- Le soutien à l'injection de biométhane : il s'agit également d'une obligation d'achat à un tarif fixé à l'avance pour toute injection de biométhane dans les réseaux de gaz naturel ;
- Le soutien aux zones non interconnectées (ZNI) sous forme de péréquation tarifaire.

2.1 Un impact pour les finances très sensible aux hypothèses de prix de marché de l'électricité

Le Gouvernement avait estimé, dans le PLF pour 2023, à 18,4 Md€ en 2022 et à 28,0 Md€ en 2023 le gain sur les CSPE lié à la forte hausse des prix de l'énergie, se décomposant en de moindres dépenses de 8,8 Md€ (montant qui correspond à la prévision de CSPE avant la hausse des prix) et un surcroît de recettes de 9,6 Md€ en 2022 et de 19,2 Md€ en 2023, soit un gain total pour les finances publiques de 18,4 Md€ en 2022 et de 28,0 Md€ en 2023. Cette estimation reposait sur les prix de l'énergie enregistrés entre mi-juillet et mi-août 2022.

La CRE avait évalué, dans sa délibération du 3 novembre 2022, le montant des CSPE au titre des années 2022 et 2023 à respectivement -8,5 Md€ et -16,5 Md€. Par rapport à un coût annuel normal de 8,8 Md€, les CSPE entraînaient ainsi un gain pour les finances publiques sur les deux années, estimé à respectivement 17,3 Md€ et 25,3 Md€ par rapport à une situation (avec un niveau des prix de l'énergie qui serait resté stable) où le coût annuel des CSPE serait de 8,8 Md€. Ce montant est inférieur de 2,7 Md€ en 2023 à l'estimation du Gouvernement dans le PLF 2023 car, bien que reposant sur les prix de l'énergie sur les marchés observés au cours de la deuxième quinzaine de septembre 2022, alors à leur pic, la CRE a

⁹ Les pertes de recettes pour les fournisseurs d'électricité et de gaz au titre des gels tarifaires constituent également des charges de service public de l'énergie.

notamment tenu compte de l'accélération des résiliations de contrats d'obligation d'achat et de complément de rémunération de la part des producteurs d'électricité renouvelable depuis l'été 2022 dont elle évalue qu'elles amputent les gains de CSPE de l'ordre de 3 Md€ en 2023.

Le Gouvernement, dans le PLFRSS pour 2023, avait ensuite estimé des CSPE légèrement moins négatives (car reposant toujours, comme pour le PLF 2023, sur les prix de mi-juillet à mi-août mais reprenant les estimations de la CRE sur l'impact des résiliations de contrats de soutien), à -8,4 Md€ en 2022 et -15,0 Md€ en 2023, soit un gain pour les finances publiques de 17,2 Md€ en 2022 et 23,8 Md€ en 2023.

L'Insee, qui a publié les premiers résultats des comptes des administrations publiques le 28 mars 2023, a ramené l'évaluation du gain lié aux CSPE pour les finances publiques en 2022 à 10,1 Md€, compte tenu du repli des prix de l'électricité sur les marchés spots et à terme au dernier trimestre 2022. S'agissant de 2023, le Gouvernement – qui a tenu compte de la poursuite de la baisse des prix de l'énergie sur les marchés au 1^{er} trimestre 2023 – a également revu à la baisse ses estimations des gains de CSPE, à 9,5 Md€, dans le programme de stabilité.

Le 13 juillet 2023, une nouvelle délibération de la CRE, reposant notamment sur les prix observés au cours de la deuxième quinzaine de mai 2023, a réévalué les gains de CSPE à 9,2 Md€ en 2023 et à 7,7 Md€ en 2024¹⁰.

Le Gouvernement prévoit dans le PLF pour 2024 – sur la base des prix des marchés à terme observés en août 2023 – un gain de 8,6 Md€ pour les finances publiques, soit une révision à la baisse de 19,4 Md€ par rapport au PLF pour 2023, et un gain de 6,7 Md€ en 2024¹¹. Le PLF 2024 anticipe encore une baisse des gains de CSPE en 2024.

La présente partie a pour objet (i) d'une part de reproduire l'estimation par la CRE des CSPE au titre de 2024 réalisée en juillet 2023, (ii) de réaliser sur cette base des estimations alternatives des CSPE pour 2024 en fonction de différents scénarios d'évolution des prix de marché de l'électricité.

