

## RAPPORT

24 juin 2025

**Bilan de la CRE sur la mise en place du  
complément de rémunération en France et  
recommandations pour l'avenir**

## Synthèse du rapport

Depuis 2016, les installations produisant de l'électricité d'origine renouvelable peuvent être soutenues soit en obligation d'achat (pour les plus petites d'entre elles), soit en complément de rémunération (à partir d'un certain seuil, fixé aujourd'hui à 500 kWc). Les contrats de complément de rémunération constituent des contrats financiers, adossés à la production d'un actif, conclus entre un producteur et la puissance publique. Contrairement au dispositif d'obligation d'achat, le producteur a la charge de valoriser son électricité sur les marchés, le soutien public intervient uniquement en complément des revenus tirés de la vente sur les marchés<sup>1</sup>. Ainsi, le complément de rémunération permet une meilleure intégration de la production renouvelable aux marchés de l'électricité, au bénéfice du bon fonctionnement du système électrique, tout en continuant d'assurer un cadre propice au développement de nouvelles capacités de production.

Ce mode de soutien a été introduit par la loi n°2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte, à la suite de l'adoption par la Commission européenne des lignes directrices relatives aux aides d'Etat du 28 juin 2014.

Depuis, le cadre européen a évolué, notamment en réponse à la crise de l'énergie de 2022-2023 :

- la réforme du marché européen de l'électricité, adoptée en juin 2024, prévoit que le soutien à de nouvelles installations de production bas-carbone doit prendre la forme de primes variables symétriques (« *2-way Contract for Difference* ») ou de mécanismes ayant les mêmes effets ;
- le seuil au-delà duquel il est obligatoire d'octroyer une aide sous forme de complément de rémunération a été progressivement abaissé : il passera à 200 kW à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2026.

C'est dans ce contexte que le volume des installations bénéficiant d'un complément de rémunération a considérablement augmenté en France ces dernières années : ces installations sont amenées à occuper une place significative au sein de l'ensemble des installations soutenues et plus généralement du mix électrique de demain.

**Dix ans après son introduction, et bénéficiant aujourd'hui du niveau de recul nécessaire, la Commission de régulation de l'énergie (CRE) publie un retour d'expérience sur ce dispositif, conformément à l'article R. 314-50 du code de l'énergie, et formule des recommandations d'évolution pour l'avenir.**

---

<sup>1</sup> Plus précisément, le producteur perçoit des revenus marchands issus de la commercialisation de l'électricité produite sur les marchés de gros et un complément de rémunération, correspondant à la différence entre un tarif de référence T et un prix de marché de référence, communément appelé «  $M_0$  ».

### RAPPEL DE DEFINITIONS

- **Obligation d'achat (OA)** : dispositif de soutien pour lequel l'électricité produite est rachetée à un tarif fixe par un acheteur obligé<sup>2</sup> qui porte la responsabilité d'équilibre (le contrat de soutien est un contrat physique d'achat d'électricité). Il s'agit d'un mode de soutien particulièrement sécurisant pour les producteurs, qui ne sont pas responsables de la mise sur le marché. Il a permis d'initier le développement des filières renouvelables.
- **Complément de rémunération (CR)** : dispositif de soutien pour lequel le producteur est responsable de la mise sur le marché de l'électricité produite et porte (via un agrégateur tiers en général) la responsabilité d'équilibre (le contrat de soutien est un contrat financier adossé à la production d'un actif). EDF OA est l'unique cocontractant des contrats de compléments de rémunération.
- **Prix capté par une installation ou par une filière (€/MWh)** : revenus moyens de l'installation ou de la filière par MWh lié à la vente de sa production sur les marchés de gros. L'installation ou la filière peut capter un prix plus élevé si elle produit davantage lors des heures du mois pendant lesquels les prix sont élevés.
- **Prix de référence marché « M<sub>0</sub> »** : référence de prix de marché correspondant au prix capté par un groupe d'installations de référence. Le montant versé en euros par MWh au titre du complément de rémunération correspond à la différence entre le tarif de référence fixé par arrêté tarifaire ou proposé dans le cadre d'un appel d'offres, et cette référence de prix de marché M<sub>0</sub>. Les revenus totaux du producteur sont ainsi égaux à la somme de son revenu capté et de la différence entre le tarif fixé par arrêté ou appel d'offres et la référence M<sub>0</sub>. Ce revenu total peut aussi être exprimé comme le tarif de référence diminué ou augmenté de l'écart à la référence M<sub>0</sub> (« écart au M<sub>0</sub> »).

