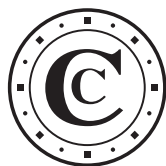


Cour des comptes



ENTITÉS ET POLITIQUES PUBLIQUES

# LE SOUTIEN AUX ÉNERGIES RENOUVELABLES À TRAVERS LES CHARGES DE SERVICE PUBLIC DE L'ÉNERGIE

Rapport public thématique

Mars 2026



# Sommaire

<b>PROCÉDURES ET MÉTHODES.....</b>	<b>5</b>
<b>SYNTHÈSE .....</b>	<b>7</b>
<b>RECOMMANDATIONS.....</b>	<b>11</b>
<b>INTRODUCTION.....</b>	<b>13</b>
<b>CHAPITRE I DES MODALITÉS DONT LES EFFETS SUR LA RÉMUNÉRATION DES PRODUCTEURS ET LE SYSTÈME ÉLECTRIQUE DOIVENT ÊTRE MIEUX MAÎTRISÉS .....</b>	<b>17</b>
<b>I - UN SOUTIEN DIRECT AUX PRODUCTEURS CONTRIBUANT FORTEMENT AUX OBJECTIFS DE DÉPLOIEMENT DES ÉNERGIES RENOUVELABLES.....</b>	<b>17</b>
A - Une garantie de rémunération de l'énergie produite sur le long terme, gage de stabilité pour les producteurs .....	18
B - Un nombre de contrats en forte augmentation une montée en puissance des compléments de rémunération .....	20
C - Une capacité de production renouvelable majoritairement soutenue, des objectifs de développement partiellement atteints .....	21
<b>II - DES TARIFS GARANTIS ÉLEVÉS, DES CAS DE SUR-RÉMUNÉRATION AVÉRÉS .....</b>	<b>23</b>
A - Des tarifs d'achat élevés et fortement différenciés par filières .....	23
B - Un enjeu persistant de connaissance de l'économie des filières .....	25
C - Des modalités de soutien différenciées, des sur-rémunérations parfois avérées .....	28
D - Des ajustements <i>a posteriori</i> limités, des clauses de revoyure à étendre .....	36
E - Des alternatives possibles aux soutiens publics .....	42
<b>III - DES EFFETS INDÉSIRABLES DES MODALITÉS DE SOUTIEN SUR LES MARCHÉS DE L'ÉLECTRICITÉ.....</b>	<b>45</b>
A - Une forte croissance des épisodes de prix négatifs, qui tend en retour à accroître le coût du soutien .....	45
B - Une révision en cours des conditions de rémunération en cas d'épisode de prix négatifs .....	47
<b>IV - UN CONTRÔLE INSUFFISANT DES PRODUCTEURS, À RENFORCER RAPIDEMENT .....</b>	<b>49</b>
A - Un cadre de contrôle pluriel tardivement complété pour les installations de production de biométhane injecté.....	49
B - Des sanctions quasi-inexistantes .....	50
<b>CHAPITRE II DES IMPACTS SUR LES FINANCES PUBLIQUES SIGNIFICATIFS MAIS DIFFICILEMENT PRÉVISIBLES.....</b>	<b>55</b>
<b>I - UN MONTANT DES CHARGES DE SERVICE PUBLIC DE L'ÉNERGIE SENSIBLE AUX PRIX DE MARCHÉ.....</b>	<b>56</b>
A - Une influence croissante des prix de court terme sur la détermination des charges de SPE.....	57
B - Des variations annuelles de charges de SPE essentiellement liées aux évolutions des prix de marché et difficilement prévisibles.....	61
<b>II - UN ENGAGEMENT SUR LE LONG TERME À L'IMPACT FINANCIER INCERTAIN.....</b>	<b>62</b>
A - Une évaluation à la méthodologie et au périmètre fluctuants .....	62
B - Un suivi des engagements financiers de l'État à améliorer.....	66

<b>III - LE CONTRÔLE DES ACHETEURS OBLIGÉS ET DE LEURS FRAIS DE GESTION.....</b>	<b>68</b>
A - Un contrôle satisfaisant des compensations dues aux acheteurs obligés mais une clarification nécessaire de leurs conditions d'exercice.....	68
B - Des frais de gestion à encadrer davantage.....	70
<b>IV - UNE GESTION BUDGÉTAIRE AFFECTÉE PAR LES DIFFICULTÉS À PRÉVOIR LES CHARGES ANNUELLES DE SPE .....</b>	<b>72</b>
A - Des charges annuelles au calcul complexe et instable, source de perturbation pour leur gestion budgétaire.....	72
B - Un transfert de la contrainte budgétaire infra-annuelle aux dépens de la trésorerie d'EDF.....	75
C - Une compensation des frais financiers qui remplit imparfaitement ses objectifs.....	76
<b>V - LES PISTES D'ÉVOLUTION ENVISAGÉES PAR LES POUVOIRS PUBLICS POUR TENTER DE RÉSOUDRE CERTAINES DIFFICULTÉS .....</b>	<b>77</b>
A - Un intérêt certain à améliorer la prévisibilité et favoriser le lissage des charges annuelles.....	77
B - De possibles évolutions du financement des charges de service public de l'énergie peu convaincantes.....	78
<b>LISTE DES ABRÉVIATIONS .....</b>	<b>83</b>
<b>ANNEXES .....</b>	<b>85</b>

## Procédures et méthodes

Les rapports de la Cour des comptes sont réalisés par l'une des six chambres thématiques<sup>1</sup> que comprend la Cour ou par une formation associant plusieurs chambres et/ou plusieurs chambres régionales ou territoriales des comptes.

Trois principes fondamentaux gouvernent l'organisation et l'activité de la Cour ainsi que des chambres régionales et territoriales des comptes, donc aussi bien l'exécution de leurs contrôles et enquêtes que l'élaboration des rapports publics : l'indépendance, la contradiction et la collégialité.

L'**indépendance** institutionnelle des juridictions financières et l'indépendance statutaire de leurs membres garantissent que les contrôles effectués et les conclusions tirées le sont en toute liberté d'appréciation.

La **contradiction** implique que toutes les constatations et appréciations faites lors d'un contrôle ou d'une enquête, de même que toutes les observations et recommandations formulées ensuite, sont systématiquement soumises aux responsables des administrations ou organismes concernés ; elles ne peuvent être rendues définitives qu'après prise en compte des réponses reçues et, s'il y a lieu, après audition des responsables concernés.

Sauf pour les rapports réalisés à la demande du Parlement ou du Gouvernement, la publication d'un rapport est nécessairement précédée par la communication du projet de texte, que la Cour se propose de publier, aux ministres et aux responsables des organismes concernés, ainsi qu'aux autres personnes morales ou physiques directement intéressées. Dans le rapport publié, leurs réponses sont présentées en annexe du texte de la Cour.

La **collégialité** intervient pour conclure les principales étapes des procédures de contrôle et de publication. Tout contrôle ou enquête est confié à un ou plusieurs rapporteurs. Le rapport d'instruction, comme les projets ultérieurs d'observations et de recommandations, provisoires et définitives, sont examinés et délibérés de façon collégiale, par une formation comprenant au moins trois magistrats. L'un des magistrats assure le rôle de contre-rapporteur et veille à la qualité des contrôles.

\*\*

Dans le cadre de la 3<sup>ème</sup> campagne de participation citoyenne ouverte par la Cour des comptes du 2 septembre au 4 octobre 2024, plusieurs contributions ont porté sur le coût du soutien de l'État aux énergies renouvelables (EnR), et en particulier le soutien à la filière photovoltaïque. En réponse à ces sollicitations, la Cour des comptes a décidé d'étendre un contrôle devant initialement porter sur les charges de service public de l'énergie (SPE) à la question du soutien budgétaire aux énergies renouvelables. Les charges de SPE constituent en effet le principal vecteur budgétaire de soutien aux EnR. Le lecteur se référera utilement à l'introduction du présent rapport qui définit le périmètre de l'enquête.

---

<sup>1</sup> La Cour comprend aussi la chambre du contentieux, dont les arrêts sont rendus publics.

Cette enquête intervient dans le prolongement de précédents contrôles de la Cour ayant analysé les évolutions des charges de SPE dans leur ensemble ou pour certains types d'énergie. Il s'agit notamment d'une enquête relative à la contribution au service public de l'électricité (2011), d'une communication à la commission des finances du Sénat sur le soutien aux énergies renouvelables (2018), d'une enquête relative aux soutiens à l'éolien terrestre et maritime (2022), d'une évaluation de la politique de soutien au biogaz, publiée en 2024 ou encore des notes d'analyse d'exécution budgétaire portant sur la mission *Écologie, développement et mobilité durables*. La présente enquête a été notifiée fin mars 2025 à la directrice du budget, au directeur général du Trésor, à la secrétaire générale des ministères économiques et financiers, au secrétaire général des ministères chargés de la transition écologique et de la cohésion des territoires, à la directrice générale de l'énergie et du climat, au contrôleur budgétaire et comptable ministériel auprès du ministère de la transition écologique, de la biodiversité, de la forêt, de la mer et de la pêche, à la présidente de la commission de régulation de l'énergie (CRE), au directeur général par intérim et directeur délégué de la Caisse des Dépôts et consignation, au président-directeur général d'Électricité de France (EDF), à la présidente du comité de gestion des charges de service public de l'électricité (CGCSPE) et au président du directoire de Réseau de transport d'électricité (RTE).

Les rapporteurs se sont appuyés sur les méthodes d'instruction classiques de la Cour et ont conduit des entretiens auprès du ministère chargé de l'énergie, des ministères économiques et financiers, de la CRE, d'EDF, de RTE, d'Enedis, de la Commission européenne, de Bpifrance, de la Caisse des dépôts et consignations ainsi que de plusieurs syndicats représentant les producteurs et les entreprises locales de distribution. Ils ont recueilli des réponses écrites aux questionnaires et ont tiré parti des bases de données relatives aux installations bénéficiant de soutien et aux données financières associées.

Afin de compléter leurs appréciations sur le contrôle des producteurs, un sondage a été réalisé auprès des services déconcentrés de l'État en région.

\*\*

Le projet de rapport public thématique a été délibéré le 17 décembre 2025 par la deuxième chambre, présidée par Mme Mercereau et composée de MM. Guérout, de la Guéronnière, Allain, Babeau, Tricaud et Gout, conseillers maîtres, en tant que rapporteurs, Mme Tejedor, conseillère référendaire et Mme Commeau, conseillère référendaire en service extraordinaire, et, en tant que contre-rapporteur, M. Richard, conseiller maître.

Il a été examiné et approuvé, le 3 février 2026, par le comité du rapport public et des programmes de la Cour des comptes, composé de Mme Camby, présidente de la première chambre faisant fonction de Première présidente, M. Hayez, Rapporteur général, M. Meddah, Mme Mercereau, Mme Thibault, M. Lejeune, M. Cazé, présidentes et présidents de chambre, M. Glimet, président par intérim de la chambre du contentieux, M. Albertin, M. Vught, M. Roux, Mme Daussin-Charpantier, Mme Renet et Mme Daam, présidentes et présidents de chambre régionale des comptes et Mme Hamayon, Procureure générale, entendue en ses avis.

\*\*

Les rapports publics de la Cour des comptes sont accessibles en ligne sur le site internet de la Cour et des chambres régionales et territoriales des comptes : [www.ccomptes.fr](http://www.ccomptes.fr).

## Synthèse

Le développement des énergies renouvelables dans la production énergétique, en particulier électrique et gazière, constitue l'un des leviers de la politique énergétique et climatique de l'Union européenne et de la France en vue d'atteindre la neutralité carbone d'ici à 2050.

Dans ce cadre, les pouvoirs publics en France, comme dans les autres pays de l'Union européenne, ont fixé des objectifs de développement par filière et mis en place des dispositifs de soutien pour assurer la rentabilité des installations et encourager les investissements. Sur des durées contractuelles généralement de l'ordre de 20 ans, l'État s'engage ainsi à faire bénéficier les producteurs de tarifs de soutien garantis, en leur compensant la différence entre ces tarifs et les prix constatés sur les marchés de l'énergie.

En France métropolitaine, les contrats de soutien à la production d'électricité d'origine renouvelable et à la production de biométhane ont représenté pour l'État un coût total cumulé de 26,3 Md€ entre 2016 et 2024, soit un coût annuel moyen de 2,9 Md€. Au-delà des tendances liées à l'évolution des volumes de production soutenus, ce coût peut varier fortement d'une année sur l'autre du fait de la volatilité des prix de marché de l'énergie. De 2016 à 2020, le coût annuel est passé de 4,1 à 6 Md€. En 2022 et 2023, il est devenu négatif, la forte hausse des prix de l'énergie ayant conduit l'État à percevoir des recettes nettes en application de ces contrats de soutien. Depuis 2024, ce soutien occasionne à nouveau des dépenses nettes pour l'État : 3,9 Md€ en 2024 et 7,3 Md€ en 2025, montant encore prévisionnel. L'ensemble des contrats de soutien en vigueur représente des engagements financiers à long terme pour l'État, estimés à 87 Md€ fin 2024 au sein des engagements hors bilan de l'État.

Le coût de ce soutien pour les finances publiques, et sa forte variabilité au cours des dernières années, a conduit la Cour à se pencher sur les modalités de mise en œuvre de ces dispositifs de soutien, sans porter d'appréciation sur les objectifs de politique énergétique fixés au niveau européen et national, ni sur les objectifs chiffrés de développement assignés à chaque filière dans les programmations pluriannuelles de l'énergie (PPE) successives. Les observations et recommandations de la Cour portent ainsi sur l'efficacité et l'efficience des modalités de soutien aux producteurs et sur la maîtrise, la prévisibilité et l'anticipation de leur coût pour l'État.

### **Des soutiens publics à l'origine du développement des énergies renouvelables, des effets à corriger sur le fonctionnement du système électrique**

Le soutien financier public apporté aux producteurs d'énergies renouvelables a contribué au premier chef à l'augmentation de la production d'électricité et de biogaz renouvelables et à l'atteinte des objectifs de développement fixés par les PPE successives. Il garantit en effet aux producteurs des tarifs d'achat en général bien supérieurs aux prix qu'ils obtiendraient sur les marchés de gros de l'électricité et de gaz. De fait, la majorité du parc de production éolien et solaire en place bénéficie ou a bénéficié d'un soutien.

En France métropolitaine, la production d'électricité renouvelable est passée de moins de 100 TWh en 2016, soit 18 % de la production d'électricité, à près de 150 TWh en 2024, soit 27 % de la production d'électricité. La production de biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel dépasse les 10 TWh en 2024 contre moins de 0,2 TWh en 2016. Les filières solaire et biométhane injecté ont ainsi atteint, dès 2023 ou courant 2024, les objectifs fixés pour 2023 dans les PPE. Les filières de l'éolien terrestre et maritime ont également connu une forte croissance, mais accusent un retard par rapport aux objectifs fixés pour fin 2023.

Toutefois, certaines de ces modalités de soutien peuvent avoir des effets indésirables sur le fonctionnement et l'équilibrage du système électrique. C'est le cas des contrats d'obligation d'achat pour lesquels les installations sont conduites à produire sans considération des prix de marché du moment. Cette modalité, toujours en œuvre pour les petits producteurs, peut favoriser l'apparition et amplifier des épisodes de prix négatifs sur les marchés, en dehors de toute justification économique. Cette situation a conduit l'État à revoir les conditions de rémunération des producteurs, pour les inciter à arrêter leur production lors des épisodes de prix négatifs.

### **Un soutien dont les effets sur les rémunérations des producteurs doivent être mieux suivis, contrôlés et maîtrisés**

Le soutien aux producteurs doit s'exercer au meilleur coût pour les finances publiques. Le code de l'énergie précise ainsi qu'il doit assurer une rémunération normale des capitaux investis, et donc éviter toute sur-rémunération. Ces dispositions répondent aux lignes directrices fixées par la Commission européenne pour l'octroi d'aides d'État.

Le respect de ces exigences repose sur une analyse *ex ante* par le législateur et par la Commission européenne, qui approuve les régimes d'aides avant leur mise en œuvre. Les contrats de soutien sont attribués selon deux modalités distinctes, les guichets ouverts et les appels d'offres, qui ont varié dans le temps selon la filière et la gamme de puissance. Dans le cas de guichets ouverts, les modalités y compris tarifaires sont intégralement fixées *ex ante*, et tout candidat répondant aux conditions d'éligibilité peut en bénéficier. Dans le cas d'appels d'offres, les candidats sont retenus sur la base de critères d'éligibilité, en fonction de la compétitivité de leur offre et dans certaines limites (plafond de prix notamment). Enfin, des modalités d'indexation annuelle des tarifs garantis sont aussi fixées *ex ante*.

Or, la détermination des niveaux de soutien par la puissance publique, y compris à travers l'organisation d'appels d'offres, est exposée à des risques de sur-rémunération des bénéficiaires d'autant plus grands que la connaissance de l'économie des filières soutenue est encore insuffisante. Cette connaissance devrait être renforcée par l'élaboration d'un plan d'audit des filières par la Commission de régulation de l'énergie (CRE) et par la mise en place d'un tableau de bord de suivi de l'économie des principales filières soutenues.

Cette méconnaissance de l'économie des filières contrarie le bon pilotage tant des guichets ouverts que des appels d'offres. Les guichets ouverts pour le soutien au petit photovoltaïque et au biométhane injecté ont ainsi connu des afflux de demandes, bien supérieurs aux objectifs fixés, que les modulations de tarifs d'achat mises en œuvre n'ont pu endiguer. Les appels d'offres ont été quant à eux, à de nombreuses reprises, confrontés à une concurrence insuffisante, qui incite les producteurs à demander des tarifs élevés. Pour y remédier, les clauses de compétitivité devraient être renforcées, afin d'assurer une pression concurrentielle suffisante entre candidats.

Le législateur a souhaité mettre fin à certaines situations de sur-rémunération avérées. Ainsi, il a récemment souhaité reconsidérer les conditions d'achat de la production d'électricité d'origine photovoltaïque en vigueur entre 2006 et 2010, notoirement surévaluées. À cette occasion, le juge constitutionnel a validé la possibilité d'une modification *a posteriori* des conditions contractuelles, dès lors qu'il s'agissait de corriger des effets d'aubaine dans un objectif d'intérêt général. L'arrêté d'application de ces dispositions a cependant été annulé par le Conseil d'État du fait d'une lacune originelle, à savoir l'absence de notification de ces aides à la Commission européenne. Plus récemment, le législateur a voulu introduire un déplafonnement partiel puis total des montants devant être reversés à l'État par les bénéficiaires de compléments de rémunération en cas de prix de marché supérieur au tarif de référence retenu dans leur contrat. Sans que le principe même de la modification souhaitée soit remis en cause, les conditions de sa mise en œuvre ont été jugées non conformes au droit des contrats par le Conseil constitutionnel. Ces tentatives pour l'instant inabouties, traduisent la volonté de limiter les effets d'aubaine les plus marqués. Le principe de telles modifications a été validé par le juge constitutionnel, mais leur mise en œuvre a échoué sur des failles juridiques. Elles illustrent également la difficulté d'intervenir *a posteriori* sur les mécanismes de soutien, et donc l'intérêt d'introduire dès les contrats initiaux d'éventuelles clauses de révision, comme cela commence à être fait dans certains contrats de soutien. Les modalités d'indexation automatique des tarifs, qui accroissent ces différences de traitement et sont parfois dévoyées, devraient également pouvoir être réexaminées.

Enfin, le contrôle des producteurs doit être renforcé rapidement. Les manquements et non-conformités relevés par les organismes agréés chargés des contrôles, de même que les suspicions de fraudes relevées par les acheteurs obligés, font actuellement l'objet d'un traitement disparate et insuffisant par les services de l'État. La direction générale de l'énergie et du climat ne dispose d'aucun bilan consolidé en la matière. En l'absence de doctrine de traitement, les suites données par les services de l'État en région sont lacunaires et les sanctions quasi-inexistantes. Un plan de lutte contre la fraude devrait être établi sans délai et les outils et procédures permettant de la détecter et de recouvrer les indus devraient être mis en place.

### **Un soutien dont le coût pour l'État doit être mieux anticipé et piloté**

Le coût pour l'État des soutiens à la production d'électricité et de gaz par des énergies renouvelables se traduit par des dépenses budgétaires au titre des charges de service public de l'énergie (SPE). Des opérateurs désignés, notamment EDF obligation d'achat – entité au sein d'EDF –, assurent un rôle d'intermédiaire entre les producteurs soutenus et l'État. Ces opérateurs, ou « acheteurs obligés », versent directement aux producteurs les soutiens financiers prévus qui sont ensuite compensés par l'État. Cette compensation est supportée par le budget de l'État.

L'État couvre aussi les frais de gestion de ces opérateurs, pour des montants certes moindres mais non négligeables (plus de 100 M€) et qui justifieraient un suivi plus précis des performances de gestion, tandis que les conditions mêmes d'exercice de l'activité « d'acheteurs obligés » mériteraient d'être mieux encadrées de manière à éviter des défaillances.

Les engagements financiers de long terme souscrits par l'État au titre des charges de SPE sont comptabilisés hors bilan du fait de leur imprévisibilité. Deux exercices de prévision sont réalisés chaque année, l'un pour établir ces engagements hors bilan (EHB) en annexe du

compte général de l'État et l'autre pour la publication d'un rapport détaillant le coût prospectif des charges par filière et par an. Ces exercices de prévision, bien qu'ils reposent sur un même modèle développé par la CRE, conduisent à des montants différents, du fait de calendriers et d'hypothèses variables. Ne conserver qu'un seul calcul de ces engagements par an et présenter le cas échéant une fourchette de valeurs pour les engagements hors bilan, fonction des scénarios de prix retenus, permettraient de gagner en transparence et en lisibilité.

À plus court terme, chaque année, les charges de SPE donnent lieu à des dépenses sur le budget de l'État, et doivent donc respecter les règles de gestion communes en matière d'inscription et d'exécution des crédits budgétaires. Or, la dépendance des charges de SPE aux prix de court terme des marchés de l'énergie introduit une forte imprévisibilité de leur montant y compris en cours d'année. La bonne exécution des crédits est aujourd'hui assurée d'une part par l'ajustement du calendrier des versements à EDF, traitement particulier autorisé par la réglementation mais qui peut induire d'importants effets de trésorerie pour EDF, et d'autre part par la possibilité de verser le solde des montants dus l'année N en janvier de l'année N+1, ce que la Cour a régulièrement critiqué<sup>2</sup>. En outre, les modalités de compensation des éventuels frais de trésorerie encourus par les acheteurs obligés nécessitent d'être revues.

Afin de limiter la variabilité du montant des charges d'une année sur l'autre et d'accroître sa prévisibilité, la CRE a autorisé EDF, en septembre 2025, à vendre une partie de l'électricité sous obligation d'achat jusqu'à trois ans avant sa livraison. Parmi d'autres pistes, des réflexions pour instaurer des opérations de couverture à terme pour l'État afin qu'une fraction de l'électricité sous complément de rémunération dépende des prix à terme et non plus seulement des marchés court-terme sont aussi en cours.

Enfin, le projet de loi de finances pour 2026, dans sa version déposée en octobre 2025, proposait une débudgétisation partielle des charges de SPE, en affectant une fraction de l'accise sur la consommation de carburants au financement direct des charges liées à la cogénération et au biogaz. Si elle cherche à simplifier la gestion budgétaire des charges de SPE, cette réforme ne va toutefois pas dans le sens d'une amélioration des finances publiques, car elle conduirait à augmenter la charge de la dette du fait de la baisse du périmètre des obligations dites « vertes » émises par le Trésor. Cette disposition n'apparaît plus dans la loi de finances pour 2026.

---

<sup>2</sup> Cour des comptes, Analyse de l'exécution budgétaire 2022, EDMD, avril 2023, p. 47-48, Cour des comptes, Analyse de l'exécution budgétaire 2023, EDMD, avril 2024, p. 57-28 et Cour des comptes, Analyse de l'exécution budgétaire 2024, avril 2025, p. 62.

## Recommandations

1. Élaborer un plan d'audit des filières de production par la Commission de régulation de l'énergie et un tableau de bord de suivi de l'économie des principales filières soutenues budgétairement par l'État (*ministère chargé de l'énergie, CRE, 2026*).
2. Renforcer la clause de compétitivité prévue dans les cahiers des charges des appels d'offres en prévoyant par exemple, comme le recommande la Commission de régulation de l'énergie, la suppression systématique d'au moins 20 % des dossiers conformes déposés, quel que soit le niveau de souscription (*ministère chargé de l'énergie, 2026*).
3. Introduire dans les futurs contrats une clause de révision des coefficients d'indexation pour mieux tenir compte de la part des coûts d'exploitation (coefficient L) (*ministère chargé de l'énergie, 2026*).
4. Établir un plan de lutte contre la fraude et se doter des outils et procédures permettant de la détecter et de recouvrer les indus (*ministère chargé de l'énergie, 2026*).
5. Procéder à un exercice annuel unique d'évaluation des engagements de charges de SPE de long terme pour la détermination des engagements hors bilan de l'État et pour l'établissement du rapport annuel les accompagnant (*CRE, ministère chargé de l'énergie, 2026*).
6. Définir les conditions d'exercice d'un opérateur d'électricité ou de gaz chargé d'une mission d'acheteur obligé (*ministère chargé de l'énergie, 2026*).
7. Élaborer des indicateurs de performance pour améliorer le suivi de l'évolution des frais de gestion des charges de SPE portés par EDF OA (*ministère chargé de l'énergie, CRE, 2026*).
8. Réviser régulièrement le taux d'intérêt applicable pour le calcul de la compensation des frais financiers des opérateurs, en fonction de l'évolution des taux de marché (*ministère chargé de l'énergie, CRE, 2026*).



## Introduction

Afin d'atteindre la neutralité carbone d'ici 2050, les pays de l'Union européenne se sont fixés des objectifs de développement de la production d'électricité et de gaz d'origine renouvelable. En France, la loi prévoit ainsi de porter la part des énergies renouvelables (EnR) à 33 % de la consommation finale brute d'énergie en 2030 et de parvenir à 40 % de la production d'électricité d'origine renouvelable à cette même date<sup>3</sup>. La mise en œuvre des 1<sup>ère</sup> et 2<sup>ème</sup> programmations pluriannuelles de l'énergie (PPE) pour la France métropolitaine, portant respectivement sur les années 2016-2023 et 2019-2028, a permis d'atteindre en 2023 une part de 22,3 % d'énergies renouvelables dans la consommation finale d'énergie, et un parc de production de près de 70 GW, en deçà de l'objectif fixé à 73,5 GW, mais en forte croissance par rapport à 2016 (de l'ordre de 45 GW). La PPE3 portant sur la période 2026-2035 prévoit de modérer l'objectif de développement de l'électricité photovoltaïque, de maintenir celui de l'éolien terrestre et d'accélérer le rythme d'attribution des capacités d'éolien offshore. Ces objectifs nationaux s'inscrivent dans l'objectif fixé au niveau européen par la directive 2018/2001 sur les énergies renouvelables d'au minimum 42,5 % d'énergie produite à partir de sources renouvelables dans la consommation finale brute d'énergie de l'Union européenne en 2030.

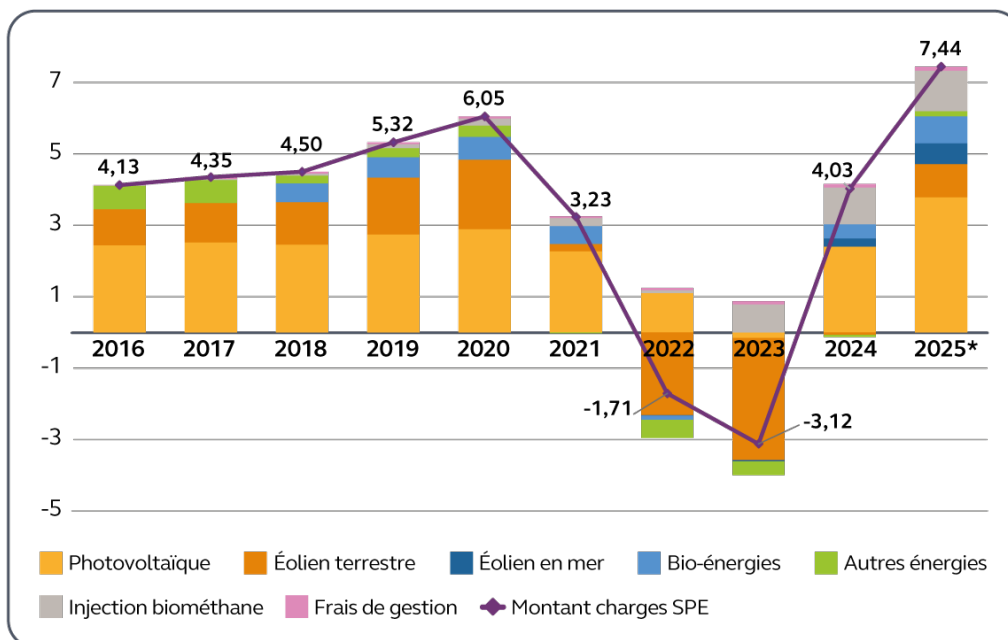
Pour atteindre ces objectifs, des dispositifs nationaux de soutien ont été mis en place, dans le cadre défini par la Commission européenne en matière d'aides d'État afin de garantir le respect des principes de transparence, de non-distorsion des marchés et de proportionnalité. De fait, une part majoritaire de la production d'énergie renouvelable en France métropolitaine bénéficie de tels dispositifs d'aide : cette part s'élève en 2024 à 74 % pour l'électricité d'origine photovoltaïque et 69 % pour l'électricité produite par les éoliennes terrestres. Au total, la part d'électricité produite par des énergies renouvelables représente 29 % du mix énergétique français en 2024, dont 42 % est soutenue par l'État. Les dispositifs français, variables dans leurs modalités et leurs paramètres en fonction des filières et des puissances de parc, reposent essentiellement sur le principe d'un tarif de soutien garanti aux producteurs pendant une durée généralement fixée à 20 ans.

La différence entre ces tarifs de soutien et les prix sur les marchés de l'énergie est compensée par l'État, au titre des charges de service public de l'énergie (charges de SPE). Au périmètre de la production d'électricité et de biogaz d'origine renouvelable soutenue en France métropolitaine, le coût de ce soutien public est estimé à 7,3 Md€ au titre de l'année 2025. Au-delà de leur montant significatif, ces charges ont également connu une forte variabilité dans le contexte de la crise énergétique. Par ailleurs, le financement du soutien aux énergies renouvelables en métropole continentale via les charges de SPE passe intégralement par des dépenses du budget de l'État.

---

<sup>3</sup> Article L. 100-4, I-4°, du code de l'énergie.

**Graphique n° 1 : charges de SPE liées au soutien aux énergies renouvelables en France métropolitaine au titre des années 2016 à 2025 (en Md€)**



\* Les charges de SPE au titre de l'année 2025 sont des estimations de la CRE

Source : annexe n° 7 de la délibération n°2025- 180 de la CRE

Note : les frais de gestion incluent aussi, de façon marginale, ceux liés à la gestion des contrats d'obligation d'achat pour la cogénération (incluant des moyens fonctionnant au gaz naturel). La catégorie « autres énergies » comprend les autres filières de production d'électricité, notamment l'hydraulique, l'incinération d'ordures ménagères, le gaz de mines ou la géothermie.

Les charges de SPE couvrent également d'autres dispositifs de soutien public, au-delà du soutien aux énergies renouvelables en métropole. Elles assurent en particulier le financement de la péréquation tarifaire dans les zones non interconnectées (ZNI)<sup>4</sup>. Elles financent également la production d'électricité par cogénération<sup>5</sup>, des dispositifs d'effacement de la consommation<sup>6</sup>, des dispositifs sociaux et de maîtrise de la demande d'énergie. Enfin, elles ont financé une part importante des aides exceptionnelles mises en place lors de la crise énergétique entre 2021 et 2023<sup>7</sup>.

Le présent rapport est cependant exclusivement consacré au soutien aux énergies renouvelables en France métropolitaine, qui répond à des finalités propres et s'exerce à travers des modalités spécifiquement encadrées par l'Union européenne et utilisées par de nombreux

<sup>4</sup> La péréquation tarifaire permet aux consommateurs des zones non interconnectées (la Corse, certaines îles du Ponant, de la Guyane, de la Guadeloupe, de la Martinique, de La Réunion, de Mayotte, de Saint-Pierre et Miquelon, et de Wallis et Futuna) de bénéficier de tarifs régulés de vente équivalents à ceux pratiqués en métropole, malgré des coûts de production bien plus élevés dans ces territoires.

<sup>5</sup> Production couplée d'électricité et de chaleur.

<sup>6</sup> Les dispositifs d'effacement sont des mécanismes qui permettent de réduire temporairement la consommation d'électricité chez certains consommateurs (industriels, tertiaires, particuliers) lors des pics de demande ou pour équilibrer le réseau électrique en échange d'une compensation financière.

<sup>7</sup> Cour des comptes, *Les mesures exceptionnelles de lutte contre la hausse des prix de l'énergie*, mars 2024.

États-membres<sup>8</sup>, comme rappelé précédemment. Par ailleurs, il ne s'interroge pas sur les objectifs de politique énergétique et les choix de mix électrique auxquels ce soutien contribue mais vise à analyser le cadre et les modalités de ce soutien en fonction de leur capacité à atteindre les objectifs visés au meilleur coût, en particulier pour les finances publiques.

Ce rapport complète plusieurs rapports récents de la Cour portant sur le soutien à différentes filières<sup>9</sup>, en adoptant une vision transverse de ces dispositifs. Dans une première partie, l'analyse porte sur les niveaux et modalités de soutien apportés aux producteurs, leur adéquation avec les objectifs de déploiement des énergies renouvelables, la maîtrise des risques de sur-rémunération des producteurs et de perturbation du bon fonctionnement du système électrique. Une deuxième partie est consacrée aux incidences des prix de marché sur la variabilité et la prévisibilité du coût net global des charges de SPE pour l'État, tant à court terme pour la gestion budgétaire qu'à plus long terme sur la consolidation du coût des engagements hors bilan pour l'État, ainsi qu'aux contrôles effectués sur les montants des charges de SPE et sur les frais de gestion des acheteurs obligés.

Par ailleurs, le périmètre du rapport correspond au coût budgétaire porté par les charges de SPE. Il ne couvre pas la totalité des coûts induits par le déploiement d'énergies renouvelables, comme les coûts de réseau, pour leur partie supportée par les gestionnaires de réseaux et financée par le tarif d'acheminement (TURPE), ni les aides apportées par d'autres acteurs publics et privés. Ce rapport ne traite pas non plus de la production de chaleur ou de froid d'origine renouvelable, qui bénéficient de systèmes de soutien distincts.

## Les principales notions utilisées dans le rapport

### Charges de service public de l'énergie

Depuis la réforme entrée en vigueur en 2016, les charges de service public de l'énergie (charges de SPE) désignent notamment le coût net pris en charge par le budget de l'État du soutien au développement des EnR, incluant les frais de gestion associés.

### Modalités de soutien : obligation d'achat & complément de rémunération

Les mécanismes de soutien aux productions renouvelables financés par les charges de SPE s'appuient sur la signature d'un contrat entre un producteur et un « co-contractant ». Ils sont principalement de deux types (les notions sont définies ici dans le cas général, hors clauses particulières).

Les **contrats d'obligation d'achat** impliquent la détermination d'un **tarif d'achat** : le co-contractant, aussi appelé « acheteur obligé », est tenu d'acheter au producteur l'énergie produite à ce tarif d'achat garanti. L'État compense aux acheteurs obligés la différence entre le tarif d'achat et le prix auquel l'énergie est revendue par ces derniers sur les marchés de l'électricité, et peut ainsi percevoir des recettes en cas de prix de marché supérieur au tarif d'achat.

<sup>8</sup> La cogénération est parfois mentionnée dans certains cas spécifiques comme les frais de gestion car les données obtenues par la Cour ne permettent pas de distinguer ceux relevant du soutien à la production renouvelable et ceux relevant de la cogénération.

<sup>9</sup> Cour des comptes, *Les soutiens à l'éolien terrestre et maritime*, octobre 2023 ; *Le soutien au développement du biogaz*, mars 2025.

Les **contrats de complément de rémunération** impliquent la détermination d'un **tarif de référence** : lorsque le prix de marché de référence est inférieur à ce tarif de référence, le co-contractant verse au producteur un montant correspondant à l'écart entre ces deux montants. Le dispositif français étant symétrique, lorsque le prix de marché de référence est supérieur à ce tarif de référence, c'est le producteur qui verse au co-contractant – et *in fine* à l'État – un montant correspondant à l'écart entre ces deux montants.

### Les différentes notions de prix et de tarif

Le montant de soutien versé aux producteurs fait intervenir plusieurs notions de prix et de tarif

Le **tarif d'achat d'un contrat d'obligation d'achat** correspond au tarif auquel le bénéficiaire du contrat vend sa production à l'acheteur obligé. Ce tarif est fixé à la signature du contrat, et est indexé pendant toute la durée du contrat.

Le **tarif de référence d'un contrat en complément de rémunération** correspond au tarif à partir duquel est calculée la prime versée au producteur ou due par ce dernier, en fonction de l'écart par rapport à un prix de marché de référence. Ce tarif est fixé à la signature du contrat, et est indexé pendant toute la durée du contrat.

Le **prix de marché de référence** pris en compte dans les contrats en complément de rémunération correspond à un prix dont les modalités de détermination sont définies dans les arrêtés tarifaires pour les guichets ouverts ou dans les cahiers des charges des appels d'offres, généralement à partir d'une moyenne mensuelle des prix de marché de court terme pondérés par un profil de production. Il est calculé par la Commission de régulation de l'énergie (CRE).

### Marchés de gros de l'énergie : ventes à terme et marché « spot »

L'énergie produite est vendue par des producteurs ou des agrégateurs sur des marchés dit « gros » - par opposition aux marchés de détail sur lesquels se fournissent les consommateurs.

Sur ces marchés de gros<sup>10</sup>, l'énergie peut être achetée et vendue à des échéances temporelles allant de plusieurs années à l'avance, à une échéance infra-journalière.

Les ventes réalisées plusieurs années ou plusieurs mois avant la livraison sont qualifiées de **ventes à terme** ; elles impliquent la signature d'un contrat de vente, assorti de clauses contractuelles décidées entre les deux parties. Les produits vendus sont généralement « normés », les plus communs étant des puissances constantes sur une période donnée (ex. 1 MW à chaque instant pendant un an pour les produits annuels dits « calendaires »).

Les ventes la veille pour le lendemain se font sur le **marché « spot »**, sur des bourses spécialisées (EPEX et NordPool) au travers d'enchères organisées en milieu de journée pour le jour suivant, selon une granularité beaucoup plus fine, à des pas de temps de 15 minutes depuis le 1<sup>er</sup> octobre 2025. Le jour même de livraison, des ventes infra-journalières sont organisées en continu jusqu'à H-1 sur ces mêmes bourses.

<sup>10</sup> Pour plus d'information, le lecteur peut se référer à Cour des comptes, *L'organisation des marchés de l'électricité*, juillet 2022, et notamment son annexe n° 7, p. 181.

# Chapitre I

## Des modalités dont les effets sur la rémunération des producteurs et le système électrique doivent être mieux maîtrisés

Les soutiens publics aux producteurs d'énergie d'origine renouvelable ont permis la montée en puissance de ces moyens de productions pour atteindre les objectifs de déploiement fixés. Or ces moyens de productions sont caractérisés par des coûts d'investissement initiaux élevés. Pour encourager ces investissements, les dispositifs de soutien se traduisent par une garantie de rémunération sur une longue durée. Le paramétrage initial de ces dispositifs doit dès lors faire l'objet d'une attention renforcée pour éviter de rémunérer de façon excessive les capitaux engagés par les producteurs. Ces modalités de soutien peuvent en outre avoir des effets indésirables sur le fonctionnement des marchés de l'énergie, qu'il convient de contenir. Enfin, il est indispensable que ce soutien fasse l'objet de contrôles et de sanctions effectives et systématiques des producteurs en cas de manquement ou non-conformité avéré.

### **I - Un soutien direct aux producteurs contribuant fortement aux objectifs de déploiement des énergies renouvelables**

Contribuant à l'atteinte des objectifs fixés au niveau national mais aussi européen en matière de part d'énergie produite à partir de sources renouvelables, les dispositifs de soutien public aux producteurs français d'énergies renouvelables sont soumis au régime des aides d'État, prévu à l'article 107 du Traité sur le fonctionnement de l'Union européenne, et encadrés par des lignes directrices spécifiques fixées par la Commission européenne<sup>11</sup>. Ce type de dispositif est ainsi mis en place aussi dans les autres États membres.

---

<sup>11</sup> Notamment les « [lignes directrices de 2022 concernant les aides d'État au climat, à la protection de l'environnement et à l'énergie](#) » et l'« [Encadrement des aides d'État visant à soutenir le pacte pour une industrie propre](#) » de juin 2025.

## A - Une garantie de rémunération de l'énergie produite sur le long terme, gage de stabilité pour les producteurs

Les installations de production d'électricité à partir de sources renouvelables ont en commun des coûts d'investissement initiaux élevés et des coûts de fonctionnement réduits<sup>12</sup>. Elles nécessitent de disposer d'une visibilité suffisante quant aux recettes attendues pendant la durée de vie de l'installation pour assurer la rémunération des capitaux investis. Par ailleurs, les coûts complets des installations soutenues sont généralement supérieurs aux niveaux des prix sur les marchés de l'électricité, qui ne suffisent donc pas à assurer leur rentabilité.

Les mécanismes de soutien à la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables mais également à la production de biométhane<sup>13</sup> apportent cette garantie de rémunération, sous forme de contrats d'obligation d'achat à prix fixe ou de complément de rémunération (cf. description plus complète en annexe n°1). La sécurisation des flux de trésorerie futurs sur longue période permet de réduire le risque financier et ainsi d'abaisser le coût de l'emprunt et d'améliorer les conditions de financement des projets.

Les contrats d'obligation d'achat garantissent au producteur un certain prix de vente pour l'énergie produite par son installation, fixé par le contrat de soutien. L'énergie est achetée à ce prix, aussi appelé tarif d'achat, par un acheteur dit « obligé » (cf. encadré), qui en assure ensuite la commercialisation sur les marchés. L'État compense aux acheteurs obligés la différence entre le tarif d'achat et le prix auquel l'énergie est revendue par ces derniers sur les marchés lorsque le tarif d'achat est supérieur aux prix de marché. Inversement, lorsque les prix de marché sont supérieurs au tarif d'achat, les acheteurs obligés reversent des recettes à l'État. Ainsi, dans un contexte de forte hausse des prix de l'énergie, les acheteurs obligés ont versé à l'État respectivement 0,7 Md€ en 2022 et 2,4 Md€ en 2023 en application des contrats d'obligation d'achat, alors qu'ils avaient reçu de l'État en moyenne de l'ordre de 5 Md€ par an entre 2016 et 2021.