2.2 Reproduction des estimations de la CRE pour 2024 dans sa délibération du 13 juillet 2023

L'impact des prix de marché sur les CSPE relatives au soutien aux EnR électriques (et cogénération) via EDF – évaluées par la CRE en 2024 à -2,5 Md€ dans sa délibération du 13 juillet 2023 (-2,1 Md€ hors versements au titre de 2022, non pertinents pour les CSPE 2024 en comptabilité nationale – est l'élément le plus important pour la prévision des CSPE. D'une part, avant la hausse des prix de l'énergie, ces dernières représentaient plus des deux tiers du montant total des CSPE (5,6 Md€ sur des charges totales de 8,2 Md€ au titre de 2019). D'autre part, elles sont particulièrement sensibles à l'évolution des prix de marché, contrairement au coût du soutien aux ZNI (péréquation tarifaire) qui demeure relativement stable, fluctuant entre 2,0 et 2,5 Md€ au cours des années récentes.

Le tableau ci-dessous détaille en outre les hypothèses retenues par la CRE dans son chiffrage de juillet 2023 relatives aux volumes soutenus au titre de 2024 pour les deux principaux dispositifs de soutien d'EDF aux EnR (les contrats d'obligation d'achat et les contrats de complément de rémunération) et pour chaque grande catégorie d'EnR concernée.

¹⁰ Ces chiffrages sont retraités pour être cohérent avec la comptabilité nationale. Les chiffrages de la CRE sont respectivement de 10,5 Md€ en 2023 et 8,1 Md€ en 2024 mais en tenant compte d'une imputation de retards de versement au titre de 2022 de 1,3 Md€ sur 2023 et de 0,4 Md€ sur 2024. Ces imputations sont intégrées en comptabilité nationale en gains de CSPE en 2022 et ne doivent pas être pris en compte au titre des années suivantes.

¹¹ Ce montant a encore été revu à la baisse de 0,1 Md€, pour atteindre 8,5 Md€, dans le projet de loi de finances de fin de gestion pour 2023.

Tableau 3 : volumes soutenus par EDF par dispositif et source d'énergie

| <i>En TWh</i> | Hors photovoltaïque & éolien | Eolien | Photovoltaïque | Total |
|----------------------------|------------------------------|--------|----------------|--------------|
| Obligations d'achat | 11,9 | 22,4 | 15,4 | 49,6 |
| Complément de rémunération | 0,8 | 12,1 | 4,3 | 17,2 |
| Total | 12,7 | 34,5 | 19,7 | 66,8 |

Source : CRE, délibération du 13 juillet 2023, retraitements des auteurs

Nous concentrons l'analyse sur la reproduction de l'estimation de la CSPE liée au soutien d'EDF aux EnR. Une première étape consiste à reproduire les chiffrages de la CRE au titre de 2023 dans sa délibération du 3 novembre 2022. À partir de cette reproduction, nous serons alors en mesure d'effectuer des analyses variantielles en fonction de différents scénarios d'évolution des prix de marché de l'énergie, afin d'évaluer la sensibilité du coût total des CSPE pour les finances publiques aux prix de marché. Pour ce faire, il faut tenir compte de l'ensemble des dispositifs de soutien inclus dans les CSPE qui sont sensibles aux prix de marché, ce qui nécessite de prendre en compte, parallèlement au soutien d'EDF aux producteurs d'EnR, la production EnR et l'injection de biométhane soutenues par les entreprises locales de distribution et les organismes agréés (ELD), dont les CSPE au titre de 2024 étaient évaluées à 0,8 Md€ par la CRE en juillet 2023 (cf. encadré).

Prise en compte des entreprises locales de distributions et organismes agréés (ELD) dans les analyses variantielles

Dans un souci de simplicité, nous ne cherchons pas à reproduire finement le chiffrage des CSPE associées aux ELD, mais à estimer de manière générale un rapport de proportionnalité entre la variation des CSPE relatives aux ELD et celle des CSPE relatives à EDF suite à un changement de dynamique des prix de marché par rapport à un scénario de référence (à volumes soutenus inchangés).

Dans sa délibération du 13 juillet 2023, la CRE évalue les volumes soutenus par EDF dans le cadre des obligations d'achat à 49,6 TWh et les volumes soutenus par les ELD dans les contrats d'obligation d'achat (les ELD ne proposent pas de contrats de complément de rémunération) à 2,9 TWh pour les EnR et 12,4 TWh pour l'injection de biométhane. Pour cette dernière, les coûts évités sont estimés par rapport aux prévisions de prix de marché du gaz, qui sont en moyenne en 2023 trois fois inférieures à celles utilisées pour valoriser le coût évité lié au soutien aux EnR. On estime alors que, à volume inchangé, une variation homogène sur les prix de marché de l'électricité et du gaz (par rapport à un scénario de référence) entraînerait une variation des coûts évités des contrats de soutien ELD équivalents à $(2,9 + 12,4/3) / 49,6 = 14 \%$ de la variation induite sur les coûts évités des contrats de soutien EDF.