#### Objet du rapport

**Le présent rapport porte essentiellement sur la forme du soutien public et son efficacité, lorsque la puissance publique décide de soutenir de nouvelles capacités de production électrique renouvelable en France hexagonale par le biais d'un complément de rémunération. Les analyses réalisées s'attachent à rechercher un équilibre permettant d'inciter les installations soutenues à s'intégrer au mieux aux marchés de l'électricité au bénéfice du système électrique, tout en ne faisant pas porter un risque trop élevé aux actifs de production, ce qui viendrait accroître la dépense publique associée.**

Il n'a donc pas pour objet d'examiner les choix de politique énergétique relatifs au développement de nouvelles capacités de production renouvelables<sup>3</sup>, en particulier s'agissant des volumes à développer. Il ne porte pas non plus sur les moyens d'attribution du soutien public (appel d'offres ou guichet ouvert) ou ses modalités optimales (prix plafonds, clauses assurant une concurrence suffisante...) qui sont des sujets essentiels pour s'assurer d'un niveau de soutien raisonnable des producteurs pour la réalisation des projets, et sur lesquels la CRE émet régulièrement des recommandations, dans le cadre de ses travaux en lien avec les appels d'offres ou arrêtés tarifaires.

Les aspects relatifs au coût des filières ne sont pas non plus analysés dans le cadre de ce rapport. Ils relèvent d'analyses menées par ailleurs par la CRE comme les audits de filières. La CRE rappelle que le niveau de soutien nécessaire au développement de nouvelles installations de production d'électricité renouvelable, et la dépense publique associée, demeurent en premier lieu liés aux coûts de production de ces filières, qui relèvent eux-mêmes de contraintes techniques et réglementaires.

Bien que centré sur le dispositif de complément de rémunération, le rapport évoquera également brièvement le dispositif historique de l'obligation d'achat, qui ne fera pas ici l'objet d'une analyse dédiée.

<sup>2</sup> EDF Obligation d'achat, les entreprises locales de distribution (ELD), les organismes agréés ou l'acheteur en dernier recours.

<sup>3</sup> Sujet sur lequel la CRE a contribué début 2025 dans le cadre des travaux de chiffrage menés par le Comité de gestion des charges de service public de l'énergie (CGCSPE) et d'un avis général sur le projet de nouvelle programmation pluriannuelle de l'énergie.

Dans la lignée de l'observatoire sur les contrats de type PPA publié en avril 2025<sup>4</sup>, la CRE apporte également des éléments de comparaison entre les PPA et les contrats de complément de rémunération - sous leur forme actuelle ou en intégrant les recommandations formulées par la CRE.

**La CRE formule quatre constats et neuf recommandations à la suite de son analyse.**

**Constat n°1 – Le complément de rémunération est aujourd'hui la voie privilégiée pour soutenir le développement de nouvelles installations de production d'électricité. Si l'obligation d'achat est encore majoritaire dans le stock de contrats soutenus, la situation devrait s'inverser autour de 2030.**

Volumes en service soutenus à fin 2024

**Le stock actuel de contrats d'obligation d'achat en vigueur représente près de 75 % de la production soutenue en 2024 (66,7 TWh au total).**

Le tableau ci-dessous présente l'état à fin 2024 des volumes en service soutenus selon les deux modes de soutien.