### Les différents acheteurs obligés dans les secteurs de l'électricité et du gaz

Dans le secteur de l'électricité, il existe principalement deux types d'acheteurs obligés : d'une part EDF obligation d'achat (EDF OA), entité particulière identifiée au sein du groupe EDF, et d'autre part les entreprises locales de distribution (ELD), pour les installations de production raccordées aux réseaux publics de distribution dans leur zone de desserte. Dans la pratique, EDF OA est le principal acheteur obligé : il achète 95 % de l'énergie produite sous obligation d'achat<sup>14</sup>. Le nombre d'ELD gérant des contrats d'obligation d'achat a quant à lui diminué, passant de 133 en 2016 à 106 en 2024<sup>15</sup>.

<sup>12</sup> Ce constat est particulièrement vrai pour la production d'électricité solaire et éolienne.

<sup>13</sup> Le biométhane est un biogaz produit à partir de matières organiques diverses, et épuré, pour conserver principalement les molécules de méthane.

<sup>14</sup> En 2024, EDF OA a acheté 47,5 TWh et les autres acheteurs 3,2 TWh, cf. délibération de la CRE [n°2025-180](#), annexe 3, p. 10 et 20.

<sup>15</sup> Cf. [délibération n°2017-382](#), annexe 3 p. 21 et [délibération n°2025-180](#), annexe 3, p. 20.

Une troisième catégorie d'acheteurs est apparue en 2015 : les organismes agréés par le ministre chargé de l'énergie, qui peuvent, sur demande du producteur, reprendre un contrat d'achat initialement conclu avec EDF OA ou avec une ELD. Cette catégorie reste marginale<sup>16</sup>. Sur 17 organismes agréés, seuls sept d'entre eux ont acheté de l'énergie en 2024, pour un volume inférieur à 1 % de l'électricité sous obligation d'achat.

Pour la production de biométhane injecté dans les réseaux de gaz, tous les fournisseurs de gaz peuvent avoir la qualité d'acheteur, ceux approvisionnant plus de 10 % du marché national y étant quant à eux contraints<sup>17</sup>. En 2024, 25 fournisseurs ont acheté du biométhane sous contrat d'achat.

Dans le cas du complément de rémunération, le producteur reste responsable de la vente de l'énergie produite par son installation. Le contrat lui assure d'être couvert à hauteur de la différence entre un tarif de référence, défini par le contrat, et un prix de marché de référence. Lorsque le prix de marché de référence est inférieur au tarif de référence fixé par le contrat, le producteur perçoit un montant correspondant à l'écart entre ces deux tarifs, qui lui est versé directement par EDF OA, qui reçoit ensuite une compensation de l'État. À l'inverse, lorsque le prix de marché de référence est supérieur à ce tarif de référence, c'est le producteur qui reverse à EDF OA, lequel le reverse à l'État, un montant correspondant à l'écart entre ces deux tarifs.

Ces deux types de contrats apportent ainsi une garantie de rémunération aux producteurs. Ils sont totalement ou en grande partie insensibilisés vis-à-vis des aléas des prix de marché, assumés *in fine* par l'État, mais restent soumis aux aléas sur les volumes produits.

La durée des contrats de soutien est généralement fixée à 20 ans<sup>18</sup>, en ligne avec les pratiques observées dans d'autres pays européens (Cf. annexe n°2 : éléments de comparaison internationale). En Allemagne, la durée des contrats d'obligation d'achat est fixée par exemple à 20 ans quelle que soit la filière concernée. Au Royaume-Uni, jusqu'en 2019, les durées des contrats d'obligations d'achat variaient entre 10 ans pour la micro-cogénération<sup>19</sup> et 25 ans pour le photovoltaïque. Ces durées sont également conformes aux nouvelles instructions de la Commission européenne sur l'encadrement des aides d'État visant à soutenir le pacte pour une industrie propre, entrées en vigueur le 25 juin 2025 : « *La durée des contrats ne peut excéder 25 ans après le début de l'exploitation de l'installation bénéficiant de l'aide* ».

Les tarifs d'achat et de référence, et les conditions associées, notamment d'indexation de ces tarifs, sont fixés à la signature du contrat, en reprenant les dispositions prévues dans les arrêtés tarifaires et dans les cahiers des charges des appels d'offres. Ils ne peuvent être revus que par avenant sous réserve de l'accord des deux parties – notamment en cas de modification de l'installation –, ou, de façon très encadrée (cf. *infra*), par voie réglementaire.

<sup>16</sup> Cet ajout répondait à une demande formulée par des fournisseurs alternatifs d'électricité souhaitant revendiquer, auprès de leurs clients, une part de production d'électricité à partir par d'énergie renouvelable dans leur approvisionnement.

<sup>17</sup> Il n'y a pas d'équivalent à EDF OA dans le cas du biogaz car GDF Suez, désormais Engie, fournisseur historique de gaz n'avait pas souhaité assumer ce rôle à la création du dispositif.

<sup>18</sup> La délibération de la CRE n°2021-160 du 29 juillet 2021 évoque une durée « normale » des contrats d'obligation d'achat fixée à 20 ans. Elle a été dans certains cas de 10 ans (AO autoconsommation solaire 2016 et 2017), de 15 ans (pour le soutien à l'éolien jusqu'en 2016) et de 25 ans (programme Éole 2005).

<sup>19</sup> Il s'agit d'installations de petite taille qui produisent simultanément de la chaleur et de l'électricité.

L'accès à ces mécanismes de soutien est soumis à des règles d'éligibilité, et différencié par filière et par gamme de puissance. Deux modalités d'attribution coexistent : le guichet ouvert et l'appel d'offres. Le guichet ouvert est soumis uniquement à des règles d'éligibilité, et associé à des modalités de rémunération prédéfinies par arrêté, qu'il s'agisse d'obligation d'achat (par ex. pour le petit photovoltaïque) ou de complément de rémunération (par ex. pour certains parcs de moins de six éoliennes)<sup>20</sup>. Les appels d'offres sont des procédures concurrentielles limitées dans le temps, à l'issue desquelles seuls les lauréats désignés peuvent bénéficier d'un contrat de soutien.

Ce mécanisme de soutien fait coexister de multiples modalités de contrats, notamment en fonction des filières, des puissances et des dates de demande de contrat. Ainsi, s'agissant des seuls contrats d'obligation d'achat, EDF OA fait état de l'ordre de 180 modalités différentes. Cette coexistence est à la fois une source de complexité et le reflet de l'adaptation des conditions d'éligibilité et de financement des contrats futurs à la diversité des types de production soutenus (cf. *infra*).

## **B - Un nombre de contrats en forte augmentation une montée en puissance des compléments de rémunération**

Le nombre de contrats de soutien en vigueur a doublé sur la période 2016-2024, passant de 359 700 à 755 297<sup>21</sup>. Ils portent majoritairement sur l'obligation d'achat en particulier pour le petit photovoltaïque. Cette croissance se poursuit, EDF OA faisant état de plus de 200 000 nouvelles installations en attente de mise en service et devant faire l'objet d'un contrat de soutien.

Les contrats en complément de rémunération, créés par la loi du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte, restent marginaux en nombre. Ils concernent, en 2024, 1 699 contrats, soit de l'ordre de 0,2 % du total de contrats. En volume de production, leur part est bien plus importante car ils concernent les installations de plus grande puissance. Ils représentaient en 2024 de l'ordre de 24 % de la production d'électricité soutenue.

Ces contrats, aussi appelés « contrats pour différence », vont devenir majoritaires dans la production soutenue autour de 2030<sup>22</sup>. Dans ses lignes directrices concernant les aides d'État à la protection de l'environnement et à l'énergie pour la période 2014-2020 (point 124), la Commission européenne en a en effet imposé leur généralisation à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2016 pour toutes les installations de plus de 500 kW, et de plus de 3 MW ou 3 unités de production pour les parcs éoliens. Les nouvelles lignes directrices adoptées en 2022 (point 123) et le règlement (UE) 2024/1747 reprennent cette obligation (article 19 quinquies) et en abaissent le seuil à 200 kW. Ce dernier impose de plus, pour les nouveaux contrats conclus à compter du 17 juillet 2027, le recours à des contrats pour différence bidirectionnels, c'est-à-dire que le producteur doit reverser la différence entre prix de référence du marché et tarif de référence lorsque le premier est supérieur au second, ce qui est déjà le cas des compléments de rémunération français, dans certaines limites (cf. *infra* s'agissant du déplafonnement).

<sup>20</sup> Cf. tableau 10 en annexe n° 1.

<sup>21</sup> Nombres établis sur la base des annexes 3 des délibérations de la CRE.

<sup>22</sup> CRE, Bilan de la CRE sur la mise en place du complément de rémunération en France et recommandations pour l'avenir, juin 2025 – constat n° 1 p. 4.

## C - Une capacité de production renouvelable majoritairement soutenue, des objectifs de développement partiellement atteints

En 2024, 74 % de la production d'électricité photovoltaïque et 69 % de la production d'électricité d'origine éolienne font l'objet d'un soutien par obligation d'achat ou complément de rémunération. Cette même proportion se retrouve s'agissant de la puissance installée. À l'exception de la filière hydraulique<sup>23</sup>, une part majoritaire des unités de production d'électricité d'origine renouvelable bénéficie ainsi aujourd'hui de ces dispositifs de soutien.

**Tableau n° 1 : production d'électricité d'origine renouvelable soutenue en 2024**

	Énergie soutenue en 2024 (TWh)	Énergie totale produite en 2024 (TWh)	Part de la production soutenue	Puissance installée soutenue à fin 2024 (GW)	Puissance installée totale à fin 2024 (GW)
<i>Photovoltaïque</i>	18,4	24,8	74 %	≈ 20	24,4
<i>Éolien terrestre</i>	29,6	42,9	69 %	≈ 16	22,9
<i>Éolien en mer</i>	3,8	3,8	100 %	1,5	1,5
<i>Hydraulique</i>	4,0	75,1	5 %	≈ 1	25,7
<i>Biomasse</i>	2,9	≈ 3	> 95 %	0,6+	<i>nd</i>
<b><i>Biogaz</i></b>	<b>2,5</b>	<b>3,0</b>	<b>83 %</b>	<b>0,4+</b>	<b>0,6</b>

Source : bilan électrique 2024 RTE, délibération CRE 2025/180 – annexe 3.

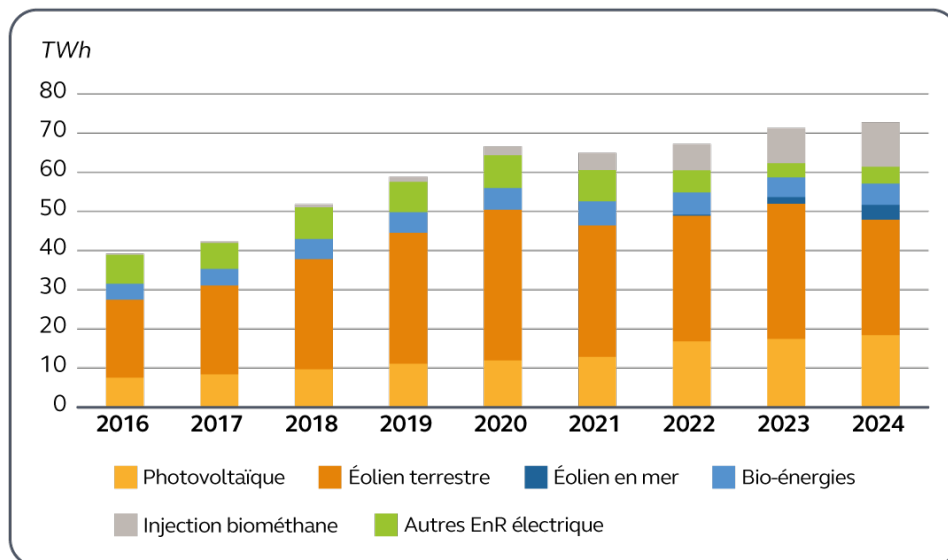
Pour apprécier pleinement la portée de ces dispositifs, il convient d'ajouter à la puissance installée soutenue à fin 2024 les installations ayant transitoirement fait l'objet d'un soutien, qu'il s'agisse des premiers contrats déjà arrivés à échéance et des contrats résiliés par anticipation, en particulier à l'occasion de la crise énergétique, représentant de l'ordre de 5 GW entre 2021 et mi 2024 sur le seul périmètre EDF OA<sup>24</sup>. Ces résiliations ont touché plus particulièrement la filière éolienne terrestre, la part de production soutenue ayant été supérieure à 95 % jusqu'en 2020 avant d'enregistrer une baisse constante. Le volume d'énergie soutenu s'est ainsi stabilisé depuis 2020, en premier lieu du fait de ces résiliations mais également du fait de facteurs plus conjoncturels liés à une baisse de production solaire et éolienne subie (moins d'ensoleillement, ou exposition au vent), ou encadrée pour répondre aux besoins d'ajustement des réseaux<sup>25</sup>.

<sup>23</sup> Les mécanismes de soutien portent principalement sur la petite hydroélectricité (< 1 MW), le parc de production étant par ailleurs majoritairement composé d'unités de moyennes et grande puissance, géré à 80 % par EDF.

<sup>24</sup> CRE, [délibération 2024-139](#) - Évaluation des charges de service public de l'énergie pour 2025 et à la réévaluation des charges de service public de l'énergie pour 2024 – annexe n° 2, p. 8.

<sup>25</sup> Cf. partie III du chapitre I.

**Graphique n° 2 : volume d'électricité d'origine renouvelable et de biométhane injecté soutenu par les charges de SPE (en TWh)**



Source : Cour des comptes, à partir des délibérations CRE

Les dispositifs de soutien déployés depuis les années 2000 ont ainsi largement contribué à l'extension du parc de production d'électricité d'origine renouvelable et de biométhane injecté. Ce développement répond aux objectifs de la politique énergétique nationale, déclinés notamment dans les programmations pluriannuelles de l'énergie (PPE) successives.

Les objectifs fixés pour 2023 par la PPE2 sont partiellement atteints. S'agissant du parc photovoltaïque, le retard par rapport aux objectifs 2018 et 2023 a été rattrapé et l'objectifs de déploiement a été dépassé en 2024. Un retard persiste s'agissant du parc de production éolien. La production de biométhane injecté a quant à elle largement dépassé l'objectif fixé à 2023, et continue de progresser<sup>26</sup>.

<sup>26</sup> La capacité maximale de production en service à fin 2024 est de 13,9 TWh/an. 972 projets sont en file d'attente, représentant une capacité maximale de production de 14,7 TWh/an. Source : SDES, *Tableau de bord : biométhane injecté dans les réseaux de gaz*, février 2025. Voir Cour des comptes, *Le soutien au développement du biogaz*, mars 2025, pour une analyse plus fine du secteur.

**Tableau n° 2 : objectifs de développement des énergies renouvelables électriques  
et biométhane injecté et résultats atteints**

	<b>Objectifs 2018 [PPE1]</b>	<b>Réalisé 2018</b>	<b>Objectifs 2023 [PPE2]</b>	<b>Réalisé 2023</b>	<b>Réalisé 2024</b>	<b>Objectifs 2028 [PPE2]</b>	<b>Objectifs 2030 [PPE3]</b>
<i>Électricité renouvelable (en GW)</i>							
<i>Photovoltaïque</i>	10,2	8,6	20,1	19,3	24,3	35,1 à 44,0	48
<i>Éolien terrestre</i>	15	15,4	24,1	21,9	22,9	33,2 à 34,7	31
<i>Éolien en mer</i>	0,6	0	2,4	0,8	1,5	5,2 à 6,2	3,6
<i>Hydraulique</i>	25,3	25,2	25,4	25,9	25,7	26,1 à 26,4	26,3
<b><i>Biométhane injecté (en TWh)</i></b>	<b>1,7</b>	<b>0,7</b>	<b>6</b>	<b>9,1</b>	<b>11,6</b>	<b>14 à 22</b>	<b>44</b>

Source : décret n°2016-1442 du 27 octobre 2016 relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie [PPE1], Indicateurs de suivi de la PPE - Janvier 2025, décret n°2026-76 du 12 février 2026 relatif à la PPE [PPE3], baromètre de la planification écologique, bilan électrique RTE 2024.

## II - Des tarifs garantis élevés, des cas de sur-rémunération avérés

### A - Des tarifs d'achat élevés et fortement différenciés par filières

La mise en œuvre des contrats de soutien engage l'État pendant toute la durée de ces contrats. Le coût induit dépend en premier lieu de la fixation des tarifs d'achat – pour les contrats en obligation d'achat – et des tarifs de référence – pour les contrats en complément de rémunération-, ainsi que des conditions de leur évolution.

Pour chaque année, il est possible de calculer des tarifs d'achat moyen et des tarifs de référence moyen par filière pour l'ensemble des installations soutenues. L'évolution de ces tarifs résulte de deux dynamiques complémentaires :

- l'ajustement automatique, notamment par indexation, des tarifs des contrats déjà en vigueur ou effet « stock », globalement haussier ;
- l'effet « flux » lié à la signature de nouveaux contrats et à l'arrêt du soutien aux contrats arrivés à échéance ou résiliés par anticipation ; cet effet est plutôt baissier et rend compte de la baisse attendue des coûts des filières ; il a cependant joué à la hausse pendant la crise énergétique de 2021-2023.

Entre 2016 et 2024, le tarif d'achat moyen des installations bénéficiant de contrats d'obligation d'achat a cru de 27 %, passant 137 €/MWh en 2016 à 174,8 €/MWh en 2024, soit une hausse supérieure à l'inflation (+ 19 % entre décembre 2016 et décembre 2024<sup>27</sup>), mais inférieure à la hausse des prix à la consommation restreint aux produits énergétiques (soit + 58 % entre décembre 2016 et décembre 2024<sup>28</sup>).

<sup>27</sup> INSEE, Série 001759970 *Indice des prix à la consommation - Ensemble des ménages - France*

<sup>28</sup> INSEE, Série 001759967 *Indice des prix à la consommation - Ensemble des ménages - France - Énergie*

Cette évolution à la hausse est principalement liée à l'effet d'ajustement des contrats en vigueur. Les hausses les plus importantes concernent les filières les plus exposées à l'augmentation du coût des intrants : – biogaz et biomasse – et dont les conditions de rémunération tiennent compte de ces conditions de marché. Une exception notable concerne la filière photovoltaïque, qui connaît une baisse du tarif d'achat moyen. Les contrats les plus anciens ont bénéficié de conditions particulièrement rémunératrices, mais leur part dans le parc de production est en baisse avec l'afflux de nouveaux contrats à des niveaux bien inférieurs (cf. *infra*).

En tout état de cause, ces tarifs moyens d'achat restent nettement plus élevés que les prix habituellement constatés sur les marchés de gros de l'électricité et du gaz, hors période de crise des prix de l'énergie en 2021-2023, soit des niveaux de l'ordre de 40 à 50 €/MWh pour l'électricité et moins de 50 €/MWh pour le gaz.

**Tableau n° 3 : tarif d'achat moyen des contrats en obligation d'achat par année et par filière (en €<sub>courant</sub>/MWh)**

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Hydraulique	74,7	78,1	76,1	81,9	81,6	83,9	90,7	106,2	105,3
Éolien terrestre	88,3	88,2	88,6	89,6	90,4	90,6	92,7	96,8	97,5
Éolien en mer	-	-	-	-	-	-	169,5	183,8	178,2
Biogaz	139,2	147,1	153,6	162,2	167,7	170,9	185,8	210,2	211,5
Biomasse	138,1	138,3	138,0	144,1	148,4	148,1	157,0	177,6	176,9
Photovoltaïque	341,5	325,7	298,0	286,7	281,0	271,5	262,3	263,5	266,1
Autres	111,1	72,4	71,1	87,7	91,1	91,1	88,6	95,0	99,9
<b>Tarif d'achat moyen</b>	<b>137,4</b>	<b>139,2</b>	<b>135,0</b>	<b>135,9</b>	<b>133,0</b>	<b>147,8</b>	<b>170,9</b>	<b>168,0</b>	<b>174,8</b>

Source : Cour des comptes, d'après délibérations CRE, au périmètre d'EDF en France métropolitaine

Les contrats en complément de rémunération se sont développés plus tardivement, les premières installations bénéficiant de ce type de contrat étant entrées en production en 2017. Ils concernent les plus grandes installations, dont les coûts de production unitaires sont généralement plus faibles. L'évolution des tarifs de référence moyens présente ainsi une dynamique différente et des niveaux nettement inférieurs à ceux des tarifs d'achat, tout en restant encore supérieurs aux prix constatés habituellement sur les marchés de gros. Les deux principales filières en volume d'énergie produite – les filières éolien terrestre et photovoltaïque – enregistrent une baisse puis une stagnation des tarifs de référence moyens. Elles ont bénéficié dans un premier temps des effets d'apprentissage des filières. Cet effet est cependant contrecarré par des coûts d'investissement et de financement en hausse, qui tendent à augmenter les tarifs demandés<sup>29</sup> (cf. *infra*).

<sup>29</sup> Cf. *infra* et CRE, *Bilan de la mise en place du complément de rémunération en France et recommandations pour l'avenir*, juin 2025.

**Tableau n° 4 : tarif de référence moyen des contrats en complément de rémunération par année et par filière (en €<sub>courant</sub>/MWh)**

	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Hydraulique	112	108	110	106	119	125
Éolien terrestre	83	81	80	76	78	78
Biogaz		235	236	237	248	195
Biomasse		115	111	138	154	148
Photovoltaïque	86	81	79	69	65	66
<b>Tarif de référence équivalent moyen</b>	<b>84</b>	<b>83</b>	<b>81</b>	<b>73</b>	<b>73</b>	<b>73</b>

Source : Cour des comptes, d'après CRE. Nota : les contrats en complément de rémunération ayant été introduits à compter de 2016, les données sont présentées uniquement à compter de 2019, du fait des délais de mise en œuvre des premiers projets.

Tant le niveau de ces tarifs d'achat et de référence que leur dynamique renvoient à leurs modalités de fixation et d'évolution qui doivent tenir compte de l'économie des filières pour en apprécier le niveau. Le coût global induit pour l'État dépend par ailleurs des objectifs de développement déterminés pour chaque filière – non discutés dans le présent rapport – et parfois de différences de périmètre sur les coûts pris en compte<sup>30</sup>.

## B - Un enjeu persistant de connaissance de l'économie des filières

### 1 - Une connaissance nécessaire pour fixer les conditions du soutien

Dans le cadre des dispositifs de soutien par obligation d'achat ou complément de rémunération, les conditions de rémunération de chaque producteur sont fixées à la signature du contrat pour toute sa durée de validité, les clauses de réévaluation non automatique des conditions de rémunération étant de portée extrêmement limitées (cf. *infra*). Un tel cadre suppose une visibilité suffisante sur les coûts que supportera le producteur, en regard des recettes tirées du mécanisme de soutien, afin de s'assurer *ex ante* que « *la rémunération des capitaux immobilisés dans ces installations n'excède[ra] pas, sur la période du contrat, une rémunération normale des capitaux, compte tenu des risques inhérents à ces activités et de la garantie de vente à un tarif déterminé dont elles bénéficient* »<sup>31</sup>. Ces dispositions répondent notamment aux obligations fixées par le cadre européen des aides d'État<sup>32</sup>.

<sup>30</sup> Par exemple, les coûts de raccordement au réseau, qui sont dans certains cas pris en charge directement par la tarification du réseau.

<sup>31</sup> Extrait de l'article D. 446-12 du code de l'énergie portant sur la production de biométhane. Une formulation similaire est introduite aux articles L. 314-4 et L. 314-20 s'agissant du soutien aux installations de production d'électricité sous obligation d'achat ou complément de rémunération.

<sup>32</sup> Le cadre général est fixé aux articles 107 à 109 du traité sur le fonctionnement de l'Union européenne (TFUE). À ce titre, la Commission s'assure de la compatibilité de chaque nouvelle aide avec le marché intérieur européen, au travers de plusieurs critères : intérêt général, nécessité, caractère approprié, caractère incitatif, proportionnalité, prévention des effets négatifs et transparence.

Pour permettre aux décideurs publics d'évaluer ces coûts et de réviser régulièrement les modalités de soutien, tel qu'exigé par l'article R. 314-12-1 du code de l'énergie, le cadre réglementaire fixe aux bénéficiaires des soutiens des obligations de transmission du détail des coûts et des recettes relatifs à leurs installations. Ces données doivent être transmises annuellement à la CRE s'agissant des installations de production de biogaz<sup>33</sup> et des installations de production d'électricité<sup>34</sup> de plus de 100 kW, et sur demande pour les installations de 100 kW et en deçà, le format de ces remontées devant être formellement approuvé par le ministre chargé de l'énergie. Les documents contractuels et comptables justifiant ces données doivent être transmis sur demande. Le ministre chargé de l'énergie peut également demander l'ensemble de ces données et documents.

## 2 - Des difficultés persistantes de remontée et de traitement des informations

La Cour a souligné de manière récurrente depuis 2013<sup>35</sup> la méconnaissance des coûts des filières, mais également des conditions de rentabilité des installations de production bénéficiant de soutien public. Le rapport portant sur le soutien à l'éolien, publié en octobre 2023, a ainsi questionné la prise en compte du taux de rémunération des investisseurs, au-delà du seul taux de retour sur investissement du projet (TRI projet) et mis en évidence des cas de sur-rémunération.

Cette méconnaissance relève en premier lieu de la difficulté à accéder à des données représentatives exploitables (cf. encadré).

### **Des audits de filières qui font face à des difficultés d'accès aux données, des sanctions inappliquées**

Depuis 2016, la CRE a publié quatre rapports portant sur des audits de filière analysant les coûts et rentabilités d'un panel d'installations, couvrant le grand photovoltaïque en métropole (rapport paru en 2019), la petite hydroélectricité (rapport paru en 2020), et la production de biométhane (bilan produit en 2018, et dernièrement rapport paru en décembre 2024). Un audit de la filière du petit photovoltaïque avait été initié en 2021<sup>36</sup>, mais n'a pu aboutir à la production d'un rapport conclusif faute de données représentatives exploitables. Cette difficulté de recueil des données a également été rencontrée dans les quatre audits susmentionnés.

En 2019, la CRE a dû écarter de son analyse de l'ordre de 30 % des dossiers de grands projets photovoltaïques pour cause de valeurs possiblement aberrantes.

En 2020, l'audit de la filière du petit hydraulique a conduit à solliciter 94 installations, dont seules 72 ont fourni des réponses exploitables, pour certaines sans justificatifs associés.

<sup>33</sup> En application de l'article R. 446-15 du code de l'énergie

<sup>34</sup> En application de l'article R. 314-14 et de l'article R. 311-27-6 du code de l'énergie.

<sup>35</sup> Cour des comptes, *La politique de développement des énergies renouvelables*, rapport public thématique, juillet 2013.

<sup>36</sup> La DGEC en avait approuvé le cadrage par courrier du 2 mars 2021, en réponse à la délibération de la CRE du 18 juin 2020 portant proposition des conditions et format de déclaration des coûts et recettes des installations de production d'électricité à partir de l'énergie solaire d'une puissance inférieure ou égale à 100 kWc en application des articles R. 314-14 et R. 311-27-6 du code de l'énergie.

En 2024, plus de 20 % des installations de production de biométhane sollicitées par la CRE n'ont pas répondu, malgré des relances, ce qui a conduit la CRE à limiter son rapport aux installations de méthanisation classique<sup>37</sup>. De nombreuses réponses se sont par ailleurs révélées incomplètes.

À ce jour, aucune sanction n'a été prononcée en cas de non-respect des obligations de transmission de documents.

La CRE, obligatoirement saisie par la direction générale de l'énergie et du climat (DGEC) pour fournir un avis consultatif pour tout projet d'arrêté tarifaire ou d'appel d'offres<sup>38</sup>, fait de plus état d'un manque de temps et de données pour éclairer pleinement les services ministériels. Le délai de réponse d'un mois qui lui est dévolu ne permet pas de procéder à un recueil spécifique de données. La CRE se fonde donc sur les données déjà disponibles, et notamment l'analyse des données déclaratives des candidats aux appels d'offres<sup>39</sup>.

La DGEC, dont les moyens dévolus au suivi des filières sont limités, dit s'appuyer également sur la consultation des filières et de syndicats représentatifs, sur des échanges inter-administrations et sur des études de l'ADEME. Ces sources restent principalement déclaratives.

### 3 - Un suivi des filières à renforcer

Consciente de ces limites, la CRE a engagé une refonte de ses systèmes d'information pour faciliter la remontée des données par les producteurs et *in fine* leur exploitation. L'aboutissement de ce projet, initié à l'été 2025, est escompté fin 2026. Parallèlement, afin d'assouplir le processus, la DGEC a sollicité l'avis de la CRE sur des projets de décret prévoyant la suppression de l'approbation des modèles de déclaration de coûts et de recettes par le ministre chargé de l'énergie s'agissant des installations de production de biogaz d'une part et de production d'électricité d'autre part, propositions ayant reçu des avis favorables de la CRE<sup>40</sup>. Ces dispositions, qui doivent encore être entérinées, permettraient à la CRE de définir directement le format souhaité des remontées, sans attendre l'aval du ministère.

La remontée de ces données permettra de faciliter les audits de filière, dont la pratique doit être encouragée. Ces audits gagneraient également à procéder à la comparaison des données des plans d'affaires, fournis en réponse aux appels d'offres, avec les données réelles, pour en apprécier la fiabilité et améliorer encore le paramétrage des dispositifs.

Les audits ponctuels de filières resteront néanmoins chronophages et limités par les ressources dont dispose la CRE. Afin de tirer pleinement avantage des données ainsi remontées, il convient également que la DGEC et la CRE se coordonnent pour établir des indicateurs de

<sup>37</sup> Les installations de stockage de déchets non dangereux (ISDND) et de boues de stations d'épuration (STEP) ont dû être exclues, cf. CRE, *Bilan technique et économique des installations de production de biométhane injecté (hors STEP et ISDND)*, décembre 2024, p. 40.

<sup>38</sup> Art. R. 314-12 et art. D. 446-12 du code de l'énergie s'agissant des projets d'arrêté tarifaire ; art. R. 311-14 s'agissant des projets de cahiers des charges pour les appels d'offres et art. R. 311-25-2 s'agissant des procédures de dialogue compétitif.

<sup>39</sup> La CRE indiquait par exemple dans sa délibération du 6 mars 2025 portant sur le projet de révision de l'arrêté S21 que « Dans les délais de la présente saisine, [elle] n'a pas été en mesure de procéder à une collecte de données de coûts permettant d'objectiver le niveau du soutien au segment 100-500 kWc. »

<sup>40</sup> Délibération de la CRE du 3 juin 2025 portant avis sur un projet de décret portant diverses dispositions relatives au biogaz injecté dans les réseaux de gaz naturel, §1.1, p. 1 ; délibération du 6 novembre 2025 portant avis sur un projet de décret portant diverses dispositions relatives aux EnR électriques, §3.6, p. 9.

suivi des filières mis à jour régulièrement, et s'appuyant à la fois sur les données des candidatures, mais également sur les données déclaratives des installations en fonctionnement, y compris s'agissant des taux d'emprunt et de la rémunération des investisseurs, et sur des données plus générales de coût de certaines technologies, dans un contexte où le prix des matériels peuvent évoluer rapidement.

En conséquence, la Cour recommande l'élaboration d'un plan d'audit des filières par la CRE et d'un tableau de bord de suivi de l'économie des principales filières bénéficiaires, pour permettre la révision régulière des dispositifs de soutien applicables aux futurs contrats.

### **C - Des modalités de soutien différenciées, des sur-rémunérations parfois avérées**

Les dispositifs de soutien visent à atteindre, à un coût contenu pour les finances publiques, les objectifs de développement des filières, tels que fixés par la programmation pluriannuelle de l'énergie. Leur encadrement doit s'inscrire dans une logique de juste niveau, afin de ne pas rémunérer les installations au-delà de ce qui est nécessaire. La capacité à maîtriser les volumes et les coûts est ainsi au cœur du pilotage de ces dispositifs. Le tableau ci-dessous présente le degré de maîtrise des volumes et des coûts selon les modalités d'attribution du soutien, marquant la dichotomie de ces modalités d'attribution.

**Tableau n° 5 : caractérisation des degrés de maîtrise des coûts unitaires  
et des volumes selon les modalités d'attribution des soutiens**

	<b>Attribution par guichet ouvert</b>	<b>Attribution par appel d'offres</b>
<i>Maîtrise des volumes</i>	<p>Faible maîtrise – toute installation éligible peut demander à bénéficier d'un contrat d'achat ou de complément de rémunération.</p> <p>Un mécanisme de dégressivité doit permettre l'évolution à la hausse ou à la baisse du tarif selon le degré d'atteinte des objectifs de développement</p>	<p>Maîtrise du volume maximal, fixé par les appels d'offres</p> <p>Le volume effectif reste dépendant du volume de souscription des offres conformes</p>
<i>Maîtrise des coûts unitaires</i>	<p>Tarif d'achat ou de référence fixé par arrêté tarifaire, susceptible d'évoluer par l'effet du mécanisme de dégressivité et des indexations</p> <p>Coût global fortement dépendant du volume des demandes</p>	<p>Fixation d'un prix plafond, et pour certains appels d'offres d'un prix plancher, aux appels d'offres</p> <p>Le coût global est plafonné par l'effet conjugué du volume appelé et du prix plafond.</p> <p>L'efficacité dépend du degré effectif de concurrence sur les appels d'offres</p>

Source : Cour des comptes

## 1 - En guichet ouvert, des tarifs d'achat attractifs générateurs d'afflux de demandes

Les soutiens en « guichets ouverts » permettent à toute installation éligible d'y recourir. En volume, ils concernent majoritairement la filière photovoltaïque sur bâtiment. Des guichets ouverts associés à des contrats d'obligation d'achat ont ainsi concerné, jusqu'en mai 2017 les installations de puissance inférieure ou égale à 12 MWc<sup>41</sup>, puis de mai 2017 à octobre 2021 les installations jusqu'à 100 kWc, et depuis octobre 2021 (arrêté dit S21) les installations jusqu'à 500 kWc. Depuis août 2025, et l'ouverture d'un appel d'offres dédié au segment 100-500 kWc, ce dernier n'est plus éligible au guichet ouvert.

Les conditions de rémunération des guichets ouverts sont définies par des arrêtés tarifaires. Ces arrêtés prévoient généralement deux mécanismes d'ajustement automatique des tarifs d'achat. D'une part, un dispositif d'indexation fait évoluer le tarif garanti pour les nouveaux contractants en fonction des conditions économiques (coefficient d'indexation dit K) et de l'apprentissage technologique. D'autre part, un mécanisme de dégressivité module le tarif d'achat en fonction de l'atteinte des objectifs de développement fixés par la politique pluriannuelle de l'énergie (PPE).

Pour la filière photovoltaïque sur bâtiment, un mécanisme de dégressivité a ainsi été mis en place dès 2011 afin de contenir les risques de dépassement inhérents au mécanisme de soutien par guichet ouvert. Lorsque le nombre de demandes de raccordement au réseau d'installations de production est supérieur ou inférieur à certains seuils, le tarif d'achat est ajusté respectivement à la baisse ou à la hausse<sup>42</sup> pour les nouveaux contrats, considérant que le volume de demandes reflète l'attractivité du tarif d'achat, et par là-même sa rentabilité et que sa modulation permettra de se rapprocher de l'objectif de développement visé.

Or sur la période 2022-2024, le cumul des demandes complètes de raccordement pour des installations de moins de 500 kWc s'est élevé en moyenne à plus de 3 800 MWc/an, avec un rythme toujours soutenu début 2025, quand la cible de déploiement avait été initialement fixée à 740 MWc/an, et progressivement réhaussée à 2050 MWc/an<sup>43</sup>.

Ce fort dépassement résulte notamment du gel, par dérogation, du mécanisme de dégressivité et du gel induit de la baisse des tarifs du fait de l'apprentissage technologique à compter de juillet 2022, et jusqu'en juillet 2023, en réponse à la situation exceptionnelle de crise énergétique et d'inflation. La CRE a donné un avis favorable à ce gel en date du 9 juin 2022 puis du 31 mai 2023, tout en reconnaissant que la dynamique de la demande reflétait alors des tarifs relativement attractifs, et des effets d'aubaine pour certains producteurs.

Dès lors, pendant toute la période de gel du mécanisme de dégressivité, les tarifs d'achat ont évolué du seul fait de l'indexation automatique sur les coûts du travail et divers indices de prix de production, de prix des métaux et du coût de financement, sans baisse du fait d'un dépassement de volumes<sup>44</sup>, ni des gains d'apprentissage. Entre septembre 2021 et mai 2023<sup>45</sup>, ils ont connu une

<sup>41</sup> Le « Watt crête », symbolisé Wc, est une unité de puissance, correspondant à la puissance maximale pouvant être délivrée par une installation de production.

<sup>42</sup> L'évolution à la hausse a été introduite en 2021 par l'arrêté dit S21.

<sup>43</sup> 886 MWc [arrêté S21 initial], 1264 MWc/an [arrêté modificatif du 22 décembre 2023], 1821 MWc/an [arrêté modificatif du 5 mars 2024] et enfin 2050 MWc/an [arrêté modificatif du 25 mars 2025].

<sup>44</sup> Tel que présenté en conseil supérieur de l'énergie, dans sa séance du 12 mai 2022.

<sup>45</sup> En application des tarifs calculés par la CRE, disponibles en open data « Révision trimestrielle des paramètres de l'arrêté "PV métropole" ». cf. graphiques en annexe n°3.

hausse de 34 %, atteignant 239,5 €/MWh sur la tranche 0-3 kWc, sans que l'adéquation de ces niveaux de prix avec la réalité des coûts de la filière ne soit remise en question, et ce malgré une stagnation puis une baisse du prix des panneaux photovoltaïques dès octobre 2022<sup>46</sup>. Les tarifs d'achat ont ainsi directement participé à la forte attractivité du guichet ouvert, et au dépassement susmentionné des volumes de demande. La crainte d'une baisse trop importante du nombre de projets, et la volonté de compenser un moindre développement des parcs de production de plus grande puissance, a ainsi conduit à suspendre temporairement tout outil de pilotage des volumes pour les petites puissances. Il en résulte une augmentation importante des coûts pour les finances publiques, tant du fait d'une forte augmentation des tarifs d'achat pour les petites puissances que du surcoût comparativement au coût du soutien aux parcs photovoltaïques de plus grande puissance.

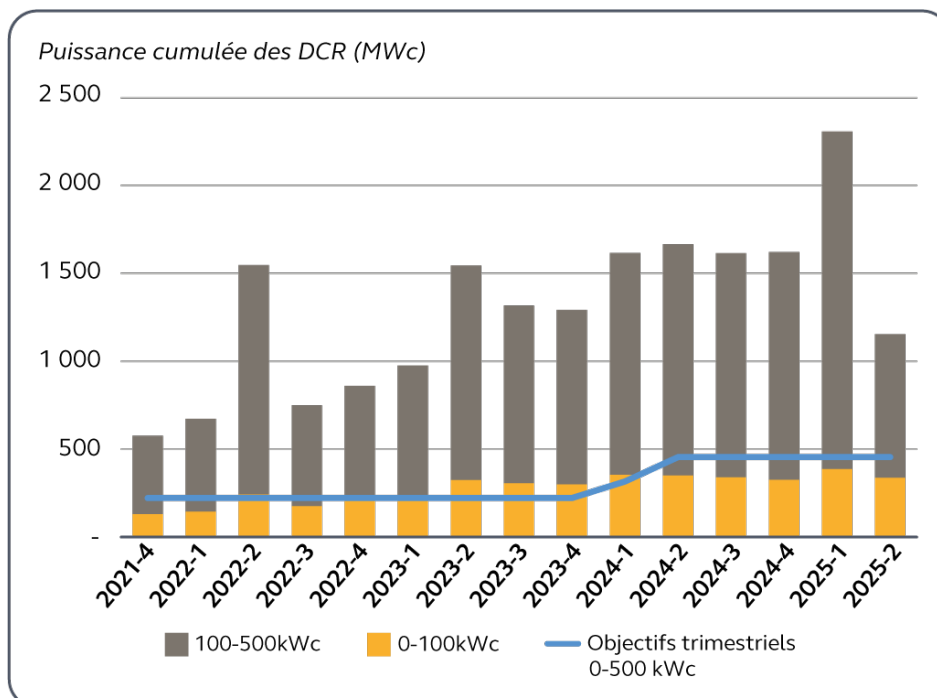
Courant 2023, le mécanisme de dégressivité a été de nouveau appliqué, modulant les tarifs d'achat à la baisse. Le coefficient d'indexation automatique a également connu une baisse. Sous ce double effet baissier, les tarifs d'achat en totalité ont décru de 57 % sur les tranches 0-3 et 3-9 kWc, 10,7 % sur les tranches 9-36 et 36-100 kWc et 19,8 % sur la tranche 100-500 kWc sur la période septembre 2023 - janvier 2025. Hors segment 0-9 kWc, ces baisses notables ne se sont pas traduites par une baisse, même transitoire, des demandes de raccordement (cf. graphique ci-dessous), suggérant des niveaux de rentabilité encore attractifs pour les investisseurs. La demande s'est ainsi maintenue au-delà des objectifs de développement, pourtant relevés. Le maintien d'un tel rythme de demande aurait conduit à un dépassement de l'objectif haut fixé par la PPE 2 pour 2028 pour l'ensemble de la filière photovoltaïque<sup>47</sup>. La DGCCRF évalue à 1,7 Md€ sur 20 ans – soit en moyenne 85 M€/an – le surcoût pour le budget de l'État de la trop grande souplesse des mécanismes de modulation et d'indexation des tarifs d'achat sur la période 2021-2024, ayant conduit à une sursouscription de projets évaluée à 0,8 GWc.

---

<sup>46</sup> L'indicateur « *module price index* » pour les modules standards, publié par pvxChange, auquel font ponctuellement référence la CRE et la DGEC a amorcé une hausse en 2021, atteignant 0,25 €/Wc en juin 2021, un pic à 0,35 €/Wc en octobre 2022, suivi d'une baisse quasi constante. Il s'établit à 0,105 €/Wc en juin 2025. Pour la tranche 100-500kWc, le tarif d'achat a atteint 131,2 €/MWh, quand le prix moyen pondéré des appels d'offres pour les installations de plus de 500 kWc sur bâtiment s'élevait sur la même période à 101,2 €/MWh<sup>46</sup>, soit un écart de 23 %, alors que cet écart ne dépassait pas 16 % sur les autres périodes de l'appel d'offres concerné.