Dans nos analyses variantielles, pour chaque scénario alternatif d'évolution des prix de marché, nous ajouterons donc au chiffrage de la variation des CSPE relatives au soutien d'EDF aux EnR par rapport au scénario de référence 14 % de la variation des coûts évités (dans le cadre des contrats EDF d'obligations d'achat) afin d'obtenir la variation du coût total des CSPE.

2.2.1 Les obligations d'achat

Pour l'évaluation du montant des CSPE liées aux obligations d'achat, on distingue trois composantes :

1. Les coûts d'achat pour EDF dans le cadre de ces contrats
2. Les coûts évités par EDF par la production quasi certaine
3. Les coûts évités par la production aléatoire

Le montant des CSPE liées aux obligations d'achat est alors calculé comme le montant des achats effectués par EDF dans le cadre de ces contrats sur la base de tarifs fixés à l'avance (1), auquel on retranche le coût d'achat dont EDF aurait dû s'acquitter en achetant la production quasi certaine (i.e. qui a une probabilité très élevée d'être appelée) sur les marchés à terme (2), et la production aléatoire (i.e. qui a une probabilité moins forte d'être appelée) sur les marchés à court terme (3).

Les coûts d'achat par EDF

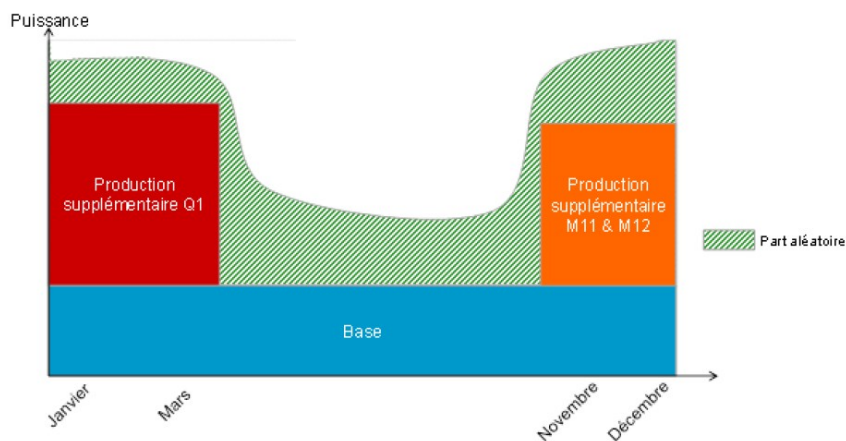
La délibération du 13 juillet 2023 reprend les données de volumes et de coûts prévus par EDF. Au total, il en ressort un coût d'achat pour EDF de 8,7 Md€ pour un volume total de 49,6 TWh.

Les coûts évités par la production quasi certaine

La CRE distingue, pour le chiffrage du coût évité pour l'énergie produite sous obligation d'achat pour EDF, une production quasi certaine, qui peut être anticipée et donc vendue à terme, et une production aléatoire, vendue sur les marchés à court terme (marché spot et marché infra-journalier).

La part quasi certaine correspond à la puissance disponible à tout instant au cours de la période considérée nécessaire pour couvrir la demande avec une probabilité de 90 %. Elle est évaluée sur quatre produits : un ruban de base constant sur l'année, un bloc correspondant au surplus hivernal du premier trimestre (appelé « Q1 »), deux blocs correspondant aux surplus hivernaux des mois de novembre et décembre (appelés respectivement « M11 » et « M12 »). Le reste du coût évité correspond à la part aléatoire (cf. graphique ci-dessous).

Graphique 4 : décomposition des différents blocs de la production vendue à EDF sous obligation d'achat



W

Source : CRE, délibération du 28 novembre 2019

En s'appuyant sur la consommation observée au cours des dernières années, la CRE évalue chaque année la puissance quasi certaine afin de déterminer les volumes concernés. La délibération du 15 décembre 2022 (dernière actualisation avant le chiffrage de juillet 2023) a ainsi actualisé les puissances suivantes pour 2024 : 2 100 MW pour le ruban de base, 2 500 MW pour le produit Q1, 2 100 MW pour les produits M11 et M12. À partir de ces puissances (en MW), on en déduit un volume quasi certain d'énergie (en MWh), multipliant les puissances par le nombre d'heures correspondant à chaque produit :

$$(2100*24*365 + 2500*24*(31+28+31) + 2100*24*(30+31)) / 1000000 = 18,4+5,4+1,5+1,6 = 26,9 \text{ TWh.}$$

Les coûts évités pour EDF par la production quasi certaine sous obligation d'achat correspondent aux coûts d'achat qu'EDF aurait dû supporter en achetant les mêmes volumes quasi certains sur les marchés à terme.