**Tableau 1 : Répartition par filière des volumes en service soutenus par un contrat d'obligation d'achat ou un contrat de complément de rémunération en 2024**

Filière (données provisoires)	Production soutenue pendant l'année 2024	Puissance installée soutenue à fin 2024
<b>Total Complément de rémunération</b>	<b>15,8 TWh</b>	<b>11,2 GW</b>
<i>dont éolien à terre</i>	<i>11,4 TWh</i>	<i>6,3 GW</i>
<i>dont photovoltaïque</i>	<i>3,8 TWh</i>	<i>4,7 GW</i>
<i>dont autres</i>	<i>0,6 TWh</i>	<i>0,2 GW<sup>5</sup></i>
<b>Total Obligation d'achat</b>	<b>50,9 TWh</b>	<b>30,2 GW</b>

Volumes engagés<sup>6</sup> par l'Etat à fin 2024 (installations qui ne sont pas encore nécessairement en service)

Le dispositif de complément de rémunération représente la grande majorité des nouveaux engagements de l'Etat : sur la période 2023-2024 (cf. figure ci-dessous), l'Etat a engagé une production annuelle prévisionnelle de 39 TWh/an (sans prendre en compte de taux de chute prévisionnel), dont environ 70 % sous la forme de contrats de complément de rémunération.

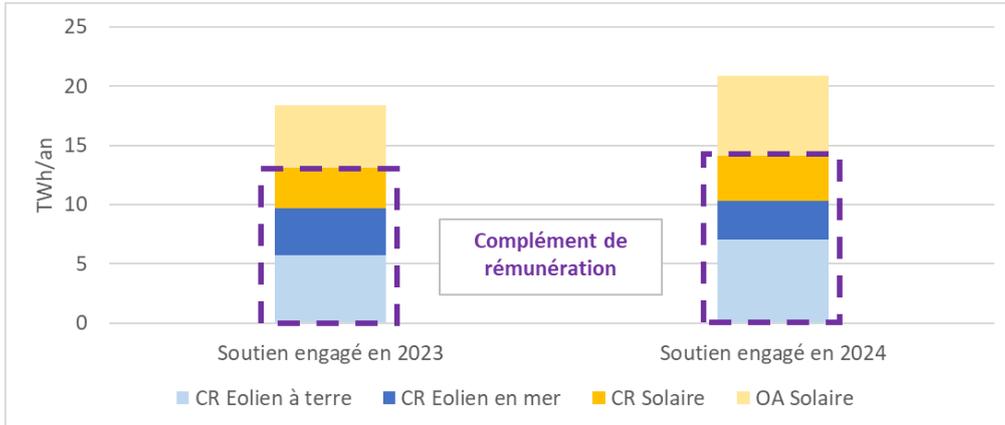
Le stock de contrats de complément de rémunération engagés à fin 2024 en volume est majoritairement issu de la filière éolienne terrestre, avec 54 % de la production prévisionnelle totale sur l'ensemble de la période de soutien des actifs.

<sup>4</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.

<sup>5</sup> Le contrat associé à la CCG de Landvisiau de 422 MW n'est pas considéré dans ce tableau comme un contrat de complément de rémunération.