<sup>47</sup> Considérant l'objectif haut de la PPE2 de 44 GW à fin 2028, et une trajectoire de croissance linéaire.

### Graphique n° 3 : volume des demandes complètes de raccordements (DCR) de sites sous 500 kWc en métropole et objectifs trimestriels de la PPE



Source : Cour des comptes d'après données CRE.

Note : les demandes complètes de raccordement cumulent les installations de vente en totalité et en surplus. Les objectifs trimestriels mentionnés correspondent aux bornes basses du mécanisme de dégressivité prévu par les versions successives des arrêtés S21.

L'arrêté modificatif du 26 mars 2025 a largement refondu le dispositif de soutien par guichet ouvert pour la filière photovoltaïque sur bâtiment, dans un contexte de restriction budgétaire et de poursuite des dépassements des objectifs de développement.

Le segment 0-9kWc n'est plus éligible à une vente en totalité – c'est-à-dire sans autoconsommation d'une partie de la production – pour laquelle le tarif d'achat avait atteint des niveaux élevés. La CRE a accueilli favorablement cette suppression et a souligné le maintien de taux de rentabilité interne (TRI) projet faiblement positifs « malgré la baisse des prix de l'électricité à compter du 1<sup>er</sup> février 2025 et même pour des taux d'autoconsommation faibles »<sup>48</sup>.

Sur le segment 100-500 kWc, les tarifs d'achat ont été transitoirement abaissés à 95 €/MWh, contre 102,3 €/MWh précédemment. Depuis le 22 septembre 2025, ce segment de puissance n'est plus éligible au guichet ouvert et fait l'objet d'appel d'offres simplifié spécifique.

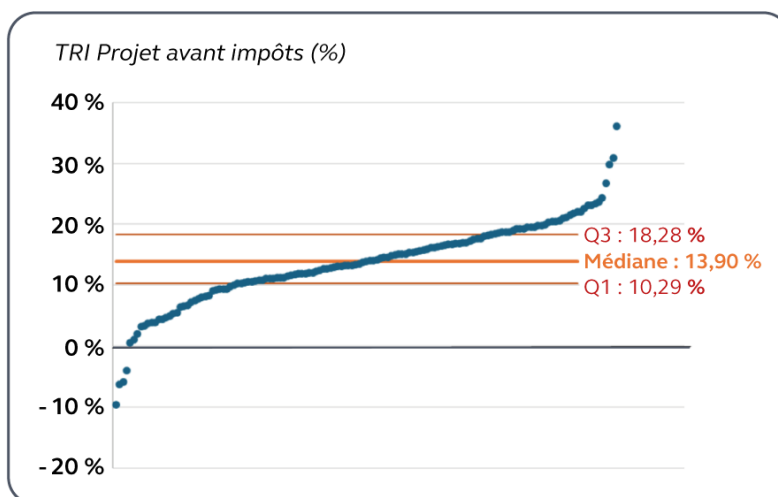
Enfin, sur le segment 9-100 kWc, le mécanisme de dégressivité est désormais plus prononcé et plus réactif dès que le volume de demande de raccordement dépasse 1,25 fois l'objectif trimestriel, afin de renforcer le pilotage des volumes et l'ajustement des coûts. Sans se prononcer prématurément sur son efficacité pour contenir les volumes et ajuster les tarifs d'achat, il est souhaitable d'éviter à l'avenir tout nouveau gel du mécanisme de dégressivité, qui pourrait favoriser un nouvel emballement non maîtrisé du volume de demandes.

<sup>48</sup> Délibération de la CRE du 6 mars 2025 portant avis sur un projet d'arrêté modifiant l'arrêté du 6 octobre 2021 – p. 29

Du reste, la difficulté à maîtriser les volumes ne se limite pas à la filière photovoltaïque. Le dispositif de soutien à la production de biométhane injecté fait face à une autre limite du mécanisme de dégressivité. L'arrêté tarifaire du 10 juin 2023 prévoit certes un coefficient de dégressivité défini chaque trimestre en fonction des productions annuelles prévisionnelles des contrats d'achat signés depuis le 24 novembre 2020, mais il ne tient pas compte des volumes éventuellement développés hors du mécanisme de soutien. Malgré un dépassement de plus de moitié de l'objectif fixé par la PPE à fin 2023<sup>49</sup>, et la poursuite d'un fort développement du secteur, le coefficient de dégressivité est resté nul depuis l'introduction de ce mécanisme<sup>50</sup>.

Un tel dépassement est également le reflet de tarifs d'achat particulièrement attractifs. L'analyse par la CRE des installations mises en service avant 2022 a ainsi mis en évidence des TRI projets avant impôt compris, pour les trois-quarts des projets au-delà de 10 %, qui constituait la cible haute retenue par les pouvoirs publics lors de la mise en place du dispositif, hors prise en compte des éventuelles subventions à l'investissement<sup>51</sup>. Un quart des projets présente des TRI au-delà de 18,28 %.

#### Graphique n° 4 : taux de retour sur investissement d'un panel d'installations de production de biométhane injecté



Source : CRE, p. 10 du *Bilan technique et économique des installations de production de biométhane injecté (hors STEP et ISDND)*, déc. 2024. Ces données présentent les TRI projet avant impôts sur 15 ans, hors subventions d'investissement. Ils prennent en compte de la révision tarifaire de 2023, un décaissement des CAPEX un an avant la mise en service et une hypothèse « moyenne » de coûts de maintenance et de grandes opérations de renouvellement.

Dans un rapport paru en mars 2025, la Cour a de plus mis en évidence des montants élevés de subventions à l'investissement, venant s'ajouter aux soutiens à travers les contrats d'achat, versés notamment par l'ADEME et par les régions, dont le niveau moyen de 2019 à 2023, s'échelonne de 5 à 22 % des investissements éligibles. Depuis 2023, les taux de rentabilité

<sup>49</sup> Indicateurs de suivi de la PPE, mis à jour en janvier 2025, L'indicateur n°17 « Biogaz injecté dans les réseaux » a atteint en 2023 9,1 TWh PCS pour un objectif PPE fixé à 6 TWh PCS.

<sup>50</sup> D'après Opendata CRE - *Arrêté tarifaire Biométhane injecté*, mise à jour du 28 juillet 2025.

<sup>51</sup> CRE, *Bilan technique et économique des installations de production de biométhane injecté (hors STEP et ISDND)*, décembre 2024 – p. 9.

interne des projets avant impôt sont désormais plafonnés à 10 % en cas de cumul des aides<sup>52</sup>. Ce plafond n'est pas applicable aux projets antérieurs ni à ceux qui n'ont reçu qu'une seule aide. La Cour soulignait plus généralement l'existence de situations de rentabilité excessive, et des réévaluations successives des tarifs d'achat ne s'appuyant pas sur une analyse fine de la filière.

## 2 - Sur appel d'offres, une concurrence insuffisante et des prix qui restent élevés

Les procédures d'appel d'offres permettent de sélectionner les projets lauréats les plus compétitifs à hauteur d'une puissance cumulée donnée – dite puissance appelée. Les dossiers, qui se doivent d'être conformes à des exigences fixées par les cahiers des charges, sont sélectionnés en particulier sur le prix demandé, qui ne peut être supérieur à un prix plafond fixé par le pouvoir réglementaire. Chaque lauréat se voit alors appliquer, dans son contrat de soutien, le prix demandé dans son dossier de candidature.

La Commission européenne considère que l'organisation de procédures concurrentielles doit assurer le caractère proportionné de l'aide (point 49 des lignes directrices pour 2022). La compétitivité effective de ces procédures suppose néanmoins d'ouvrir un volume de souscription suffisant pour encourager le dépôt d'offres aux coûts ajustés, permettant une sélectivité effective des projets. Le prix plafond en constitue également un paramètre essentiel à double titre. Il permet d'éliminer automatiquement les dossiers demandant un tarif supérieur. Il fixe aussi le prix maximum pris en compte pour noter les projets<sup>53</sup>.

Sur la période 2016-2018, ces procédures ont permis une baisse régulière des tarifs d'achat<sup>54</sup>, du fait de la montée en maturité des filières et d'un nombre élevé de dossiers déposés en regard de la puissance appelée. Depuis, ce fonctionnement a cependant montré ses limites.

À compter de 2018, la CRE a alerté à plusieurs reprises sur un manque de concurrence dans les procédures d'appels d'offres du fait d'une sous-souscription, sans ajustement des puissances appelées<sup>55</sup>. Les recommandations de la CRE d'abaisser les prix plafond n'ont été que partiellement suivies (cf. *infra*). Il en a résulté une forte hausse des tarifs demandés par les candidats, de 19 à 27 % selon les classes de puissance entre juillet 2018 et mars 2019, et ce, comme le constatait la CRE en 2019<sup>56</sup>, sans qu'aucun facteur conjoncturel ne soit alors identifié pour justifier cette hausse. Constatant que les candidats déclaraient des coûts en légère baisse par rapport aux précédentes périodes, elle conclut que « *la hausse des prix [demandés par les candidats] est donc assurément la conséquence de l'anticipation par les candidats du défaut de concurrence à la présente période de l'appel d'offres, dans la continuité des résultats observés à la sixième période* ». La hausse des prix demandés s'est poursuivie jusque début 2023. Elle peut s'expliquer au moins transitoirement

---

<sup>52</sup> Article 10 de l'arrêté du 10 juin 2023 fixant les conditions d'achat du biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel

<sup>53</sup> Plus ce plafond est haut, moins les différences de prix entre les dossiers influencent leur notation sur le critère prix.

<sup>54</sup> Voir en particulier CRE, *Coûts et rentabilités du grand photovoltaïque en métropole continentale, février 2019, qui analyse le segment 100 kWc-30 MWc*

<sup>55</sup> Voir notamment la délibération n° 2018-262 portant sur la 6<sup>ème</sup> période de l'AO dit CRE4 portant sur les installations photovoltaïques sur bâtiments : la puissance cumulée des dossiers déposés s'est limitée à 38 % de la puissance appelée. Cette dernière a été maintenue à un haut niveau, conduisant de nouveau à une sous-souscription lors des 7<sup>ème</sup> et 8<sup>ème</sup> périodes de ce même appel d'offres.

<sup>56</sup> CRE délibération n° 2019-088.

par l'augmentation des coûts des matières premières et des coûts d'emprunt<sup>57</sup>, mais également pour partie par la sous-souscription des appels d'offres. Les causes de cette sous-souscription des appels d'offres, génératrice d'un moindre niveau de concurrence<sup>58</sup> n'ont été que partiellement analysées. Dans son bilan des appels d'offres PPE2 publié en 2024, la CRE se limite à souligner la baisse des prix des modules, mais la hausse des taux d'emprunt, et met avant une nette augmentation des niveaux de souscription, bien que ces derniers restent en deçà de la puissance appelée.

Ces constats ont conduit à introduire mi-2019 une clause de compétitivité dans les cahiers des charges des appels d'offres, permettant, en cas de souscription insuffisante, d'écarter jusqu'à 20 % des dossiers les moins bien notés<sup>59</sup>. Cette clause a été allégée à compter de 2021 dans les appels d'offres dits « PPE2 » pour les cas de sous-souscription comprise entre 80 et 100 % de la puissance appelée, malgré un avis défavorable de la CRE qui recommandait au contraire d'écarter systématiquement au moins 20 % des dossiers conformes<sup>60</sup>. La clause de compétitivité en vigueur depuis 2021<sup>61</sup> conduit ainsi à retenir jusqu'à 95 % de la puissance conforme déposée quand celle-ci est comprise entre 95 % et 100 % de la puissance appelée, et la quasi-totalité des dossiers conformes quand la puissance déposée conforme est à peine supérieure à la puissance appelée. Une telle clause est de nature à amoindrir le niveau de concurrence et a pu favoriser des comportements qualifiés de « sacrificiels » de la part de certains candidats<sup>62</sup>. En conséquence, la Cour recommande de modifier la clause de compétitivité pour écarter systématiquement une part substantielle des dossiers déposés et conformes, en reprenant par exemple la recommandation de la CRE qui fixait un seuil à 20 % des dossiers, dans le but d'assurer une pression concurrentielle suffisante.

Le manque de concurrence au sein des appels d'offre en France se traduit notamment par une évolution des tarifs de soutien différente de celle constatée en Allemagne. Durant l'année 2023, les prix demandés se sont stabilisés en France, alors qu'ils ont décliné en Allemagne pour la filière photovoltaïque<sup>63</sup>. Cette relative stabilité des prix nationaux à un niveau élevé s'est prolongée, comme l'illustrent les graphiques ci-dessous s'agissant des appels d'offres PPE2 relatifs au photovoltaïque sur bâtiments, quand les dispositifs équivalents en Allemagne ne se sont stabilisés qu'après une période de forte décroissance.

---

<sup>57</sup> CRE, *État des lieux et premiers enseignements tirés à fin 2023 des résultats des appels d'offres « PPE2 » éoliens terrestres et photovoltaïques*, septembre 2024

<sup>58</sup> CRE, délibérations [n°2018-262 du 13 décembre 2018](#) -p. 3- et [n°2022-03 du 6 janvier 2022](#). p. 2.

<sup>59</sup> Voir par exemple §2.6 du cahier des charges de l'appel d'offres CRE 4 PV Bâtiment P13.

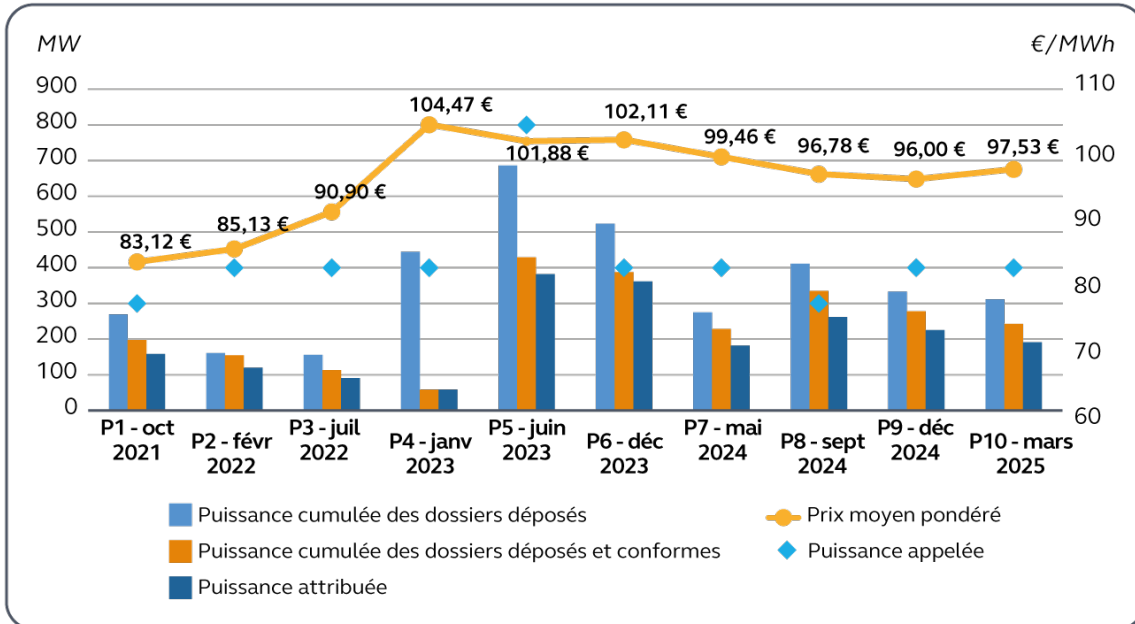
<sup>60</sup> CRE, [délibération 2021-169](#) du 17 juin 2021, §2.1.5, p. 12-13.

<sup>61</sup> Voir par exemple le §2.14 [du cahier des charges de l'AO PPE2 Neutre – version juillet 2025](#) – la même formulation est introduite s'agissant des AO hydraulique, éolien terrestre et photovoltaïque.

<sup>62</sup> Dans sa [délibération n° 2022-92 du 24 mars 2022](#) la CRE indique avoir détecté, pour la 2<sup>ème</sup> fois, des comportements s'apparentant à une manipulation de l'appel d'offres et de la clause de compétitivité. Ainsi, le dépôt d'un ou plusieurs dossiers « sacrificiels » de puissance importante à peine inférieure au prix plafond permet de garantir que les autres dossiers seront retenus. La CRE a également alerté la DGEC sur le comportement d'un pétitionnaire. Le prix plafond a été rendu confidentiel depuis lors.

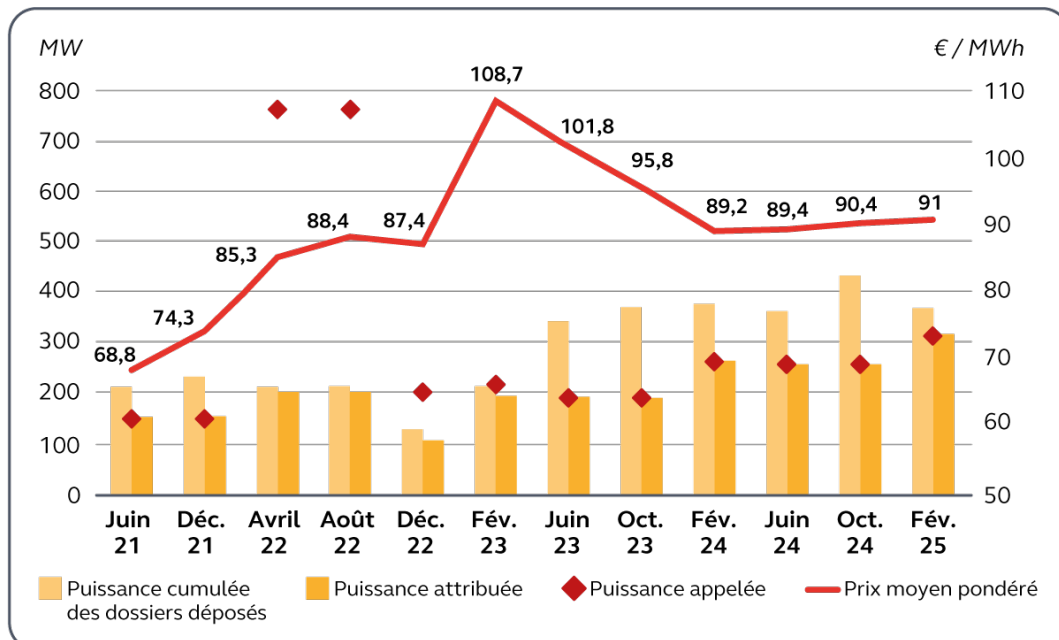
<sup>63</sup> Voir en particulier les travaux de l'OFATE DFBEW, et la présentation du 5 juin 2025 « Baromètre de la transition énergétique dans le secteur de l'électricité en Allemagne. Ce parallèle est également effectué par la CRE dans son *État des lieux et premiers enseignements tirés à fin 2023 des résultats des appels d'offres « PPE2 » éoliens terrestres et photovoltaïques*, p. 32.

**Graphique n° 5 : analyse des appels d’offres PPE2-PV  
Bâtiment – France métropolitaine**



Source : Cour des comptes, d’après les données issues de la base Potentiel tenue par la DGEC

**Graphique n° 6 : analyse des appels d’offres pour la production photovoltaïque  
sur toiture - Allemagne**



Source : OFATE, schéma issu de la présentation du webinar « baromètre de la transition énergétique », 5 juin 2025

Enfin, la Cour a constaté que la répartition des prix demandés par les candidats dont les dossiers sont conformes pour chacune des périodes des appels d'offres PPE2 des filières photovoltaïque sur bâtiments, photovoltaïque au sol et éolien terrestre affichait une forte concentration au voisinage du prix plafond lors des périodes les plus récentes.

Ce phénomène renforce encore l'importance des prix plafonds. Or, la CRE a appelé de manière réitérée à baisser ces derniers<sup>64</sup>, au vu notamment de l'évolution à la baisse du prix des panneaux photovoltaïques. Ces appels n'ont été que partiellement suivis, parfois avec retard, par la DGEC, qui privilégie une relative stabilité tout en indiquant tenir compte « *des connaissances disponibles sur les coûts des filières concernées et du retour d'expérience des précédents appels d'offres* ».

De plus, cette concentration des prix pose question alors que la diversité d'exposition des sites devrait en maintenir une plus large répartition. Par ailleurs, la CRE a fait part de craintes quant à la confidentialité effective des prix plafond<sup>65</sup>. Dans un contexte de faible taux de sélectivité des dossiers, les candidats susceptibles de proposer les offres les plus avantageuses économiquement n'y sont de fait pas incités. Or, ni la CRE ni la DGEC ne disposent de données consolidées permettant de qualifier l'existence ou non de sur-rémunération (cf. *infra*). En réponse à ce constat, la DGEC met en avant la sursouscription des derniers appels d'offres : la puissance déposée conforme correspond à 128 % de la puissance appelée pour la 11<sup>e</sup> période de l'appel d'offres PV Bâtiments, à 195 % pour la 8<sup>e</sup> période de l'AO PV sol et à 161 % pour la 10<sup>e</sup> période de l'AO Éolien terrestre, ainsi que la baisse des plafonds appliqués. Néanmoins, ces tendances ne suffisent pas à écarter la nécessité de renforcer les clauses de compétitivité.

## **D - Des ajustements *a posteriori* limités, des clauses de revoyure à étendre**

Le cadre de soutien des productions renouvelables a été récemment déstabilisé par la crise énergétique et financière des années 2021-2023 : le contexte économique a pu générer une hausse des coûts d'exploitation ; la forte hausse des prix de l'énergie sur les marchés de gros a conduit certains producteurs à résilier leur contrat de façon anticipée pour profiter des tarifs de marché.

Face à ces situations, des décisions ponctuelles ont pu se révéler discutables, tant par leur portée que par les conditions dans lesquelles elles ont été prises (cf. par exemple le cas de la centrale de Gardanne<sup>66</sup>). La crise a plus généralement reposé la question du partage des risques, et de l'importance, pour l'État, de disposer de moyens d'ajustement des modalités de soutien et de les utiliser à bon escient.

### **1 - La difficile révision des contrats photovoltaïques conclus entre 2006 et 2010**

La récente tentative de révision des tarifs des contrats de soutien aux installations de production photovoltaïque conclus sur la base des arrêtés tarifaires en vigueur entre 2006 et 2010 (dits « S06-S10 », ou « pré-moratoires ») s'est soldée pour l'instant par un échec. Elle a

---

<sup>64</sup> Cette recommandation avait été plusieurs fois formulée en 2018-2020, et est systématiquement dans les récentes délibérations, la plupart du temps en suggérant un plafond chiffré (dans la version confidentielle des délibérations). C'est ainsi le cas depuis la 4<sup>ème</sup> période (février 2023) pour le PV au sol, la 7<sup>ème</sup> période (mai 2024) pour le PV sur bâtiment et la 9<sup>ème</sup> période (février 2025) pour l'éolien terrestre.

<sup>65</sup> Extrait de la délibération CRE du 27 mars 2025 AO PPE2 Éolien terrestre, 9<sup>ème</sup> période : « *Les prix des projets déposés sont très concentrés, et proches du prix plafond. [...] On peut craindre que le prix plafond soit connu de certains acteurs.* »

<sup>66</sup> Cour des comptes, La sortie des centrales à charbon, février 2026.

néanmoins conduit le Conseil constitutionnel à entériner la possibilité d'une révision d'anciens contrats afin de corriger *a posteriori* les effets d'aubaine les plus marqués et de réduire ainsi l'impact global sur les finances publiques, constituant dès lors un motif d'intérêt général.

Par la loi de finances pour 2021 (art. 225), le législateur<sup>67</sup> a en effet souhaité modifier les tarifs d'achat de l'électricité pour certains contrats conclus en application des arrêtés du 10 juillet 2006, du 12 janvier 2010 et du 31 août 2010 (dits S06-S10-S10B, souvent simplifié en « S06-S10 »). Les tarifs d'achat de ces contrats, signés pour 20 ans, ont été maintenus à des niveaux élevés, soit en moyenne 480 €/MWh à leur signature, quand les coûts d'installation ont été divisés par quatre pendant la période de validité de ces arrêtés, générant des effets d'aubaine et une rémunération excessive des producteurs. Ces contrats représentaient en 2020 plus du tiers des charges de SPE, pour seulement 5 % de la production d'électricité d'origine renouvelable<sup>68</sup>.

La réforme visait à la révision du tarif d'achat, pour les installations de production photovoltaïque d'une puissance supérieure à 250 kWc, selon des conditions précisées par voie réglementaire<sup>69</sup>. Sur les 1 071 exploitations concernées, environ 400 auraient vu leur tarif d'achat révisé à la baisse, pour un gain estimé par la CRE à 3,7 Md€, montant jugé cependant excessif par un rapport d'information du Sénat qui critique les conditions de cette réforme, et les incertitudes générées pour les producteurs. À des modalités préétablies de révision des tarifs s'ajoutait une clause de sauvegarde visant à garantir à l'ensemble des producteurs une rémunération raisonnable des capitaux. Ces dispositions ont été validées par le Conseil constitutionnel (décision n° 2020-813 DC du 28 décembre 2020), reconnaissant le droit du législateur de porter atteinte au droit au maintien des conventions légalement conclues, dans la mesure où cette atteinte n'est pas disproportionnée et poursuit un objectif d'intérêt général.

Le Conseil d'État a néanmoins annulé l'arrêté de mise en œuvre de cette réforme au seul motif de la non-notification à la Commission européenne de cette « nouvelle » aide d'État, les arrêtés initiaux n'ayant par ailleurs pas non plus été notifiés. Mais la DGEC n'a pas voulu engager une procédure de notification *a posteriori*, estimant qu'elle emporterait le risque que la Commission européenne déclare l'ensemble de ces aides illégales, et en réclame le remboursement par les bénéficiaires.

Pour autant, la Commission peut déjà, de sa propre initiative, y compris sans démarche particulière d'un État membre, demander à examiner les informations concernant une aide présumée<sup>70</sup>, et enjoindre à l'État membre de suspendre le versement de toute aide illégale voire d'en demander le remboursement provisoire, jusqu'à ce qu'elle statue sur la compatibilité de cette aide avec le marché intérieur<sup>71</sup>. C'est ainsi en toute connaissance de la situation que la Commission n'a jusqu'alors pas ouvert de procédure d'examen à cet égard. La validation *a posteriori* de régimes d'aides non notifiés a par ailleurs déjà pu être mise en pratique comme dans le cas de l'éolien terrestre<sup>72</sup>.

---

<sup>67</sup> Cette réforme avait été introduite par un amendement du gouvernement voté en première lecture à l'Assemblée nationale, rejetée par le Sénat, puis rétablie par l'Assemblée.

<sup>68</sup> Tel que présenté dans l'amendement n°II-3369 - Assemblée nationale

<sup>69</sup> Décret n° 2021-1385 du 26 octobre 2021 et arrêté du 26 octobre 2021 relatifs à la révision de certains contrats de soutien à la production d'électricité d'origine photovoltaïque prévue par l'article 225 de la loi n° 2020-1721 du 29 décembre 2020 de finances pour 2021

<sup>70</sup> Art. 12, §1, Règlement - 2015/1589 - EN - EUR-Lex

<sup>71</sup> Art 13, *Ibid.*

<sup>72</sup> Le régime d'aide à l'éolien terrestre introduit par l'arrêté tarifaire du 17 novembre 2008 a fait l'objet d'une notification tardive en 2013, et d'une approbation par la commission dans sa décision SA.36511 (2014/C).

Dans ce contexte, l'article 183 de la loi de finances pour 2026 prévoit, en cas de réintroduction d'un dispositif de révision des tarifs applicables à certains contrats S06-S10, que ce dispositif puisse s'appliquer de façon rétroactive à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2025. S'agissant de la mise en œuvre effective d'une telle révision, la DGEC indique que des échanges sont en cours avec la Commission européenne.

## **2 - Le déplafonnement des versements de complément de rémunération pour les contrats antérieurs à 2022**

Le mécanisme de complément de rémunération appliqué en France prévoyait, jusqu'au 19 décembre 2021 inclus, une clause de plafonnement des versements dus à l'acheteur obligé, et donc *in fine* à l'État, en cas de prix de marché supérieur au tarif de référence, à hauteur du montant total déjà perçu par l'exploitant depuis le début du contrat de soutien. Dans le contexte de forte hausse des prix de l'énergie survenue courant 2021, le législateur a mis fin à cette clause de plafonnement pour les nouveaux contrats signés depuis lors<sup>73</sup>.

En outre, il a souhaité modifier rétroactivement l'application de cette clause aux contrats existants, à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2022. Par deux fois, les modalités votées<sup>74</sup> ont été censurées par le Conseil constitutionnel<sup>75</sup>, qui a reconnu au législateur la possibilité, pour un motif d'intérêt général, de corriger *a posteriori* des effets d'aubaine dont ont bénéficié les producteurs qui ont reçu un soutien public, mais jugé les modalités choisies inconstitutionnelles. Il a néanmoins, dans sa dernière décision, reporté au 31 décembre 2025 la date d'abrogation du déplafonnement rétroactif des avoirs prévu par la loi de finances pour 2024, afin de permettre au législateur de fixer un nouveau cadre. Les montants en jeu s'élèvent à environ 2,5 Md€ au titre de 2022 à 2024<sup>76</sup>.

Faisant suite à cette dernière décision, l'article 183 de la loi de finances initiale pour 2026 prévoit un nouveau dispositif de déplafonnement total se déclenchant au-delà d'un certain seuil de prix de marché. Ce seuil serait défini annuellement sur la base de la trajectoire des prix de marché qui pouvait être raisonnablement anticipée par un producteur à la date à laquelle il a soumis une demande de conclusion de contrat. L'introduction de cette disposition et d'un seuil sécuriserait la majeure partie des fonds versés, et trouverait à s'appliquer à l'avenir lors d'augmentations des prix de marché au-delà de ces seuils.

## **3 - Une coûteuse indexation automatique à réformer**

Les tarifs garantis aux producteurs dans le cadre des mécanismes de soutien font l'objet d'une double indexation<sup>77</sup> :

- une indexation des tarifs avant signature du contrat afin de tenir compte de l'évolution de la situation économique sur l'ensemble des coûts du projet, au travers d'un coefficient généralement baptisé K ;

<sup>73</sup> Le décret n° 2021-1691 du 17 décembre 2021 a modifié l'article R. 314-49 du code l'énergie, supprimant le plafonnement.

<sup>74</sup> Article 38 de la loi du 16 août 2022 de finances rectificative pour 2022, complété par l'Arrêté du 28 décembre 2022 et Article 230 de la loi du 29 décembre 2023 de finances pour 2024

<sup>75</sup> Conseil Constitutionnel, décision n° 2023-1065 QPC du 26 octobre 2023 et décision n° 2024-1119/1125 QPC du 24 janvier 2025.

<sup>76</sup> Cf. CRE, *Bilan sur la mise en place du complément de rémunération en France et recommandations pour l'avenir*, juillet 2025, p. 111.

<sup>77</sup> Les formules sont détaillées en annexe n°4.

- une indexation du tarif pendant la durée de validité du contrat, afin de tenir compte de l'évolution de la situation économique sur les seuls coûts d'exploitation – notamment de maintenance – de l'installation, au travers d'un coefficient généralement baptisé L.

Ce mécanisme d'indexation vise à limiter les risques auxquels sont exposés les producteurs, à favoriser l'attractivité des mécanismes en guichet ouvert, et à réduire les primes de risque prises en compte par les candidats dans le cas des appels d'offres. Il doit ainsi permettre un meilleur ajustement des tarifs de soutien. Il suppose néanmoins de disposer de formules de calcul reflétant réellement l'impact de la situation économique sur les coûts des installations.

De fait, les formules des coefficients d'indexation ont été modifiées à plusieurs reprises, afin d'ajuster le type d'indices pris en compte et la pondération de chacun des paramètres.

L'incidence du coefficient K sur les contrats est illustrée notamment en partie II-C-1 du présent chapitre s'agissant de la filière photovoltaïque sur bâtiment : les tarifs du guichet ouvert, ont ainsi connu une hausse plus importante que celle des dossiers des candidats aux appels d'offres, suggérant un effet d'aubaine. S'appliquant aux seuls nouveaux contrats, il peut être ajusté autant que de besoin, avec une incidence rapide. Sa formule a été revue par la DGEC en 2022 en s'appuyant sur des analyses empiriques de la CRE<sup>78</sup>, pour intégrer notamment le coût de l'emprunt. Il a également été étendu aux appels d'offres, pour tenir compte du risque d'évolution des coûts entre le dépôt du dossier et le lancement des travaux. Comme recommandé par la CRE<sup>79</sup>, il convient d'en assurer un suivi régulier.

Le coefficient L – ou plutôt les coefficients L, car la formule de calcul applicable est fixée dans chaque arrêté tarifaire et chaque contrat selon les conditions alors en vigueur – a quant à lui une incidence pendant toute la durée du contrat. Une part du tarif est ainsi indexée sur des indices du coût du travail et des prix à la production, avec des pondérations différentes par filière, et qui ont également varié dans le temps. Cette part variable est supposée représenter la part des coûts d'exploitation dans les coûts totaux du projet.

L'analyse des contrats de soutien toujours en vigueur met en évidence des disparités importantes quant à la pondération des composantes du coefficient d'indexation (cf. annexe n° 4). De fait, les contrats les plus anciens présentent une part fixe plus faible. Leurs tarifs sont donc davantage susceptibles de variations en fonction de la situation économique.

Or les indices retenus ont connu une augmentation importante sur les dernières décennies, régulière s'agissant du coût du travail, et particulièrement marquée entre mi 2021 et fin 2022 s'agissant des coûts à la production. Du fait de l'évolution des indices, l'indexation a eu un effet haussier très net des tarifs garantis aux producteurs. Cette disparité est amplifiée par le niveau du tarif initial : plus le tarif initial est élevé, plus la variation « absolue », exprimée en €/MWh sera sensible, sans lien avec les coûts effectifs de maintenance des parcs de production, qui peuvent par ailleurs décroître avec l'apprentissage de la filière.

Par exemple, un contrat de type S06 (solaire pré-moratoire), avec un tarif d'achat de 550 €/MWh (tarif prévu par l'arrêté initial pour des panneaux solaires intégrés au bâti), indexé à

---

<sup>78</sup> Délibération n°2022-256 portant avis sur le projet d'arrêté modifiant l'arrêté du 6 mai 2017 fixant les conditions du complément de rémunération de l'électricité produite par les parcs d'au plus six éoliennes, p. 6-8.

<sup>79</sup> Recommandation n°9, p. 110 du Bilan de la CRE sur la mise en place du complément de rémunération en France et recommandations pour l'avenir, juin 2025.

compter de janvier 2009 a vu son tarif d'achat atteindre 702 €/MWh en janvier 2025 (+152 €/MWh). Si ce même tarif d'achat avait été indexé conformément aux pondérations en vigueur pour le petit photovoltaïque depuis 2011, son tarif d'achat aurait atteint 601 €/MWh (+51 €/MWh), soit une hausse bien plus faible. L'enjeu financier global de la seule « sur-indexation » peut se chiffrer en centaines de millions d'euros, ces contrats représentant une production annuelle de plus de 2 TWh.

S'agissant de l'éolien en mer, un parc lauréat de l'un des deux premiers appels d'offres, bénéficiant d'un tarif d'achat dont l'indexation a débuté en 2023 connaîtra sur 20 ans une augmentation de ce tarif de l'ordre de 27 % en application des cahiers des charges initiaux de ces appels d'offres, et de 45 % en application des conditions renégociées de ces deux mêmes premiers appels d'offres<sup>80</sup>. L'augmentation ne serait que d'environ 9 % en application des cahiers des charges des appels d'offres ouverts à partir de 2022. La renégociation des conditions contractuelles applicables aux lauréats des deux premiers appels d'offres de la filière éolien en mer a en effet conduit à modifier la formule d'indexation des tarifs d'achat en supprimant la part fixe. La totalité du tarif d'achat est ainsi indexée sur les coûts du travail (pondération de 0,67) et sur les coûts à la production (pondération de 0,33). Cette nouvelle formule dévoie la logique même de l'indexation, selon laquelle la part fixe est supposée représenter la part des coûts d'investissements initiaux sur les coûts totaux du projet. Sans nouvelle révision de ces modalités d'indexation, il en résultera des revalorisations excessives des tarifs d'achat, pesant sur les finances publiques.

Dans un autre cas, pour faire face à une détérioration de la situation économique de certains producteurs, le législateur a opéré une modification rétroactive de l'indexation des tarifs, malgré un avis défavorable de la CRE qui mettait en évidence une hausse excessive des tarifs d'achat (cf. encadré).

#### **Une revalorisation excessive des tarifs d'achat pour les installations de cogénération à partir de biogaz produit par méthanisation**

L'arrêté du 3 décembre 2024 a modifié rétroactivement le tarif d'achat pour l'ensemble des contrats d'achat conclus en application de l'arrêté tarifaire du 13 décembre 2016 pour la production réalisée du 1<sup>er</sup> juillet 2022 au 31 décembre 2023. Une telle modification *ex post* des conditions contractuelles répondait, selon le gouvernement, à la nécessité d'un soutien ciblé aux agriculteurs, et à l'absence d'autres véhicules mobilisables pour assurer ce soutien.

Les tarifs d'achat ont ainsi été modulés sur cette période par l'ajout d'un nouveau coefficient d'indexation dans la formule de calcul, qui conduit à augmenter le tarif d'achat de 20,68 %.

Or, dans son avis consultatif, la CRE indique que la moyenne d'évolution des coûts complets sur la même période était de 16,20 % et la médiane de 9,40 %. Elle s'est prononcée défavorablement sur cette introduction, car la formule proposée ne permettait pas de distinguer les parts relatives de l'investissement et de l'exploitation dans le coût de l'installation et conduisait à une revalorisation excessive des tarifs d'achat.

Le surcoût de cette modification *ex post* est de l'ordre de 15 M€.

La volonté de l'État d'internaliser les risques économiques auxquels sont soumis les producteurs conduit ainsi tant à des augmentations de tarifs partiellement injustifiées, qu'à une complexification du dispositif par coexistence de multiples formules de calcul. Ces modalités

<sup>80</sup> En tenant compte des paramètres projetés par la DGEC d'ici à 2050 dans le cadre de l'estimation des engagements financiers de long terme associés aux soutiens publics aux productions renouvelables.

d'indexation ne tiennent pas compte de l'évolution des coûts de maintenance, avec l'apprentissage des filières, ni des éventuels enseignements des audits de filières mis en œuvre par la CRE, et sont susceptibles de générer des effets d'aubaine. Afin de simplifier le dispositif, faciliter ses mises à jour et contenir les effets d'aubaine, il conviendrait de permettre une révision *a posteriori* des coefficients d'indexations applicables par filière, ou sous-groupe d'installations. Une telle clause devrait être systématisée pour les futurs contrats, sous un format strictement encadré pour s'ajuster au plus près à l'évolution effective des coûts d'exploitation (indexation au travers du coefficient L) et ne pas conduire à une augmentation des primes de risques intégrées dans les prix demandés par les producteurs.

#### 4 - Des clauses de prévention des risques de surcompensation à étendre

Au-delà des enjeux de traitements *a posteriori* des effets d'aubaine les plus marqués, le dispositif de soutien reste empreint d'une grande rigidité et d'une absence quasi généralisée de clauses d'ajustement spécifique des conditions de rémunération des producteurs une fois les contrats signés, à l'exception notable des contrats de soutien à l'éolien en mer.

Dès 2011, les appels d'offres relatifs à l'éolien en mer ont en effet intégré une clause de « prévention des risques de surcompensation ». Cette clause prévoit un partage avec l'État des gains en cas de surperformance, si le taux de rémunération venait à excéder les montants prévisionnels du dossier de candidature, mais également un rattrapage en cas de sous-performance, plafonné à hauteur des gains déjà reversés à l'État<sup>81</sup>. Elle s'appuie sur la transmission annuelle par les producteurs de données relatives aux flux de trésorerie et valeurs actualisées nettes de leurs installations.

Cette clause, insérée dans un contexte d'incertitude technologique, a néanmoins été supprimée rétroactivement pour les six premiers lauréats retenus entre 2012 et 2014 dans le cadre de la renégociation des tarifs d'achat autorisée par la loi ESSOC<sup>82</sup> préalablement à la signature des contrats de soutien, signe de sa sensibilité pour les acteurs de la filière. Une telle clause pourrait certes inciter les acteurs à davantage de prudence dans leurs plans d'affaire, de surcroît quand le nombre de candidats est faible, et ainsi à demander des prix plus élevés. Pour autant, elle est de nature à apporter à l'État un garde-fou pour des contrats de longue durée. Elle suppose, outre la remontée effective des données susmentionnées par les exploitants, un temps consacré à leur analyse et leur consolidation par la puissance publique.

L'extension d'une telle clause à d'autres filières mérite d'être étudiée, en particulier pour les plus grandes installations, sous réserve de veiller aux effets de seuils. L'instauration de clauses de revoyure, pourrait également être envisagée. Pour contenir la charge de travail associée, de telles clauses pourraient n'être activables qu'à la suite d'audits de la CRE qui pointerait des rémunérations excessives des investisseurs, comme ce fut le cas récemment dans le cadre de l'audit de la filière biométhane. La Cour estime opportun que la DGEC et le régulateur étudient cette piste et en déterminent les modalités de mise en œuvre.

---

<sup>81</sup> Voir par exemple l'article 5.4 du cahier des charges de l'AO7 - version de janvier 2025 – p. 63 – et l'annexe n° 5, alinéa 2, p. 175 et suivantes.

<sup>82</sup> L'article 58 de la loi du 10 août 2018 pour un État au service d'une société de confiance (dite ESSOC) a ouvert la possibilité pour l'État de renégocier les tarifs d'achat pour les lauréats désignés avant le 1<sup>er</sup> janvier 2015 et pour lesquels les contrats n'étaient pas encore signés.

## E - Des alternatives possibles aux soutiens publics

D'autres moyens existent pour soutenir le développement des énergies renouvelables sans recourir à des fonds publics. Pour le biométhane, le recours aux certificats de production de biogaz (CPB) est désormais prévu à compter de 2026 pour soutenir les plus grandes installations. Les producteurs et acheteurs peuvent par ailleurs recourir à des accords d'achat d'électricité pour sécuriser les conditions, notamment tarifaires, d'approvisionnement.