Les coûts évités du ruban de base et du produit Q1 sont ainsi évalués à partir du prix des ventes à terme réalisées par EDF de la production sous obligation d'achat (entre le 1^{er} janvier 2022 et le 31 mai 2023 pour le ruban et entre le 1^{er} janvier 2023 et le 31 mai 2023 pour le Q1) et des prix à terme constatés entre les 15 et 31 mai 2023 pour les volumes non encore vendus au 31 mai 2023. Les coûts évités des produits M11 et M12 sont évalués à partir des prix à terme observés entre les 15 et 31 mai 2023.

Les prix retenus par la CRE pour valoriser les volumes quasi certains sont alors les suivants : 205,05 €/MWh pour le ruban de base, 297,44 € pour le Q1, 167,13 € pour le M11 et 163,97 € pour le M12.

On en déduit le coût évité quasi certain :

$$18,4*205,05 + 5,4*297,44 + 1,5*167,13 + 1,6*163,97 = 5,9 \text{ Md€}$$

Les coûts évités par la production aléatoire

La part résiduelle de la production sous obligation d'achat, soit 49,6-26,9=22,8 TWh, qui ne peut être achetée à terme, est valorisée à partir des cotations sur les marchés à terme observés au cours de la deuxième quinzaine de mai 2023 pour les produits « Calendar », Q1, Q2 et S2, corrigées des rapports historiques entre les prix spots du mois considéré et le prix spot moyen du trimestre correspondant pour approcher les véritables prix spots qui seront observés en fin d'année. L'évaluation définitive des coûts évités par la production aléatoire reposera sur les prix spots observés (comme la CRE le fait pour l'évaluation des CSPE au titre de l'année en cours pour les mois déjà connus), mais dans une approche prévisionnelle, nous partons des prix à terme.

Ces prix des produits trimestriels mensualisés sont renseignés par la CRE et distingués selon qu'ils proviennent de l'éolien, du photovoltaïque ou des autres énergies sous obligation d'achat (cf. tableau ci-dessous).

Tableau 4 : prix de marché à terme mensualisés et coûts évités par EDF par les contrats sous obligation d'achat au titre de 2024 (production aléatoire)

| Mois | Prix mensuel (€/MWh) | Quantité hors éolien PV (GWh) | Prix mensuel éolien à terre (€/MWh) | Quantité éolien à terre (GWh) | Prix mensuel PV (€/MWh) | Quantité PV (GWh) | Coût évité (M€) |
|-------------------|-------------------------|----------------------------------|--|----------------------------------|----------------------------|----------------------|--------------------|
| Janvier | 303,65 | 553,9 | 246,8 | 463,5 | 289,0 | 139,6 | 322,9 |
| Février | 293,17 | 889,9 | 273,4 | 1 091,0 | 290,0 | 362,6 | 664,3 |
| Mars | 272,48 | 664,5 | 229,7 | 622,6 | 214,0 | 423,1 | 414,6 |
| Avril | 113,75 | 646,5 | 102,8 | 845,1 | 102,0 | 972,2 | 259,6 |
| Mai | 102,43 | 666,6 | 94,7 | 850,1 | 95,7 | 1 133,3 | 257,3 |
| Juin | 113,41 | 509,7 | 99,9 | 454,8 | 105,8 | 1 040,2 | 213,3 |
| Juillet | 134,73 | 496,3 | 119,5 | 553,2 | 133,0 | 1 173,0 | 289,0 |
| Août | 126,60 | 432,2 | 105,3 | 526,9 | 117,3 | 1 026,2 | 230,6 |
| Septembre | 147,81 | 435,3 | 136,0 | 480,8 | 145,6 | 778,7 | 243,1 |
| Octobre | 159,61 | 566,8 | 134,0 | 962,1 | 193,8 | 609,0 | 337,4 |
| Novembre | 167,13 | 421,5 | 129,3 | 363,1 | 213,9 | 155,2 | 150,6 |
| Décembre | 163,97 | 663,0 | 105,3 | 622,0 | 198,6 | 156,0 | 205,2 |
| Total 2024 | 182,2 | 6 946 | 152,8 | 7 835 | 141,3 | 7 969 | 3 588,1 |

Source : CRE, délibération du 13 juillet 2023

Au total, en sommant les coûts mensuels pour chacune des sources d'énergie, le coût évité par la production aléatoire s'élève à 3,6 Md€.

Le coût total évité (parts quasi certaine et aléatoire) est alors de $5,9 + 3,6 = 9,5$ Md€.

Pour obtenir les CSPE au titre de 2023 concernant les obligations d'achat, il faut retrancher ces coûts évités du coût d'achat pour EDF de la production sous obligation d'achat. L'estimation au titre de 2023 des CSPE pour la production sous obligation d'achat est donc égale à $8,7 - 9,5 = -0,8$ Md€.