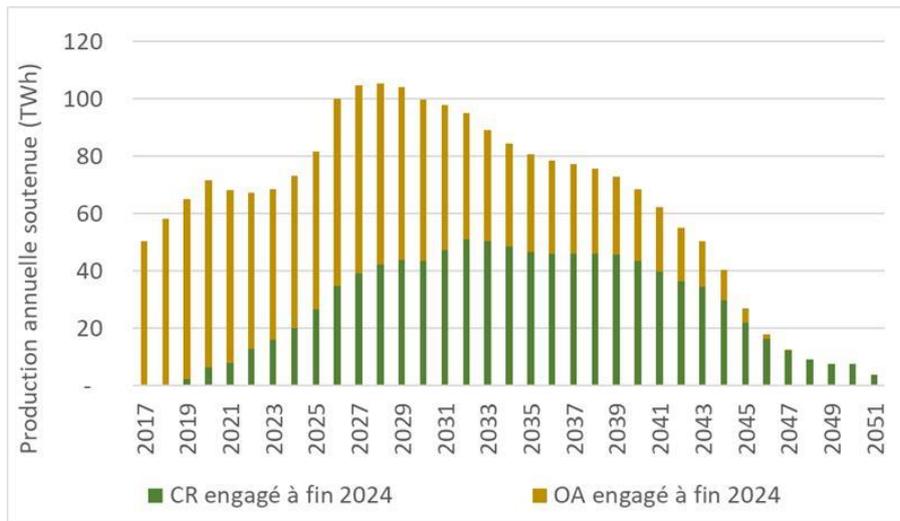
<sup>6</sup> Installations pour lesquelles l'Etat s'est engagé, mais qui ne sont pas encore nécessairement en service. A titre d'exemple, les installations éoliennes en mer sous complément de rémunération, dont aucune n'est encore en service, représenteront 20 % de la production prévisionnelle totale sous complément de rémunération engagée à fin 2024.

**Figure 1 : Répartition par filière des nouveaux engagements de l'Etat pris en 2023-2024 en production annuelle prévisionnelle (TWh/an) soutenue sous le régime de l'obligation d'achat et du complément de rémunération (avant application de taux de chute prévisionnels)<sup>7</sup>**



Compte tenu du rythme prévisionnel de mises en service et de fins de contrats de soutien, sur la base des engagements de l'Etat à fin 2024, la production soutenue via un contrat de complément de rémunération devrait dépasser celle soutenue via un contrat d'obligation d'achat en 2032.

**Figure 2 : Répartition des engagements de l'Etat à fin 2024 en production soutenue sous le régime de l'obligation d'achat et du complément de rémunération**



Nouveaux engagements de l'Etat post-2024

Les éventuels nouveaux engagements qui seraient pris dans le cadre de la nouvelle programmation pluriannuelle de l'énergie (selon les choix de politique énergétique finalement retenus) pourraient impliquer, à horizon 2040, une production annuelle sous complément de rémunération de l'ordre de 150 TWh, soit plus de 80 % de la production soutenue<sup>8</sup>.

<sup>7</sup> Les engagements relatifs à d'autres filières électriques renouvelables représentent des volumes de production limités et ne sont pas représentés.

<sup>8</sup> Estimation fondée l'avis du CGCSPE de début 2025 sur le volet budgétaire du projet de programmation pluriannuelle de l'énergie « PPE3 » mis en consultation fin 2024 (cf. partie 4.1.2).

**L'enjeu de la conception optimale des contrats de complément de rémunération, du point de vue de la bonne intégration de la production renouvelable aux marchés de l'électricité, au bénéfice du bon fonctionnement du système électrique, apparaît donc majeur.**

\*\*\*

**Constat n°2 – Les producteurs se reposent majoritairement sur des agrégateurs pour la commercialisation de l'énergie et la responsabilité d'équilibre. L'introduction du complément de rémunération a ainsi contribué au développement de l'activité d'agrégation de production EnR, qui a également profité aux installations non soutenues. Malgré une contraction lors de la période de crise, la concurrence sur ce marché semble avoir à nouveau atteint un niveau satisfaisant, selon deux consultations menées par la CRE, l'une pendant la crise et l'autre début 2025. La crise a également conduit à une évolution des pratiques contractuelles, allant globalement vers un transfert de risques plus important vers les producteurs.**

**La valorisation sur les marchés requiert des compétences dont les producteurs ne disposent pas nécessairement en interne. Pour cette raison, la très grande majorité d'entre eux confie cette tâche à un intermédiaire : l'agrégateur. Son rôle est d'acheter, selon des conditions prédéfinies, la production d'une installation et d'assurer sa valorisation sur les marchés. Cela implique donc :**

- la gestion d'un périmètre d'équilibre, optimisé par la qualité des prévisions de production et le foisonnement d'un nombre conséquent d'installations ;
- la valorisation sur les marchés de l'énergie produite : cette vente est réalisée quasi-intégralement sur le marché spot, principale base de calcul du prix de marché de référence  $M_0$  en France, ce qui permet aux agrégateurs de limiter l'écart entre le prix capté<sup>9</sup> par l'installation et le prix de marché de référence  $M_0$  (limitation de l'« écart au  $M_0$  »).