### 1 - Une obligation de restitution de certificats de production de biogaz à compter de 2026

La loi climat et résilience du 22 août 2021 (art. 95) a créé le dispositif de certificats de production de biogaz, ou CPB, dispositif extra-budgétaire qui vise à favoriser le développement de la production de biogaz injecté dans les réseaux de gaz naturel (art. L. 446-31 du code de l'énergie).

Ce dispositif instaure une obligation pour les fournisseurs de gaz naturel de restituer chaque année à l'État des CPB, qu'ils auront acquis ou qui leur auront été délivrés sur justification de la production de biogaz. À l'instar des certificats d'économie d'énergie (CEE), les CPB ont vocation à être échangés sur des plateformes à un prix fixé selon la logique de l'offre et de la demande, afin d'apporter une rémunération additionnelle aux producteurs, en complément des revenus tirés de la vente du biogaz. Les CPB ne pouvant être délivrés aux producteurs dont l'installation bénéficie d'un contrat de soutien, ils viennent en remplacement du soutien direct et s'adressent notamment aux unités dont la production annuelle prévisionnelle est supérieure à 25 GWh PCS/an, qui ne sont pas éligibles aux contrats d'obligation d'achat. Les coûts associés à ces certificats sont répercutés par les fournisseurs dans les factures d'énergie adressées à leurs clients. À la différence des tarifs d'achat, ils sont donc supportés *directement* par les consommateurs finals de gaz et non par le budget de l'État.

Les conditions d'application de cette obligation de restitution ont été spécifiées à l'été 2024<sup>83</sup> pour la première période allant du 1<sup>er</sup> janvier 2026 au 31 décembre 2028. Ces modalités d'application ont notamment été revues pour tenir compte de l'avis défavorable de la CRE du 21 décembre 2023. Ce dispositif n'étant pas encore en vigueur, il est trop tôt pour se prononcer sur son efficacité réelle<sup>84</sup>, et sur les conséquences éventuelles sur le coût pour l'État du soutien à la production de biométhane, dans l'éventualité d'une refonte du dispositif d'aide existant et du fait de résiliations anticipées susceptibles d'être motivées par ce nouveau dispositif. La PPE3 annonce la réalisation d'un point d'étape d'ici fin 2027 sur ce dispositif, sur le fonctionnement de ce nouveau marché et sur son impact sur le prix du gaz – et donc sur les consommateurs.

---

<sup>83</sup> Par les décret n° 2024-718 du 6 juillet 2024 et arrêté du 6 juillet 2024 relatif au dispositif des certificats de production de biogaz.

<sup>84</sup> Plusieurs questions ont été soulevées par la Cour des comptes dans son rapport d'évaluation de politique publique Le soutien au développement du biogaz, publié en mars 2025, p. 84 et suivantes.

## 2 - Un développement encore limité des contrats de vente directe à long terme d'électricité d'origine renouvelable

Aux côtés des dispositifs de soutien public, la Commission encourage le développement d'accords d'achat d'électricité (AAE ou *Power Purchase Agreements – PPA*)<sup>85</sup>, des contrats privés d'approvisionnement d'électricité signés entre un producteur et un acheteur, pour une période déterminée. Pour les producteurs et pour les acheteurs, les PPA sécurisent les coûts et les volumes d'approvisionnement d'électricité sur la durée du contrat. Pour l'État, ils contribuent à l'atteinte des objectifs de la politique énergétique sans soutien public.

Les PPA signés en France entre 2019 et 2023 représentent une capacité installée de l'ordre de 2,2 GW dont 1,9 GW pour la production photovoltaïque et 0,35 GW pour la production éolienne terrestre<sup>86</sup>. Sur la même période, de l'ordre de 20 GW<sup>87</sup> ont fait l'objet d'un contrat de complément de rémunération ou ont déposé une demande complète de raccordement en vue d'un contrat d'obligation d'achat pour ces deux filières.

Ce développement, notable, reste limité comparativement à d'autres pays européens<sup>88</sup>, tant du fait de facteurs structurels que conjoncturels.

En premier lieu, il convient de souligner l'absence d'obligations réglementaires, comme c'est le cas par exemple en Espagne pour les entreprises électro-intensives<sup>89</sup>.

L'attractivité des PPA pour les acheteurs est par ailleurs amoindrie par le mix électrique français largement décarboné, limitant l'intérêt d'un recours aux PPA pour verdir son approvisionnement énergétique, et par des prix de l'électricité comparativement plus faibles que dans la plupart des autres pays européens<sup>90</sup> réduisant le gain lié à une sécurisation de l'approvisionnement énergétique sur le temps long. Du côté des producteurs, l'intérêt de recourir à des PPA reste faible tant que les prix de marché en France restent inférieurs aux coûts complets de production à base d'énergies renouvelables et que les régimes publics de soutien assurent à eux seuls la rentabilité des projets et couvrent de larges volumes<sup>91</sup>.

---

<sup>85</sup> Le [règlement \(UE\) 2024/1747](#) impose de plus aux États membres de supprimer toutes les barrières injustifiées à ce développement.

<sup>86</sup> [Observatoire de la CRE relatif aux contrats d'achat d'électricité portant sur des actifs de production d'électricité renouvelable](#) (« PPA ») situés en France métropolitaine continentale et [recommandations en faveur de leur développement](#), mars 2025, p. 19.

<sup>87</sup> 12 GW liés aux compléments de rémunération [Rapport PPA CRE], auxquels s'ajoutent les puissances ayant fait l'objet de demande de raccordement [open data CRE].

<sup>88</sup> E-CUBE, [Analyse des dynamiques et des mécanismes publics de soutien aux énergies renouvelables favorables aux PPA en Europe](#), février. 2022. Etude réalisée à la demande de la CRE et mise à disposition sur son site. En septembre 2021, la France était dernière des 11 pays étudiés en termes de capacités contractées par PPA.

<sup>89</sup> En Espagne, le décret royal n°1106/2020 impose aux entreprises dont la consommation est supérieure à 1 GWh de se fournir via des PPA à hauteur d'au moins 10 % de leur consommation électrique.

<sup>90</sup> RTE, [Bilan électrique 2024](#), p. 51 et suivantes et [Bilan du premier semestre 2025 et perspective sur la sécurité d'approvisionnement en électricité pour l'été](#), p.17.

<sup>91</sup> [Analyse des dynamiques et des mécanismes publics de soutien aux énergies renouvelables favorables aux PPA en Europe](#), E-CUBE, février 2022, p.82.

Afin d'améliorer l'attractivité des PPA et de favoriser leur développement, la France a mis en place dès 2022 un fonds de garantie électricité renouvelable (GER) opéré par Bpifrance<sup>92</sup>.

L'objectif annoncé en 2022 était de garantir une capacité de 500 MW. Depuis son lancement, seuls deux acheteurs ont souscrit à une GER pour une puissance installée de 46,8 MW. Deux autres contrats sont en cours d'instruction dont un PPA multi-acheteurs pour une puissance installée de 23,8 MW. Ce faible taux de recours peut s'expliquer pour partie par le faible volume de PPA contractualisés en France depuis la fin de la crise énergétique, par des conditions d'éligibilité restrictives et par la baisse marquée des prix de l'électricité. Le fonds n'est ainsi pas encore en mesure de répondre pleinement aux besoins des parties prenantes. La CRE relève que les PPA restent encore réservés à des acheteurs réputés « robustes » et présentant des notations financières élevées.

Par ailleurs, les PPA peuvent être combinés aux mécanismes de soutiens publics, en ne portant que sur une partie de la production, l'autre partie étant soutenue par appel d'offres. Le règlement (UE) 2024/1747 autorise ce modèle hybride entre PPA et complément de rémunération, susceptible de réduire le besoin de financements publics, et invite les États membres à l'encourager dans leurs appels d'offres<sup>93</sup>.

En France, la loi du 10 mars 2023 relative à l'accélération de la production d'énergies renouvelables<sup>94</sup> autorise l'organisation d'appels d'offres « mixtes » portant sur des projets combinant un soutien public sur une partie de leur production et une rémunération privée (vente sur le marché ou à travers des PPA) sur l'autre partie. Aucun appel d'offres de ce type n'a pour l'instant été ouvert. Après un audit du marché des PPA en France, la CRE a recommandé d'imposer aux candidats de certains appels d'offres publics de valoriser une part de la production de l'installation hors contrat de soutien<sup>95</sup>. L'application d'une telle recommandation permettrait un développement de production d'énergie renouvelable moins dépendant de soutiens publics tout en maintenant un pilotage du mix électrique à travers les appels d'offres ouverts et une exigence accrue de transparence dans les PPA en prévoyant une transmission à la CRE des conditions contractuelles. Un tel dispositif priverait néanmoins l'État de recettes lorsque que les prix de marché sont supérieurs aux tarifs de référence. La Belgique et les Pays-Bas prévoient de mettre en place de tels appels d'offres mêlant soutien public et PPA. L'Espagne le permet déjà. Aussi, la Cour considère que la DGEC devrait analyser ces dispositifs ainsi que leur mise en œuvre pour en tirer les enseignements adéquats.

---

<sup>92</sup> Ce type d'instruments de garantie aux prix du marché est encouragé par le règlement (UE) 2024/1747. La commission européenne prévoit en outre le lancement d'un fonds de garantie piloté par la Banque Européenne d'Investissement (BEI) pour un montant indicatif de 500 M€<sup>92</sup>, dont la portée n'a pas été analysée par la Cour.

<sup>93</sup> *Communication de la Commission européenne 2025/79 du 26 février 2025, Plan d'action pour une énergie abordable*, p.12. De nouvelles orientations doivent encore préciser ces modalités.

<sup>94</sup> ayant modifié les articles L. 311-12, L. 446-5, L. 446-14 et L. 446-15 du code de l'énergie.

<sup>95</sup> *Observatoire de la CRE relatif aux contrats d'achat d'électricité portant sur des actifs de production d'électricité renouvelable* (« PPA ») situés en France métropolitaine continentale et recommandations en faveur de leur développement, mars 2025, p. 10.

### **III - Des effets indésirables des modalités de soutien sur les marchés de l'électricité**

#### **A - Une forte croissance des épisodes de prix négatifs, qui tend en retour à accroître le coût du soutien**

L'étude d'impact du projet de loi relatif à la transition énergétique pour la croissance verte, datée de juillet 2014, énonçait clairement les effets du dispositif d'obligation d'achat sur l'apparition de prix négatifs sur les marchés de l'électricité : « *Les prix négatifs traduisent une destruction de valeur sur le marché qui est due en partie aux modalités de soutien actuelles des EnR, qui, bénéficiant d'un tarif d'achat garanti, ne sont pas incitées à moduler leur production en fonction des signaux envoyés par le marché, mais aussi à l'insuffisante flexibilité du parc de production électrique* ».

L'introduction fin 2015 du mécanisme de complément de rémunération se voulait une réponse à ce constat, par une exposition directe des producteurs aux marchés de gros. En période de prix strictement négatif, les producteurs sont incités à arrêter leur installation. Ils ne perçoivent pas de complément de rémunération<sup>96</sup>. De plus, au-delà d'un nombre d'heures fixé entre 20 et 80 heures selon les filières, parfois qualifié de « franchise » et en cas d'arrêt volontaire de leurs installations pendant ces heures, les producteurs perçoivent une prime pour prix négatif<sup>97</sup>. Un récent bilan de la CRE conclut à la bonne réactivité des producteurs (cf. encadré), se traduisant par des arrêts transitoires d'une partie du parc de production photovoltaïque et éolien.

---

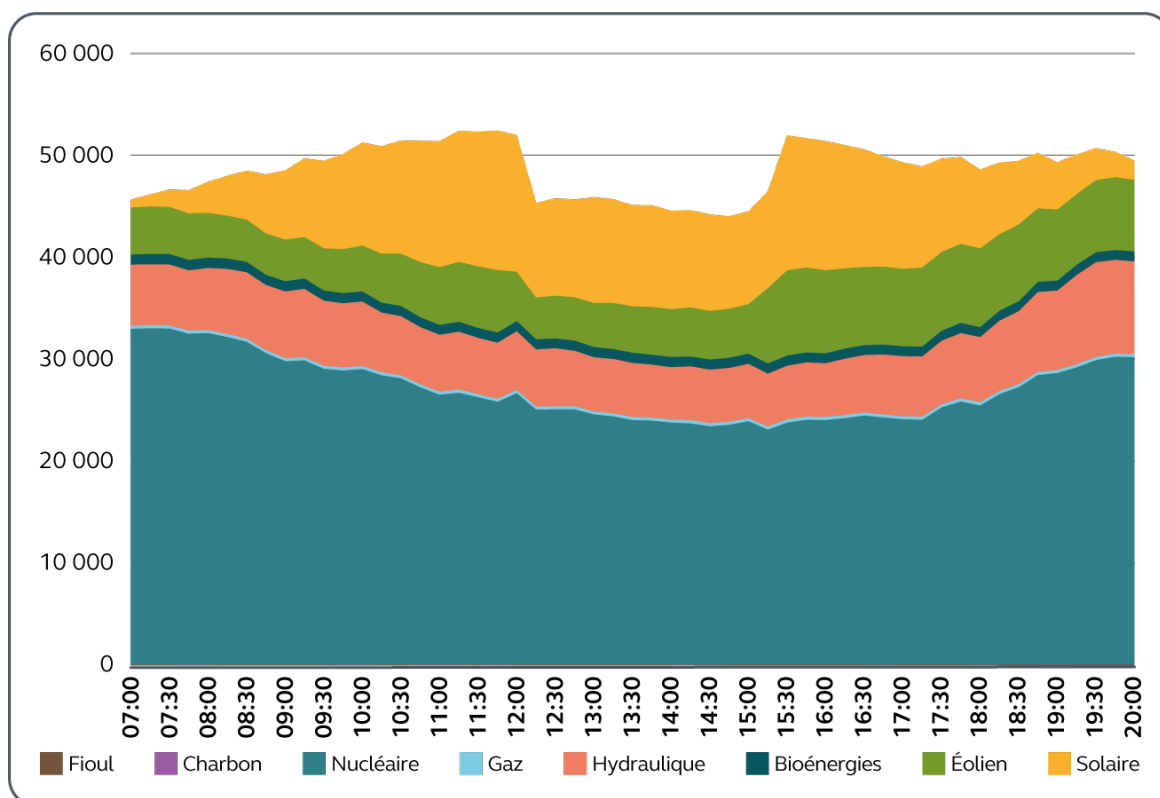
<sup>96</sup> En application de l'article R. 314-35 du code de l'énergie

<sup>97</sup> Article R. 314-39 du Code de l'énergie ; arrêté du 13 décembre 2016 pour la filière hydraulique ; arrêté du 13 décembre 2016 pour la filière éolienne, arrêté du 23 avril 2018 pour la filière photovoltaïque

### En complément de rémunération, une incitation déjà effective à l'arrêt des installations en période de prix strictement négatifs

Dans un bilan publié mi-2025 sur la mise en place du complément de rémunération en France, la CRE indique qu'une majorité des installations éolienne et photovoltaïque sous complément de rémunération cesse actuellement de produire lors des épisodes de prix négatifs<sup>98</sup>.

**Graphique n° 7 : profil de production électrique du 24 mai 2025 (en MW) marqué par un épisode de prix strictement négatif en cœur de journée**



Source : données eco2mix

Dans son étude, la CRE souligne la bonne réactivité des producteurs, et liste un certain nombre de recommandations portant notamment sur le paramétrage du prix de marché de référence, et de la prime pour prix négatifs. Ces travaux n'ont pu être pleinement expertisés par la Cour. Ils témoignent de l'intérêt porté au sujet dont l'enjeu, aussi bien pour le fonctionnement du système électrique qu'en termes financiers, est majeur. La CRE reste néanmoins prudente quant à la répartition du risque entre l'État et les producteurs, considérant que tout transfert trop important du risque vers les producteurs se traduirait nécessairement par une augmentation des tarifs de référence proposés en réponse aux appels d'offres. Or, tant les risques que les bénéfices éventuellement tirés de telles adaptations peinent à être quantifiés, dans un contexte de méconnaissance des coûts réellement supportés par les producteurs. La logique d'expérimentation avancée à plusieurs reprises par la CRE devrait ainsi être encouragée, associée à un meilleur suivi des conditions de rémunération des producteurs.

<sup>98</sup> Cf. tableau 13 p. 87 du bilan – et p. 45 la CRE souligne qu'une telle clause est généralement inscrite dans les contrats signés avec des agrégateurs, afin d'optimiser les revenus tirés du contrat de soutien.

Malgré ces dispositions, la période récente est marquée par une forte augmentation du nombre d'occurrences de prix négatifs sur les marchés spot : 147 heures en 2023, 359 heures en 2024<sup>99</sup> et 363 heures au premier semestre 2025<sup>100</sup>, occurrences davantage concentrées pendant les après-midis de mars à août, et pendant le cœur de nuit. Les mêmes constats sont observés dans plusieurs autres pays européens.

La formation de ces heures à prix nuls ou négatifs résulte notamment d'un excès de production renouvelable offerte à tout prix sur le marché spot du fait des modalités de soutien associées aux contrats en obligation d'achat pour lesquels l'énergie produite est achetée à prix garanti quel que soit le prix de marché. Le comportement des bénéficiaires de ces soutiens qui ne répondent pas aux signaux de marché peut ainsi porter atteinte au bon fonctionnement du système électrique. Ce phénomène est amplifié par une consommation électrique globalement plus faible qu'attendue. Ces occurrences peuvent occasionner des impacts économiques, déjà identifiés dans l'étude d'impact susmentionnée :

- Un effet direct à la hausse du coût du soutien pour l'État, par l'augmentation de l'écart entre le prix garanti par les contrats de soutien et les prix de marché. Sur l'année 2024, le surcoût directement lié aux heures à prix négatif est ainsi estimé entre 30 et 60 M€. EDF estime ainsi à 26 M€ le montant total payé pour la vente sur les marchés pendant les heures négatives de l'énergie produite issue des contrats en OA gérée par EDF OA.
- Un effet indirect de baisse de rentabilité des moyens de production non subventionnés, qui sont forcés soit de s'arrêter, soit de continuer de produire quand leurs coûts d'arrêts sont trop élevés par rapport au surcoût de commercialisation à prix négatif de leur production.

Ces deux effets ne peuvent être aisément isolés en particulier du fait de l'ouverture du marché de l'électricité au niveau européen qui conduit, quand les interconnexions ne sont pas saturées, à une uniformisation des prix de l'électricité entre pays interconnectés. De surcroît, ces coûts ne dépendent pas uniquement des modalités de soutien aux EnR, mais peuvent également être influencés par de nombreux autres facteurs, parmi lesquels les ajustements de la demande, qui ne rentrent pas dans le périmètre du présent rapport. De fait, toute mesure permettant de flexibiliser les niveaux d'offre et de demande<sup>101</sup> concourt à optimiser le fonctionnement du système électrique et, indirectement, à contenir le coût des mécanismes de soutien à la production d'électricité d'origine renouvelable.

## **B - Une révision en cours des conditions de rémunération en cas d'épisode de prix négatifs**

Les producteurs soutenus par obligation d'achat restent dans leur majorité insensibles aux prix de marché. C'est notamment le cas des bénéficiaires des arrêtés tarifaires pour le soutien aux unités de production de petites puissances éoliennes, photovoltaïques et hydrauliques.

---

<sup>99</sup> RTE, *Bilan électrique 2024 Prix | Analyses et données*

<sup>100</sup> RTE, *Bilan du premier semestre 2025*. Le chiffre du S1 2025 peut être comparé au S1 2024, soit 226 heures à prix strictement négatif.

<sup>101</sup> Le lecteur pourra notamment se référer à l'étude *RTE-AIE* publiée en janvier 2021 qui explore les conditions techniques nécessaires pour un système électrique à forte part d'EnR en France à l'horizon 2050.

Un tel choix est cependant moins compréhensible pour des unités de production plus importantes. Ainsi, les lauréats des deux premières procédures concurrentielles pour le soutien aux installations éoliennes *offshore*, retenus en 2012 et 2014, ont bénéficié de contrats d'obligation d'achat qui ne prévoyaient pas d'arrêt en cas de prix négatifs, et ce malgré une phase de renégociation engagée en 2018 en amont de la signature de ces contrats. Les six parcs concernés, dont trois sont déjà en service, représentent au total environ 3 GW.

En ce qui concerne les compléments de rémunération, le traitement retenu pour les épisodes de prix négatifs, qui conduit à l'arrêt quasi-simultané des installations dès lors que le prix de marché devient strictement négatif, n'est pas totalement satisfaisant car il peut induire des perturbations subites et d'ampleur sur l'équilibrage du réseau.

Ces constats ont conduit le législateur à introduire à l'article 175 de la loi de finances initiale pour 2025<sup>102</sup>, modifié par l'article 185 de la loi de finances initiale pour 2026, une disposition spécifique d'application rétroactive pour permettre d'imposer l'arrêt temporaire des installations de puissance installée supérieure à un seuil défini par arrêté, seuil qui ne pourra être inférieur à 1 MW dans le cas d'épisodes de prix strictement négatifs, et pour en atténuer les effets sur l'équilibrage du réseau. L'alinéa III de l'article 175, qui s'applique aux installations sous obligation d'achat, prévoit la rémunération de la production « corrigée » en cas d'arrêt sollicité pour les besoins du réseau. L'alinéa IV de l'article 175, qui s'applique aux installations sous complément de rémunération, prévoit quant à lui, sous certaines conditions et au-delà d'un prix seuil précisé par arrêté, la possibilité de percevoir la prime pour prix spot négatif en cas de maintien de la production, permettant d'atténuer les arrêts subits de production. Un premier arrêté d'application est paru le 9 septembre 2025, explicitant les seuils, et les modalités de calcul de la rémunération due aux producteurs. La CRE s'était exprimée favorablement sur le projet d'arrêté qui lui avait été soumis, dont les dispositions reprennent des recommandations déjà formulées par ses soins<sup>103</sup>.

Ces mécanismes nécessitent un suivi pour en permettre une adaptation rapide si des effets indésirables devaient apparaître. Au titre de ses missions de suivi des marchés de gros, il revient à la CRE d'assurer un suivi renforcé de la survenance des épisodes de prix négatifs, de l'adéquation des mesures d'écrêtement demandées de la production avec la réalité des marchés. Au titre de ses missions d'évaluation du montant des charges de service public de l'énergie (SPE), la CRE devrait par ailleurs publier des éléments clairs et lisibles quant à l'incidence financière des périodes de prix négatifs sur le coût du soutien public aux productions d'origine renouvelables, qui compose l'essentiel du montant des charges de SPE. L'avis de la CRE souligne par ailleurs des incertitudes persistantes autour du calcul des « corrections » des charges à percevoir au titre des périodes de prix négatifs, qui doivent être clarifiées.

Enfin, ces travaux éludent les modalités techniques de transmission sécurisée des demandes d'arrêt des installations, les délais de mise en œuvre et le contrôle associé qui mériteraient notamment d'être validés par RTE. En l'état, l'article 175 de la loi de finances initiale pour 2025 ne prévoit pas d'obligation stricte de participation à ces écrêtements de production. Une telle obligation s'imposera néanmoins en application de l'article 18 de la loi

---

<sup>102</sup> Cet article, absent du projet de loi de finances déposé en septembre 2025, a été apporté par un amendement du gouvernement (Amendement N°II-2191)

<sup>103</sup> Notamment les recommandations n° 4 à n° 6 de *l'analyse de la CRE sur le phénomène de prix de l'électricité négatifs et recommandations relatives aux dispositifs de soutien aux énergies renouvelables*, publiée en novembre 2024

du 30 avril 2025 (dite DADDUE). Ce dispositif aura de surcroît un impact financier pour les producteurs : en cas de non-respect d'une injonction d'arrêt, un producteur sous OA ne percevra plus le tarif d'achat contractuel. Le risque de non-participation, notamment dans le cas de parcs déjà largement amortis, ou de difficultés techniques à assurer l'arrêt des parcs ne peut être exclu à ce stade, et dépendra largement en phase transitoire de l'accompagnement et du cadrage fixé.

Sans attendre ces arrêtés et conformément à une recommandation émise par la CRE<sup>104</sup>, EDF OA a récemment signé des avenants avec trois parcs de production éolienne *offshore* en activité, bénéficiant de tarifs d'achat garantis. Les premiers écrêtements de la production intervenus en mai dernier ont permis d'en valider les modalités techniques. Les modalités financières ne pourront être appréciées que dans un second temps, les avenants aux contrats prévoyant des clauses protectrices pour les producteurs susceptibles d'en amoindrir la portée, voire d'en renchérir le coût pour l'État.

## **IV - Un contrôle insuffisant des producteurs, à renforcer rapidement**

### **A - Un cadre de contrôle pluriel tardivement complété pour les installations de production de biométhane injecté**

Les candidats souhaitant bénéficier des mécanismes de soutien doivent suivre un « *parcours producteur* », adapté selon les caractéristiques de leur installation, et en particulier la gamme de puissance souhaitée, visant à contrôler leur éligibilité aux dispositifs de soutien. Ces contrôles viennent s'ajouter aux procédures de demandes de raccordement auprès du gestionnaire de réseau de transport (RTE) ou de distribution (Enedis/ELD), à la fourniture d'une attestation de conformité électrique -attestation « Consuel », qui sanctionne le respect des prescriptions de sécurité électrique en vigueur, ainsi qu'à d'autres réglementations pouvant s'appliquer aux installations de production.

Pour les installations de production d'électricité sous certains seuils de puissance, généralement 100 kW, la preuve de conformité de l'installation est constituée par la production d'une attestation sur l'honneur du producteur, dont certains points peuvent être attestés par l'entreprise ayant réalisé les travaux<sup>105</sup>. La fourniture de ces documents est vérifiée par l'acheteur obligé cocontractant avant prise d'effet du contrat d'achat.

Pour les installations de production d'électricité excédant ces seuils, la signature du contrat de soutien est conditionnée à la réalisation d'un contrôle de conformité, au frais du producteur, par un organisme de contrôle agréé par le ministère chargé de l'énergie, donnant lieu à la production d'une attestation de conformité<sup>106</sup>. Ces contrôles doivent être réalisés avant la prise d'effet du contrat (art. R. 311-44), en cas de modifications de l'installation (R. 311-45) ou périodiquement pour certaines installations (R. 311-46).

---

<sup>104</sup> Recommandation n°1, p. 7, de *l'Analyse de la CRE sur le phénomène de prix de l'électricité négatifs et recommandations relatives aux dispositifs de soutien aux énergies renouvelables*, publiée en novembre 2024. Il est prévu la révision de ces avenants une fois que l'arrêté d'application de l'article 175 de la LFI 2025 sera paru.

<sup>105</sup> Les arrêtés tarifaires précisent les points devant être attestés par les installateurs.

<sup>106</sup> En application des articles L. 311-13-5, L. 314-7-1 et L. 314-25 du code de l'énergie

L'arrêté du 2 novembre 2017 précise les prescriptions soumises à contrôle. Il est complété par des référentiels de contrôle, établis par la DGEC, qui listent pour chaque filière les points à contrôler. Ces référentiels, mis à jour selon une périodicité variable, restent cependant succincts quant aux prescriptions spécifiques émanant des cahiers des charges, laissant une forte latitude aux organismes agréés, sans regard du ministère, ce dernier n'ayant pas mené d'évaluation de la qualité des prestations de ces organismes, comme l'y autorisait pourtant l'article R. 311-38 du code de l'énergie. Surtout, si les données techniques font l'objet de contrôles approfondis, y compris sur place, certaines exigences plus générales ne donnent lieu qu'à la production d'attestations sur l'honneur, quelle que soit la puissance de l'installation. Il en est ainsi de trois exigences émanant des lignes directrices de la Commission européenne relatives aux aides d'État, et en particulier du non-cumul des aides<sup>107</sup>. Aucun autre moyen de contrôle de la règle de non-cumul n'a été porté à la connaissance de la Cour.

Pour les installations de production de biométhane injecté, les modalités de contrôle initial et périodique des installations bénéficiaires de soutien n'ont été définies que récemment, avec la publication de l'arrêté du 3 septembre 2025 relatif aux modalités de contrôle des installations de production de biométhane injecté dans un réseau de gaz naturel. Cet arrêté pris en application des articles L. 446-6 [cas des guichets ouverts], L. 446-13 [cas des appels d'offres], et R. 446-16-17 du code de l'énergie, avait fait l'objet d'un avis consultatif de la CRE, rendu en mai 2024. La DGEC justifie le retard de publication par une potentielle sensibilité du sujet liée à sa thématique et sa technicité. Cet arrêté doit encore être complété par un ou plusieurs référentiels de contrôle approuvés par le ministère chargé de l'énergie, les obligations de contrôle périodiques entrant en vigueur six mois après la date de publication de l'arrêté. Dans l'attente, le bon respect des conditions d'éligibilité de ces installations aux dispositifs de soutien reste ainsi non contrôlé, en dehors des diligences effectuées par la CRE dans le cadre de l'instruction d'appels d'offres<sup>108</sup> et lors des demandes de raccordement de ces installations.

## B - Des sanctions quasi-inexistantes

Les organismes agréés par le ministère chargé de l'énergie pour le contrôle des installations de production sont tenus de transmettre annuellement au ministère chargé de l'énergie un rapport précisant notamment le nombre de contrôles menés par filière, la fréquence et le type de non-conformités, ainsi que, au préfet de région, la liste des contrôles initiaux, périodiques et faisant suite à modification<sup>109</sup>. Les non-conformités détectées lors de contrôles périodiques ou faisant suite à une modification de l'installation doivent donner lieu à information systématique du préfet de région<sup>110</sup> par l'organisme agréé concerné.

Dans la pratique, cette chaîne de transmission s'avère défailante.

---

<sup>107</sup> Les deux autres exigences vérifiées sur la seule base d'attestation sur l'honneur sont le fait que la société n'est pas, au moment du dépôt de l'offre, une entreprise en difficulté au sens des lignes directrices, et qu'elle ne fait pas l'objet d'une injonction de récupération d'une aide d'État à la suite d'une décision antérieure de la Commission européenne déclarant une aide illégale et incompatible avec le marché commun (règle Deggendorf).

<sup>108</sup> Le dernier appel d'offres portant sur les installations de production de biogaz injecté de plus de 25 GWh/an, ouvert en date du 29 avril 2022, a été suspendu par la DGEC, et a donné lieu à la désignation d'un unique lauréat. Aucun nouvel appel d'offres ne devrait être lancé. Le guichet ouvert pour les installations de moins de 25 GWh/an est cependant maintenu.

<sup>109</sup> Article R. 311-39 du code de l'énergie.

<sup>110</sup> Articles R. 311-45 et R. 311-46 du code de l'énergie.

Les organismes agréés transmettent bien au ministère des tableaux synthétiques annuels du nombre de contrôles menés par filière et par région, parfois accompagnés du détail des contrôles ou de mentions succinctes quant aux principales non conformités identifiées. Ces données ne sont pas exploitées, faute notamment de moyens : seul 0,25 ETPT est actuellement affecté au sein de la DGEC au suivi des sujets relatifs au contrôle des EnR terrestres. Pour autant la question n'est pas nouvelle. Sollicitée en 2021 par les organismes agréés et EDF OA quant aux suites à donner en cas de non conformités, la DGEC invitait à privilégier la régularisation des producteurs qui seraient en anomalie « *vis-à-vis du contrat* » tout en rappelant l'exigence de transmission au préfet de région des cas de non-conformité avérés ou d'absence de transmission de justifications suffisantes. Aucun bilan de cette campagne de régularisation n'a pu être produit.

En région<sup>111</sup>, la transmission des cas de non conformités aux services de l'État est plus disparate. Des listes de contrôles et des non-conformités sont remontées dans certaines régions, mais plusieurs d'entre elles font état de remontées partielles de la part des organismes agréés. Des cas de non transmission au préfet de non-conformités, et de difficultés à obtenir les rapports complets des contrôles concernés ont été portés à la connaissance de la Cour. La moitié des répondants des services de l'État en région déclare par ailleurs ne pas exploiter ces remontées.

Or, le législateur a prévu des dispositions spécifiques en pareil cas. La loi du 17 août 2015 relative à la transition énergétique a renforcé le dispositif de sanction applicable aux installations bénéficiaires de soutiens à la production d'EnR. Elle étend notamment la possibilité de recourir à des suspensions et résiliations de contrat en cas de non-respect des prescriptions générales et particulières applicables aux producteurs, et de demander le remboursement de tout ou partie des sommes perçues (art. L. 311-14), et introduit la possibilité de sanctions pécuniaires (art. L. 311-15). Ces dispositions renforcées sont entrées en vigueur en décembre 2016 avec la parution du décret n° 2016-1726. Le préfet de région peut ainsi engager une procédure de sanction à l'encontre d'un producteur dès lors qu'il a connaissance de manquement ou non-conformité, notamment sur information d'un organisme agréé ou d'un acheteur obligé, en application de l'article R. 311-29 du code de l'énergie.

Selon le sondage réalisé par la Cour, au moins 163 manquements et non-conformités ont été portées à la connaissance des préfets de région sur les années 2021 à 2024, ce nombre pouvant néanmoins inclure des non-conformités relevées lors de contrôles initiaux se traduisant uniquement par l'absence de production d'une attestation de conformité. EDF OA, principal acheteur obligé pour les installations de production d'électricité concernées, fait quant à lui état de la transmission aux préfets de région de 67 cas de non-conformités sur des contrats déjà signés, entre début 2023 et mi 2025, portant notamment sur des cas de remplacement de panneaux photovoltaïques.

Pour autant, une seule mise en demeure par un préfet de région a été portée à la connaissance de la Cour sur la période 2021-2024, ce qui a conduit à la régularisation de l'installation. Pour certaines non-conformités, les services font état de demandes de régularisation, de traitements à l'amiable, ou de l'absence d'information quant aux suites données par les producteurs. EDF OA

---

<sup>111</sup> La Cour a réalisé un sondage auprès de contacts identifiés par la DGEC dans l'ensemble des régions, afin de disposer de données quantitatives et qualitatives relatives au contrôle des installations de production bénéficiaires de soutien et portées à la connaissance des préfets de région. 12 des 13 régions métropolitaines, de même que trois régions ultramarines ont répondu au sondage.

indique qu'aucune des 67 saisines susmentionnées n'a donné lieu à une suspension de contrat. Certaines saisines ont été suivies d'une mise en conformité par le producteur. Dans les autres cas, EDF OA indique que « *sans instruction reçue de la part de l'autorité préfectorale, le contrat se poursuit* ». Le nombre de contrats non régularisés n'est pas consolidé. Ces cas n'ont pas fait l'objet d'investigations systématiques permettant de caractériser des éventuelles fraudes. De plus, ces non-conformités ne sont que rarement utilisées pour orienter les autres contrôles menés par les services de l'État dans le cas d'installations de production qui relèveraient également d'autres réglementations, comme les installations classées pour la protection de l'environnement (ICPE) et les installations, ouvrages, travaux et activités (IOTA).

Un premier échange entre EDF OA et les DREAL s'est tenu fin 2024 suivi du lancement d'un groupe de travail début 2025 réunissant EDF OA, les DREAL et la DGEC pour améliorer le traitement de ces non-conformités suspectées ou avérées, dont le nombre va croître tant avec le nombre de contrats, qu'avec l'entrée en vigueur de nouvelles obligations, et notamment la mise en œuvre de contrôles périodiques pour certaines installations. EDF OA fait état, en janvier 2025, de 849 suspicions d'écart quant à la puissance installée des installations photovoltaïques, et de 244 producteurs posant problème au regard des obligations de contrôle périodique de leurs installations, parmi lesquels 10 cas de contrôles périodiques non conformes et 234 cas de contrôles périodiques non réalisés. Aucune donnée n'a pu être collectée auprès des ELD. En décembre 2025, ces travaux restaient à un stade embryonnaire.

Or, la mise en œuvre de moyens d'action et de sanction est indispensable pour lutter contre les possibles cas de fraude, et s'assurer du respect des conditions d'exploitation des installations pendant toute la durée de vie des contrats de soutien. La Cour appelle ainsi la DGEC à établir un plan de lutte contre la fraude et à doter les services de l'État des outils et procédures permettant de la détecter et de recouvrer les indus. Il convient notamment d'améliorer la transmission des informations relatives aux contrôles de conformité menés par les organismes agréés et des non-conformités détectées par les acheteurs obligés, par exemple par la mise en place d'une plateforme de dépôt des dossiers des contrôles menés par les organismes agréés, et des non-conformités remontées par les acheteurs obligés, et accessible aux services préfectoraux pour ce qui concerne les installations de leur territoire, et à la direction générale de l'énergie et du climat pour l'ensemble des installations. Une telle plateforme pourrait s'inspirer de plateformes existantes comme la plateforme de télédéclaration des rejets et polluants (GEREP) pour le contrôle des installations, ouvrages, travaux et activités ayant une incidence sur l'eau et les milieux aquatiques (IOTA), ou l'« Outil Informatique de Surveillance des Organismes » (OISO) pour la surveillance d'organismes délégataires qui effectuent des contrôles techniques de prévention de certains équipements pour le compte des ministères chargés l'environnement et de l'énergie. Il convient également de définir et de mettre en œuvre une doctrine nationale de traitement des manquements et non-conformités portés à la connaissance des services de l'État, afin qu'ils fassent l'objet d'une analyse systématique à même de détecter les cas de fraude, et de déclencher des procédures de résiliation des contrats concernés et de récupération des indus.

## CONCLUSION ET RECOMMANDATIONS

*Entre 2016 et 2024, la part des énergies renouvelables dans la production électrique française est passée de 18 % à 27 %. Dans un contexte où les incertitudes sur les prix de marché affectent les perspectives de rentabilité des installations de production d'énergie renouvelable, cette forte hausse est notamment le résultat de l'attractivité des dispositifs de soutien publics sous forme d'obligation d'achat ou de compléments de rémunération mis en place au bénéfice de ces installations en vue d'atteindre les objectifs fixés par la politique énergétique nationale, filière par filière. En France, la majorité des installations de production renouvelable d'électricité et de biogaz bénéficie ainsi de ces soutiens publics.*

*Ces types de soutiens sont largement utilisés au sein de l'Union européenne, et encadrés par la Commission européenne au titre des aides d'État. Leurs modalités font notamment l'objet d'ajustements réguliers pour corriger leurs effets indésirables sur le fonctionnement des marchés de l'électricité. Les pouvoirs publics ont ainsi engagé récemment des évolutions de ces modalités avec pour objectif de contenir l'apparition d'épisodes de prix négatifs.*

*Néanmoins, le soutien public dont bénéficient les producteurs d'électricité ou de gaz d'origine renouvelable constitue aussi, à travers les tarifs de soutien fixés et leur évolution, un enjeu d'efficience pour les finances publiques dans la poursuite du développement des capacités de production renouvelables. Ce type de soutien est en effet susceptible d'engendrer des effets d'aubaine et des sur-rémunérations pour ses bénéficiaires d'autant plus grands que la connaissance de l'économie des filières soutenue est encore insuffisante.*

*La maîtrise du coût des différents mécanismes de soutien, quelles que soient leurs modalités d'attribution, a de plus été confrontée à des difficultés sur la période récente, dans un contexte de forte volatilité des prix de l'énergie.*

*Les guichets ouverts, qui permettent à tout candidat respectant les conditions d'éligibilité de bénéficier des soutiens, ont connu un afflux de demandes du fait de niveaux de tarifs au moins transitoirement surévalués pour le petit photovoltaïque et le biométhane injecté. La révision des modalités de soutien est intervenue tardivement. Les appels d'offres ont enregistré un manque de concurrence, conduisant les candidats à solliciter des tarifs garantis élevés. Les clauses de compétitivité devraient ainsi être renforcées pour encourager la baisse des tarifs.*

*Dans tous les cas, les mécanismes d'indexation prévus aux contrats conduisent à une augmentation automatique des tarifs garantis au long de la vie de ces contrats. On constate ainsi une augmentation des tarifs d'achat moyens par unité d'énergie produite pour la plupart des filières en obligation d'achat entre 2016 et 2024.*

*Afin de prévenir les effets d'aubaine et sous-tendre la révision régulière des dispositifs de soutien, la Cour recommande d'améliorer la connaissance de l'économie des filières grâce à l'élaboration d'un plan d'audit des filières et d'un tableau de bord de suivi de l'économie des principales filières. Elle recommande également de renforcer les clauses de compétitivité et de permettre une révision des conditions d'indexation des contrats pour les futurs contrats.*

*Enfin, le contrôle des producteurs doit impérativement être renforcé. Les cas de manquements et de non-conformités des producteurs, relevés tant par des organismes de contrôle que par les acheteurs obligés, ne sont pas systématiquement traités par les services de l'État, au risque de la non-détection de cas de fraude, et ne sont suivis que très rarement de sanctions. La Cour invite à remédier à cette situation.*

*La Cour formule les recommandations suivantes :*

- 1. élaborer un plan d'audit des filières de production par la Commission de régulation de l'énergie et un tableau de bord de suivi de l'économie des principales filières soutenues budgétairement par l'État (ministère chargé de l'énergie, CRE, 2026) ;*
  - 2. renforcer la clause de compétitivité prévue dans les cahiers des charges des appels d'offres en prévoyant par exemple, comme le recommande la Commission de régulation de l'énergie, la suppression systématique d'au moins 20 % des dossiers conformes déposés, quel que soit le niveau de souscription (ministère chargé de l'énergie, 2026) ;*
  - 3. introduire dans les futurs contrats une clause de révision des conditions d'indexation pour mieux tenir compte de la part des coûts d'exploitation (coefficient L) (ministère chargé de l'énergie, 2026) ;*
  - 4. établir un plan de lutte contre la fraude et se doter des outils et procédures permettant de la détecter et de recouvrer les indus. (ministère chargé de l'énergie, 2026).*
-

## Chapitre II

### Des impacts sur les finances publiques

### significatifs mais difficilement prévisibles

Le soutien des producteurs d'électricité et de gaz d'origine renouvelable à travers les obligations d'achat et les compléments de rémunération se traduit *in fine* par des dépenses budgétaires pour l'État, dans le cadre de la compensation des charges de SPE supportées par EDF OA et les autres acheteurs obligés. L'État compense en effet à ces acteurs, en application des articles L. 121-6 et L. 121-35 du code de l'énergie, d'une part les compléments de rémunération versés par EDF OA aux producteurs et d'autre part la différence entre les achats de production renouvelable par les acheteurs obligés et la revente, par ces mêmes acheteurs, des volumes correspondant sur les marchés de l'électricité ou du gaz. Les dépenses de l'État dépendent ainsi non seulement des volumes soutenus et des tarifs de soutien mais également des prix auxquels les productions sont *in fine* vendues sur les marchés de l'énergie. L'État verse également une compensation également aux opérateurs pour leurs frais de gestion et les éventuels frais financiers auxquels ils peuvent être exposés du fait de ces missions de service public.