2.2.2 Le complément de rémunération

Le complément de rémunération, qui consiste à laisser les entreprises productrices d'EnR vendre leur énergie directement sur les marchés et à compenser la différence par rapport à un tarif de référence fixé à l'avance, se décompose en trois membres (prime à l'énergie, valorisation des garanties en capacité, prime de gestion) et est calculé selon la formule suivante :

$$CR = (T_e - M_0) * Energie - Nb_{capa} * prix_{réf.capa} + P_{gestion} * Energie$$

La principale composante du complément de rémunération CR est la prime à l'énergie, qui compense pour le producteur d'EnR l'écart entre la vente de sa production sur les marchés au prix de marché M_0 (qui correspond aux prix mentionnés *supra* pour le calcul de la production aléatoire) et ce qu'aurait été le produit de ses ventes avec un tarif de référence T_e fixé par arrêté ou lors d'appels d'offre. Lorsque, comme c'était le cas jusqu'en 2021, le prix de référence était supérieur aux prix de marché, la prime à l'énergie prenait la forme d'une subvention publique en faveur des producteurs d'EnR. Depuis que les prix de marché excèdent les tarifs de référence, la prime à l'énergie est devenue négative et prend la forme d'un reversement des entreprises d'EnR à EDF, qui restitue ensuite cette somme à l'État.

On retranche par ailleurs du complément de rémunération la valorisation des garanties de capacités par les producteurs d'EnR, qui correspondent à la puissance que l'opérateur s'engage à rendre disponible en période de pointe et qu'il peut valoriser (les prix $price_{réf.capa}$ sont déterminés par enchères). Les fournisseurs d'électricité ont pour obligation d'acquérir des garanties de capacités – que les producteurs ont pour obligation de faire certifier – afin de pouvoir répondre aux pics de consommation en périodes de pointe.

Enfin, on ajoute au complément de rémunération une prime de gestion, censée compenser les frais de commercialisation sur les marchés (par rapport aux contrats sous obligation d'achat).

Les informations disponibles, et en particulier celles publiées par la CRE en annexe de ses délibérations ou mises à disposition en open data, bien que déjà très abondantes, sont insuffisantes pour reproduire finement les chiffrages au titre de 2024 présentés dans la délibération du 13 juillet, dont il ressort des CSPE liées au complément de rémunération au titre de 2023 de -1,8 Md€ pour une quantité d'énergie soutenue de 17,2 TWh.

Pour reproduire le chiffrage, on fait les hypothèses suivantes :

1. Le tarif de référence est égal à 81 €/MWh (tarif moyen constaté par la CRE en 2021 dans le cadre du complément de rémunération) ;
2. Le prix de marché M_0 est égal à celui utilisé pour la valorisation de la production aléatoire *supra*, comme indiqué par la CRE dans sa délibération du 13 juillet. En pondérant par les parts respectives des différentes EnR dans l'énergie soutenue, on aboutit à un prix M_0 égal à 151 €/MWh ;
3. On considère, à titre conventionnel, que le quart de la puissance soutenue (11,6 MW en 2024 selon la délibération de la CRE) peut être garantie (à un tarif moyen de 50 000 €/MW, d'après les données d'enchères 2022 publiées par la CRE pour des livraisons en 2023) et que la prime de gestion est égale à 3 % de l'énergie soutenue (hypothèse à partir d'un exemple de contrat).

Sur la base de ces hypothèses, les CSPE au titre de 2023 liées au complément de rémunération seraient égales à : $(81 - 151) * 17,2 - 11,6/4 * 50 + 3/100 * 17,2 = -1,4$ Md€

Il subsiste un écart de 0,4 Md€ avec l'évaluation de la CRE (-1,8 Md€). Cet écart s'explique par le fait qu'EDF n'a pas pu récupérer certains reversements dus en 2022, dont une fraction (précisément à hauteur de 0,4 Md€) serait comptabilisée par la CRE au titre de 2024 et mais ce montant ne doit pas être pris en compte en comptabilité nationale.

2.2.3 Coût total des CSPE liées au soutien aux EnR par EDF au titre de 2023

Au total, on parvient à reproduire fidèlement le chiffrage de la CRE pour les CSPE au titre de 2024 liées au soutien aux EnR par EDF (obligations d'achat et complément de rémunération) hors reversements au titre de 2022 (qui ne doivent pas être prise en compte dans les CSPE 2024 en comptabilité nationale) :

$$-0,8 - 1,4 = -2,1 \text{ Md€}$$

Notre reproduction du chiffrage de la CRE peut donc fournir une base fiable pour évaluer comment évolueraient les CSPE liées au soutien aux EnR par EDF en 2024 avec d'autres hypothèses de prix de marché.