Pendant la crise des prix de gros, la CRE a mené une consultation pour dresser un état des lieux du marché de l'agrégation et des principales pratiques contractuelles. Elle a reçu les contributions de 10 agrégateurs, 22 producteurs et des représentants des filières et a actualisé ses conclusions auprès des agrégateurs via une seconde consultation début 2025. Au regard des réponses reçues, il ressort que les principales caractéristiques des contrats d'agrégation sont les suivantes :

- alors que les contrats d'agrégation étaient initialement d'une durée de 3 à 5 ans, la crise a eu pour effet de raccourcir ces délais et l'on observe aujourd'hui des durées majoritairement comprises entre 1 et 3 ans ;
- les principaux coûts portés par l'agrégateur sont les coûts d'équilibrage et les écarts au  $M_0$ , qui sont corrélés à l'évolution du niveau moyen des prix de gros. Pour rémunérer son activité, l'agrégateur peut ainsi facturer au producteur soit (i) des frais d'agrégation fixes en €/MWh, soit (ii) lui transférer une partie du risque d'évolution des coûts d'agrégation en facturant des frais dépendants des prix de marché. Initialement, les contrats prévoyaient quasi-systématiquement des frais fixes. Depuis la crise, une part significative des contrats comprend désormais des frais avec une part variable, dépendant des prix de gros ;
- depuis la crise certains contrats prévoient également des clauses de révision en cas de variations significatives des prix de gros par rapport à ceux observés au moment de la signature du contrat.

Ainsi, les consultations menées montrent que la crise de 2022-2023 a conduit à une évolution significative des pratiques contractuelles entre agrégateurs et producteurs, avec un transfert des risques plus important à ces derniers. Cette évolution s'explique par un effet conjoncturel très fort sur la rentabilité de l'activité d'agrégation lors de cette période (engagements longs, frais facturés fixes et faibles et forte augmentation des coûts d'agrégation). Avec la fin de la crise, les agrégateurs acceptent à nouveau de prendre une part du risque plus importante, mais la consultation menée début 2025 montre que le risque porté par le producteur est toujours plus élevé qu'avant la crise.

---

<sup>9</sup> Revenus moyens par MWh issus d'une commercialisation de la production d'une installation donnée sur le marché spot : cela correspond à la moyenne des prix spot pondérés par la production horaire de l'installation.

Si le fonctionnement du marché de l'agrégation semble aujourd'hui satisfaisant, l'abaissement, d'ici 2026, du seuil du complément de rémunération à 200 kW (lignes directrices européennes)<sup>10</sup>, pourrait conduire à une concurrence limitée sur ce segment du marché. La CRE restera vigilante afin de s'assurer que ces installations de plus petite puissance parviennent à contractualiser avec des agrégateurs dans des conditions satisfaisantes.

\*\*\*

**Constat n°3 – L'existence d'un intermédiaire, l'agrégateur, peut avoir pour effet de diminuer la prise en compte par les producteurs des signaux de marché, notamment pendant la durée du contrat d'agrégation. La CRE constate néanmoins que certains signaux sont bien intégrés par les producteurs dans la phase d'exploitation, en particulier la non-production en cas de prix négatifs. Une meilleure coordination entre agrégateurs et producteurs semble néanmoins possible s'agissant du placement des maintenances, de la transmission des informations d'indisponibilité et lors de la phase de développement des projets.**

L'agrégateur achète la production d'une installation à un prix basé sur un écart prédéterminé avec le prix de marché de référence  $M_0$ . Le contrat d'agrégation protège ainsi le producteur sur la durée du contrat contre le risque d'évolution de l'écart entre le prix effectivement capté par son installation et le prix de référence marché  $M_0$ <sup>11</sup> et peut donc limiter son incitation à essayer d'améliorer le prix de marché capté par son installation sur cette période.