Moyennant ces différents facteurs, les montant de charges de SPE compensées annuellement par l'État dans le cadre du soutien à la production d'électricité d'origine renouvelable et à la production de biométhane ont augmenté entre 2016 et 2020 pour atteindre 6,05 Md€, puis ont diminué ensuite jusqu'à être négatifs en 2022 et surtout en 2023 (-3,12 Md€) avant une nouvelle augmentation qui s'annonce très forte (pour 2025, l'estimation s'élève à 7,44 Md€).

**Tableau n° 6 : charges de SPE nettes par année pour la production d'électricité au moyen d'énergie renouvelable et pour l'injection de biométhane (en Md€)**

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025*
<b>Montant</b>	<b>4,13</b>	<b>4,35</b>	<b>4,50</b>	<b>5,32</b>	<b>6,05</b>	<b>3,23</b>	<b>-1,71</b>	<b>-3,12</b>	<b>4,03</b>	<b>7,44</b>

Source : CRE, annexe n° 7 de la délibération n° 2025-180

Note : \* les charges de SPE au titre de l'année 2025 sont des estimations de la CRE.

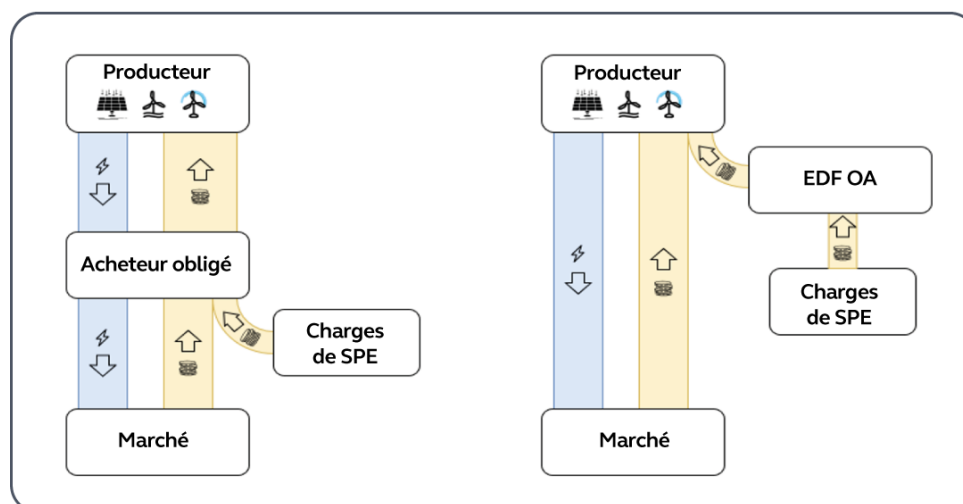
Les recettes issues de la vente de l'énergie soutenue, telles que prises en compte par la CRE pour le calcul des charges de SPE, dépendent étroitement des prix de marché de court terme, ce qui rend ces charges particulièrement sensibles aux fluctuations de ces prix. Il en résulte des difficultés à prévoir les charges budgétaires de l'année à venir et même de l'année en cours, et de grandes incertitudes sur le montant des engagements de long terme ainsi pris par l'État.

Les recettes de la vente d'énergie soutenue, calculées par la CRE, dépendent des prix de marché à court terme. Les charges de la SPE sont sensibles aux fluctuations de ces prix. Les contrats de soutien s'étendent sur 20 ans à partir de la mise en service des installations, engageant l'État pour une longue période. L'évaluation des engagements de l'État est complexe et fluctuante. Les charges de SPE sont déclarées annuellement à la CRE. Ces déclarations sont contrôlées pour vérifier les montants indiqués. Des mécanismes encadrent les frais de gestion, mais des ajustements sont nécessaires. Les charges de SPE sont financées par un programme budgétaire complexe en raison de leur variabilité. Les frais financiers liés au calendrier de versement des charges de SPE par l'État aux opérateurs ne remplissent pas parfaitement leurs objectifs. La CRE et le ministère chargé de l'économie et des finances travaillent à améliorer la prévisibilité et à réduire la dépendance aux marchés de court terme.

## **I - Un montant des charges de service public de l'énergie sensible aux prix de marché**

Le coût pour les finances publiques de la compensation des charges de SPE correspond, pour l'essentiel, à la différence entre les tarifs de soutien aux producteurs et la valorisation moyenne de leur production lors de sa vente sur les marchés. Cette valorisation diffère en fonction du type de contrat. Pour l'obligation d'achat, elle dépend de la manière dont l'électricité ou le biométhane soutenus sont revendus par l'acheteur obligé : ces reventes peuvent notamment s'effectuer pour partie sur des marchés à terme, plusieurs années à l'avance, et pour partie sur les marchés de court terme, pour le jour même ou pour le lendemain. Pour le complément de rémunération, la valorisation est calculée sur la base d'un prix de marché de référence, déterminé uniquement par les marchés à court terme et selon une formule de calcul définie dans les arrêtés tarifaires et dans les cahiers des charges des appels d'offres. À tarif de soutien donné, le montant des charges de SPE à compenser par l'État dépend ainsi directement des prix de marché de l'électricité et du gaz. Plus ces derniers seront faibles, plus les charges de SPE seront élevées, toutes choses égales par ailleurs. Inversement, en cas de prix de marché supérieur aux tarifs garantis, comme lors de la crise des prix de l'énergie en 2022-2023, ce sont les producteurs qui sont redevables *in fine* à l'État.

**Schéma n° 1 : relations entre producteurs, acheteurs obligés et marchés dans le cas de soutien par obligation d'achat (à gauche) et par complément de rémunération (à droite)**



Source : Cour des comptes

Note : ces schémas présentent le cas de prix de marché inférieurs aux tarifs de soutien ou de référence pour un acheteur obligé vendant la totalité de l'énergie produite sur le marché.

## **A - Une influence croissante des prix de court terme sur la détermination des charges de SPE**

Dans le cas de l'obligation d'achat, la valorisation sur les marchés de l'énergie produite<sup>112</sup> correspond au produit de sa revente, par l'acheteur obligé, selon un cadre normatif défini par la CRE.

En ce qui concerne EDF OA, qui achète près de 95 % de l'électricité sous obligation d'achat, un seuil minimum de production cumulée sur l'ensemble des producteurs concernés peut être considérée à l'avance comme probablement disponible sur une période future donnée, et peut à ce titre être vendue plusieurs mois ou années à l'avance, sous forme de produit à terme<sup>113</sup> : ce seuil constitue, selon les termes utilisés par la CRE, la « part quasi-certaine » de la production soutenue. Le reste de la production constitue la « part aléatoire ». La CRE définit dans sa méthodologie d'évaluation des charges le volume annuel de la part quasi-certaine à mettre en vente par type de produits et les principes à respecter pour leur mise en vente. Elle détermine également le cadre de mise en vente journalière de la part aléatoire.

<sup>112</sup> Cette valorisation est appelée « coût évité » par la CRE.

<sup>113</sup> Un marché à terme dans le secteur de l'électricité est un marché où producteurs, fournisseurs ou traders achètent et vendent de l'électricité à un prix fixé à l'avance, mais pour une livraison et un paiement qui auront lieu à une date future prédéterminée (dans un mois, un trimestre, un an, etc.).

### **La vente d'électricité par les acheteurs obligés et par les producteurs**

L'électricité produite par les installations de production sous soutien public est *in fine* vendue sur les marchés de l'électricité soit par les acheteurs obligés (obligation d'achat) soit par les producteurs eux-mêmes ou des agrégateurs (complément de rémunération).

EDF OA, comme acheteur obligé, vend ainsi la part quasi-certaine de la production sous obligation d'achat plusieurs mois ou années à l'avance lors d'enchères spécifiques<sup>114</sup>, sous forme de produits à terme annuels, trimestriels ou mensuels. La part aléatoire est vendue au comptant, sur le marché spot (pour le lendemain) sur la base de prévisions de production pour J+1, puis l'ajustement à la production réelle, par achat/revente, est opéré le jour même sur le marché infra-journalier. Sur le marché spot, les volumes sous obligation d'achat sont proposés à la vente « à tout prix », dès lors que les installations produisent quels que soient les prix de marché.

Les entreprises locales de distribution (ELD), en tant qu'acheteurs obligés, peuvent quant à elles revendre l'électricité sous obligation d'achat directement au détail à leurs clients finals.

En revanche, un producteur sous complément de rémunération vend librement sa production sur les marchés de gros de l'électricité soit directement soit par l'intermédiaire d'un agrégateur qui assure la vente de l'électricité de plusieurs producteurs. Il peut en vendre une partie à terme, en fonction notamment de sa capacité à prévoir à l'avance ses volumes de production, et le solde au marché spot, voire infra-journalier. Néanmoins, les producteurs ont tendance à vendre sur le marché spot du fait de la formule du prix de marché de référence (cf. *infra*).

Les formules utilisées par la CRE pour calculer la valorisation de l'électricité vendue par EDF OA correspondent exactement au montant perçu lors de la vente de cette électricité : la valorisation de la part quasi-certaine correspond au prix moyen pondéré des ventes réalisées par EDF OA et celle de la part aléatoire est égale à une moyenne pondérée des prix constatés sur les marchés de court terme. Un coefficient sanctionne néanmoins EDF OA en cas de défauts de prévision.

C'est aussi le cas pour une partie de l'électricité revendue par les ELD : pour la part destinée à la consommation de leurs clients bénéficiant d'un contrat de fourniture au TRV<sup>115</sup>, la valorisation est fondée sur ce tarif. Pour le reste (électricité vendue aux clients en offre de marché, vendue directement à un agrégateur<sup>116</sup> ou pour l'électricité achetée par les autres acheteurs obligés), la valorisation est calculée par rapport aux prix du marché spot aux horaires de production des installations. Il peut donc exister un écart entre cette valorisation forfaitaire et la réalité des prix de vente obtenus par les opérateurs.

Pour le complément de rémunération, le soutien correspond pour l'essentiel à l'écart entre le tarif garanti et un prix de marché de référence noté  $M_0$  et fondé sur des moyennes de prix spot<sup>117</sup>. Les formules utilisées pour calculer le prix de marché de référence  $M_0$  ne correspondent

<sup>114</sup> EDF OA organise des enchères plusieurs fois par semaine. Les acheteurs possibles ont été préalablement qualifiés par EDF OA de manière à s'assurer qu'ils répondent à un certain nombre de critères comme disposer d'une note de risque de crédit minimale.

<sup>115</sup> Le TRV est un tarif réglementé de l'électricité fixé par l'État, sur proposition de la CRE, et proposé uniquement par EDF et les ELD. Seuls y sont éligibles les particuliers et les petits professionnels.

<sup>116</sup> Un agrégateur est un intermédiaire qui regroupe la production de plusieurs producteurs pour la valoriser sur le marché de l'électricité.

<sup>117</sup> La formule détaillée du complément de rémunération est présentée en annexe n°1. La valorisation est présentée en annexe n°5.

pas nécessairement aux recettes exactes de vente des producteurs. Introduire une formule de  $M_0$  compensant exactement le prix de vente par le producteur pourrait toutefois inciter ce dernier à vendre à n'importe quel prix et ferait porter intégralement le risque sur l'État, ce qui n'est pas souhaitable.

### **Les différentes formules de prix de marché de référence dans les États membres induisent des risques supportés différents pour le producteur**

Les conventions retenues pour calculer les prix de marché de référence dans le cadre de contrat de complément de rémunération varient d'un État membre à l'autre :

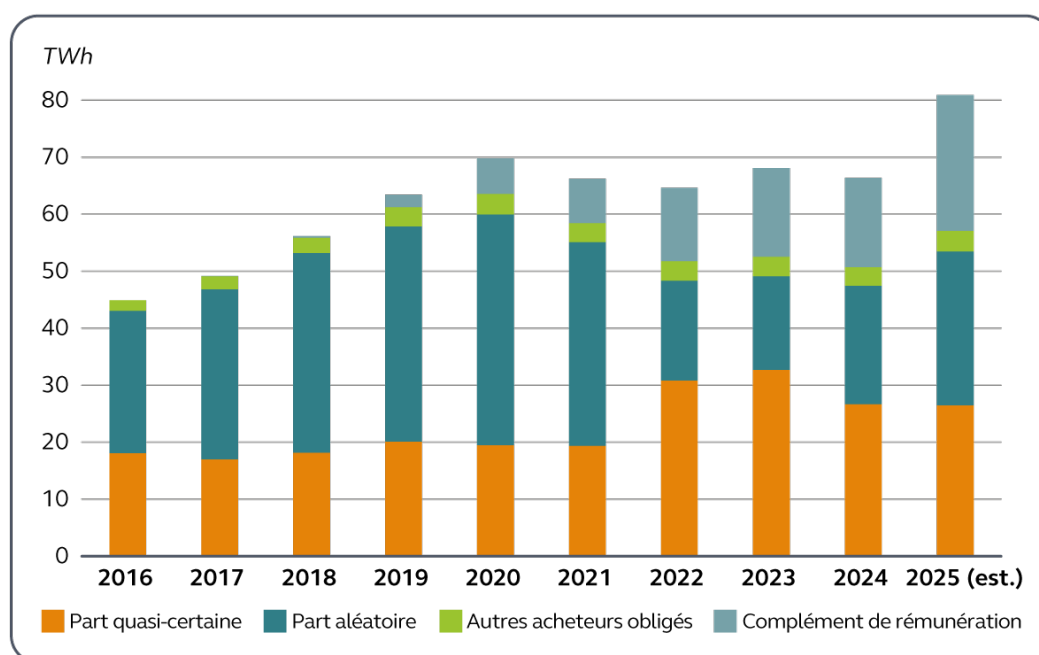
- en France : pour toutes les filières autres que les éoliennes en mer, cette référence, dite  $M_0$ , est égale à la moyenne des prix spot pondérés par la production de la filière, c'est-à-dire au prix moyen spot applicable lors de la production d'électricité par la filière. Par exemple, la filière photovoltaïque ne produisant pas la nuit, les prix spot appliqués la nuit n'entrent pas en compte dans le calcul du prix spot moyen pour cette filière. La moyenne est mensuelle pour les filières éolienne terrestre, photovoltaïque et hydraulique. Elle est annuelle pour les autres. Un parc d'éoliennes en mer dispose d'un  $M_0$  égal à la moyenne mensuelle des prix spot pondérés par la production du parc.
- au Danemark et Pays-Bas : le prix de référence est égal à la moyenne annuelle non pondérée des prix spot observés sur le marché, de l'année en cours au Pays-Bas et de l'année précédente au Danemark. Cette formule est moins protectrice qu'en France pour le producteur car ce dernier reçoit une rémunération liée au prix spot en vigueur lorsque son installation produit de l'électricité, généralement inférieure au prix spot moyen pour une partie des filières renouvelables. En effet, en reprenant l'exemple de la filière photovoltaïque, les installations ne perçoivent pas de rémunération la nuit, alors que les prix spot nocturnes sont généralement plus élevés que les prix en journée. Le prix spot moyen pour l'ensemble du marché est donc plus élevé que le prix spot moyen perçu par la filière.
- en Allemagne : depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2023, le prix de référence est calculé au pas de temps annuel comme la moyenne des prix spot pondérée par la production de la filière concernée. Le pas de temps annuel est moins protecteur que le pas de temps mensuel pour les filières non pilotables car les variations dans un mois peuvent se cumuler aux variations entre mois. La nouvelle formule est donc moins protectrice pour le producteur qu'en France.
- en Espagne et au Royaume-Uni : le prix de référence est défini pour chaque heure de production de l'installation et égal au prix spot horaire. Cette formule est plus protectrice qu'en France pour le producteur puisqu'elle est égale au prix perçu par le producteur s'il vend sur le marché spot.

Prévoir le coût des charges de SPE pour les années à venir est un exercice difficile puisqu'une part importante de la valorisation de l'énergie (part aléatoire vendue par EDF OA, grande part de l'électricité vendue par les autres acheteurs obligés) ainsi que des prix de marché de référence dépendent du marché spot et ne peut donc pas être anticipée. La part du volume d'électricité dépendant du marché de court terme a augmenté de 2016 (60 %) à 2021 (71 %) pour diminuer brutalement en 2022 (52 %) à la suite d'un changement de calcul de la part quasi-certaine conduisant à augmenter cette dernière<sup>118</sup>. Cette part augmente à nouveau pour atteindre 60 % en 2024 en raison d'une augmentation d'installations sous obligation d'achat avec une

<sup>118</sup> Depuis la [délibération n°2019-259](#) (p. 2-3), la CRE calcule désormais la part-quasi certaine sur la base de la production pour l'ensemble des filières et non filière par filière. La première année d'application est 2022.

production plus aléatoire et une diminution d'installations avec production plus stable<sup>119</sup>. Elle est estimée à 67 % en 2025 en raison de l'augmentation de la production soutenue par complément de rémunération. À l'avenir, les volumes d'électricité produite sous complément de rémunération devraient dépasser ceux sous obligation d'achat au début des années 2030, augmentant encore la dépendance du montant des charges de SPE à la volatilité des marchés de court terme si rien n'est entrepris pour limiter cette dépendance.

**Graphique n° 8 : volumes d'électricité soutenus par année et selon leur exposition aux prix de marché de court terme**



*Note : la part aléatoire et le complément de rémunération sont intégralement exposés aux prix de court terme ; la part quasi-certaine n'est pas exposée aux prix de court terme.*

*Source : CRE, délibérations 2017 à 2025 relatives à l'évaluation des charges de SPE au titre des années 2016 à 2025 (pour 2025, il s'agit d'une estimation)*

Enfin, la totalité des charges de SPE liée au biométhane dépend des marchés de court terme<sup>120</sup>. Le prix de marché moyen a ainsi fortement augmenté, à 96,7 €/MWh en 2022, pour 45,6 €/MWh en 2021. La valorisation a donc connu une hausse importante. À partir de 2023, le prix de marché moyen est tombé à 38,9 €/MWh.

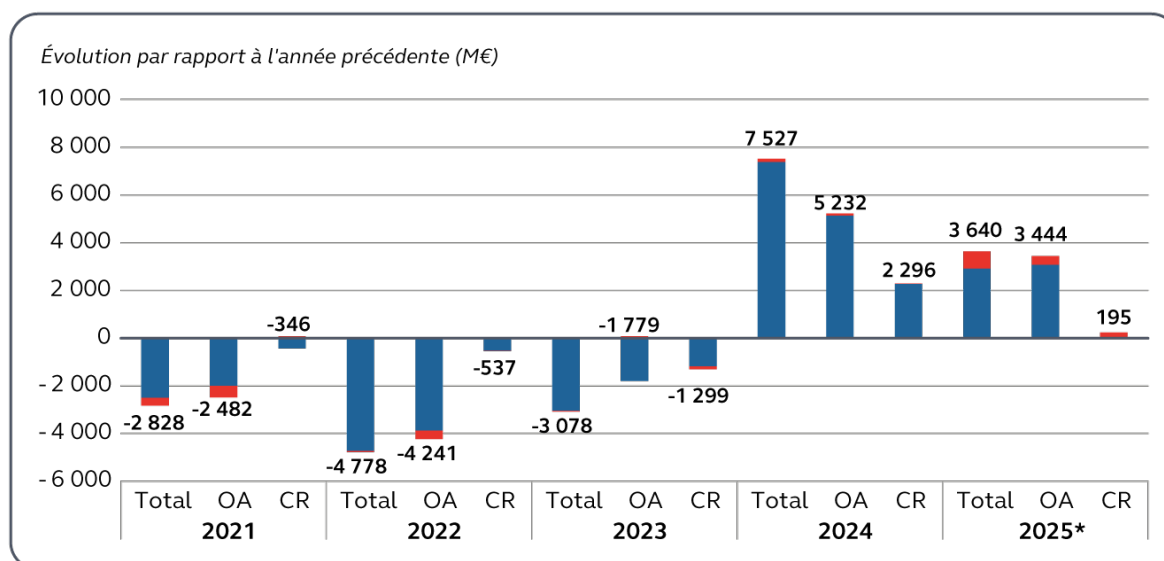
<sup>119</sup> Comme par exemple l'éolien et le photovoltaïque, cf. délibération n°2025-180, annexe 3, p. 15.

<sup>120</sup> La valorisation du biométhane est déterminée chaque mois à partir de la moyenne mensuelle des prix *Powernext Gas Spot Daily Average*, cf. délibération n°2025-114 sur la méthodologie d'évaluation des charges de SPE, p. 24.

## B - Des variations annuelles de charges de SPE essentiellement liées aux évolutions des prix de marché et difficilement prévisibles

La CRE a quantifié les effets prix et volume des charges de SPE entre 2020 et 2025 : sur cette période, l'effet prix est largement dominant, contribuant à diminuer le coût des SPE entre 2020 et 2023 et à l'augmenter à partir de 2024.

**Graphique n° 9 : décomposition de l'évolution des charges de SPE liés aux énergies renouvelables et à la cogénération entre effet volume et effet prix**



Notes : l'effet prix figure en bleu, l'effet volume en rouge.

\* Les charges de SPE au titre de l'année 2025 sont des estimations de la CRE

Source : CRE, délibération n°2025-180, p. 32

Chaque année, la CRE réévalue les charges de SPE au titre de trois années (cf. partie IV du présent chapitre). La réévaluation des charges au titre de l'année 2025 en juillet 2025 a ainsi conduit à une hausse des charges prévisionnelles de 2 032 M€ pour le soutien aux énergies renouvelables électriques et la cogénération en métropole, dont 1 947 M€ pour EDF OA et 85 M€ pour les autres acheteurs obligés. Les principaux facteurs expliquant cette hausse sont présentés dans le tableau suivant.

**Tableau n° 7 : principaux facteurs expliquant l'augmentation de l'évaluation des charges de SPE au titre de l'année 2025 pour les EnR électriques<sup>121</sup>**

	Évolution entre les évaluations	Augmentation des charges (M€)
<i>EDF - Production soutenue par OA</i>	Augmentation du coût d'achat en raison de l'augmentation du volume photovoltaïque prévisionnel soutenu de 1,5 TWh	421
	Volume quasi-certain : baisse du montant de la valorisation en raison de la baisse de la prévision des prix de vente	97
	Part aléatoire : baisse du montant de la valorisation en raison d'une baisse des prix spot	779
<i>EDF - Production soutenue par CR</i>	Baisse du prix de marché de référence prévisionnel (-25 €/MWh) que n'arrive pas à compenser une baisse du volume prévisionnel de production de l'éolien terrestre (1 1770 MWh) et du photovoltaïque (689 MWh)	582
<i>Autres acheteurs obligés – production soutenue par OA</i>	<b>Baisse du montant de la valorisation en raison d'une baisse des prix spot</b>	<b>85</b>

Source : CRE délibérations n° 2024-139, annexe 1 (p. 12, 13 et 18-20) et n°2025-180, annexe 2, p. 10-12, 15-17 et 20

Dans le but de minimiser l'exposition des finances publiques à l'imprévisibilité des prix de marché et à leur volatilité, la CRE examine toutefois la possibilité de modifier la méthodologie de calcul de la part quasi-certaine (cf. partie V-a).

## II - Un engagement sur le long terme à l'impact financier incertain

### A - Une évaluation à la méthodologie et au périmètre fluctuants

Les garanties de rémunération à long terme accordées aux producteurs d'énergie renouvelable se traduisent par un engagement pluriannuel de l'État. Le montant des rémunérations est incertain au moment de la signature : certains contrats n'aboutissent pas à la construction d'une installation et, même si l'installation produit, il est impossible de connaître à l'avance le montant des charges à verser durant toute la durée du contrat, qui dépendent notamment des prix de marchés et des volumes effectivement produits. Aussi le risque financier associé à ces contrats est-il retracé en engagement hors bilan (EHB) et annexé au compte général de l'État.

L'évaluation des engagements repose sur des hypothèses de prix de vente de l'énergie sur les marchés de gros sur l'ensemble de la période de projection. Pour le dernier exercice en date, les prix retenus dans le modèle d'évaluation des EHB correspondent aux prix à terme observés

<sup>121</sup> Hors biométhane injecté.

sur les marchés de gros fin décembre 2024 pour les années 2024 à 2028 pour l'électricité et les années 2024 à 2027 pour le gaz. Au-delà de 2027, l'évaluation a retenu pour l'électricité le nouveau scénario médian décrit par le Comité de gestion des charges de service public de l'électricité (CGCSPE) dans son avis sur le volet budgétaire de la PPE3 où le prix moyen de l'électricité s'établit à 70 €<sub>2024</sub>/MWh. Ce scénario a d'ailleurs été repris dans la PPE3. Pour le gaz, les hypothèses de prix reposent sur le scénario de *World Energy Outlook* - scénario AIE « *stated policies* ».

À la fin de l'année 2024, et sur le seul périmètre du soutien aux EnR, l'incidence financière future de ces engagements était estimée à 72,4 Md€ (en valeur actualisée, sur la base du taux de l'obligation assimilable du Trésor-OAT à 10 ans)<sup>122</sup>. Elle correspond aux engagements résultant des contrats signés avant le 31 décembre 2024 dans le cadre des guichets ouverts, ainsi qu'à ceux - signés ou non- des lauréats des appels d'offres et dialogues concurrentiels désignés avant cette date. En revanche, elle n'intègre pas les volumes qui ont été engagés après le 31 décembre 2024, ni ceux qui seront engagés pour atteindre les objectifs nationaux de développement des énergies renouvelables.

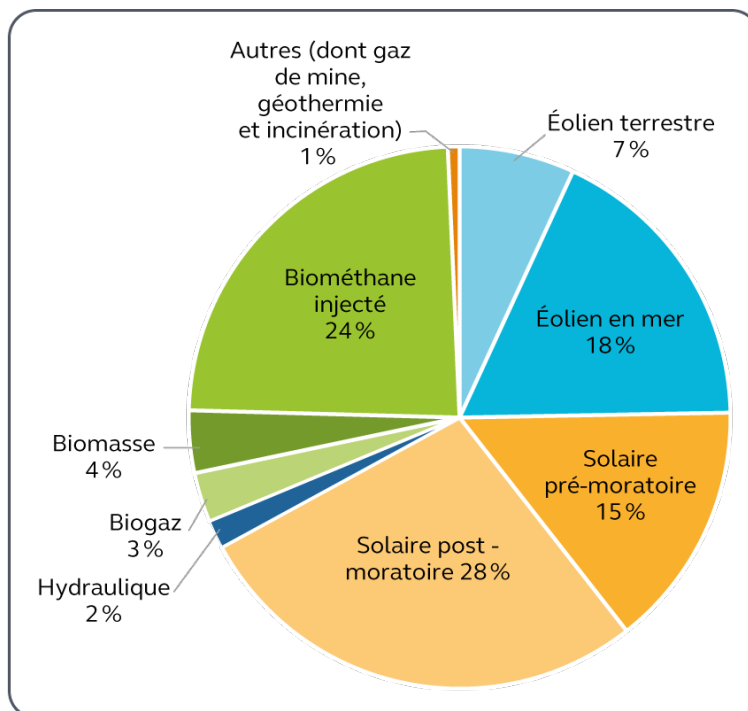
La majorité des engagements provient du soutien aux énergies renouvelables électriques, soit 54,8 Md€<sup>123</sup>. Parmi ceux-ci, les contrats concernant la filière photovoltaïque représentent le principal coût de soutien pour 30,8 Md€ dont 11,8 Md€ pour le solaire pré-moratoire (cf. *supra*) qui continue de représenter une charge importante, malgré leur faible part dans les volumes soutenus, du fait des tarifs élevés auxquels ils donnent droit. Les engagements de la filière solaire post-moratoire s'élèvent quant à eux à 19,1 Md€. Le coût des engagements induits par les contrats de soutien à l'éolien en mer représente 12,3 Md€ et les contrats concernant la filière éolien terrestre représentent comptent pour 5,5 Md€. Le soutien à la filière biométhane injecté représente quant à lui 17,2 Md€.

---

<sup>122</sup> Soit 91 Md€ en euros courant.

<sup>123</sup> Les énergies renouvelables électriques recouvrent ici les filières éolien terrestre, éolien en mer, solaire pré-moratoire, solaire post-moratoire, hydraulique, biogaz et biomasse.

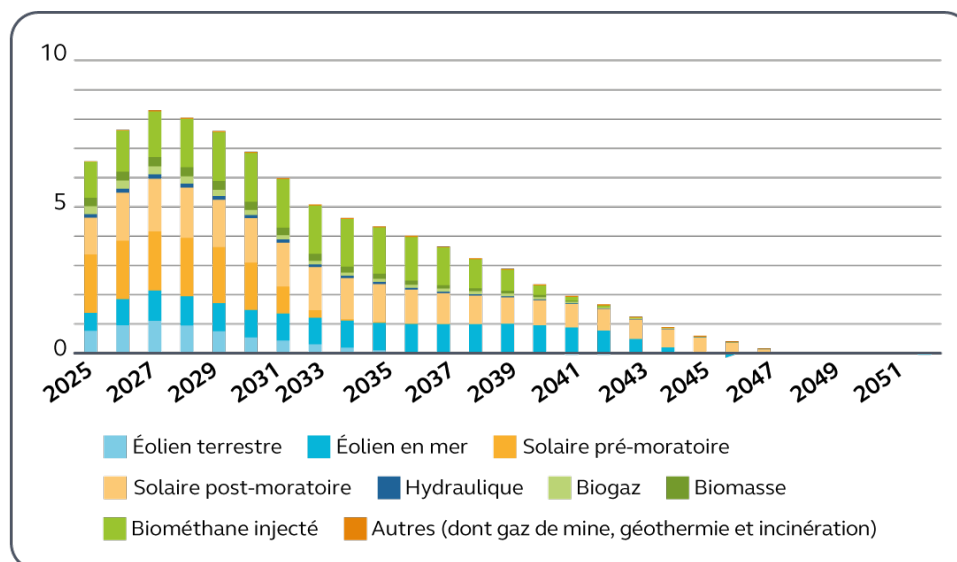
**Graphique n° 10 : répartition par filières des EHB  
au 31 décembre 2024  
en France métropolitaine continentale**



Source : Cour des comptes, d'après données DGEC

Année par année, les engagements au 31 décembre 2024 se traduisent par des charges annuelles qui devraient croître entre 2025 et 2027 pour passer de 6,6 Md€ à 8,3 Md€ sous l'effet notamment de la mise en service des projets ayant déposé une demande complète de raccordement et des projets lauréats d'appels d'offres, en particulier de l'éolien en mer. Ils baisseront fortement entre 2027 et 2033 en particulier avec l'arrivée à échéance des contrats photovoltaïques pré-moratoires qui représentent jusqu'en 2029 des charges annuelles de l'ordre de 2 Md€.

**Graphique n° 11 : charges prévisionnelles au titre des engagements pris à la fin 2024 (en Md€ non actualisés)**



Source : Cour des comptes d'après le scénario prix médian de la PPE3 et le modèle de prévision de la CRE

Cette estimation est par construction entourée d'incertitudes. Au premier ordre, elle est fortement sensible aux hypothèses de prix de marché retenues et aux évolutions projetées des indices d'indexation des tarifs d'achat. Les analyses de sensibilité réalisées par la Cour montrent qu'un écart de 10 €/MWh à la baisse sur les prix sur le marché de l'électricité sur la période 2025-2051 se traduit par une variation à la hausse des EHB d'environ 14 Md€ (soit 15 % des charges de SPE liées à la production d'électricité). Une variation des prix du gaz de 10 €/MWh a un impact de l'ordre de 9 % sur les charges induites par le soutien au biométhane. S'agissant de l'évolution des indices d'indexations des tarifs d'achat, une variation de 1 % par an sur la période 2025 à 2051 se traduit par une variation des engagements de l'ordre de 6,0 Md€ pour les énergies renouvelables électriques et la cogénération en métropole (soit 7,9 % du total). L'estimation dépend également d'hypothèses prises sur les délais de mise en service<sup>124</sup>, sur la non-réalisation de certains projets lauréats des appels d'offres et sur les volumes produits par les installations.

Eu égard à la forte incertitude qui entoure l'estimation, le choix pourrait être fait de retenir un intervalle de valeurs, qui pourrait s'appuyer sur les scénarios de prix haut et bas retenus dans la PPE3. La norme n°13 du recueil des normes comptables de l'État<sup>125</sup>, qui définit les modalités de comptabilisation de ces engagements hors bilan, donne en effet la possibilité d'« *exprim[er], éventuellement, par une fourchette de valeur* » l'estimation.

L'impact des hypothèses de prix retenues est aussi illustré par les variations d'estimations des engagements calculées entre 2021 et 2023 en valeur non actualisée. En raison de la crise énergétique, les prix à terme ont été fortement volatils, ce qui a engendré une forte variation de

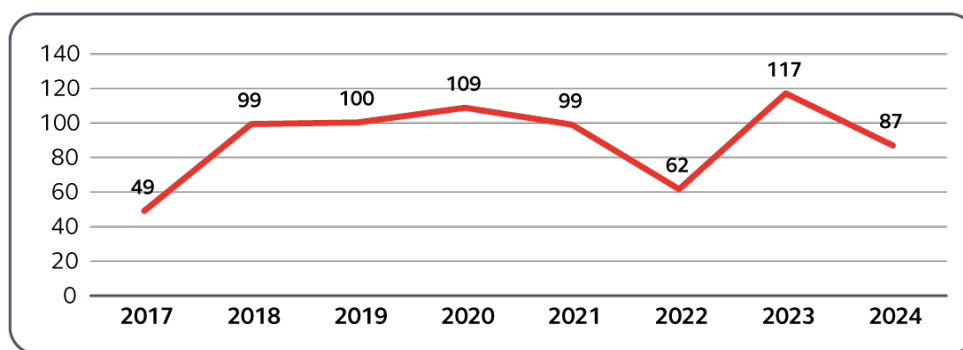
<sup>124</sup> Ces délais de mise en service sont encadrés dans les arrêtés tarifaires et les cahiers des charges des appels d'offres, mais font régulièrement l'objet de demandes de dérogations du fait des contraintes fortes entourant le développement des projets.

<sup>125</sup> Norme n° 13 : les engagements à mentionner dans l'annexe, décembre 2024, p. 185

l'estimation des engagements, évalués à 61,6 Md€ en 2022 (-37,3 Md€ par rapport à 2021), puis à 116,8 Md€ en 2023 alors que le volume soutenu a légèrement augmenté entre ces deux années.

Au-delà de ces sources d'incertitude inhérentes au dispositif, l'évaluation des engagements souffre également d'une forte instabilité liée à des révisions méthodologiques majeures. Les engagements sont ainsi passés de 49,1 Md€<sub>courant</sub> en 2017 à 99,3 Md€<sub>courant</sub> en 2018, sous l'effet d'un élargissement du périmètre aux lauréats des appels d'offres désignés avant 2011. En 2024, l'estimation connaît une baisse notable, imputable non seulement à la mise à jour des prix à terme et à une révision du scénario de prix de long terme mais aussi à la correction d'une erreur méthodologique liée au traitement de l'inflation.

**Graphique n° 12 : évolution des charges au titre des engagements pris en Md€ courants sur la période 2017-2024**



Source : Cour des comptes d'après DGEC – données brutes, donc à périmètre et méthodologie variables

Note : le montant des EHB en 2017 inclut la cogénération, contrairement aux autres années.

En raison de révisions méthodologiques successives pour calculer les EHB, il n'est pas aisé de distinguer, d'une année à l'autre, la part du montant des EHB relevant des contrats entrant dans le périmètre des CSPE et la part liée aux évolutions de méthode. À cet égard, la Cour demande au ministère chargé de l'économie et des finances de fiabiliser le calcul des EHB.

## B - Un suivi des engagements financiers de l'État à améliorer

Le comité de gestion des charges de service public de l'électricité (CGCSPE), institué par la loi du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte (LTECV), se consacre au suivi des engagements pluriannuels pris par l'État au titre des charges de service public de l'énergie.

Aux termes de l'article L. 121-28-1 du code de l'énergie, le CGCSPE est chargé i) d'évaluer, deux fois par an, le montant total des engagements pris par l'État au titre des charges de service public ii) d'estimer tous les ans l'évolution prévisible de ces engagements sur une période de cinq ans iii) d'assurer le suivi des charges de service public de l'électricité et d'établir au moins une fois par an, des scénarios d'évolution des charges à moyen terme et iv) émettre un avis préalable sur le volet de l'étude d'impact consacré aux charges de service public de l'électricité dans la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE). Enfin v), il peut être saisi

par le ministre de l'énergie de toute question relative à ces sujets. En pratique, seules les missions iii) et iv) sont assurées. La mission iii) est réalisée indépendamment du calcul des engagements hors bilan (EHB) réalisé par la DGEC.

L'ambition initiale lors de la création du comité était d'en faire une instance d'échanges sur l'évolution des charges mais également un vecteur d'information à l'égard des parlementaires. Mais le Parlement a tardé à désigner les parlementaires qui n'ont pas siégé une fois nommés. Puis, l'article 2 de la loi n°2018-699 du 3 août 2018, a imposé que la désignation de parlementaires dans un organisme extra-parlementaire relève d'une disposition législative. Or, la présence de parlementaires au sein du CGCSPE n'est prévue que par un décret. Depuis, aucun parlementaire ne peut être désigné comme membre du CGCSPE.

À cette situation s'ajoute un défaut de valorisation et de diffusion des travaux du comité auprès des commissions parlementaires compétentes. Le CGCSPE n'a présenté ses travaux aux parlementaires qu'une seule fois, en 2022.

Il est néanmoins nécessaire pour permettre aux parlementaires de suivre effectivement l'évolution des engagements de long terme portés par l'État au titre des charges de SPE de disposer d'une communication lisible comprenant les engagements à venir de l'État ainsi que les nouveaux engagements pris par l'État en raison des projets lauréats pour les appels d'offres et les demandes complètes de raccordement reçues durant l'année écoulée. Un tel rapport est utile à condition d'être publié en amont de l'examen du projet de loi de finances.

Les membres du comité sont informés de l'évaluation des EHB produite par la DGEC en avril de chaque année pour l'exercice de production des comptes de l'État. Ils n'ont toutefois pas la possibilité d'en interroger les hypothèses. Ce n'est qu'une fois par an, après la publication de la délibération annuelle de la CRE relative à l'évaluation des charges de SPE en juillet, que le CGCSPE discute puis retient les hypothèses permettant à la CRE de réaliser le calcul des engagements à venir. Il en résulte que pour une même année, deux évaluations des EHB de l'État coexistent, réalisées par deux équipes différentes - à la DGEC d'un côté, à la CRE de l'autre - qui s'écartent parfois significativement l'une de l'autre, bien qu'elles utilisent le même modèle de calcul.

Conserver un seul exercice annuel d'évaluation est plus efficace. Cet exercice fournirait à la fois le montant des EHB à inscrire en annexe du compte général de l'État ainsi que les éléments chiffrés sur lesquels le rapport précisant les engagements à venir par année et par filière ainsi que le montant dû aux contrats signés durant l'année écoulée pourrait baser ses analyses. Les hypothèses de prix de marchés utilisées pour les calculs et les résultats correspondants pourraient être exprimées sous forme d'une fourchette.

La Cour recommande ainsi de procéder à un seul exercice annuel d'évaluation des engagements de long terme au titre des charges de SPE, fournissant les éléments correspondant aux engagements hors bilan annexés au compte général de l'État ainsi que les éléments nécessaires à l'établissement du rapport annuel les accompagnant.

### III - Le contrôle des acheteurs obligés et de leurs frais de gestion

#### A - Un contrôle satisfaisant des compensations dues aux acheteurs obligés mais une clarification nécessaire de leurs conditions d'exercice

En complément de la vérification des factures avant paiement aux producteurs, un contrôle annuel est exercé à deux niveaux en amont de la compensation aux opérateurs<sup>126</sup> des charges qu'ils ont supportées ou trop perçues.

Un premier niveau de contrôle est exercé par les opérateurs eux-mêmes. Ils doivent établir une comptabilité appropriée de ces charges selon des règles établies par la CRE, et la faire contrôler annuellement par leur commissaire aux comptes (CAC) ou, pour les régies, par leur comptable public en application des articles L. 121-9 et L. 121-37 du code de l'énergie. La dernière délibération méthodologique de la CRE, datée du 13 février 2025<sup>127</sup> précise ainsi le format et le contenu des documents devant être transmis. La portée du contrôle des CAC reste cependant peu claire. Il pourrait s'agir d'attester la cohérence de ces données avec celles de la comptabilité générale de l'opérateur, elle-même certifiée par les commissaires aux comptes, ou de déployer des contrôles approfondis pour vérifier la cohérence des données avec le contenu des contrats et la production effective. Le code de commerce (art. D. 821-195) prévoit que ce type de mission de contrôle fasse l'objet d'une lettre de mission, précisant les diligences à mettre en œuvre<sup>128</sup>. Or, ni la délibération méthodologique annuelle de la CRE<sup>129</sup>, ni la compagnie nationale des commissaires aux comptes (CNCC)<sup>130</sup> ne précisent les diligences effectivement attendues.

EDF, principal opérateur, a mis en place un dispositif de contrôle approfondi par les CAC. Ce dispositif porte également sur les charges prévisionnelles, point non exigé réglementairement. De fait, les travaux des CAC viennent compléter le contrôle interne d'EDF. Ils consistent notamment à vérifier la cohérence entre les données de production transmises par les gestionnaires de réseau et les données relatives aux productibles (ensoleillement, etc.). Les CAC analysent également un échantillon de dossiers à plus fort enjeu financier ou en suspicion d'écart. Pour la France métropolitaine continentale, les analyses approfondies couvrent de l'ordre de 650 à 800 contrats représentant 20 % du montant annuel total présenté à la compensation. Les anomalies avérées concernent de 15 à 40 contrats, pour un

---

<sup>126</sup> Dans le secteur de l'électricité, EDF OA et les ELD sont des acheteurs obligés, c'est-à-dire qu'ils sont tenus de signer un contrat d'achat (ou de complément de rémunération pour EDF OA) si un producteur leur en fait la demande (articles L. 314-1, L. 314-18 et L. 311-13 du code de l'énergie). En revanche, dans le secteur du gaz, tout fournisseur de gaz naturel peut conclure un contrat d'achat avec un producteur de biogaz mais seuls les fournisseurs approvisionnant plus de 10 % du marché national sont tenus de conclure un tel contrat si un producteur leur en fait la demande (article L. 446-4 du code de l'énergie). Le terme « opérateur » désigne tous ces types d'acheteurs.

<sup>127</sup> 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

<sup>128</sup> Cette obligation est également reprise dans CNCC, Notes d'information NI XVI – Le commissaire aux comptes et les attestations, avril 2023.