2.3 Estimation d'un scénario central et de deux scénarios polaires d'évolution des prix de marché

La prévision de CSPE pour 2024 dans le PLF 2024 est inférieure de 1 Md€ à celle de la délibération de la CRE du 13 juillet 2023 (gains de 6,7 Md€ contre 7,7 Md€ hors reversements 2022). En effet, le Gouvernement a basé son estimation sur les prix de marché à terme de l'électricité d'août 2023 (160 €/MWh pour le produit *Calendar 2024*), qui avait reculé par rapport à la deuxième quinzaine de mai 2023 (autour de 180 €/MWh pour le produit *Calendar 2024*) – période sur laquelle reposait le chiffrage de la CRE.

Scénario central

Depuis août 2023, les prix à terme ont encore reflué, pour atteindre 130 €/MWh en octobre 2023 pour le produit *Calendar 2024*. Nous élaborons un scénario central sur la base de ces prix de marché, en modifiant le chiffrage de la CRE du 13 juillet 2023. En conservant les hypothèses de volumes soutenus et de coût d'achat par EDF, on fait l'hypothèse d'une stabilité des prix de marché à 130 €/MWh à partir d'octobre 2023 jusqu'à fin 2024 et on suppose que, sur cette période, les prix spots et à terme pour 2024 sont identiques et situés à ce montant. En particulier, nous supposons que les prix spots moyens (pondérés par les volumes mensuels retenus), utilisés pour la valorisation de la production aléatoire, s'élèveraient à 130 €/MWh en 2024.

Concernant la production quasi certaine, on suppose pour le prix du ruban est inchangé (par rapport au chiffrage de la CRE (l'essentiel des volumes auraient déjà été achetés). Concernant le produit Q1, on fait l'hypothèse que 75 % des volumes auraient été achetés au prix prévu par la CRE et 25 % au prix de 130 €/MWh. Enfin, on suppose à l'inverse que 25 % des volumes des produits M11 et M12 auraient été achetés aux prix prévus par la CRE et 75 % au prix de 130 €/MWh.

Sous ces hypothèses, **les gains de CSPE pour 2024 du scénario central s'élèveraient à 6,3 Md€**, en recul de 1,4 Md€ par rapport au chiffrage de la CRE de juillet 2023 (cf. chiffrage détaillé en annexe).

Scénario bas

Nous effectuons une variante autour du scénario central dans laquelle les prix de marché reviendraient légèrement en dessous de leur niveau d'avant-crise, à 30 €/MWh, dès le mois de novembre 2023 et se maintiendraient à ce niveau jusqu'à la fin 2024. Sur cette période, les prix spots et à terme pour 2024 seraient identiques et situés à ce montant.

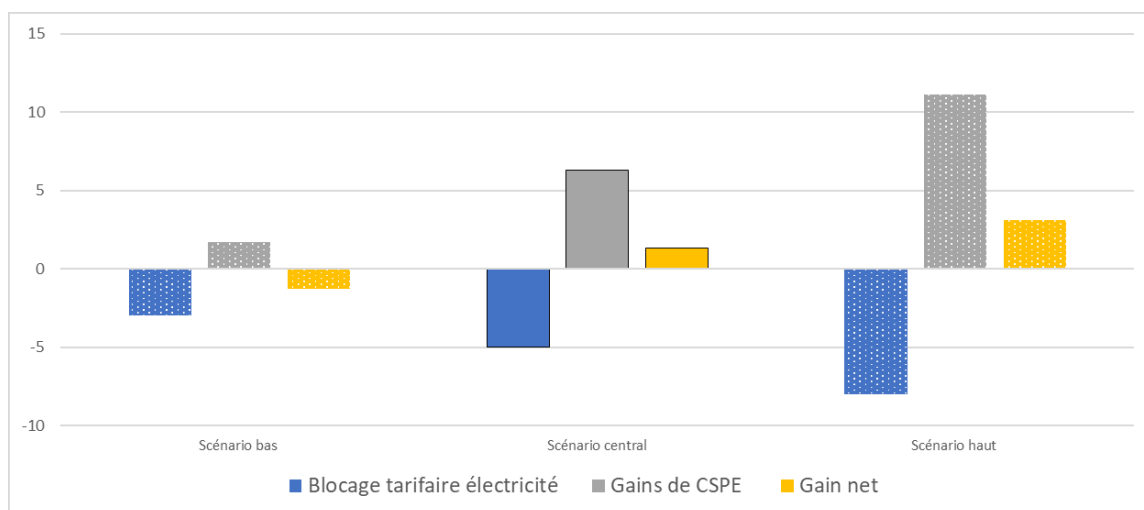
Sous cette hypothèse, **les gains de CSPE pour 2024 du scénario bas s'élèveraient à 1,7 Md€** pour 2024 (cf. chiffrage détaillé en annexe).