Les signaux de prix de marché peuvent cependant être transmis aux producteurs par deux moyens :

- de manière directe, avec l'ajout de clauses dans les contrats d'agrégation permettant une meilleure prise en compte des prix de marché dans la gestion opérationnelle de l'installation (arrêt en cas de prix négatifs, transmission des plages d'indisponibilité de l'installation, orientation du planning de maintenance par l'agrégateur pour l'adapter aux prix de marché) ;
- de manière plus diffuse, via la signature du contrat d'agrégation et son renouvellement :
  - dans le cas d'une nouvelle installation, le producteur peut en théorie apprécier la perception de l'agrégateur de l'écart au  $M_0$  dès la phase de développement, en l'impliquant dans le processus (localisation, type de turbine et hauteur/diamètre du rotor s'agissant de l'éolien, inclinaison et orientation des panneaux s'agissant du solaire) ;
  - de multiples renouvellements du contrat d'agrégation sont à prévoir sur la durée de vie d'une installation : l'agrégateur va ajuster l'écart au  $M_0$  facturé à partir du profil de production constaté de l'installation.

En analysant les réponses reçues à ses consultations, la CRE constate que certains signaux de prix de marché sont bien pris en compte par les producteurs dans la phase d'exploitation, en particulier la non-production en cas de prix négatifs. Comme le montre le tableau ci-dessous, la proportion de la puissance installée des contrats de complément de rémunération qui stoppe sa production est très élevée et s'est améliorée entre 2023 et 2024.

<sup>10</sup> Ce seuil pourrait être abaissé à 100 kWc dans le cas spécifique du projet d'appel d'offres simplifié en cours de discussion, portant sur la réalisation et l'exploitation d'installations de production d'électricité à partir de l'énergie solaire « Centrales sur bâtiments, (hangar), ou ombrières [de puissance supérieure à 100 kWc et inférieure à 500 kWc.

<sup>11</sup> Si les frais d'agrégation dépendent des prix de gros, le producteur demeure cependant faiblement exposé à l'évolution du niveau moyen des prix de gros.

**Tableau 2 : Proportion moyenne de la puissance installée des installations en CR qui s'éteint entièrement en cas de prix négatifs<sup>12</sup>**

Filière	2024	Puissance installée en CR en 2024 (MW)	Comparatif 2023
Eolien à terre	89 %	6 308	77 %
Solaire photovoltaïque	83 %	4 687	64 %
Hydraulique	48 %	49	48 %

Une meilleure coordination entre agrégateurs et producteurs semble néanmoins possible s'agissant du placement des maintenances et de la transmission d'informations d'indisponibilités (peu de clauses explicites en la matière dans les contrats d'agrégation). Par ailleurs, les signaux de prix de marché n'influent encore que très peu la phase de développement des projets (solicitation de l'agrégateur uniquement à un stade avancé du projet).

\*\*\*

**Constat n°4 – Les modalités des dispositifs de complément de rémunération mis en place dans différents pays européens sont difficilement comparables dans leur ensemble, d'autant plus que certains peuvent être en phase d'évolution. Le dispositif français prévoit un transfert de risques « moyen » entre l'Etat et les producteurs s'agissant de la définition du prix de marché de référence  $M_0$  (plus risqué pour le producteur qu'en Espagne et au Royaume-Uni et moins risqué qu'au Danemark et aux Pays-Bas) et est plutôt protecteur s'agissant de la couverture des épisodes de prix négatifs. Sur ce dernier point, il convient de noter que la compensation prévue en période de prix négatifs permet également de renforcer les incitations au bon arrêt des installations.**

La CRE a réalisé une analyse comparative des modalités des dispositifs de complément de rémunération mis en place en Allemagne, au Danemark, en Espagne, au Pays-Bas et au Royaume-Uni.