<sup>129</sup> La délibération CRE de 2025 précise uniquement que les clés de répartition sous-tendant l'évaluation des coûts de gestion doivent faire l'objet d'une attestation des CAC, quand elle rentre dans le détail des attendus pour les boucliers tarifaires et amortisseurs électricité.

<sup>130</sup> La CNCC s'est récemment saisie du cadrage de l'attestation des CAC s'agissant des boucliers tarifaires et amortisseur électricité (cf. doctrine publiée le 26 mars 2025), mais ne traite pas du contrôle des autres composantes des charges de SPE.

montant moyen de 500 000 € en valeur absolue<sup>131</sup>. Elles sont systématiquement corrigées en amont de la transmission à la CRE. Ce processus est robuste, mais se trouve confronté à la complexité du système, au nombre de familles de contrats, soit 177 codes tarifaires existants en 2024<sup>132</sup>, et à une faible automatisation, hormis pour le petit photovoltaïque, L'application de seuils de détection, exprimés en percentiles, à certaines familles de contrats gagnerait à être complétée par des seuils de détection absolus. Il serait également judicieux de tenir compte de l'évolution interannuelle des tarifs moyens en lien avec les indexations tarifaires, pour éviter des valeurs aberrantes.

La CRE intervient en second niveau de contrôle. Elle assure une campagne annuelle de contrôle en préparation de la délibération annuelle prévue mi-juillet, dont la doctrine a été revue en 2023 pour mieux faire face à l'augmentation du nombre de contrats. Elle s'attache désormais à détecter les filières et les contrats présentant le plus fort écart entre les données déclarées par les acheteurs obligés et une référence théorique estimée par ses services.

L'objectif premier de la démarche est de sécuriser les impacts financiers pour l'État, en ciblant les contrôles sur les contrats concentrant la plus grande part des écarts. Ce contrôle distingue par ailleurs deux grandes familles d'acheteurs obligés : EDF OA d'un côté, les ELD et les organismes agréés de l'autre. La nouvelle doctrine a ainsi conduit à cibler les contrôles approfondis sur un ensemble de 400 à 450 contrats, afin de tenir compte des moyens disponibles au sein de la CRE. Les cas d'erreurs avérées de la facturation détectées par la CRE concerneraient moins d'une quinzaine de contrats par an. Ils donnent lieu à simple régularisation, sans pénalités, y compris en cas de réitération, car les contrats pour lesquels des erreurs sont identifiés deux années de suite ne font pas l'objet d'un suivi particulier. De fait, la CRE n'identifie pas de risque de fraude s'agissant de la facturation, l'enjeu se situant davantage au niveau du respect des conditions d'éligibilité des installations (cf. chapitre précédent). Le processus de vérification reste cependant chronophage eu égard à la complexité de certains dispositifs, à la multiplicité des interlocuteurs, et à la transmission parfois tardive des déclarations.

Un point mériterait néanmoins clarification à la suite d'un cas constaté de non-paiement par un opérateur des tarifs d'achat contractuellement dus à des producteurs de biométhane<sup>133</sup>. Or, la qualité d'opérateur de biogaz sous contrat d'achat étant liée à celle de fournisseur, le code de l'énergie prévoit des sanctions uniquement dans le cas de non-respect des obligations liées à l'activité de fournisseur, et non à l'activité d'obligation d'achat. La situation est similaire pour les obligations d'achat d'électricité par les ELD puisque la qualité d'ELD suffit pour être acheteur obligé. Par conséquent, si un opérateur ne verse par les tarifs d'achat aux producteurs, il n'est pas possible de le sanctionner ni de lui enlever la qualité d'opérateur. Seuls les cas de manquements de la part des producteurs ou des organismes agréés sont considérés pour ne pas verser les charges de SPE afférentes. Pour le biogaz, le code de l'énergie prévoit néanmoins que le producteur puisse conclure un contrat avec un acheteur en dernier recours en cas d'opérateur défaillant. La définition des conditions précises exigées pour les opérateurs exerçant une activité d'obligation d'achat de biogaz ou d'électricité comme par exemple des exigences sur les capacités de trésorerie permettrait de limiter les défaillances de ces opérateurs.

---

<sup>131</sup> Moyenne sur la base des rapports des CAC des années 2016 à 2024.

<sup>132</sup> EDF procède à un découpage fin des codes tarifaires du fait des nombreux sous cas applicables pour chaque arrêté tarifaire, liés notamment à l'éligibilité ou non à certaines primes, et les conditions particulières d'exploitations.

<sup>133</sup> Un cas relevant de cette situation a été relevé par la CRE dans sa délibération du 11 juillet 2024 relative à l'évaluation des charges de service public de l'énergie pour 2025.

En conséquence, la Cour recommande de définir précisément les conditions d'exercice d'un opérateur d'électricité ou de gaz chargé d'une mission d'obligation d'achat.

## B - Des frais de gestion à encadrer davantage

Les frais de gestion sont définis dans une méthodologie de la CRE et comprennent les frais de conclusion et de gestion des contrats de soutien ainsi que les frais liés à la mise en vente de l'énergie produite sous OA sur les marchés<sup>134</sup>.

Ces frais constituent un enjeu financier non négligeable, dans la mesure où la CRE a évalué leur montant prévisionnel au titre de 2025 à 110,1 M€ pour le soutien à la production d'électricité et 2,9 M€ pour le soutien à la production de biométhane. La grande majorité des frais de gestion est supportée par EDF (99,8 M€ au titre de 2025).

**Tableau n° 8 : montants des frais de gestion selon l'énergie et l'acheteur (en M€)**

		2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Électricité	EDF	44,7	42,8	43,8	49,6	51,6	58,5	73,9	86,1	99,8
	ELD	3,2	4,2	4,1	3,5	3,4	3,7	7,9	8	9,1
	Organismes agréés	0,004	0,1	0,1	0,3	0,6	0,9	0,6	0,8	1,2
Fournisseurs gaz		0,2	0,5	0,9	1,3	1,6	2,3	2,5	2,6	2,9
<b>Total</b>		<b>48,2</b>	<b>47,7</b>	<b>49,0</b>	<b>54,7</b>	<b>57,2</b>	<b>65,4</b>	<b>85,0</b>	<b>97,6</b>	<b>113,1</b>

Source : CRE, délibérations 2017 à 2025 relatives à l'évaluation des charges de SPE au titre des années 2016 à 2025. Pour 2025, il s'agit d'une estimation.

En application du 5° de l'article L. 121-7 du code de l'énergie, la CRE est chargée de vérifier que les coûts liés à l'activité de mise en vente de l'énergie sous OA restent ceux « *qu'une entreprise moyenne [...] aurait encourus* ». À cette fin, elle encadre les modalités de compensation des coûts de mise sur le marché de l'électricité produite sous obligation d'achat et de valorisation du biométhane.

Dans le cas spécifique d'EDF OA, la CRE réalise un suivi *ad-hoc* de la gestion de la mise en vente de l'électricité par EDF OA. Jusqu'en 2022, ce suivi donnait lieu à des réunions annuelles de présentation de la déclaration des charges par EDF OA à la CRE. Ce n'est toutefois que lors de la crise énergétique, à partir d'octobre 2022, que ce suivi formel s'est intensifié par l'organisation à l'automne de deux réunions consacrées à l'activité de vente de l'électricité produite sous obligation d'achat.

Lors de ces réunions semestrielles, EDF OA présente plusieurs indicateurs permettant d'évaluer sa performance. Pour la vente par appels d'offres de la part quasi-certaine, EDF OA suit cinq indicateurs permettant d'évaluer les prix de vente par rapport au prix de marché et la qualité de la concurrence lors des enchères. Pour la vente à court terme, EDF OA établit un *reporting* de l'écart de prévision au 1<sup>er</sup> semestre pour chaque filière et du coût des écarts facturés par RTE.

<sup>134</sup> Les frais de gestion concernent la production de biométhane et d'électricité produite par des énergies renouvelables ainsi que par cogénération.

Ces indicateurs ont un impact sur le montant des compensations versées à EDF OA : des coefficients pénalisant une mauvaise prévision de production à court-terme et une mauvaise vente des volumes quasi-certains sont appliqués. EDF OA a d'ailleurs été pénalisé une fois pour défaut de prévision de part aléatoire en janvier 2018, ce qui a conduit à une baisse de 2,8 M€ de la compensation.

Enfin, en matière de dépenses de recherche et développement de modèles de prévision, la CRE indique dans sa méthodologie que « *Les améliorations à apporter aux modèles de prévision utilisés par EDF OA sont notamment déterminées sur la base [du bilan annuel de la gestion] et d'une analyse « coût-bénéfice »* ». <sup>135</sup> EDF OA présente effectivement une liste de projets R&D potentiels à réaliser dans l'année à venir, qui fait désormais l'objet d'échanges écrits, notamment en cas de désaccord entre la CRE et EDF OA.

L'activité de gestion administrative et de conclusion des contrats d'OA et de CR par EDF OA fait aussi l'objet d'un « suivi *ad hoc* » par la CRE. En pratique, en sus de la déclaration annuelle des charges, EDF OA présente depuis 2022 lors de réunions semestrielles l'évolution de l'activité sur l'année en cours et celle à venir. À cette occasion sont présentés quelques indicateurs de suivi de l'activité (taux de factures payées dans les délais, taux de réclamations traitées dans les délais, taux de satisfaction des producteurs, etc.). Toutefois, le *reporting* de ce petit nombre d'indicateurs n'est pas systématique et ces indicateurs n'ont pas d'incidence financière sur le calcul des frais de gestion. Les équipes affectées à l'administration des contrats n'ont pas d'incitation financière à gérer de façon efficiente les contrats d'OA et de CR. Néanmoins, la CRE a parfois considéré que certains coûts présentés par EDF OA n'entraient pas dans le périmètre, et a décidé de ne pas les compenser.

EDF OA a cherché à faire évoluer son organisation et ses pratiques pour s'adapter aux évolutions réglementaires d'une part et pour renforcer l'accompagnement et la satisfaction des producteurs d'autre part. Ces réorganisations ont permis au service de faire face aux évolutions réglementaires du dispositif et à la hausse du nombre de contrats sur la période 2016-2024 (passés de 368 131 en 2016 à 946 642 en 2024) sans dégrader la satisfaction des producteurs. Le taux de satisfaction des producteurs est de 75 % depuis 2023.

Toutefois, des marges de manœuvre existent pour améliorer la relation avec les producteurs. L'automatisation de la gestion des contrats d'OA et de CR par EDF OA constitue un levier d'amélioration de la relation producteur et d'efficacité, car pour les filières autres que le petit photovoltaïque, une partie des échanges entre producteurs et EDF OA se fait par mail, en l'absence de plateforme unique pour suivre les contrats. L'extension du système d'information (SI) existant aux filières non comprises dans le SI actuel doit trouver sa place parmi les évolutions liées aux modifications réglementaires.

Pour l'ensemble des acheteurs obligés à l'exception d'EDF OA, la CRE a mis en place un plafonnement des coûts de gestion et de conclusion des contrats corrélé au nombre de contrats, afin d'inciter les opérateurs à la maîtrise de leurs coûts. Ces plafonds de compensation varient en fonction du nombre de contrats gérés par l'opérateur et les filières. Ils diminuent en fonction de contrats gérés par les acheteurs obligés.

---

<sup>135</sup> Voir CRE, [délibération du 30 avril 2025 portant décision sur la méthodologie d'évaluation des charges de service public de l'énergie en métropole continentale](#), p. 15.

Pour le biométhane, les frais de gestion des contrats ont été plafonnés sur le même principe que pour l'électricité par la CRE. La revente sur les marchés des volumes de biométhane achetés fait également l'objet d'un plafonnement des coûts<sup>136</sup>. La méthodologie précédente, datant de 2013, était moins précise<sup>137</sup>.

Compte tenu des montants en jeu pour ces opérateurs, l'encadrement par le plafonnement des frais de gestion est suffisant pour inciter à maîtriser les coûts. Cependant, la révision des plafonds doit être réalisée régulièrement.

Pour EDF-OA, la Cour recommande que la CRE élabore des indicateurs de performance pour améliorer le suivi de l'évolution des frais de gestion des charges de SPE portés par EDF OA. Ces indicateurs pourraient porter sur la qualité de la relation avec les producteurs, mesurée par les délais de contractualisation, les délais de traitement des demandes et des réclamations, ou la fiabilité du processus de règlement des factures. Ces indicateurs auraient vocation à inciter à une gestion efficace des activités d'acheteurs obligés.

## **IV - Une gestion budgétaire affectée par les difficultés à prévoir les charges annuelles de SPE**

### **A - Des charges annuelles au calcul complexe et instable, source de perturbation pour leur gestion budgétaire**

L'ensemble des charges de SPE concernant le soutien à la production d'électricité au moyen d'énergies renouvelables et à la production de biogaz est financé par le programme 345 - *Service public de l'énergie* qui fait l'objet chaque année d'observations de la part de la Cour à l'occasion des notes d'analyse de l'exécution budgétaire<sup>138</sup>.

L'évaluation des charges à compenser distingue deux notions. Les charges « au titre de l'année N » sont celles dont le fait générateur est rattaché à l'année N. Chaque année, en juillet de l'année N, la CRE estime les charges au titre de l'année N+1, réévalue celles au titre de l'année N et constate les charges de l'année N-1. Les charges dont la compensation est versée ou récupérée, de février de l'année N à janvier de l'année N+1 sont appelées « charges pour l'année N » et fondent en pratique les inscriptions de crédits budgétaires dans le projet de loi de finances pour l'année N.

Dans sa délibération annuelle de juillet de l'année N, la CRE évalue également les charges pour l'année N+1. Jusqu'en 2022, le montant des charges pour l'année N+1, évalué par la CRE dans sa délibération de juillet N, était composé des principaux éléments suivants :

- évaluation initiale des charges au titre de l'année N+1 ;
- actualisation des charges au titre de l'année N ;
- constat des charges au titre de l'année N-1 ;
- reliquats éventuels de charges supportées en année N-1 au titre d'années antérieures ;
- frais financiers calculés pour l'année N-1.

---

<sup>136</sup> Ibid., CRE, p. 5-6 et 8.

<sup>137</sup> Délibération du 9 octobre 2013 portant proposition relative aux charges de service public liées à l'achat de biométhane et à la contribution unitaire pour 2014, annexe 3, p. 2.

<sup>138</sup> Le programme 345 fait partie de la mission budgétaire *Écologie, développement et mobilité durables*.

Jusqu'en 2022, la CRE n'évaluait qu'une seule fois par an les charges à compenser pour l'année à venir. La crise énergétique a conduit à de fortes variations des prix sur les marchés de l'électricité et du gaz à partir de la fin de 2022, rendant caduques les hypothèses prises pour l'évaluation des charges de SPE à payer pour 2023. Ce contexte a généré un écart significatif transitoire, pour les opérateurs, entre les montants perçus ou à reverser à l'État et les montants effectivement mis en jeu pour le rachat de l'électricité produite et sa revente sur les marchés. Ainsi, en juillet 2022, la CRE a évalué les charges de SPE relatives au soutien à la transition énergétique électrique pour 2023 à -15 537,7 M€, réévalué ces mêmes charges en novembre 2022 à -36 985,3 M€ puis à -13 484 M€ en septembre 2023. Durant le premier semestre 2023, les opérateurs devaient verser des charges de SPE à l'État alors que les prix de marché auxquels ils valorisaient l'électricité ou le gaz acheté sous obligation d'achat étaient finalement plus bas qu'estimés, aboutissant à des difficultés de trésorerie.

De manière exceptionnelle, la CRE a été autorisée à réévaluer le montant des charges de SPE pour 2023 et 2024 aussi souvent que nécessaire<sup>139</sup>. À partir de 2025, cette faculté a été octroyée à la CRE de manière pérenne mais encadrée<sup>140</sup> : en juillet de l'année, la CRE évalue des charges de SPE pour l'année à venir et réévalue les charges de SPE pour l'année en cours. S'ils considèrent que la situation le justifie, les ministères chargés de l'énergie et du budget peuvent demander à la CRE de procéder à une réévaluation à tout autre moment de l'année. Cette évolution répond à une recommandation de la Cour formulée dans son analyse budgétaire de l'année 2024<sup>141</sup>.

Ce mécanisme présente l'avantage pour les opérateurs d'ajuster les montants pour l'année en cours en fonction des dernières hypothèses de prix et donc de réduire l'écart entre les compensations perçues ou versées et la réalité des marchés de court-terme. Il introduit néanmoins une forte instabilité pour le programme 345 et peut engendrer en cours d'année d'importants écarts entre crédits disponibles et charges à compenser.

#### **La réévaluation des charges en cours d'année modifie le calcul des charges de SPE**

La réévaluation par la CRE, en cours d'année N, des charges pour l'année N est composée des éléments suivants :

- actualisation des charges au titre de l'année N ;
- constat des charges au titre de l'année N-1 ;
- charges supportées en année N-2 au titre d'années antérieures mais qui ne pouvaient pas être prises en compte auparavant ;
- frais financiers calculés pour l'année N-2.

Dès lors, les charges pour l'année N+1 sont désormais calculées comme suit :

- évaluation initiale des charges au titre de l'année N+1 ;

<sup>139</sup> Les réévaluations des charges de SPE pour 2023 ont été autorisées en 2022 par l'article 37 de la loi du 16 août de finances rectificatives pour 2022 et par le XII de l'article 181 de la loi de finances du 30 décembre 2022 pour 2023. Pour 2024, la réévaluation a été autorisée par l'article 225 de la loi de finances du 29 décembre 2023 pour 2024. Les charges de SPE pour 2023 ont été réévaluées en novembre 2022, juillet et septembre 2023. Celles pour 2024 ont été réévaluées en juillet 2024.

<sup>140</sup> Ajout du III et IV de l'article R. 121-31 du code de l'énergie par l'article 8 du décret n°2025-577 du 25 juin 2025.

<sup>141</sup> Cour des comptes, *Analyse de l'exécution budgétaire 2024, mission écologie, développement et mobilité durables*, avril 2025, recommandation n° 6.

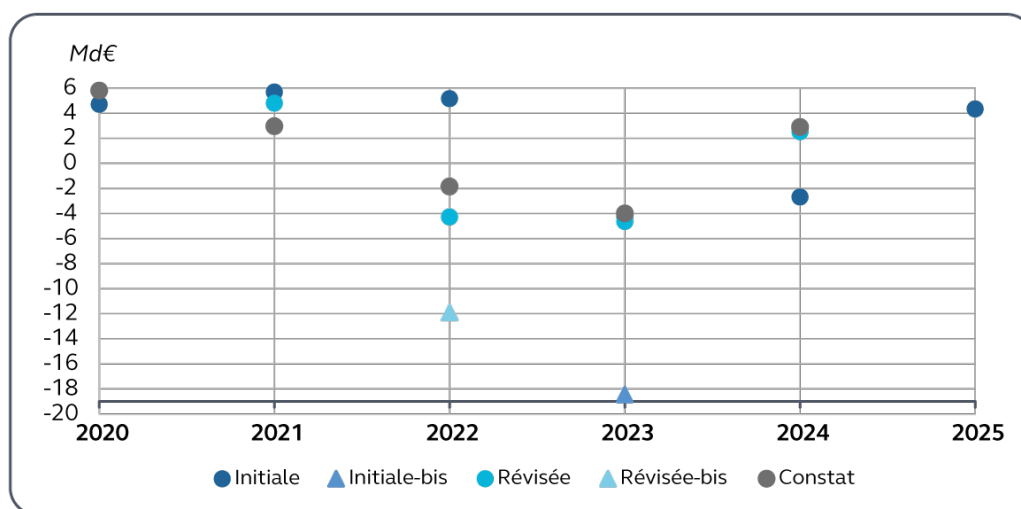
- charges supportées en année N-1 au titre d'années antérieures mais qui ne pouvaient pas être prises en compte auparavant ;
- frais financiers calculés pour l'année N-1.

Le calcul des frais financiers pour l'année N-1, dont le calcul incluait également trois années (N-3, N-2 et N-1) a également évolué pour ne comprendre que les années N-2 et N-1.<sup>142</sup>

Les réévaluations des charges de SPE en-dehors de la délibération annuelle en juillet sont généralement motivées par de fortes fluctuations de prix et non de volume. Ce cas s'est produit fin 2022, en raison de la hausse substantielle des prix des marchés de gros pour l'électricité et le gaz. La CRE a alors réévalué en novembre 2022 les charges au titre de 2022 et 2023 ainsi que les charges pour 2023. La réévaluation n'a été établie que sur les prix de marché, sans réinterroger les opérateurs sur les volumes<sup>143</sup>. Cette manière de procéder est judicieuse car elle allège le travail de la CRE et des opérateurs.

Le graphique ci-dessous illustre l'incidence de ces variations sur les évaluations successives du montant des charges de SPE.

**Graphique n° 13 : évaluations successives du montant des charges de SPE pour le soutien aux énergies renouvelables électriques au titre des années 2020 à 2025**



Source : CRE, délibérations 2017 à 2025 relatives à l'évaluation des charges de SPE au titre des années 2016 à 2025. Pour 2025, il s'agit d'une estimation. Le graphique pour le biométhane est en annexe n° 6.

Note : En novembre 2022, la CRE a réévalué les charges au titre de 2022 et au titre de 2023. Compte-tenu des prix élevés sur les marchés, les estimations de charges de SPE sont largement négatives. En 2020, prévision révisée et constat sont proches et ne peuvent être distingués sur le graphique.

<sup>142</sup> Cf. délibération n° 2025-180, annexe n°6, p. 9-12.

<sup>143</sup> Cf. CRE, délibération n° 2022-272, annexe n° 2, p. 1.

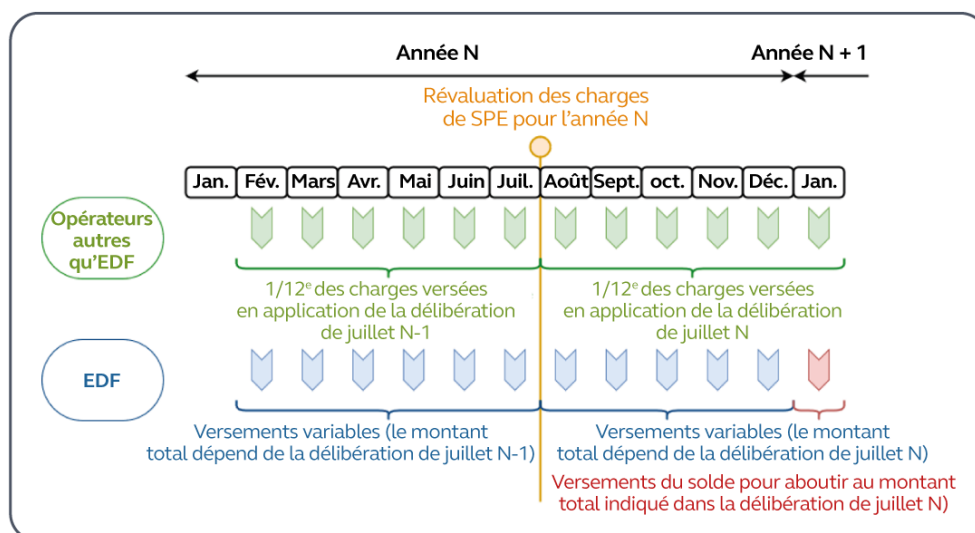
## B - Un transfert de la contrainte budgétaire infra-annuelle aux dépens de la trésorerie d'EDF

L'article R. 121-33 du code de l'énergie dispose que les charges pour une année N sont payées entre février de l'année N et janvier de l'année N+1<sup>144</sup>, avec :

- un versement mensuel égal à un douzième du montant total estimé par la CRE versé à chaque opérateur sauf à EDF ;
- pour EDF : le montant mensuel compense prioritairement les écarts entre les charges constatées et les compensations perçues au titre des années précédentes.

Ce calendrier de paiement est un héritage du mécanisme de compensation antérieur à 2016 lorsque les fournisseurs d'électricité devaient reverser le produit de la contribution de service public de l'énergie à la Caisse des dépôts et consignations<sup>145</sup>.

### Schéma n° 2 : calendrier des versements aux opérateurs pour les charges de SPE pour une année



Source : Cour des comptes à partir des dispositions du code de l'énergie

Note : sur ce schéma, les charges sont toutes considérées comme positives.

Cette flexibilité autorisée pour EDF et le fait de payer le solde en janvier permet d'assurer la soutenabilité budgétaire infra-annuelle du programme 345. Si les dépenses à réaliser sur le programme sont trop élevées par rapport aux crédits disponibles durant l'année N, alors les versements à EDF en année N sont réduits par rapport à ce qu'elle devrait percevoir. La soutenabilité est rendue possible car EDF compense sur sa trésorerie avant de percevoir le solde des charges en janvier. Ainsi, en août 2024, lors du versement des compensations selon la nouvelle évaluation de la CRE de juillet 2024, EDF, en appliquant la même règle qu'aux autres opérateurs dans la même situation, aurait perçu 2 269 M€. Or, EDF a reçu un versement de

<sup>144</sup> Les modalités de mise en œuvre des versements mensuels sont présentées en annexe n° 7.

<sup>145</sup> Cf. Cour des comptes, *Analyse de l'exécution budgétaire 2023, Mission budgétaire Écologie développement et mobilité durables*, avril 2024, p. 132.

454 M€. Le rattrapage des paiements a eu lieu durant les mois suivants, notamment en décembre puisque EDF a perçu la totalité des crédits disponibles du programme (1 429 M€), le dernier paiement ayant été perçu en janvier 2025 (668 M€).

Pour l'année 2023, la CRE avait réestimé les charges de SPE pour EDF à -31 606 M€ en novembre 2022 puis à -10 226 M€ en septembre 2023<sup>146</sup> hors mesures exceptionnelles (boucliers tarifaires pour l'électricité, etc.). Au printemps 2023, date à laquelle la nouvelle estimation de la CRE n'était pas encore connue mais où il était probable que les charges de SPE à verser à EDF seraient de l'ordre de plusieurs milliards d'euros, le solde à verser en janvier 2024 avait été estimé à 5 Md€. À cette époque, EDF et l'Agence des participations de l'État s'étaient émues de ce report important et de son incidence sur l'endettement de l'entreprise. Finalement, le solde avait été de 0,2 Md€ en raison d'une baisse du prix de l'énergie, diminuant le coût des mesures d'aides exceptionnelles<sup>147</sup>.

La Cour a rappelé à plusieurs reprises que la soutenabilité du programme ne devait pas être assurée par EDF et a appelé à un paiement des charges sur l'année budgétaire<sup>148</sup>. Les ministères chargés de l'énergie et du budget s'opposent à cette réforme.

### **C - Une compensation des frais financiers qui remplit imparfaitement ses objectifs**

Les besoins de compensation des opérateurs sont directement liés au fait générateur de l'année (ils versent les tarifs d'achat de l'année en cours) alors que les charges de SPE pour l'année sont issues d'un calcul plus complexe (cf. *supra*). Pour compenser, au moins en partie, un besoin de trésorerie lié à cet écart, le calcul des charges de SPE pour une année donnée comprend également des frais financiers. Prévus à l'article R. 121-31, ils sont égaux, au titre d'une année, à la différence entre les versements effectués et les charges constatées<sup>149</sup> multipliés par un taux d'intérêt annualisé de 1,72 %, inchangé depuis 2016. Ces frais sont ajoutés ou retranchés aux charges de SPE versées aux opérateurs pour une année donnée.

Outre la rémunération des opérateurs ayant dû avancer de la trésorerie pour payer les producteurs, la CRE précise que les frais financiers ont également pour objectif d'inciter les opérateurs à prévoir au mieux les volumes de production<sup>150</sup>. Or, les volumes peuvent être mal estimés sans que ce défaut d'estimation incombe toujours à l'opérateur. Ainsi, lors de la crise énergétique, plusieurs producteurs ont décidé de résilier leur contrat de soutien, souhaitant bénéficier des prix élevés du marché. En 2022, les résiliations anticipées ont conduit à une baisse de production de plusieurs filières dont les deux principales sont la filière éolienne terrestre (-3,9 TWh) et hydraulique (-1,7 TWh) dans le périmètre d'EDF OA<sup>151</sup>. Ces résiliations étaient difficilement anticipables. En outre, le calcul des charges de SPE dépend du volume

<sup>146</sup> CRE, délibérations n° 2022-272, annexe 6, p. 7 et n°2023-200, annexe n° 6, p. 10

<sup>147</sup> Cour des comptes, *Analyse de l'exécution budgétaire 2023, Mission budgétaire Écologie développement et mobilité durables*, avril 2024, p. 56.

<sup>148</sup> Voir notamment Cour des comptes, *ibid.*, avril 2024, recommandation n° 3 et Cour des comptes, *ibid.*, avril 2025, recommandation n° 5.

<sup>149</sup> Articles L. 121-19-1 et L. 121-41 du code de l'énergie

<sup>150</sup> CRE, *délibération n°2024-139*, p. 33-34.

<sup>151</sup> CRE, annexe n° 3 de la délibération n° 2023-200, p. 9.

mais également des prix de marché. Si ces derniers baissent, les charges constatées seront inférieures aux prévisions même avec une estimation correcte du volume. Les frais financiers, négatifs dans ce cas, seront alors retranchés des charges de SPE pour l'année, alors que les opérateurs n'ont aucune latitude sur ces évolutions de prix.

Le principal problème réside dans l'absence de mise à jour du taux d'intérêt appliqué pour le calcul de la compensation. Le site de la banque de France publie des taux moyens de crédits aux entreprises, en particulier de trésorerie échéancée, qui correspond à des crédits bancaires de court terme. Entre 2016 et 2022, le taux était en moyenne de 1,5 %. Il a fortement augmenté, dépassant 4,60 % entre le 3<sup>e</sup> trimestre 2023 et 2024. Faute de trésorerie suffisante pour régler les tarifs d'achat aux producteurs — en raison du décalage entre le paiement des charges de SPE et les besoins effectifs —, les opérateurs sont contraints de recourir à des emprunts dont le taux dépasse largement les 1,72 %, afin de financer leurs besoins de trésorerie. Inversement, si un opérateur déclare un volume prévisionnel plus important que sa réalisation effective et parvient à placer sa trésorerie excédentaire à un taux plus avantageux que celui retenu pour la compensation des frais financiers, il en tire un bénéfice.

Pour limiter ces biais, la Cour recommande que le taux applicable pour la compensation soit révisé régulièrement en fonction des conditions de financement que les opérateurs peuvent trouver sur le marché.

## **V - Les pistes d'évolution envisagées par les pouvoirs publics pour tenter de résoudre certaines difficultés**

### **A - Un intérêt certain à améliorer la prévisibilité et favoriser le lissage des charges annuelles**

Des évolutions des modalités de vente de la part quasi-certaine sont aujourd'hui à l'étude. Une première réflexion porte sur l'extension de l'horizon de vente. Un allongement de la maturité des ventes permet, en effet, de lisser les variations interannuelles des prix à terme de l'électricité et leurs conséquences sur les besoins de crédits budgétaires du programme 345. La CRE a ainsi engagé une consultation en octobre 2024 sur l'extension de vente par EDF OA des volumes de la part quasi-certaine. La majorité des répondants a été favorable à l'allongement de la vente du produit « ruban de base » de deux à trois ans. Ce nouveau produit est mis en vente depuis septembre 2025, pour livraison en 2028.

À l'inverse de certains volumes sous obligation d'achat, les volumes soutenus à travers des contrats de complément de rémunération ne font pas l'objet d'une couverture à terme, ce qui expose le budget de l'État à la conjoncture économique sur les marchés de court terme. Pour limiter cette exposition, le décret n° 2025-577 du 25 juin 2025 prévoit désormais la possibilité d'une couverture à terme partielle des volumes soutenus en compléments de rémunération dont les modalités doivent être définies par la CRE. Dans le document de consultation relative à la couverture à terme des volumes soutenus en complément de rémunération d'octobre 2024, la CRE présente plusieurs solutions de couverture. Celle ayant la préférence de la CRE, car s'appliquant aux contrats en cours comme aux nouveaux contrats, consiste à mettre en place une couverture à terme centralisée par l'État. Cette solution peut être déclinée en deux options.

Soit la couverture instaurée est physique, avec vente, par une entité à désigner, d'électricité sur les marchés à terme puis, lors de la livraison de l'électricité, achat sur le marché spot de l'électricité vendue à terme. Soit la couverture est purement financière, avec vente, par une entité à désigner, de produits financiers correspondant à la différence de prix entre prix à terme et prix spot réalisée sur une période donnée. L'entité agirait au nom de l'État et pourrait être choisie par appel d'offres. Une rémunération serait également à prévoir pour l'entité retenue. Seule une part de la production ferait l'objet d'une couverture (la CRE a étudié 25 % et 75 % dans sa consultation). La vente à terme d'électricité physique concernerait un produit calendaire vendu un ou deux ans avant la livraison et la couverture financière un contrat établi sur le même produit calendaire.

La plupart des parties prenantes interrogées par la CRE à l'automne 2024 ont préféré la seconde option, car elle permet de dissocier couverture par l'État et gestion des installations de production par les producteurs. En outre, dans le cas d'une couverture physique, il est possible que l'entité ne puisse pas acheter l'électricité nécessaire sur le marché spot, en raison de tensions sur ce marché ce jour-là. La CRE mène actuellement des travaux visant à définir les modalités de mise en concurrence et de contractualisation pour la fourniture de ces services de couverture à terme.

La CRE a lancé une seconde consultation publique en novembre 2025 sur la valorisation de l'électricité sous obligation d'achat par EDF OA sur deux sujets. Le premier porte sur une nouvelle formule de calcul pour la part quasi-certaine vendue par EDF OA visant à augmenter le volume de cette part. Ce calcul est basé, pour une filière donnée, sur le facteur de charge de la filière, le niveau minimum du prix spot pondéré par la production de la filière et la puissance installée prévisionnelle. La CRE estime que la production de la part quasi-certaine pourrait augmenter de 15 TWh par an au maximum. Elle envisage d'augmenter progressivement les volumes à partir de 2026. La mise en place de cette évolution permettrait d'augmenter la prévisibilité des montants de charges de SPE. Le second sujet porte sur les types de produits qu'EDF OA pourrait vendre à terme et reflétant mieux la production de l'électricité des installations photovoltaïques. Les produits à terme actuellement vendus sont en effet des produits dits « *baseload* » qui correspondent à la fourniture d'un bloc de puissance constamment 24h/24, 7j/7, sur une période donnée. Or, certaines installations sous OA, notamment les installations solaires, ne produisent qu'en journée. La consultation propose donc le recours à des produits dits « *peak* » qui fournissent un bloc de puissance de 8h à 20h, du lundi au vendredi, sur une période donnée ainsi que des produits plus appropriés pour une production solaire, comme une livraison sur la plage horaire 11h-17h durant une période donnée. Les difficultés pressenties pour ce second type de produits sont une demande qui est trop limitée et une absence de référence de prix car ces produits ne sont pas vendus sur les plateformes de marché organisé. La CRE envisage d'autoriser la vente de produits dits « *peak* » au plus tôt, pour une livraison en 2027 voire 2028.

## **B - De possibles évolutions du financement des charges de service public de l'énergie peu convaincantes**

Dans le but de réduire les difficultés de gestion budgétaire infra-annuelle rencontrées aujourd'hui sur le programme 345 le ministère chargé de l'économie et des finances a étudié la possibilité de débudgétiser des charges de SPE.

Une débudgétisation partielle de ces charges était prévue à l'article 42 du le projet de loi de finances initiale pour 2026 déposé le 15 octobre 2025 au bureau de l'Assemblée nationale. Cette disposition n'apparaît plus dans la loi de finances pour 2026. Il s'agissait de financer les charges de SPE liées au soutien à la cogénération et à la production de biogaz par affectation chaque année d'une fraction du produit de l'accise sur les carburants, à l'exception du gaz naturel carburant, égale aux charges de SPE à compenser. La réduction induite des dépenses budgétaires correspondrait à une perte de recettes équivalente pour l'État, sans effet *a priori* sur le solde public. Toutefois, cette réforme conduirait à une diminution du périmètre des obligations assimilables du Trésor (OAT) vertes<sup>152</sup> que pourra émettre l'État. Or, les OAT vertes peuvent être émises avec une maturité plus longue et avec un taux plus faible que les obligations classiques. Retirer les charges de SPE des dépenses budgétaires pourrait ainsi conduire, toutes choses égales par ailleurs, à augmenter la charge de la dette et donc détériorer le solde public. En ce sens, cette réforme n'était pas compatible avec la nécessaire amélioration de la situation des finances publiques.

---

<sup>152</sup> Les OAT vertes sont des obligations émises par l'État français afin de financer des projets liés à la transition écologique.

## CONCLUSION ET RECOMMANDATIONS

*Le coût net du soutien aux énergies renouvelables pour les finances publiques, à travers la compensation des charges de SPE, dépend fortement du niveau des prix de marché de l'électricité et du gaz, et majoritairement de prix de court terme. Ces prix correspondent notamment aux recettes que les acheteurs obligés retirent de la revente de la production soutenue sur les marchés. Les importantes variations de prix sur les marchés de l'énergie, entre 2021 et 2024, ont ainsi entraîné de fortes fluctuations annuelles des charges de SPE sur la même période. L'évolution des prix à terme jouent aussi sur l'évaluation des engagements hors bilan (EHB) de l'État associés aux charges de SPE, qui peuvent ainsi varier selon l'état des marchés au moment de l'évaluation et selon les hypothèses retenues sur les prix de l'électricité à long terme. Une fourchette de valeurs, plutôt qu'un montant unique, pourrait alors être présenté au titre des EHB, correspondant à différents scénarios de prix de marché. Du reste, un seul exercice annuel d'évaluation des engagements à long terme, plutôt que deux comme actuellement, devrait être mené. Il servirait pour la détermination des EHB ainsi que pour le rapport annuel analysant les engagements à venir par année et par filière*

*Les charges de SPE couvrent également des frais de gestions des acheteurs obligés. La CRE effectue un suivi des frais de gestion d'EDF OA, mais tous les aspects de la gestion ne font pas toujours l'objet d'indicateurs. Définir des indicateurs de performances pour les frais de gestion pour EDF-OA permettrait de mieux objectiver les coûts. En outre, certains acheteurs obligés ne disposent pas toujours des conditions requises pour assurer leurs fonctions en toute circonstance. Définir des exigences minimales à remplir pour être acheteur permettrait de limiter les risques de non-assurance de ces fonctions.*

*Par ailleurs, la forte dépendance des charges de SPE aux prix de marché de court terme rend leur coût pour les finances publiques difficilement prévisible, y compris en cours d'exercice budgétaire. Ces difficultés sont aujourd'hui traitées en partie par la possibilité de reporter le paiement des compensations à EDF en début d'année suivante, ce que la Cour a régulièrement critiqué dans ses observations sur l'exécution budgétaire du programme 345. Cette solution a en outre des conséquences en termes de trésorerie pour EDF. Du reste, la compensation des charges de SPE prévoit bien celle des frais financiers supportés par les opérateurs, mais les modalités de calcul de ses frais gagneraient toutefois à être révisées.*

*Afin d'améliorer la prévisibilité et de réduire la variabilité du montant des charges de SPE d'une année sur l'autre, différentes pistes envisagées notamment par la CRE pourraient produire des effets favorables. Par ailleurs, un article du PLF 2026 initial, non repris dans la version du PLF sur lequel le gouvernement a engagé sa responsabilité, vise à débudgétiser les charges de SPE relatives au biométhane et à la cogénération, afin de réduire les difficultés de gestion budgétaire des crédits du programme 345. Cette proposition aurait toutefois eu des effets défavorables sur le coût de la dette et n'est donc pas compatible avec la nécessaire amélioration de la situation des finances publiques.*

*La Cour formule ainsi les recommandations suivantes :*

- 5. procéder à un exercice annuel unique d'évaluation des engagements de charges de SPE de long terme pour la détermination des engagements hors bilan de l'État et pour l'établissement du rapport annuel les accompagnant (CRE, ministère chargé de l'énergie, 2026) ;*

6. *définir les conditions d'exercice d'un opérateur d'électricité ou de gaz chargé d'une mission d'acheteur obligé (ministère chargé de l'énergie, 2026) ;*
  7. *élaborer des indicateurs de performance pour améliorer le suivi de l'évolution des frais de gestion des charges de service public de l'énergie portés par EDF obligation d'achat (ministère chargé de l'énergie, CRE, 2026) ;*
  8. *réviser régulièrement le taux d'intérêt applicable pour le calcul de la compensation des frais financiers des opérateurs, en fonction de l'évolution des taux de marché (ministère chargé de l'énergie, CRE, 2026)).*
-



## Liste des abréviations

CAC .....	Commissaires aux comptes
CAS TE .....	Compte d'affectation spéciale Transition énergétique
CBCM .....	Contrôleur budgétaire et comptable ministériel
CFD .....	<i>Contract for difference</i> (contrat pour différence en français) – le complément de rémunération est un contrat pour différence
CDC .....	Caisse des dépôts et consignations
CPB .....	Certificat de production de biogaz
CR .....	Complément de rémunération
CRE .....	Commission de régulation de l'énergie
Charges de SPE	Charges de service public de l'énergie
DGEC .....	Direction générale de l'énergie et du climat
EDF .....	Électricité de France
EDF-OA .....	Mission Obligation d'Achat du groupe EDF – coordonne les activités OA et CR en France métropolitaine continentale
EDMD .....	Mission budgétaire Écologie développement et mobilité durables
EnR.....	Énergies renouvelables
EHB.....	Engagements hors bilan
OA.....	Obligation d'achat
PPA .....	<i>Power Purchase Agreements</i> (accords d'achat d'électricité en français)
RTE .....	gestionnaire du Réseau de Transport d'Électricité français
S06, S10, S21 ...	Acronymes donnés à certains arrêtés tarifaires des guichets ouverts pour la filière Solaire, selon l'année de parution de l'arrêté. S06 en 2006, S10 en 2010, S21 en 2021. Ces acronymes sont conservés pour parler des modifications successives des arrêtés.
TRV.....	Tarifs réglementés de vente



## Annexes

Annexe n° 1 : calcul des différents types de soutien .....	86
Annexe n° 2 : comparaisons internationales .....	92
Annexe n° 3 : les conditions d'aides fluctuantes pour les installations photovoltaïques de petite puissance sur bâtiments .....	98
Annexe n° 4 : modes de calcul des indexations de tarif .....	102
Annexe n° 5 : valorisation de l'énergie revendue, valorisation de la capacité et des garanties d'origine.....	105
Annexe n° 6 : évaluations et constat des charges de SPE pour la filière biométhane .....	110
Annexe n° 7 : description du rôle des acteurs impliqués dans les versements mensuels de charges de service public de l'énergie.....	111

## Annexe n° 1 : calcul des différents types de soutien

### Deux modalités de soutien différentes

Deux modalités de soutien coexistent : l'obligation d'achat et le complément de rémunération.