Scénario haut

De manière symétrique, nous effectuons une variante autour du scénario central dans laquelle les prix de marché augmenteraient à 230 €/MWh dès le mois de novembre 2023 et se maintiendraient à ce niveau jusqu'à la fin 2024. Sur cette période, les prix spots et à terme pour 2024 seraient identiques et situés à ce montant.

Sous cette hypothèse, **les gains de CSPE du scénario haut s'élèveraient donc à 11,1 Md€** pour 2024 (cf. chiffrage détaillé en annexe).

Graphique 5 : estimation du gain net des deux mesures en 2024 (en Md€)



Source : calculs des auteurs.

Annexe 1 : détails des chiffrages des gains de CSPE pour les différents scénarios de prix

Scénario central

On conserve les hypothèses de volumes soutenus et de coût d'achat par EDF retenu dans la délibération de la CRE du 13 juillet 2023 et on fait l'hypothèse d'une stabilité des prix de marché à 130 €/MWh à partir d'octobre 2023 jusqu'à fin 2024 et on suppose que les prix spots et à terme pour 2024 sont identiques et situés à ce montant. En particulier, nous supposons que les prix spots moyens (pondérés par les volumes mensuels retenus), utilisés pour la valorisation de la production aléatoire, s'élèveraient à 130 €/MWh en 2024.

Concernant la production quasi certaine, on suppose pour le prix du ruban est inchangé (par rapport au chiffrage de la CRE (l'essentiel des volumes auraient déjà été achetés). Concernant le produit Q1, on fait l'hypothèse que 75 % des volumes auraient été achetés au prix prévu par la CRE et 25 % au prix de 130 €/MWh. Enfin, on suppose à l'inverse que 25 % des volumes des produits M11 et M12 auraient été achetés aux prix prévus par la CRE et 75 % au prix de 130 €/MWh. On en déduit le coût évité quasi certain, les volumes étant inchangés par rapport au chiffrage de la CRE de novembre 2022 : $18,4*205 + 5,4*256 + 1,5*139 + 1,6*138 = 5,6$ Md€.

S'agissant du coût évité lié à la production aléatoire, il s'élèverait, sous les hypothèses retenues, à $22,8*130 = 3,0$ Md€.

Les CSPE liés aux contrats d'obligation d'achat s'élèveraient donc $8,7 - 5,6 - 3,0 = 0,2$ Md€.

Enfin, le coût du complément de rémunération serait de : $(81 - 130) * 17,2 - 11,6/4 * 50 + 3/100 * 17,2 = -1,0$ Md€.

Au total, les CSPE liées au soutien d'EDF aux EnR s'élèveraient à $0,2 - 1,0 = -0,8$ Md€ dans le scénario central.

Une fois ajouté le facteur correctif tenant compte du soutien des ELD, on peut estimer les CSPE totales en 2024 seraient supérieures de $(-0,8 - -2,1) + 0,14 * (5,9 + 3,6 - 5,6 - 3,0) = 1,4$ Md€ par rapport au chiffrage de la CRE du 13 juillet 2023.

Les gains de CSPE du scénario central s'élèveraient donc à $7,7 - 1,4 = 6,3$ Md€ pour 2024.

Scénario bas

Nous effectuons une variante autour du scénario central dans laquelle les prix de marché reviendraient légèrement en dessous de leur niveau d'avant-crise, à 30 €/MWh, dès le mois de novembre 2023 et se maintiendraient à ce niveau jusqu'à la fin 2024. Sur cette période, les prix spots et à terme pour 2024 seraient identiques et situés à ce montant.

Concernant la production quasi certaine, on suppose pour le prix du ruban est inchangé (par rapport au chiffrage de la CRE (l'essentiel des volumes auraient déjà été achetés). Concernant le produit Q1, on fait l'hypothèse que 85 % des volumes auraient été achetés au prix prévu par la CRE et 15 % au prix de 30 €/MWh. Enfin, on suppose à l'inverse que 30 % des volumes des produits M11 et M12 auraient été achetés aux prix prévus par la CRE et 70 % au prix de 30 €/MWh.

Sous ces hypothèses, les gains de CSPE pour 2024 du scénario central s'élèveraient à 1,7 Md€, en recul de 6,0 Md€ par rapport au chiffrage de la CRE de juillet 2023. On en déduit le coût évité quasi certain,

les volumes étant inchangés par rapport au chiffrage de la CRE de novembre 2022 : $18,4*205 + 5,4*257 + 1,5*71 + 1,6*70 = 5,4$ Md€.