La durée de soutien est comprise selon les pays entre 12 et 20 ans : la France qui propose un soutien sur 20 ans fait donc partie des pays proposant la plus longue durée de soutien.

La CRE a par ailleurs pu constater une grande diversité s'agissant des prix de marché de référence du type «  $M_0$  » retenus dans chaque pays. Ils sont calculés comme :

- une moyenne annuelle des prix spot non pondérée<sup>13</sup> au Danemark et aux Pays-Bas, modèle le moins protecteur pour les producteurs ;
- une moyenne annuelle des prix spot pondérée par la production de la filière concernée en Allemagne, modèle un peu plus protecteur mais restant plus risqué pour les producteurs qu'en France ;
- le prix spot horaire en Espagne et au Royaume-Uni, modèle le plus protecteur puisqu'il revient à prendre comme référence le prix directement capté par l'installation.

<sup>12</sup> Statistique calculée à partir du nombre d'heure de prix négatif utilisé pour la facturation de la prime de prix négatif.

<sup>13</sup> Cela signifie que le prix de référence marché  $M_0$  est calculé comme une moyenne simple des prix spot. Dans d'autres dispositifs, cette moyenne peut être pondérée par un profil de production de référence. (Cf partie **Erreur ! Signet non défini. Erreur ! Source du renvoi introuvable.**)

Comparativement au dispositif français, les exigences d'arrêt en cas de prix négatifs sont actuellement moins strictes en Allemagne et aux Pays-Bas et équivalentes au Danemark, en Espagne et au Royaume-Uni. Aucun des pays étudiés ne prévoit par ailleurs de « prime pour prix négatifs » comme en France, mais d'autres dispositifs visant à compenser les producteurs peuvent exister (par exemple, en Allemagne, via un allongement de la durée du contrat de soutien de la durée cumulée des heures de prix négatifs).

\*\*\*

Forte de ces constats, **la CRE formule neuf recommandations** s'agissant du dimensionnement des différents paramètres du complément de rémunération.

L'objectif principal de ces recommandations est d'**exploiter au mieux les leviers dont disposent les installations soutenues pour optimiser leur profil de production et leur bonne intégration au système électrique**. Compte tenu de la place que sont amenées à occuper ces installations dans les mix français et européen, ces leviers sont primordiaux pour limiter le recours à des moyens alternatifs de flexibilité dont le coût serait *in fine* porté par le consommateur.

**La CRE a également veillé à ce que les évolutions préconisées ne conduisent pas à faire porter un risque trop élevé pour les producteurs, qui viendrait accroître la dépense publique associée aux contrats de complément de rémunération**. En effet, un niveau de risque accru pour les producteurs engendre des coûts plus importants, du fait notamment de primes de risque supplémentaires lors de la phase de financement, d'où des tarifs de soutien demandés plus importants.

Les leviers de flexibilité permettant une bonne intégration au système électrique et les profils de risque des projets diffèrent entre chaque filière renouvelable, justifiant ainsi des recommandations parfois distinctes selon les filières.

Les recommandations formulées par la CRE peuvent être regroupées selon trois catégories :

- **des recommandations relatives au bon calibrage du prix de marché de référence  $M_0$**  (recommandations 1 à 3), **afin qu'il soit le plus efficace possible**. Les installations sous complément de rémunération sont généralement incitées à « battre » cette référence de marché en produisant davantage lors des heures pour lesquelles cela est le plus utile au système électrique. L'écart à cette référence de marché, sur laquelle sont fondés les montants versés aux producteurs, fait néanmoins également porter un risque sur les revenus du producteur. La définition de ce paramètre (pas de temps de calcul, références de marchés considérées et pondération retenue) est donc centrale ;
- **des recommandations s'agissant du dimensionnement de la prime pour prix négatifs** (recommandations 4 et 5), afin :
  - de faciliter le développement d'installations hybrides (PV + stockage) avec un profil de production plus lisse ;
  - de mieux calibrer le niveau de compensation des producteurs, dans une logique de maîtrise globale de la dépense publique ;
- **des recommandations plus techniques** (recommandations 6 à 9), **aux impacts moins dimensionnants, mais qui concourent à l'efficacité du dispositif**.