Dans le cas de l'obligation d'achat, le producteur vend, dans le cadre d'un contrat, sa production à un tarif défini à l'avance à un acheteur obligé qui se charge ensuite de le vendre sur les marchés de l'électricité ou à ses clients selon les cas. Mécanisme créé en 2000, il est désormais réservé aux installations de petite taille. La liste des catégories d'installations de production éligibles est définie aux articles D. 314-15 pour l'électricité et D. 446-4 pour le biogaz, du code de l'énergie.

Les charges de SPE recouvrent la différence entre le coût d'achat payés aux producteurs par les acheteurs obligés et les recettes liées à la vente de cette énergie, en tenant compte du mécanisme des garanties de capacité (cf. *infra*). Elles comprennent également les frais de gestion pour ces acheteurs.

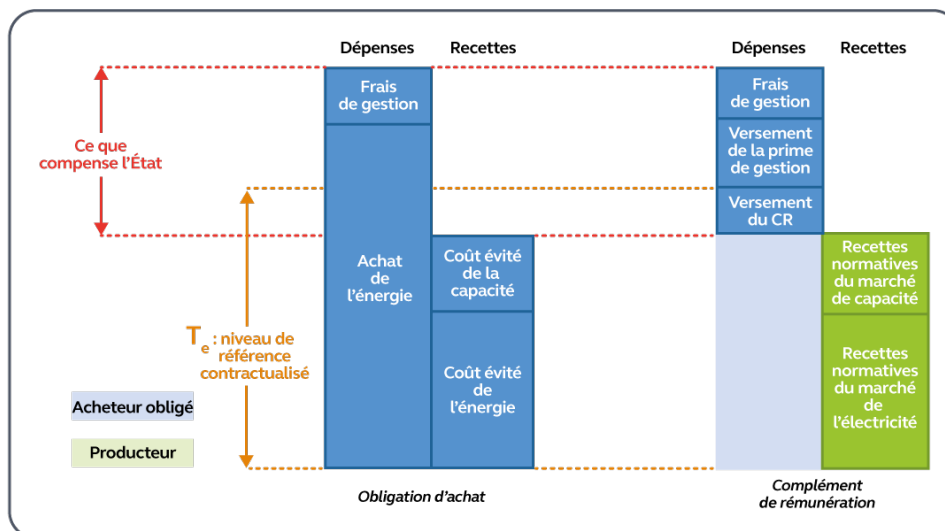
Dans le cas du complément de rémunération, le producteur vend lui-même l'énergie produite. Le complément de rémunération, versé par EDF OA, vient compenser l'écart entre un tarif de référence, fixé au contrat, et un prix de marché de référence représentant généralement le prix moyen capturé par la filière sur les marchés de court terme. Cet écart peut être diminué des éventuels revenus issus du marché de capacité et augmenté par une prime de gestion. Son introduction en 2015 avec la loi du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte découle de l'application des lignes directrices européennes qui prévoyaient, à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2016, que les régimes d'aides soient versés aux producteurs vendant directement l'électricité produite sur les marchés pour des installations au-delà de 500 kW<sup>153</sup>. Si les prix de marché excèdent le tarif de référence, le producteur doit verser la différence à EDF OA. La liste des catégories d'installations de production éligibles est définie à l'article D. 314-23 du code de l'énergie pour l'électricité. La production de biométhane pour injection dans un réseau de gaz naturel est également éligible (article R. 446-12-20 du code de l'énergie).

Les charges de SPE recouvrent le complément de rémunération augmenté des frais de gestion pour EDF OA.

---

<sup>153</sup> Lignes directrices concernant les aides d'État à la protection de l'environnement et à l'énergie pour la période 2014-2020, points 124 et 125.

### Schéma n° 3 : prise en charge par les charges de SPE pour une installation sous obligation d'achat ou sous complément de rémunération



Source : Rapport annuel du Comité de gestion des charges de service public de l'électricité (CGCSPE) n°5, p. 44

### Un soutien avec ou sans mise en concurrence préalable

L'attribution du soutien peut se faire au moyen d'un guichet ouvert à des conditions fixées par un arrêté tarifaire ou par appel d'offres avec mise en concurrence.

Les arrêtés tarifaires, définis filière par filière, indiquent les critères à respecter notamment en termes de puissance et précisent le tarif d'achat et ses éventuelles modalités d'indexation. Le soutien prend principalement la forme de contrats avec obligation d'achat, et, pour certaines filières comme les parcs éoliens terrestres de six éoliennes au plus, de contrats de complément de rémunération. Chaque guichet est ouvert, c'est-à-dire que tout producteur, dès lors que l'installation remplit les conditions, peut prétendre à un contrat d'obligation d'achat ou de complément de rémunération selon l'arrêté.

Décrite aux articles L. 311-10 et suivants ainsi qu'aux articles R. 311-12 et suivants du code de l'énergie, la procédure de mise en concurrence permet à l'autorité administrative, en pratique la DGEC, de choisir des projets d'installations de production d'électricité selon le prix proposé et, éventuellement, d'autres critères. Le cahier des charges est élaboré par la DGEC, puis publié après avis de la CRE. À la fin du délai de candidature, la CRE instruit les dossiers et propose à la DGEC les projets à retenir. Le ministre chargé de l'énergie choisit les lauréats. Dans certains cas, la procédure peut comprendre un dialogue concurrentiel. La DGEC produit un document de consultation soumis à l'avis de la CRE. Elle conduit ce dialogue avec les lauréats retenus après instruction et proposition de la CRE. Le cahier des charges issu du dialogue concurrentiel fait également l'objet d'un avis de la CRE. Le processus d'instruction des dossiers de candidatures et de désignation des lauréats est identique à celui de l'appel d'offres simple. L'ensemble des documents liés aux appels d'offres, passés, en cours voire à venir pour certaines filières, sont sur le [site](#) de la CRE. Depuis plusieurs années, le mode de soutien par appels d'offres est uniquement le complément de rémunération.

Le code de l'énergie prévoit que, si le producteur sous complément de rémunération attribué via un guichet ouvert ne peut revendre l'électricité produite, un opérateur, appelé acheteur en dernier recours, doit conclure un contrat avec lui pour une durée maximale de trois mois. Dans ce cas, l'électricité est achetée à un tarif à définir pour chaque arrêté mais ne pouvant dépasser 80 % du tarif de référence. Ainsi, l'arrêté du 6 mai 2017 fixant les conditions du complément de rémunération de l'électricité produite par des éoliennes terrestres avec 6 aérogénérateurs au maximum fixe ce total à 80 %.

*Panorama par filière des dispositifs de soutien en vigueur*

Les modalités d'attribution et formes de soutien varient en fonction des filières et du temps.

**Tableau n° 9 : répartition des soutiens en vigueur par filière**

Modalités d'attribution	Guichet ouvert		Appel d'offres		
	Forme du soutien	Obligation d'achat	Complément de rémunération	Obligation d'achat	Complément de rémunération
<i>Éolien en mer</i>					Tous les projets
<i>Éolien terrestre</i>			Parcs avec moins de 6 éoliennes d'une puissance nominale $\leq 3$ MW et (i) à caractère citoyen ou (ii) contraints en hauteur		Tous les autres projets
<i>Photovoltaïque sol</i>					> 500 kWc (avec un maximum fixé à 30 MW pour certains types de terrains)
<i>Photovoltaïque bâtiment</i>		$\leq 500$ kWc puis $100$ kWc depuis octobre 2025			> 500 kWc (100 kWc depuis octobre 2025)
<i>Autoconsommation</i>		$\leq 100$ kWc (PV uniquement)			500 kW – 10 MW (PV, éolien à terre ou hydroélectricité)
<i>Biogaz méthanisation</i>		$< 500$ kW <sup>154</sup>			
<i>Biogaz méthanisation STEP</i>		$< 500$ kW	$500$ kW - 12 MW		
<i>Petite hydroélectricité</i>		$< 400$ kW puis $200$ kW à partir de 2026	$\leq 1$ MW		1-4,5 MW
<i>Gaz de mine de récupération</i>		$\leq 12$ MW			

Source : CRE, *Bilan de la mise en place du complément de rémunération en France et recommandations pour l'avenir, juin 2025*, p. 29-31. Note : kWc : kW crête, PV : photovoltaïque

<sup>154</sup> Le guichet ouvert a été clôturé le 10 septembre 2025 en application de l'arrêté du 8 septembre 2025.

## **Des formules de calcul variables selon le type de soutien et d'installation ainsi que selon la date de création du dispositif de soutien**

### *Des tarifs variables dans le temps et en fonction de caractéristiques des installations*

Dans le cas d'un arrêté tarifaire, le tarif d'achat ou de référence peut dépendre de la puissance de l'installation. Il dépend également de l'indexation des tarifs (cf. l'annexe 4 pour plus de détails sur ce sujet).

Selon les filières, le tarif de soutien peut également être modulé en fonction de l'atteinte des objectifs de la PPE. C'est le cas de la filière photovoltaïque soutenue à travers une obligation d'achat, même si le mécanisme de modulation a évolué au fil du temps. Ainsi, depuis la dernière modification de l'arrêté S21 survenue en mars 2025, un mécanisme de dégressivité prend en compte le développement des installations constaté durant les trimestres passés.

Une autre forme de dégressivité a été mise en place pour l'injection de biométhane dans les réseaux de gaz naturel. Sa formule est complétée d'une dégressivité automatique et d'une autre fonction du cumul de contractualisation par rapport à une cible fixée dans l'arrêté tarifaire.

Une dégressivité peut également être mise en place pour traduire l'apprentissage technologique d'une filière. Dans l'arrêté S21, ce mécanisme a été isolé du mécanisme de dégressivité lié à l'atteinte des objectifs de la PPE depuis la modification du 22 décembre 2023.

Dans le cas d'un contrat d'obligation d'achat, la production achetée au tarif d'achat peut être plafonnée sur la base d'un nombre d'heures de fonctionnement. L'énergie produite au-delà du plafond est rémunérée à un tarif peu élevé pour l'électricité et au prix de marché court terme pour le biométhane et non indexé. Les exemples qui suivent illustrent plusieurs modalités de plafonnement, visant tant à limiter les risques de fraude qu'à limiter les effets d'aubaine pour les installations les mieux exposées :

- production d'électricité par panneaux photovoltaïques sur bâtiments : pour les installations dont la puissance est inférieure à 100 kWc, le plafond est fixé annuellement à 1 600 heures « équivalent pleine puissance ». Au-delà le tarif d'achat est de 40 €/MWh ;
- injection de biométhane dans les réseaux de gaz naturel : toute production annuelle au-delà de la production annuelle prévisionnelle de l'installation est rémunérée au prix moyen constaté sur le marché de gros du gaz naturel de la zone d'équilibrage concernée ;
- production d'électricité par l'énergie hydraulique : toute énergie produite au-delà d'un plafond déterminé pour la durée de contrat (par exemple 100 000 heures pour les installations de haute chute), le tarif d'achat est de 40 €/MWh.

Des primes peuvent également être prises en compte en fonction des spécificités des filières et des caractéristiques des installations. Ainsi, pour l'injection de biométhane dans les réseaux de gaz naturel, une prime est accordée aux installations en fonction des intrants ou du nombre de clients desservis par le réseau de gaz. Pour la production d'électricité par panneaux photovoltaïques en hauteur, une prime est versée pour les installations injectant le surplus d'énergie produite dans le réseau.

Les indemnités de résiliation anticipée pour les contrats concernant l'électricité ont été introduites par l'articles R. 314-9 du code de l'énergie le 27 mai 2017 et concernant le gaz par l'article R. 443-3-4 le 30 septembre 2021. Les montants des indemnités pour l'électricité comme pour le gaz correspondent aux sommes actualisées perçues par les producteurs durant la durée du contrat jusqu'à résiliation.

*Les principes des formules de calcul pour le complément de rémunération*

Pour les arrêtés tarifaires, la formule de calcul du complément de rémunération est définie à l'article R. 314-33 du code de l'énergie :

CR = tarif de soutien – prix de référence du marché – valorisation de capacité + prime de gestion, ce qui traduit sous une forme mathématique :

$$CR = \sum_{i=1}^n E_i \cdot (\alpha T_e - M_{0i}) - (Nb_{capa} \cdot p_{ref\ capa}) + \sum_{i=1}^n E_i \cdot P_{gestion},$$

Avec :

a)  $n$  un nombre entier compris entre 1 et 12, correspondant au nombre de périodes de calcul dans l'année ;

b)  $i$  un nombre entier compris entre 1 et  $n$ , correspondant au pas de temps de calcul de la prime à l'énergie. Ce pas de temps peut être annuel, plurimensuel ou mensuel et est fixé pour chaque filière ;

c)  $E_i$  représente la production nette d'électricité de l'installation pendant la période  $i$  lorsque les prix spot sont positifs (article R. 314-35 du code de l'énergie) ;

d)  $\alpha$  correspond à un coefficient sans dimension qui traduit la variation du niveau du tarif de référence sur la durée du contrat de complément de rémunération. Il permet d'introduire une dégressivité du tarif de référence en fin de contrat, tout en assurant une couverture des coûts indispensables au maintien en fonctionnement de l'installation. Cette dégressivité peut s'appliquer à des périodes calendaires ou à des volumes de production ;

e)  $T_e$  correspond au tarif de référence, basé sur l'estimation des coûts d'investissement et d'exploitation d'une installation performante représentative de la filière considérée ;

f)  $M_{0i}$  correspond au prix de marché de référence représentatif pendant la période  $i$ . Défini par filière, il est égal soit à la moyenne des prix spot positifs ou nuls définie pour la filière considérée, éventuellement pondérée par la production de la filière, soit comme une moyenne d'un panier de prix à terme, soit comme une combinaison de ces deux références ;

g)  $Nb_{capa}$  correspond au nombre de garanties de capacités<sup>155</sup> de l'installation pour une année de livraison ;

h)  $P_{ref\ capa}$  correspond à un prix de référence capacitaire pour une année de livraison ;

i)  $P_{gestion}$  correspond à une prime unitaire de gestion visant à couvrir le coût des écarts dans le cadre du dispositif de responsable d'équilibre, les coûts d'accès aux marchés de l'électricité et de la capacité et le coût des contrôles par les organismes agréés.

<sup>155</sup> Le mécanisme de capacité a été décrit à la partie 4 du rapport de la Cour de comptes relatif à l'organisation du marché d'électricité, publié en juillet 2022. Il vise à s'assurer que les moyens de production nécessaires soient disponibles durant les jours de forte tension entre offre et demande d'électricité. Chaque fournisseur doit détenir des garanties de capacité correspondant à la pointe de consommation de ses clients. Ces garanties sont achetées aux producteurs, ou à EDF OA dans le cas des obligations d'achat, qui s'engagent à ce que leurs capacités soient disponibles pendant les périodes de pointe. Les capacités sont vendues de gré à gré ou lors d'enchères organisées par EPEX Spot.

Pour les appels d'offres avec complément de rémunération, ce dernier est défini dans le cahier des charges. À titre d'exemple, la formule retenue pour la 4<sup>ème</sup> période de l'appel d'offres dit neutre car ne ciblant pas une filière de production particulière est la suivante :

$$CR = \sum_{i=1}^{12} E_i \cdot (T_e - M_{0i}),$$

avec  $E_i$  la somme des heures pour le mois  $i$  pour lesquelles le prix de marché est positif ou nul et durant lesquelles l'installation a produit et vendu de l'électricité.  $T_e$  déterminé par le candidat lors de la remise de l'offre.

D'autres appels d'offres prévoient que la valorisation de la capacité soit déduite de l'aide versée au producteur. Ainsi, dans l'appel d'offres relative à la production d'électricité par panneaux photovoltaïques sur des bâtiments pour une puissance inférieure à 500 kWc, le complément de rémunération est le suivant :

$$CR = \sum_{i=1}^{12} E_i \cdot (T_e - M_{0i}) - (Nb_{capa} \cdot p_{ref\ capa})$$

Les valeurs des  $M_0$  mensuels, annuels ainsi que les prix de référence pour la capacité sont publiés par la CRE.

En outre, l'article R. 314-39 du code de l'énergie prévoit une prime lorsque le nombre annuel d'heures de prix négatif durant lesquelles les installations n'ont pas produit durant dépasse un certain seuil. La franchise d'heures dépend des filières. La formule de la prime est la suivante :

$$Prime = P_{max} \cdot n_{prix\ négatifs} \cdot f_c \cdot T,$$

Avec :

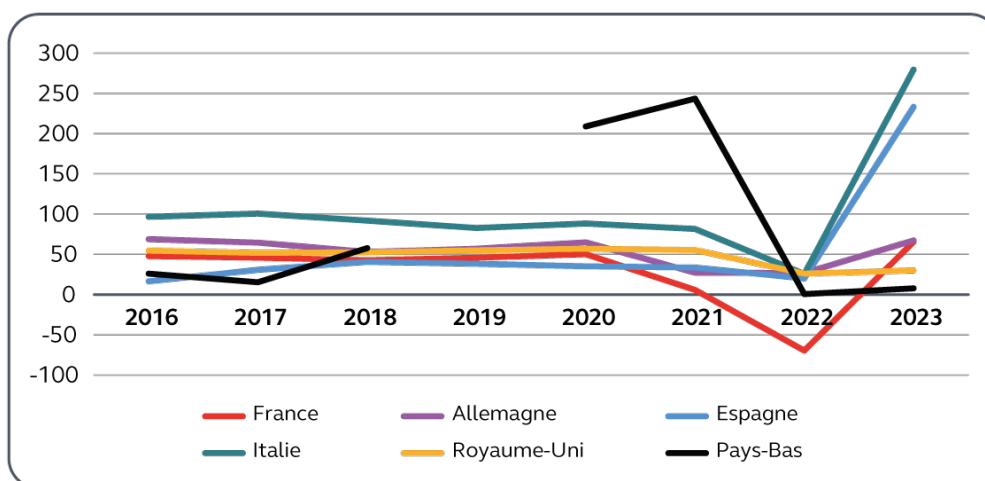
- $P_{max}$  la puissance installée de l'installation ;
- $n_{prix\ négatifs}$  le nombre d'heures pendant lesquelles les prix spot ont été strictement négatifs et pendant lesquelles l'installation n'a pas produit, au-delà d'un certain nombre d'heures de prix négatifs pendant lesquelles l'installation n'a pas produit.
- $f_c$  un facteur de charge représentatif de la filière
- $T$  le tarif de référence.

## Annexe n° 2 : comparaisons internationales

Chaque année, le Conseil des régulateurs européens de l'énergie (CEER), organisation qui représente les régulateurs nationaux de l'énergie de l'Union européenne et des pays membres de l'Espace économique européen, assure un suivi des dispositifs d'aides au déploiement des énergies renouvelables mis en place dans les principaux pays de l'UE. Il publie notamment des données quant au montant moyen des aides, qui témoignent de l'existence de dispositifs d'aide financés par des moyens publics dans la plupart des pays. Trois exceptions notables concernent la Belgique, la Norvège et la Suède, dans lesquelles le soutien aux énergies renouvelables s'appuie sur un mécanisme de certificats verts dont le coût est uniquement supporté par les consommateurs finaux d'électricité (cf. encadré *infra*).

Sur la période 2016-2020, les montants moyens de soutien unitaire par filière mis en jeu en France sont du même ordre de grandeur que ceux déployés dans d'autres pays comme l'Allemagne et l'Italie pour les filières éolienne et photovoltaïque (cf. graphes ci-dessous). À compter de 2021, dans un contexte de crise énergétique marquée par une forte hausse des prix de l'énergie, les données se révèlent beaucoup plus variables. Elles doivent cependant être maniées avec précaution tant les mécanismes d'aides varient, notamment dans le contexte de forte volatilité des prix de l'énergie, et de recrudescence de prix négatifs<sup>156</sup>, de même que les contraintes d'implantation qui s'imposent aux producteurs. Elles ne peuvent donc pas être directement comparées.

**Graphique n° 14 : niveau de soutien moyen pour l'électricité produite à partir d'énergie éolienne terrestre (en €/MWh)**

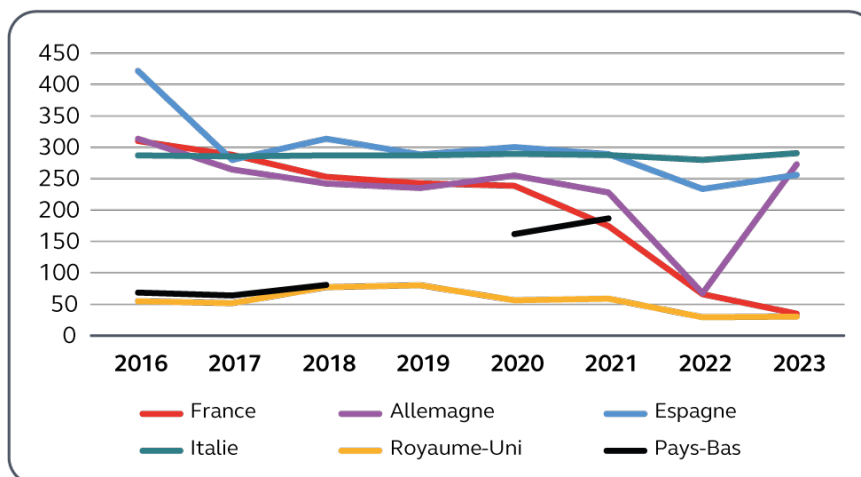


Source : bilans des programmes de soutien aux énergies renouvelables en Europe pour les années 2016-2017, 2018-2019, 2020-2021, 2022-2023 du CEER

Note : le montant de soutien public par filière est ramené à la totalité de production de la filière, y compris celle de moyens non soutenus.

<sup>156</sup> La CRE a récemment souligné la diversité des modalités de soutien par complément de rémunération en période de prix négatifs dans son *Bilan sur la mise en place du complément de rémunération en France et recommandations pour l'avenir*, daté de juin 2025.

**Graphique n° 15 : niveau de soutien moyen pour l'électricité produite à partir d'énergie solaire (en €/MWh)**



Source : bilans des programmes de soutien aux énergies renouvelables en Europe pour les années 2016-2017, 2018-2019, 2020-2021, 2022-2023 du CEER

Note : le montant de soutien public par filière est ramené à la totalité de production de la filière, y compris celle de moyens non soutenus.

Les encadrés ci-dessous présentent quelques particularités des modalités de soutien dans plusieurs pays.

### Italie

L'Italie prévoit dans la dernière version de son plan national pour l'énergie et le climat<sup>157</sup> une réduction de 33 % de ses émissions de GES d'ici 2030 par rapport à 2005. Les EnR doivent représenter 55 % de la production brute d'électricité à l'horizon 2030. Pour l'ensemble de la consommation finale brute d'énergie (électricité, chaleur et transport), la part des EnR visée est de 30 % en 2030. Ces objectifs s'inscrivent dans la perspective d'une transition énergétique alignée avec la neutralité climatique européenne prévue à l'horizon 2050.

À partir de 2005, l'Italie a fondé son mécanisme de soutien sur des tarifs garantis dont les détails sont précisés au sein des décrets ministériels successifs dits *Conto Energia*<sup>158</sup>. Dans les premières versions du *Conto Energia* (2005-2011), les tarifs pouvaient atteindre 400 à 500 €/MWh. Ils ont progressivement été abaissés, et assortis d'un plafond annuel de soutien fixé à 6,7 Md€ pour le photovoltaïque. Ce mécanisme provoque un développement massif des capacités photovoltaïques qui passent de 0,4 GW en 2008 à 18 GW en 2013<sup>159</sup>. Le plafond de soutien consacré au développement du PV ayant été atteint au printemps 2013, les tarifs garantis ont été réformés. Ils sont aujourd'hui réservés aux petites installations (capacité inférieure à 500 kW puis 250 kW à partir de 2019) et complétés par un dispositif de complément de rémunération symétrique ajusté à travers les décrets dits *FER*. Ce complément de rémunération est accordé à travers un guichet ouvert pour les installations d'une puissance inférieure à 5 MW et à travers des appels d'offres au-dessus de ce seuil.

<sup>157</sup> Ministère de l'Environnement et de la Sécurité énergétique, *Plan national intégré pour l'énergie et le climat*, juin 2024

<sup>158</sup> Arrêté du 28 juillet 2005 du ministre des activités productives - Critères d'incitation à la production d'électricité par conversion de l'énergie photovoltaïque.

<sup>159</sup> *Analyse des dynamiques et des mécanismes publics de soutien aux énergies renouvelables favorables aux PPA en Europe*, E-CUBE, février 2022, p.71.

Le coût du soutien est couvert par une taxe affectée au sein des charges sur l'électricité dites *oneri di sistema*. En pratique, la « composante A3 » de la tarification régulée finance les incitations EnR. Tous les consommateurs raccordés au réseau électrique la paient, proportionnellement à leur consommation, avec quelques modulations pour les clients industriels électro-intensifs. En 2022 et 2023, l'État a partiellement pris en charge cette taxe à travers le budget public pour protéger les consommateurs face à la montée des prix de l'énergie.

### Allemagne

Le dispositif allemand de soutien aux EnR s'inscrit dans une politique aux objectifs ambitieux : l'atteinte de la neutralité carbone doit se faire au plus tard en 2045 avec des objectifs intermédiaires de réduction des émissions de 65 % en 2030 et de 88 % en 2040 par rapport à 1990<sup>160</sup>. La révision de la loi dite *EEG* de 2023<sup>161</sup> prévoit ainsi que les EnR représentent au moins 80 % du mix électrique allemand en 2030 avec une capacité installée de 115 GW pour l'éolien terrestre et de 215 GW pour le photovoltaïque. En 2024, les EnR ont représenté 57,1% de la production brute d'électricité en Allemagne<sup>162</sup>.

Ce soutien aux EnR a débuté en 2000 avec la première loi *EEG*<sup>163</sup> avec l'introduction de tarifs d'achat garantis. La loi *EEG* de 2012<sup>164</sup> a introduit un dispositif de complément de rémunération en Allemagne applicable pour toutes les nouvelles installations de puissance installée supérieure à 500 kW. Ce seuil a été abaissé à 100 kW à la suite d'une nouvelle réforme fin 2016<sup>165</sup>. En parallèle, le tarif garanti à travers l'obligation d'achat a baissé de façon continue passant par exemple de 284,3 €/MWh en 2010 à 63,2 €/MWh en 2025 pour le photovoltaïque au sol<sup>166</sup>. Cette évolution est guidée par une double motivation : baisser le coût pour les finances publiques et se conformer aux lignes directrices européennes introduites en 2014<sup>167</sup>. Le complément de rémunération en Allemagne est asymétrique<sup>168</sup>. Le dispositif allemand doit donc évoluer d'ici à 2027 pour se conformer à la réforme du marché européen de l'électricité de 2024.

<sup>160</sup> Ces objectifs sont définis par la loi fédérale sur la protection du climat du 12 décembre 2019 modifiée en dernier lieu par la loi du 15 juillet 2024.

<sup>161</sup> Loi sur les sources d'énergie renouvelables (*EEG* 2023) du 21 juillet 2014 modifiée en dernier lieu par la loi du 21 février 2025.

<sup>162</sup> Conseil d'experts pour les questions climatiques, *Rapport d'audit sur le calcul des émissions de gaz à effet de serre allemandes pour l'année 2024 et sur les données prévisionnelles pour 2025*, 15 mai 2025.

<sup>163</sup> Loi sur la priorité aux énergies renouvelables (*EEG* 2020) et modifiant la loi sur l'économie énergétique et la loi sur la taxation des huiles minérales du 29 mars 2000.

<sup>164</sup> Loi sur la priorité aux énergies renouvelables (*EEG* 2012) du 17 août 2012.

<sup>165</sup> Loi sur la priorité aux énergies renouvelables (*EEG* 2017) du 22 décembre 2016.

<sup>166</sup> Bundesnetzagentur - Taux de rémunération *EEG* archivés

<sup>167</sup> Communication de la Commission - Lignes directrices concernant les aides d'État à la protection de l'environnement et à l'énergie pour la période 2014-2020 (2014/C 200/01) du 28 juin 2014.

<sup>168</sup> Si le prix de marché de référence est supérieur au tarif de référence, aucune prime n'est versée par le producteur à l'État (« *one-sided CfD* »).

Jusqu'en 2022, le soutien était financé par la redevance *EEG* (« *EEG-Umlage* ») prélevée sur la facture d'électricité (environ 6,5 c€/kWh entre 2016 et 2021<sup>169</sup>). Cette taxe a été supprimée<sup>170</sup> et le mécanisme est désormais financé par le budget fédéral à travers le Fonds pour le climat et la transformation (*Klima- und Transformationsfonds* ou *KTF*). Ce dernier est alimenté par les revenus provenant de l'échange de quotas d'émission au niveau national et de la tarification du CO<sub>2</sub>. Pour 2024, 12,6 Md€ étaient prévus pour la « subvention EEG »<sup>171</sup> (sur 57,6 Md€ de dépenses totales). Le financement est partagé entre les recettes propres du fonds (environ 19,1 Md€) et une réserve qui s'élève à environ 70,7 Md€ au début de l'année 2024.

### Royaume-Uni

Le Royaume-Uni s'est engagé à atteindre la neutralité carbone d'ici 2050 et à réduire ses émissions nettes de gaz à effet de serre de 68 % d'ici 2030 par rapport aux niveaux de 1990, conformément à sa *Nationally Determined Contribution*<sup>172</sup> (NDC). Pour le secteur électrique, l'objectif est d'atteindre un mix totalement décarboné d'ici 2035 avec une part des EnR d'au-moins 50 % dès le début des années 2030.

Jusqu'en 2017, le principal mécanisme était le *Renewables Obligation* (RO), imposant aux fournisseurs d'électricité d'acheter un certain volume d'électricité verte, attesté par des certificats (ROCs). Ce dispositif s'appliquait aux installations de plus de 5 MW et garantissait une rémunération indirecte à travers la vente des certificats. Pour les petites installations (puissance inférieure à 5 MW), le pays a mis en place dès 2010 un régime de tarifs d'achat garantis jusqu'en 2019. Les compléments de rémunérations sont attribués au moyen d'enchères compétitives, sans seuil minimal strict mais avec des catégories distinctes de technologie et de puissance. La plupart des petites installations s'orientent désormais vers l'autoconsommation ou les marchés de gré à gré.

Les coûts du RO étaient supportés par les fournisseurs, qui répercutaient la charge sur les consommateurs à travers la facture d'électricité. De même, le budget des CfD est financé par une redevance verte (*CfD levy*) imputée aux consommateurs à travers les fournisseurs.

### Espagne

L'Espagne s'est engagée à réduire ses émissions nettes de gaz à effet de serre de 32 % d'ici 2030 par rapport aux niveaux de 1990, conformément à sa révision du Plan National Intégré Énergie-Climat<sup>173</sup> (PNIEC 2024). Le pays projette d'atteindre une part de 81 % d'énergies renouvelables dans la production d'électricité à l'horizon 2030, contre environ 50 % en 2022, ainsi qu'une part de 48 % d'EnR dans la consommation finale brute d'énergie. Ces objectifs s'inscrivent dans la trajectoire vers la neutralité climatique en 2050.

<sup>169</sup> *Netztransparenz - EEG-Umlagen*

<sup>170</sup> Loi du 23 mai 2022 relative à la réduction de la charge financière par le biais du prélèvement EEG et à la répercussion de cette réduction sur les consommateurs finaux.

<sup>171</sup> *Der Klima- und Transformationsfonds - Bundesregierung*.

<sup>172</sup> *United Kingdom of Great Britain and Northern Ireland's 2035 Nationally Determined Contribution*, janvier 2025.

<sup>173</sup> *Plan National Intégré Énergie-Climat – Actualisation 2023-2030*, septembre 2024

Jusqu'à 2013, l'Espagne disposait d'un régime spécial avec tarifs d'achat garantis (*régimen especial*) pour la quasi-totalité des énergies renouvelables. Depuis 2013-2015, ces tarifs ont été gelés puis modifiés, générant une forme de défiance vis-à-vis des mécanismes de soutien public. Un nouveau régime (*Régimen Retributivo Especifico*) a été créé en 2015 par appel d'offres. Aujourd'hui, la quasi-totalité des nouvelles capacités EnR est attribuée par enchères compétitives pour l'éolien et le photovoltaïque avec versement d'un complément de rémunération dans lequel le tarif de référence n'est pas fixe, mais évolue selon les prix de marché. L'exposition au prix de marché est modulée par un facteur d'exposition, fixé par décret à 0,05 en 2022 pour les installations non pilotables et à 0,15 pour les installations pilotables. Concrètement, ce régime expose les producteurs éoliens et photovoltaïques à l'évolution des prix de marché à hauteur de 5 % à 15 %. De plus, en cas de prix négatif, aucune prime n'est prévue.

L'Espagne est également marquée par un fort développement des PPA, notamment grâce à l'instauration d'une obligation réglementaire, et par la possibilité de cumuler le recours aux PPA avec les mécanismes de soutien. Le décret royal n°1106/2020 publié en janvier 2020 impose ainsi aux entreprises électro-intensives (consommation supérieure à 1 GWh) de se fournir par des PPA à hauteur d'au moins 10 % de leur consommation électrique. Ce décret instaure aussi le Fonds de réserve pour les garanties des entités électro-intensives (FERGEI) doté de 200 M€ par an qui couvre les risques de défaut à hauteur de 80 %.

En 2023, 4,7 GW de puissance installée ont été contractualisés par des PPA en Espagne contre seulement 0,6 GW en France<sup>174</sup>.

### **Belgique, Suède, Norvège - Les certificats verts**

Certains pays européens ont opté pour d'autres modalités de soutien aux énergies renouvelables, moins coûteuses pour leurs finances publiques que les compléments de rémunération et les contrats d'obligation d'achat. C'est notamment le cas de la Belgique, de la Suède et de la Norvège qui ont mis en place un mécanisme de certificats verts (CV). Ce dispositif prévoit que les producteurs d'électricité verte obtiennent des CV pour leur production et que les fournisseurs d'électricité soient obligés de déclarer annuellement un nombre déterminé de CV (ils doivent respecter un quota par rapport à la quantité d'électricité vendue). Pour pouvoir satisfaire à leur obligation, ils achètent des CV aux producteurs sur un marché spécifique. Ils ont alors le choix de répercuter plus ou moins ce coût sur l'ensemble des clients finaux<sup>175</sup>. Ce dispositif réduit donc au minimum l'intervention publique pour le déploiement des énergies renouvelables, par une répercussion directe des surcoûts sur le consommateur. Il peut être complété par plusieurs outils pour en dépasser certaines limites, comme l'absence de pilotage du développement de différentes filières, et en améliorer l'efficacité.

Le système d'attribution des CV peut par exemple être différencié selon les technologies comme en Belgique. Cela favorise une certaine concurrence entre technologies, tout en tenant compte de leurs spécificités économiques et des choix politiques en termes de mix électrique<sup>176</sup>.

<sup>174</sup> European PPA Market Outlook 2024, Pexapark, p. 20.

<sup>175</sup> SPW Energie, *Évaluation du mécanisme des certificats verts en Wallonie sur la période 2014-2022*, juillet 2024, p. 4.

<sup>176</sup> SPW Energie, *Évaluation du mécanisme des certificats verts en Wallonie sur la période 2014-2022*, juillet 2024, p. 28.

En Norvège et en Suède, un mécanisme commun de CV a été introduit en 2012. Il avait pour objectif d'augmenter la production annuelle à partir d'EnR de 46,4 TWh dans les deux pays d'ici 2030. Cet objectif a été atteint dès mars 2021<sup>177</sup>. Les prix des CV se sont alors effondrés<sup>178</sup>. Les quotas imposés aux fournisseurs étant fixés à l'avance jusqu'à 2035<sup>179</sup>, l'offre de CV excédait largement la demande dans un contexte de dépassement des objectifs EnR. Les deux pays ont ainsi décidé d'arrêter la certification de nouveaux projets à partir du 31 décembre 2021. La fin du régime des CV est prévue pour en 2035.

En Belgique, le système a fait l'objet de multiples évolutions, signe de la difficulté à le piloter. Pour éviter la chute des prix des CV, la réglementation wallonne a prévu un acheteur en dernier recours. Elia (le gestionnaire de réseau belge) est légalement tenu de racheter les certificats non vendus à un prix plancher fixé par décret. Ainsi, entre 2016 et 2025, le prix moyen d'un CV en région wallonne a toujours été compris entre 65 et 68 €/MWh<sup>180</sup>, proche du prix plancher de 65 €/MWh. Néanmoins, considérant la formation d'une bulle de CV, le gouvernement wallon a décidé de réduire rétroactivement la durée pendant laquelle les producteurs devaient les percevoir, passant de 15 à 10 ans. De nombreux producteurs ont engagé une action en justice à l'encontre de cette décision, actuellement portée devant la Cour de Cassation.

---

<sup>177</sup> NVE et *Swedish Energy Agency*, *Le marché suédois-norvégien des certificats verts* – Rapport annuel 2020, juin 2021, p. 9.

<sup>178</sup> *Ibid.*, p. 18 et 19 : en Suède, le prix moyen d'un CV est donc passé de 200 SEK en 2012 à moins de cinq SEK en décembre 2020.

<sup>179</sup> *Ibid.*, p. 7 : ces quotas ont été fixés par rapport aux objectifs annuels de développement des EnR.

<sup>180</sup> SPW Energie, *Statistiques sur le prix du marché des certificats verts*, 30 juillet 2025.

### **Annexe n° 3 : les conditions d'aides fluctuantes pour les installations photovoltaïques de petite puissance sur bâtiments**

Depuis 2017, deux arrêtés tarifaires, en mai 2017 dit S17 [pour les projets jusqu'à 100 kWc] puis en octobre 2021 dit S21 [pour les projets jusqu'à 500 kWc]<sup>181</sup> ont encadré les modalités de soutien au petit photovoltaïque en métropole continentale<sup>182</sup>. Le premier arrêté a été modifié deux fois sur sa période de validité, le second a d'ores et déjà été modifié six fois<sup>183</sup>.

Les graphiques ci-dessous retracent l'évolution des tarifs et du volume de demandes de raccordement sur la période allant de 2017 à 2025 pour certaines gammes de puissance. Ces tarifs sont en effet différenciés par gamme de puissance : inférieure à 3 kWc, comprise entre 3 et 9 kWc, entre 9 et 36 kWc, entre 36 et 100 kWc, entre 100 et 500 kWc. Les installations d'une puissance inférieure à 100 kWc peuvent injecter la totalité ou uniquement le surplus dans le réseau.

Ces tarifs ont notamment connu une forte hausse entre octobre 2021 (entrée en application du S21) et mi-2023.

Le nombre de demandes de raccordements pour les installations de puissance comprise entre 36 et 100 kWc avec injection totale augmente durant la période de validité de l'arrêté de 2017 (plus de 1 700 demandes envoyées fin 2020) puis connaît une évolution plus erratique. En revanche, les demandes pour des installations de puissance comprise entre 9 et 36 kWc, marginales durant la validité de l'arrêté de 2017, connaissent un accroissement constant avec l'arrêté de 2021 (environ 2 200 demandes formulées aux premier et deuxième trimestre 2025).

L'augmentation des demandes de raccordement pour les installations de puissance inférieure à 9 kWc injectant leur surplus de production est faible jusqu'en 2022 pour atteindre un pic de croissance début 2024 (près de 20 000 demandes envoyées pour les installations inférieures à 3 kWc et plus de 30 000 demandes pour celles comprises entre 3 et 9 kWc), ce pic a accompagné l'augmentation des tarifs d'achat, et s'est prolongé pendant la phase de baisse des tarifs d'achat.

---

<sup>181</sup> Pendant la durée d'application de l'arrêté S17, la tranche 100-500 kWc était soutenue par appel d'offres, qui s'est révélé peu souscrit, générant des effets de seuils marqués avec un sous-dimensionnement des installations, et susceptible de freiner l'installation sur bâtiments neufs ou en rénovation. Les lignes directrices de la Commission européenne le permettant à cette date, le choix avait donc été fait en 2021 de rebasculer cette tranche sur l'arrêté tarifaire.

<sup>182</sup> Des dispositifs similaires existent dans les ZNI et encadrées par un arrêté daté de mai 2017, remplacé par un autre en janvier 2024. Les modalités associées sont variables par territoire.

<sup>183</sup> Arrêtés du 28 juillet 2022, du 8 février 2023, du 4 juillet 2023, du 22 décembre 2023, du 5 mars 2024 et du 26 mars 2025. Une autre modification, datée d'octobre 2024, introduisant une période dérogatoire jusqu'à fin 2024 sans incidence sur les tarifs de soutien, n'est pas considérée dans le présent rapport.