S'agissant du coût évité lié à la production aléatoire, il s'élèverait, sous les hypothèses retenues, à $22,8*30 = 0,7$ Md€.

Les CSPE liés aux contrats d'obligation d'achat s'élèveraient donc $8,7 - 5,4 - 0,7 = 2,7$ Md€.

Enfin, le coût du complément de rémunération serait de : $(81 - 30) * 17,2 - 11,6/4 * 50 + 3/100 * 17,2 = 0,7$ Md€.

Au total, les CSPE liées au soutien d'EDF aux EnR s'élèveraient à $2,7 + 0,7 = 3,4$ Md€ dans le scénario central.

Une fois ajouté le facteur correctif tenant compte du soutien des ELD, on peut estimer les CSPE totales en 2024 seraient supérieures de $(3,4 - 2,1) + 0,14 * (5,9 + 3,6 - 5,4 - 0,7) = 6,0$ Md€ par rapport au chiffrage de la CRE du 13 juillet 2023.

Les gains de CSPE du scénario bas s'élèveraient donc à $7,7 - 6,0 = 1,7$ Md€ pour 2024.

Scénario haut

Nous effectuons une variante autour du scénario central dans laquelle les prix de marché augmenteraient à 230 €/MWh dès le mois de novembre 2023 et se maintiendraient à ce niveau jusqu'à la fin 2024. Sur cette période, les prix spots et à terme pour 2024 seraient identiques et situés à ce montant.

Concernant la production quasi certaine, on suppose pour le prix du ruban est inchangé (par rapport au chiffrage de la CRE (l'essentiel des volumes auraient déjà été achetés). Concernant le produit Q1, on fait l'hypothèse que 85 % des volumes auraient été achetés au prix prévu par la CRE et 15 % au prix de 230 €/MWh. Enfin, on suppose à l'inverse que 30 % des volumes des produits M11 et M12 auraient été achetés aux prix prévus par la CRE et 70 % au prix de 230 €/MWh.

Sous ces hypothèses, les gains de CSPE pour 2024 du scénario central s'élèveraient à 1,7 Md€, en recul de 6,0 Md€ par rapport au chiffrage de la CRE de juillet 2023. On en déduit le coût évité quasi certain, les volumes étant inchangés par rapport au chiffrage de la CRE de novembre 2022 : $18,4*205 + 5,4*287 + 1,5*223 + 1,6*222 = 6,0$ Md€.

S'agissant du coût évité lié à la production aléatoire, il s'élèverait, sous les hypothèses retenues, à $22,8*230 = 5,2$ Md€.

Les CSPE liés aux contrats d'obligation d'achat s'élèveraient donc $8,7 - 6,0 - 5,2 = -2,5$ Md€.

Enfin, le coût du complément de rémunération serait de : $(81 - 230) * 17,2 - 11,6/4 * 50 + 3/100 * 17,2 = -2,7$ Md€.

Au total, les CSPE liées au soutien d'EDF aux EnR s'élèveraient à $-2,5 - 2,7 = -5,2$ Md€ dans le scénario central.

Une fois ajouté le facteur correctif tenant compte du soutien des ELD, on peut estimer les CSPE totales en 2024 seraient supérieures de $(-5,2 - 2,1) + 0,14 * (5,9 + 3,6 - 6,0 - 5,2) = -3,4$ Md€ par rapport au chiffrage de la CRE du 13 juillet 2023.

Les gains de CSPE du scénario haut s'élèveraient donc à $7,7 - 3,4 = 11,1$ Md€ pour 2024.

Sources :

Commission de régulation de l'énergie, observatoire des marchés de détail, T4 2022, mai 2023, rapport sur le fonctionnement des marchés de détail français de l'électricité et du gaz naturel entre 2020 et 2022, novembre 2023

Commission de régulation de l'énergie, publications mensuelles du barème du TRVG d'Engie, délibérations semestrielles sur le TRVE en janvier et en juillet

Commission de régulation de l'énergie, délibérations du 3 novembre 2022 et du 13 juillet 2023 relatives à la réévaluation des charges de service public de l'énergie pour 2023

Cour des comptes, l'organisation des marchés de l'électricité, juillet 2022

Insee, informations rapides, comptes nationaux des administrations publiques, premiers résultats 2022, mars 2023

Insee Première n°1949, le compte des administrations publiques en 2022, mai 2023

Le réseau de transport d'électricité, perspectives du système électrique pour l'hiver 2023-2024, novembre 2023

Projet de loi financement rectificative de la sécurité sociale pour 2023

Rapport économique, social et financier, projet de loi de finances pour 2024