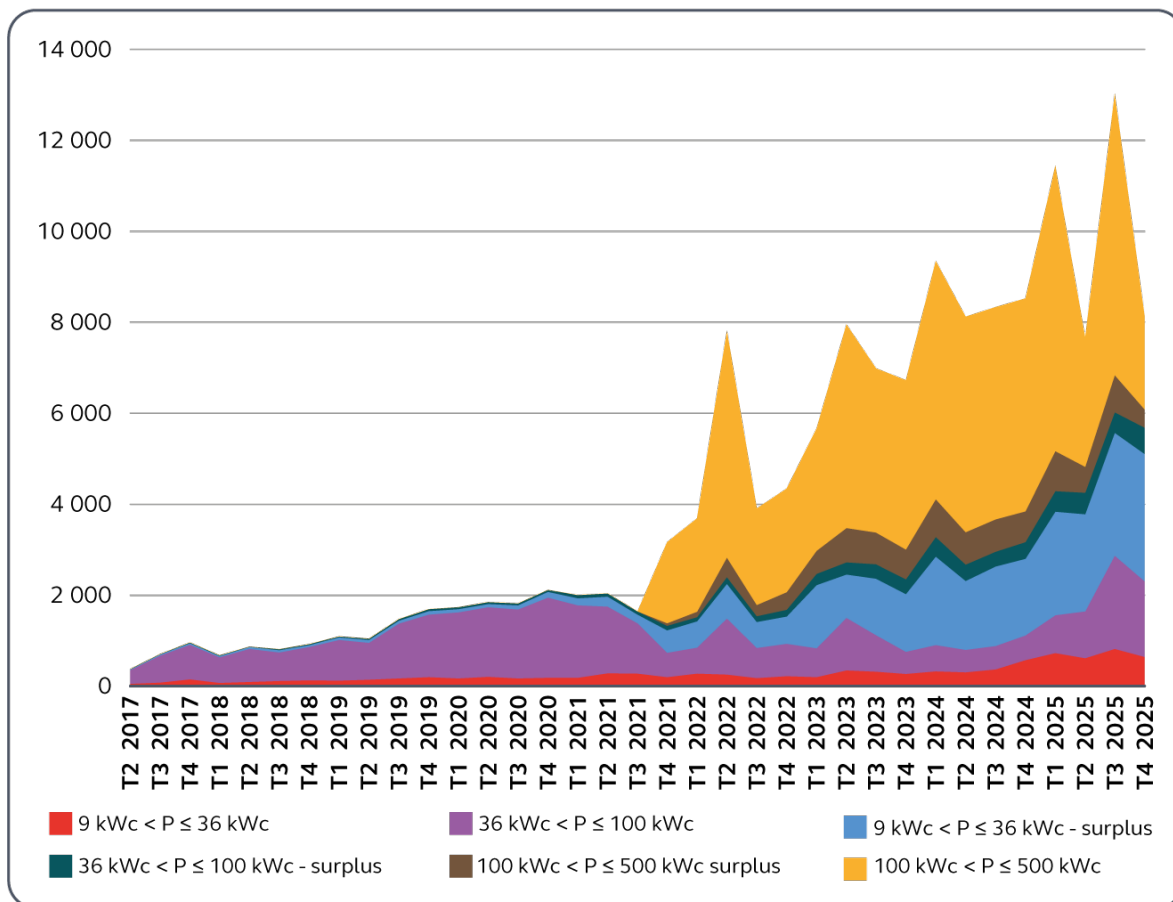
## Installations de puissance comprise entre 9 et 500 kWc

**Graphique n° 16 : tarifs d'achat initial pour les nouveaux contrats d'achat de l'électricité produite par les installations implantées sur bâtiment utilisant l'énergie solaire photovoltaïque en application des arrêtés du 9 mai 2017 et du 6 octobre 2021, pour une puissance de 9 à 500 kWc**



Source : CRE, Arrêtés tarifaires photovoltaïques en métropole

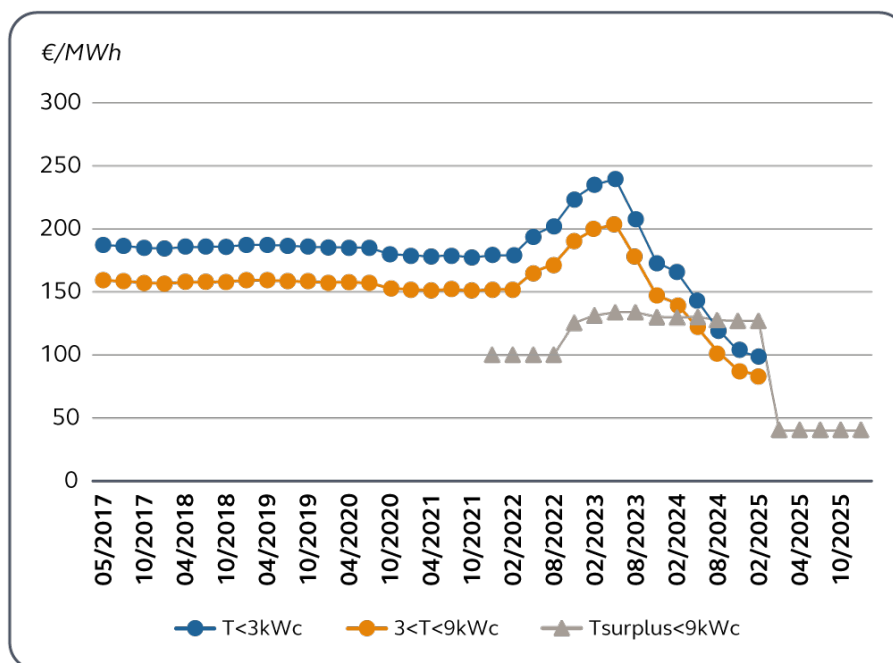
**Graphique n° 17 : nombre de demandes de raccordement complètes pour les installations d'une puissance supérieure à 9 kWc**



Source : CRE, *Demandes complètes de raccordements photovoltaïques en métropole continentale*

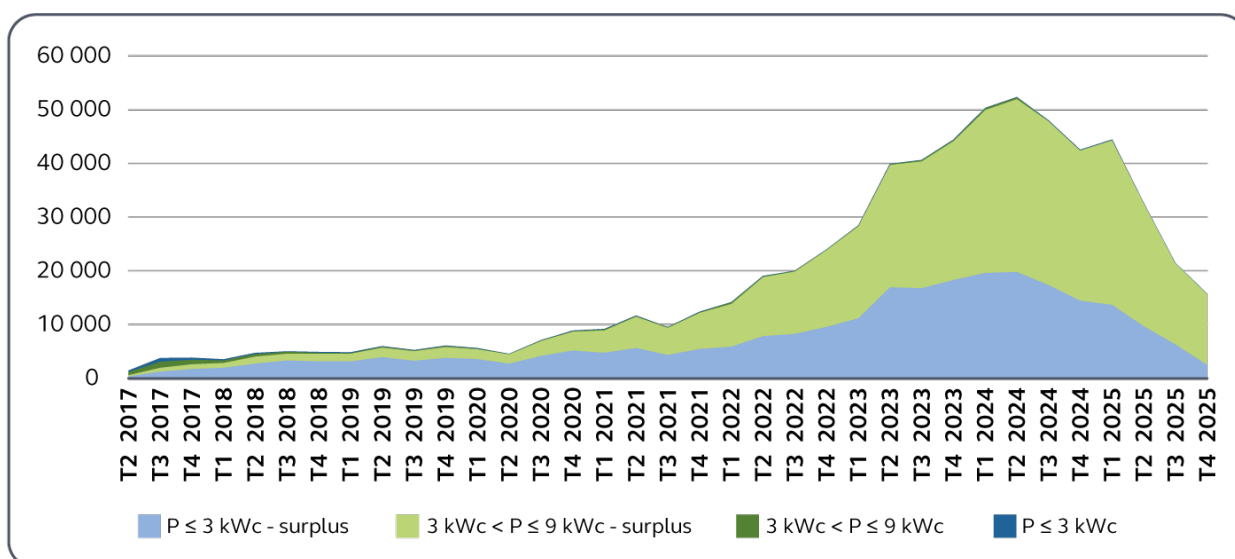
## Installations de puissance inférieure à 9 kWc

**Graphique n° 18 : tarifs d'achat pour les nouveaux contrats d'achat de l'électricité produite par les installations implantées sur bâtiment utilisant l'énergie solaire photovoltaïque en application des arrêtés du 9 mai 2017 et du 6 octobre 2021 pour une puissance inférieure à 9 kWc**



Source : CRE, Arrêtés tarifaires photovoltaïques en métropole

**Graphique n° 19 : nombre de demandes de raccordement complètes pour les installations d'une puissance inférieure à 9 kWc**



Source : CRE, Demandes complètes de raccordements photovoltaïques en métropole continentale

## Annexe n° 4 : modes de calcul des indexations de tarif

### Indexation des tarifs avant signature des contrats – le coefficient K

En guichet ouvert, les tarifs d'achat et tarifs de référence fixés par arrêté sont soumis à une évolution automatique selon un coefficient K, permettant de tenir compte de l'impact de la situation économique sur le coût des projets.

Depuis 2022, une indexation similaire a également été introduite dans les cahiers des charges des appels d'offres, pour tenir compte de l'évolution de la situation économique entre le dépôt des dossiers, et le lancement effectif du projet<sup>184</sup>.

La formule de calcul de ce coefficient, revue courant 2022 par la DGEC, sur recommandation de la CRE, s'exprime actuellement pour la plupart des arrêtés et cahiers des charges des appels d'offres sous la forme suivante :

$$K = (1 + 4(TauxDette_{t\_projet} - TauxDette_{t\_initial})) (a + \sum a_i \frac{Indice_{t\_projet_i}}{Indice_{t\_initial_i}}),$$

$$\text{Avec } a + \sum a_i = 1,$$

- TauxDette est la moyenne des valeurs définitives des indices IBOXX € CORPORATES 10-15 – Annual Yield (ISIN : DE000A0ME5S6) à une date donnée, exprimé sous forme de nombre décimal ;
- Parmi les indices pris en compte dans le dernier membre de la formule, les plus fréquents sont : l'indice des coûts du travail, l'indice des prix à la production, les prix de l'aluminium, de l'acier, du cuivre, ainsi qu'un indice du coût des transports.

Ces taux et indices sont calculés à une date  $t\_initial$ , qui correspond soit à la date d'entrée en vigueur de l'arrêté fixant les modalités d'évolution du tarif (guichet ouvert), soit à la date limite de dépôt des candidatures (appel d'offres), et une date  $t\_projet$ , qui correspond soit au dépôt de la demande de soutien [guichet ouvert], soit une date supposée correspondre au début des travaux pour les lauréats (appels d'offres), généralement 12 mois avant la mise en service.

### Indexation des tarifs pendant la vie du contrat – le coefficient L

À l'occasion de la date anniversaire du contrat, les tarifs sont actualisés par multiplication avec un coefficient L ayant vocation à prendre en compte l'effet de l'inflation sur les coûts variables de l'installation. Ses modalités de calcul sont fixées dans chacun des contrats, selon les conditions en vigueur lors du dépôt du dossier [demande complète de raccordement ou offre] et ne peuvent être modifiées rétroactivement. Sa formule est généralement exprimée comme suit :

$$L = a + b \frac{ICHTREV-TS}{ICHTREV-TS_0} + c \frac{FM0ABE0000}{FM0ABE0000_0},$$

$$\text{Avec } a+b+c=1,$$

<sup>184</sup> Cette nouvelle formule est citée dans la [délibération n°2022-256](#) portant avis sur le projet d'arrêté modifiant l'arrêté du 6 mai 2017 fixant les conditions du complément de rémunération de l'électricité produite par les parcs d'au plus six éoliennes, p. 6-8.

- ICHTrev-TS est la dernière valeur définitive connue à un jour de l'année précisé dans l'arrêté ou l'appel d'offres précédant la date anniversaire de la prise d'effet du contrat d'achat de l'indice du coût horaire du travail révisé (tous salariés) dans les industries mécaniques et électriques ;
- FM0ABE0000 est la dernière valeur définitive connue à ce même jour de l'année précédant la date anniversaire de la prise d'effet du contrat d'achat de l'indice des prix à la production de l'industrie française pour le marché français, ensemble de l'industrie, A10 BE, prix départ usine ;
- ICHTrev-Tso et FM0ABE0000o sont les dernières valeurs définitives connues à ce même jour de l'année précédant la date de prise d'effet du contrat d'achat.

Dans certains cas, *L* peut comprendre d'autres paramètres liés à des indices supplémentaires.

Le tableau ci-dessous présente les coefficients de pondération définis dans les principaux arrêtés tarifaires et cahiers des charges aux appels d'offres.

**Tableau n° 10 : pondération du coefficient L pour l'indexation des tarifs d'achat et de référence des contrats**

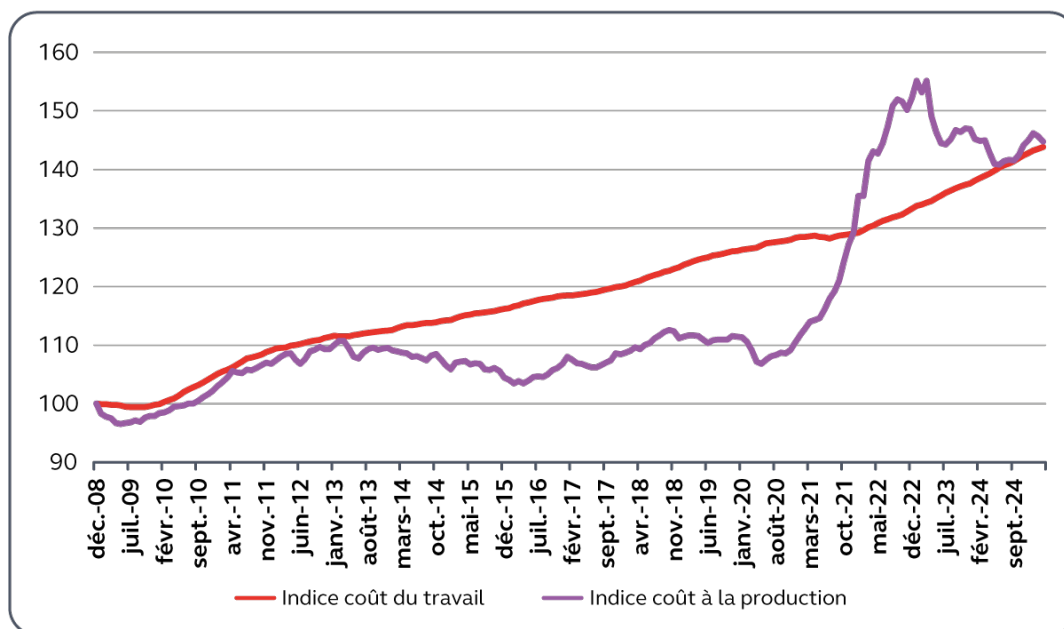
Filière	Période	Part fixe (pondération a)	Part variable	
			Coût du travail (pondération b)	Prix à la production (pondération c)
Photovoltaïque	Avant 2010 (S01 et S06)	0,4	0,3	0,3
	Arrêtés S10, S11, S17, S21 initial et CR jusqu'en décembre 2022	0,8	0,1	0,1
	Arrêté S21 à.c. du 18 fév. 2023, CR à compter de décembre 2022	0,8	0,15	0,05
Éolien terrestre	Avant 2017 (E01, E06, E08)	0,4	0,4	0,2
	Après 2017 (E17, appels d'offres CRE4 et PPE2)	0,7	0,15	0,15
	Appels d'offres à compter de décembre 2022	0,7	0,22	0,08
Éolien en mer	AO 1 (2011) et 2 (2013) - version initiale du cahier des charges	0,4	0,2	0,4
	AO 1 (2011) et 2 (2013) - version post-renégociation	0	0,67	0,33
	AO 3 (2016) et 4 (2020)	0,7	0,15	0,15

Filière	Période	Part fixe (pondération a)	Part variable	
			Coût du travail (pondération b)	Prix à la production (pondération c)
	AO 5 (2022) et suivants	0,8	0,1	0,1
Biogaz	Arrêté 23/11/2011	0,3	0,3	0,4
	Arrêté 13/12/2016	0,5	0,2	0,3
	Arrêtés 23/11/2020 et 13/12/2021	0,3	0,3	0,4
	Arrêté 13/06/2023	0,3	0,2	0,4+0,1*
Hydraulique	Arrêtés 2001, 2007	0,4	0,45	0,15
	Arrêtés 2016	0,5	0,4	0,1
	Appels d'offres	0,6	0,3	0,1

Source/note : arrêtés tarifaires [Légifrance] et cahiers des charges des appels d'offres [site de la CRE] \*dans le cas du biogaz, deux types d'indices de prix à la production sont pris en compte

Les indices retenus ont connu une augmentation importante sur les dernières décennies, régulière s'agissant du coût du travail, et particulièrement marquée entre mi 2021 et fin 2022 s'agissant des coûts à la production, conduisant à une augmentation générale des tarifs des contrats en cours de soutien.

**Graphique n° 20 : évolution des indices de coût du travail et de coût à la production – base 100 en décembre 2008**



Source : à partir de INSEE, Indice mensuel du coût horaire du travail révisé - Salaires et charges - Tous salariés - Industries mécaniques et électriques (NAF rév. 2 postes 25-30 32-33) ; Indice de prix de production de l'industrie française pour le marché français - A10 BE - Ensemble de l'industrie - à partir de janvier 2015 et Indice de prix de production de l'industrie française pour le marché français - Prix de marché - A10 BE - Ensemble de l'industrie - Base 2010 - (FM0ABE0000) avant 2015 [série arrêtée - poursuivie à travers l'indice de recouplement - et mis en base 100 en décembre 2008].

## **Annexe n° 5 : Valorisation de l'énergie revendue, valorisation de la capacité et des garanties d'origine**

### **L'électricité ou le gaz sous obligation d'achat sont revendus par l'acheteur obligé**

Le calcul de la valorisation de l'énergie revendue varie en fonction de l'acheteur de l'électricité ou du biogaz.

#### *EDF OA*

EDF OA est l'acheteur obligé principal. En 2024, elle a acheté 47,5 GWh alors que l'ensemble des autres acheteurs obligés ont acheté 3,2 GWh<sup>185</sup>. Une partie de cette électricité est définie comme la part quasi-certaine. Elle est calculée comme le produit de la puissance prévisionnelle sous obligation d'achat par un coefficient reflétant le 90<sup>e</sup> percentile du taux de charge de l'ensemble des installations sous obligation d'achat sur le périmètre d'EDF OA constaté sur un historique de trois années de production. À compter de 2025, chaque fin d'année N, la CRE détermine la part quasi-certaine de l'année N+4 et met à jour celles des années N+1, N+2 et N+3.

La part quasi-certaine est vendue à terme par EDF OA sous forme de différents produits :

- ruban de base : l'électricité est livrée pour une puissance constante chaque jour d'une année. La mise en vente s'étend durant les deux années précédant l'année de livraison<sup>186</sup> ;
- 1<sup>er</sup> trimestre : l'électricité est livrée pour une puissance constante chaque jour du premier trimestre d'une année. La mise en vente a lieu durant l'année précédant ce premier trimestre ;
- mois 11 et 12 : l'électricité est livrée pour une puissance constante chaque jour en novembre et décembre. La mise en vente a lieu durant les deux mois précédents le mois de livraison.

Pour l'année 2025, la CRE a fixé à 2 100 MW la puissance pour le ruban de base, 2 200 MW pour le produit « 1<sup>er</sup> trimestre » et 2 300 MW pour les mois 11 et 12.

Ces produits sont vendus au moyen d'appels d'offres menés cinq à dix fois par semaine par EDF OA. Seuls les acheteurs qualifiés peuvent y participer. La qualification est délivrée par EDF OA sur la base d'un dossier. Les critères pris en compte sont le fait d'être responsable d'équilibre, de disposer d'une note de crédit minimale, de fournir une garantie financière et de disposer d'un code ACER<sup>187</sup>. Les produits sont ensuite notifiés aux acheteurs retenus. EDF OA se charge ensuite d'informer RTE des nouveaux responsables d'équilibres pour les quantités vendues. Ce fractionnement de vente par jours permet de lisser les recettes de vente et d'éviter ainsi de fortes variations si des quantités plus importantes étaient vendues chaque mois.

---

<sup>185</sup> CRE, délibération n°2025-180, annexe n° 3, p. 10 et 20.

<sup>186</sup> Depuis la délibération du 30 avril 2025, la vente du ruban de base peut commencer trois ans avant l'année de livraison. Cette disposition s'applique à partir du ruban de base livré en 2028, cf. CRE, délibération n°2025-114 sur la méthodologie d'évaluation des charges de SPE, p. 5.

<sup>187</sup> ACER : Agence de l'UE pour la coopération des régulateurs de l'énergie. À défaut, l'entité doit justifier de l'exclusion d'application du règlement REMIT.

La CRE calcule la valorisation due à la vente de la part quasi-certaine comme le prix moyen pondéré des ventes réalisées par EDF. Afin de veiller à ce qu'EDF vende correctement sur les marchés, un coefficient multiplicateur  $\gamma$  est appliqué à ce prix moyen<sup>188</sup>. Durant la période de contrôle, ce coefficient a toujours été égal à un.

La part aléatoire est vendue à court terme à tout prix. Le jour précédant la livraison, la vente a lieu sur la bourse EPEX SPOT. Les volumes sont ceux estimés par EDF OA déduction faite de la part quasi-certaine déjà vendue pour ce jour. Le jour même, EDF vend l'éventuelle énergie supplémentaire produite par les installations sous contrats d'achat selon les prévisions qu'elle réalise pour les filières éolien et photovoltaïque. Les ventes sont faites sur la bourse EPEX intraday. EDF peut être amené à acheter de l'énergie sur le marché spot ou en infra-journalier en fonction de ses prévisions de production et de l'électricité déjà vendue.

Sur le périmètre d'équilibre d'EDF OA, si l'énergie produite à un temps donné est finalement supérieure aux ventes opérées par EDF, EDF OA reçoit de RTE une somme représentative de la valorisation de cet écart (au prix dit de règlement des écarts). Dans le cas contraire, EDF OA verse une somme à RTE. Ce mécanisme s'appelle le règlement des écarts. Le prix de règlement des écarts envoie un signal pour inciter les responsables d'équilibres à ce que les volumes d'électricité concernés par le règlement des écarts soient les plus faibles possible.

La valorisation de la part aléatoire considérée par la CRE pour le calcul des charges de service public de l'énergie à compenser à EDF OA se fait sur la base d'une référence de prix de marché court terme calculé, par pas de temps demi-horaire, comme une moyenne pondérée des prix spot, des prix moyens sur le marché infra-journaliers et du prix de règlement des écarts facturés ou réglés par RTE sur le périmètre d'équilibre d'EDF OA. Un coefficient  $\eta$  pondère la partie relative au règlement des écarts de manière à sanctionner EDF OA en cas de mauvaise qualité de prévision de production<sup>189</sup>. Ce coefficient a toujours été égal à un depuis 2016 sauf du 1<sup>er</sup> au 3 janvier 2018 en raison d'un incident informatique survenu chez EDF ayant conduit à une survente d'électricité sur le marché spot les 1<sup>er</sup> et 2 janvier et une perte liée à l'achat d'électricité sur le marché infra-journalier le 3 janvier. La CRE a réduit le montant de charges de SPE attribué à EDF de 2,8 M€, soit l'impact financier pour EDF sur les marchés.

#### *Les autres acheteurs d'électricité : ELD, organismes agréés et acheteur en dernier recours*

Les ELD ont la possibilité de vendre l'énergie achetée sous obligation d'achat à leurs clients, soit au tarif réglementé de vente (TRV) soit en « offre de marché » selon les contrats des clients. Elles peuvent aussi revendre l'énergie en passant par un agrégateur<sup>190</sup>.

Pour la part d'électricité revendue au TRV, la valorisation est calculée par référence à ce tarif. Pour la part d'électricité revendue soit aux clients en « offre de marché » soit sur le marché spot, la valorisation est fondée sur les prix de ce marché. Le calcul de la valorisation pour cette catégorie a été modifié au fil des années pour se rapprocher des coûts réels supportés par les ELD. La prise en compte, dans la délibération du 25 janvier 2024, du cas des facturations

<sup>188</sup> CRE, délibération n°2025-114 sur la méthodologie d'évaluation des charges de SPE, p. 15.

<sup>189</sup> CRE, *ibid.*, p. 16.

<sup>190</sup> Il y a deux agrégateurs, un par syndicat d'ELE : Union nationale des entreprises locales d'électricité et de gaz (Uneleg) et Entreprises locales d'énergies (ELE). Le cahier des charges permettant de sélectionner l'agrégateur est étudié par la CRE.

annuelles ou semestrielles pour les installations photovoltaïques, à l'instar de ce qui était pratiqué pour la valorisation de cette filière pour EDF OA depuis la délibération du 28 novembre 2019<sup>191</sup>, permet de prendre en compte les prix de marché de l'ensemble des périodes de production de l'électricité et non uniquement ceux de la période où la facture était établie. Avant cette date, les ELD qui vendaient l'électricité produite sous obligation d'achat sur les marchés bénéficiaient des recettes aux prix de ventes en cours alors que la CRE calculait la valorisation avec le prix du marché spot au moment de la facturation. Cette différence pouvait engendrer une compensation imparfaite du coût net à la charge des ELD. Cette modification était demandée par les ELD.

Pour les organismes agréés et l'acheteur en dernier recours, les valorisations sont calculées par référence aux prix de marché spot<sup>192</sup>.

Chaque année en février, la CRE publie une délibération relative aux règles de comptabilité applicables aux opérateurs supportant des charges de SPE à utiliser pour la déclaration des charges. Les modifications apportées d'une année à l'autre peuvent être importantes, à un moment où les entités préparent l'adoption des comptes de l'année précédente. En 2024, à la suite de la modification indiquée *supra* pour prendre en compte les périodes réelles de production d'électricité par les installations photovoltaïques facturées semestriellement ou annuellement, les données à fournir par les acheteurs obligés hors EDF ont été modifiées. Auparavant, ces acheteurs ne devaient rien indiquer à la CRE. Depuis la délibération du 15 février 2024, la production doit être déclarée au pas horaire<sup>193</sup>.

### *Les acheteurs de biométhane*

Le III de l'article R. 121-27 du code de l'énergie dispose que la valorisation pour les acheteurs de biométhane est égale au « *prix moyen constaté sur le marché de gros du gaz naturel* ». La CRE calcule ce coût à partir de la moyenne mensuelle des prix *Powernext gas spot daily average* du point d'échange gaz publié par EEX.

### **La valorisation des garanties d'origine est déduite du montant des charges de SPE**

Les garanties d'origine permettent d'attester du caractère durable d'un mode de production d'énergie. Les producteurs émettent des garanties achetées ensuite par les fournisseurs souhaitant vendre des contrats de fourniture étiquetés « renouvelables » à leurs clients. Dans le cas de l'électricité, les garanties d'origine sont émises et vendues par l'État. Le contrat de soutien est immédiatement résilié si le producteur émet des garanties d'origine.

Pour le biogaz, la situation diffère en fonction de la date de signature du contrat. Pour les contrats signés après le 9 novembre 2020, la situation est la même que pour l'électricité sous contrat d'achat. Pour les contrats signés avant le 9 novembre 2020<sup>194</sup>, les garanties d'origine sont émises par le fournisseur cocontractant, c'est-à-dire l'acheteur du gaz dans le cadre du contrat. En application de l'arrêté du 23 novembre 2011, 75 % du montant de la valorisation

<sup>191</sup> CRE, délibération n°2019-259 relative à la méthodologie de calcul du coût évité, p. 3.

<sup>192</sup> CRE, délibération n°2025-114 sur la méthodologie d'évaluation des charges de SPE, p. 20.

<sup>193</sup> CRE, délibération n°2024-38 sur les règles de comptabilité pour les opérateurs supportant des charges de SPE, p. 25-26.

<sup>194</sup> Article 50 de la loi du 8 novembre 2019 relative à l'énergie et au climat.

des garanties d'origine sont déduits du montant des charges de SPE et 0 % lorsque le biogaz est utilisé en tant que carburant pour véhicules. Cette disposition permet aux fournisseurs acheteurs de bénéficier d'une fraction des revenus générés par la vente des garanties d'origine. La CRE a récemment introduit une valeur plancher pour la valorisation des garanties d'origine<sup>195</sup>. Cette décision est motivée par le fait que certains acheteurs valorisaient les garanties d'origine à un prix de cession faible ou nul, notamment en cas d'autoconsommation ou de vente de ces garanties à une entité appartenant au même groupe de sociétés que l'acheteur.

### Valorisation des garanties de capacité

Le mécanisme de capacité a été mis en place en France afin de sécuriser l'approvisionnement en électricité durant les périodes de pointe grâce à des moyens de production ou d'effacement. Il permet aux producteurs de bénéficier d'une rémunération complémentaire à celle issue de la vente d'électricité afin de couvrir les coûts fixes et d'exploitation nécessaires pour maintenir leurs installations disponibles à la production lors des périodes de forte consommation. Les fournisseurs d'électricité doivent disposer de garanties de capacité à la hauteur de la consommation de pointe de leurs clients. Les installations de production sont certifiées par RTE sur la base de la puissance rendue disponible lors des périodes de pointe de consommation survenues par le passé. Les échanges de garanties de capacités entre producteurs et fournisseurs se font de gré à gré ou au moyen d'enchères organisées par EPEX Spot<sup>196</sup>. Le mécanisme actuel est en vigueur jusqu'en novembre 2026.

Au même titre que les revenus issus de la revente de l'énergie soutenue sur les marchés, les revenus issus du mécanisme de capacité associés aux capacités renouvelables sous obligation d'achat sont déduits des montants de charges de SPE à compenser aux acheteurs obligés sauf dans le cas des ELD vendant l'électricité achetée sous obligation d'achat à leurs clients au tarif réglementé de vente (TRV)<sup>197</sup>.

Hormis ce cas, les capacités sont vendues par les opérateurs (EDF OA, ELD, organismes agréés, acheteurs en dernier recours) dans le cadre d'enchères.

Le nombre d'enchères pour EDF OA au titre d'une année donnée est fixé par la CRE et s'échelonne sur plusieurs années. Le volume non vendu lors d'une enchère est reporté à l'enchère suivante. Avant le début de chaque enchère, la CRE calcule le volume de référence de vente sur la base du niveau de capacités certifiées dont dispose EDF OA et des volumes de référence de vente des enchères passées durant l'année. La valorisation de la capacité est le produit du volume de référence de vente de l'enchère multiplié par le prix résultant de l'enchère.

Pour les autres acheteurs, la formule de calcul est la même que pour EDF OA mais en ne prenant en compte que les enchères réalisées durant l'année pour une livraison l'année suivante.

---

<sup>195</sup> CRE, délibération n°2025-114 sur la méthodologie d'évaluation des charges de SPE, p. 2 à 5 puis 25 à 27. Cette valeur est définie comme la moyenne arithmétique des prix de référence des enchères en France portant sur les garanties d'origine de biométhane organisées par EEX en France s'étant tenues au cours de l'année précédant l'année au titre de laquelle les charges sont déclarées.

<sup>196</sup> Cour des comptes, *L'organisation des marchés de l'électricité*, juillet 2022, p. 115-119 et 261.

<sup>197</sup> Dans ce cas, les garanties de capacités peuvent contribuer à couvrir l'obligation de capacité liée aux besoins de consommation des clients au TRV, cf. CRE, n°2025-114 sur la méthodologie d'évaluation des charges de SPE, p. 28.

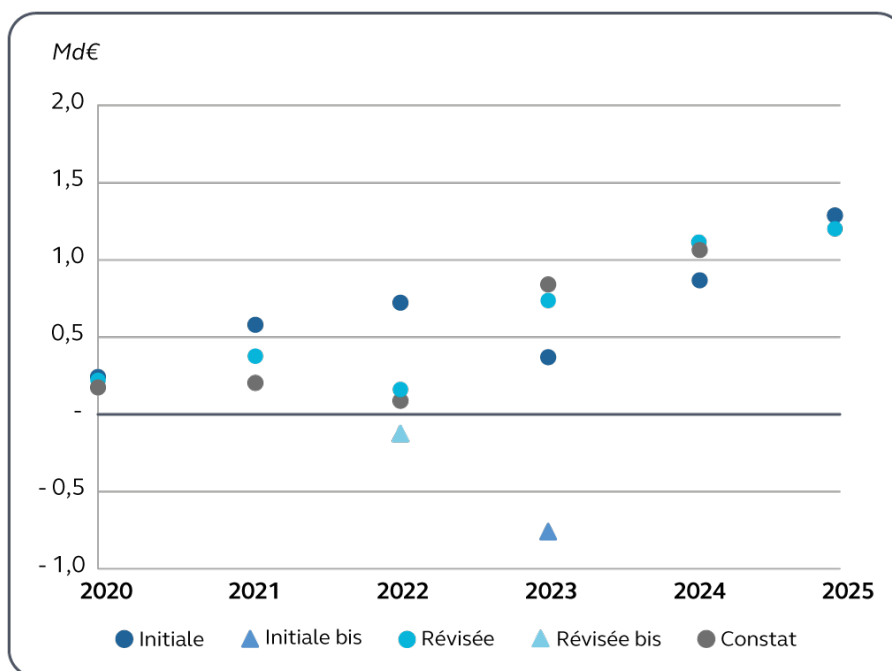
À la fin d'une année de livraison, RTE notifie les niveaux de capacité effectifs. L'écart avec le niveau de capacité certifié est valorisé uniquement s'il est justifié et indépendant d'une mauvaise prévision de l'opérateur. Après les enchères postérieures à ce calcul, les écarts résiduels donnent lieu à des transferts financiers selon les règles du règlement des écarts en matière de capacité. Dans le cas où l'opérateur peut démontrer que ces écarts ne résultent pas d'un oubli et qu'il lui a été impossible de rééquilibrer lors des enchères suivant la notification.

La CRE veille à ce que les actions des opérateurs permettent de maximiser les revenus liés aux garanties de capacité.

## Annexe n° 6 : évaluations et constat des charges de SPE pour la filière biométhane

La CRE évalue trois fois les charges de SPE au titre de l'année N : une évaluation initiale en juillet de l'année N-1, une réévaluation en juillet de l'année N et un constat en juillet de l'année N+1. En raison du début de la crise énergétique, la CRE a exceptionnellement réévalué les charges au titre de 2022 et 2023 en novembre 2022, ce qui explique la présence de quatre valeurs pour ces deux années dans le graphe ci-dessous. Ce dernier montre la difficulté pour la CRE d'évaluer des charges de manières fiables en 2022, à une période où les prix du gaz sur les marchés de court terme étaient très fluctuants.

**Graphique n° 21 : évaluations successives du montant des charges de SPE pour le soutien à la production de biométhane au titre des années 2020 à 2025**



Source : délibérations n° 2019-172, 2020-177, 2021-230, 2022-202, 2022-272, 2023-200, 2024-139 et 2025-180 de la CRE

Note : en novembre 2022, la CRE a réévalué les charges au titre de 2022 et au titre de 2023.

## **Annexe n° 7 : description du rôle des acteurs impliqués dans les versements mensuels de charges de service public de l'énergie**

Les charges de SPE ne sont pas directement versées aux opérateurs par le programme 345 - *Service public de l'énergie* mais par le compte Service public de l'énergie (SPE) géré par la Caisse des dépôts et consignations (CDC) lui-même alimenté par le programme 345.

Chaque mois, la DGEC établit les montants à verser à chaque opérateur en fonction de la dernière délibération de la CRE disponible et de la trésorerie du programme 345 puis saisit le contrôleur budgétaire et comptable ministériel (CBCM) du ministère chargé de la transition écologique pour que ce dernier verse le montant demandé vers le compte Service public de l'énergie de la CDC à partir du programme 345.

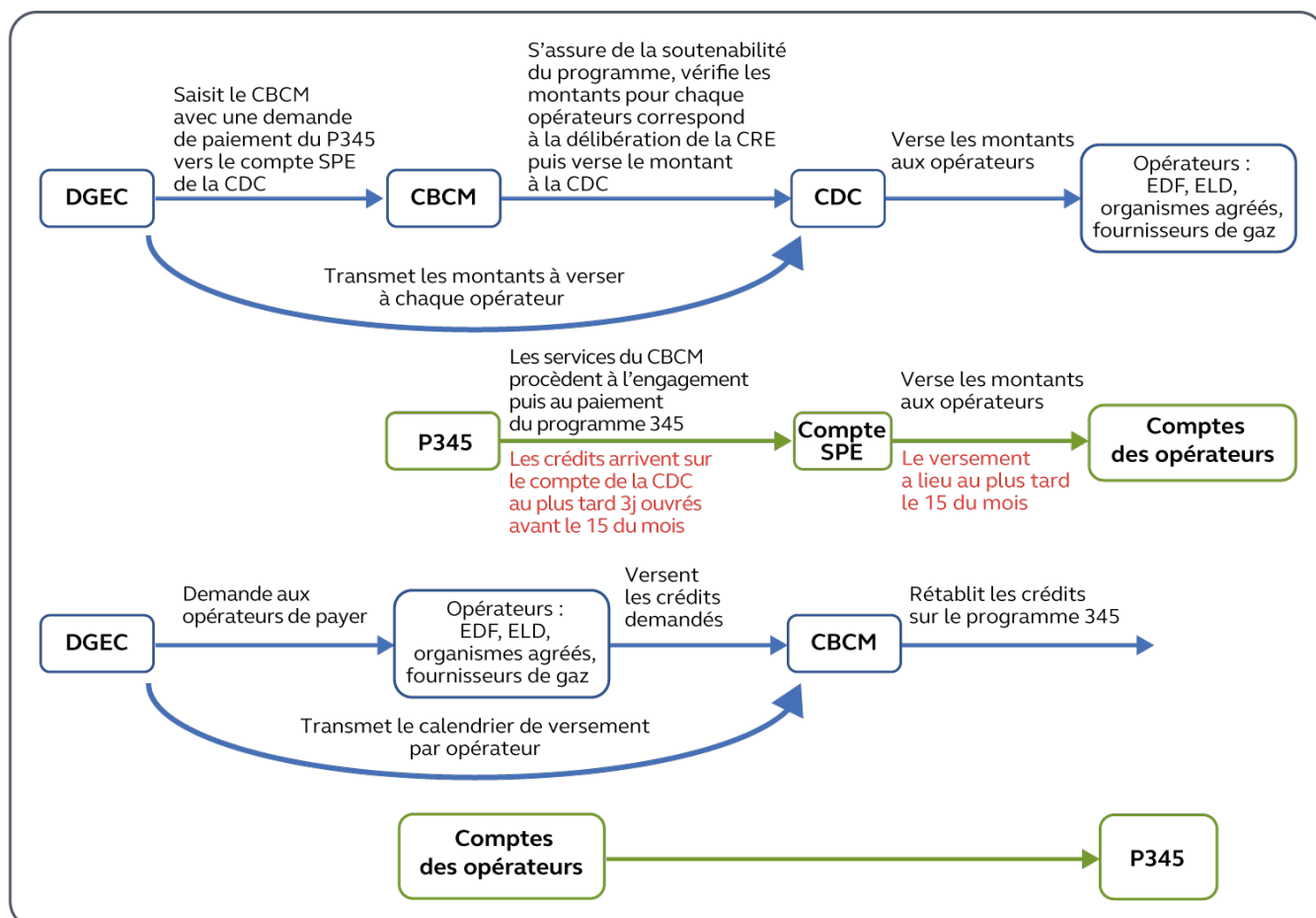
En parallèle, la DGEC transmet à la CDC les montants à verser à chaque opérateur à travers un document crypté transmis sur une plateforme sécurisée accompagné des RIB et numéros SIREN correspondants. Le montant total est envoyé par mail. Le code de l'énergie dispose que les versements aux opérateurs doivent avoir lieu avant le 15 de chaque mois. Une fois la demande de la DGEC reçue, un outil de gestion de la CDC génère les factures selon les indications de la DGEC. Après validation des factures et arrivée des crédits sur le compte SPE, ces derniers sont versés sur les comptes des différents opérateurs. Depuis janvier 2019, la CDC envoie un registre des paiements au CBCM et un état mensuel des comptes le 25 de chaque mois à la DGEC.

La DGEC ne dispose pas de procédure écrite pour s'assurer de la bonne réalisation du processus chaque mois mais uniquement d'un calendrier des échéances à respecter.

Le code de l'énergie est muet, dans sa partie législative, sur les modalités de recouvrement en cas de charges de SPE négatives. Ce sont donc les règles de droit commun en matière de droit budgétaire et comptable qui s'appliquent. Dans la pratique, la DGEC s'appuie sur deux mécanismes pour recouvrer les charges. Le premier consiste à recouvrer les charges de SPE calculées par la CRE, soit par versement spontané des opérateurs, soit par émission d'un titre de recette. Les sommes recouvrées font ensuite l'objet d'un rétablissement de crédits dans la majorité des cas. Le second mécanisme consiste à attendre la délibération de la CRE en juillet de l'année N+1 qui calcule, entre autres, les charges constatées de l'année N et la mise à jour des charges à payer pour l'année N+1. En fonction des cas, les charges négatives dues au titre de l'année N peuvent être déduites des charges positives à verser par l'État pour l'année N+1.

Depuis 2021, en cas de charges de SPE négatives, les crédits des opérateurs ne transitent pas par la CDC. La mission de recouvrement est confiée à la DGFIP. Auparavant, les remboursements attendus de la part des opérateurs étaient gérés par la CDC.

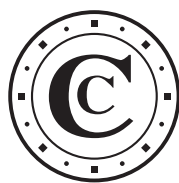
**Schéma n° 4 : processus de versement mensuel des charges de SPE positives (en haut) et de rétablissement de crédits en cas de charges de SPE négatives par la procédure de recettes au comptant (en bas)**



Source : Cour des comptes d'après CBCM et DGEC

Note : ce schéma n'est valable que depuis la fermeture du CAS TE.

Plusieurs contrôles sont effectués par la CDC comme la vérification des factures générées. Chaque facture est validée par le gestionnaire après contrôle du bénéficiaire, du montant et du RIB. Les factures supérieures à 75 000 € font l'objet d'une validation par l'administrateur du service par sondage en s'assurant que les éléments vérifiés par le gestionnaire sont bien égaux entre le fichier reçu par la DGEC et le lot de paiement généré par le SI de la CDC. En outre, les payeurs du service effectuent une ultime vérification par sondage. Tout incident de paiement, comme un rejet interbancaire, est signalé à la DGEC qui donne des consignes d'action. Un jour après le versement aux opérateurs, les gestionnaires de la CDC s'assurent que les débits effectifs correspondent à l'émission des versements. Quelques créances auprès d'opérateurs n'ont jamais été réglées par ces derniers, pour un montant inférieur à 60 000 € durant la période de contrôle. En outre, le compte SPE fait l'objet d'un audit annuel par des commissaires aux comptes.



Afin d'atteindre la neutralité carbone d'ici 2050, les pays de l'Union européenne se sont fixé des objectifs de développement de la production d'énergie d'origine renouvelable. En France, comme dans d'autres États-membres, la poursuite de ces objectifs passe par la mise en place de dispositifs de soutiens publics.

Ces dispositifs, variables dans leurs modalités et leurs paramètres en fonction des filières de production, reposent, pour la production d'électricité et de biogaz, essentiellement sur le principe d'un tarif de soutien garanti aux producteurs pendant une durée généralement fixée à 20 ans. Dans ce cas, la différence entre ces tarifs de soutien et les prix sur les marchés de l'énergie est compensée par l'État, sur crédits budgétaires, au titre des charges de service public de l'énergie.

Dans ce rapport, la Cour analyse les modalités de définition, de mise en œuvre et de contrôle de ces dispositifs de soutien au regard notamment de leur capacité à atteindre les objectifs visés au meilleur coût pour les finances publiques. Elle répond ainsi à plusieurs demandes formulées sur la plateforme citoyenne à l'automne 2024, en fournissant un éclairage sur les coûts actuels et prévisionnels de ce dispositif et sur ses enjeux en termes d'efficacité de la dépense publique et de bon fonctionnement des marchés de l'électricité.

**Cour des comptes**

13, rue Cambon  
75100 Paris Cedex 01  
Tél. : 01 42 98 95 00  
[www.ccomptes.fr](http://www.ccomptes.fr)