Les différentes propositions formulées par la CRE pourraient être intégrées directement dans les cahiers des charges des appels d'offres, mais nécessiteront des adaptations du code de l'énergie dans le cadre des guichets ouverts. Ces modifications s'appliquent uniquement aux nouveaux contrats attribués. La recommandation 3 peut néanmoins être mise en œuvre sur le soutien déjà engagé, sans pour autant nécessiter une modification rétroactive des contrats.

Enfin, il convient de noter qu'un changement conséquent de la répartition des risques entre Etat et producteurs pourrait nécessiter un temps d'adaptation (par exemple via l'émergence d'acteurs tiers capable de porter de nouveaux risques pour le compte des producteurs) et justifier une mise en œuvre progressive, afin d'éviter un ralentissement du développement de la filière. Des modalités de soutien impliquant un risque plus important pour les producteurs pourraient également favoriser le développement de PPA, sous réserve de conditions de marché permettant le développement de la demande pour de tels contrats.

\*\*\*

### **Recommandation n°1 : pas de temps de calcul du prix de référence marché $M_0$**

Pour les filières éoliennes à terre, en mer, solaire photovoltaïque et hydroélectrique, la CRE recommande de conserver un pas de temps mensuel de calcul du prix de marché de référence  $M_0$ , mais d'introduire une prime annuelle de performance. Les appels d'offres portant sur les installations de plus grande taille pourraient être ciblés prioritairement (appels d'offres portant sur des installations éoliennes en mer, à terre et solaires au sol).

Cela permet d'inciter les installations à améliorer la valeur de leur profil de production saisonnier, tout en limitant le niveau de risque supporté par les producteurs.

Pour les autres filières qui disposent d'une production mensuelle plus stable et d'une capacité à moduler potentiellement plus importante (par exemple : biogaz, biomasse et cogénération au gaz naturel), il semble pertinent de conserver un pas de temps annuel de calcul de la référence  $M_0$ .

Dans le cadre d'un contrat de complément de rémunération, **le producteur est incité à améliorer le prix capté par l'installation au sein de chaque pas de temps de calcul du  $M_0$** . Ainsi, **plus le pas de temps est long, plus le producteur est incité à réagir comme une installation sans soutien** (cela implique néanmoins un risque plus important pour le producteur). Les filières éolienne, hydraulique et photovoltaïque, pour lesquels le  $M_0$  est calculé à un pas de temps mensuel, sont incitées à optimiser les profils de production au sein de chaque mois, mais ne sont pas incitées à produire davantage lors des mois pendant lesquels les prix sont plus élevés<sup>14</sup>, ce que la CRE n'estime pas satisfaisant.

**Le passage immédiat à un calcul du  $M_0$  au pas de temps annuel ne semble cependant pas à privilégier**, compte tenu du risque supplémentaire trop important pour le producteur<sup>15</sup>.

La CRE propose préférentiellement la **mise en œuvre, pour l'ensemble des nouveaux soutiens attribués aux filières de l'éolien à terre et en mer, du solaire photovoltaïque et de l'hydroélectricité, d'une prime annuelle de performance, afin de rétablir une incitation à l'optimisation du profil saisonnier**, tout en générant un niveau de risque pour le producteur plus faible que dans le cas d'une référence  $M_0$  calculée sur un pas de temps annuel.

Dans le dispositif proposé par la CRE, la valeur du profil saisonnier d'une installation est comparée à celle d'un parc de référence, puis multipliée par une valeur fixe en €/MWh connue par avance par le producteur. Cette prime favorise/pénalise les installations qui produisent davantage lors des mois pendant lesquels le soutien versé au titre du complément de rémunération est respectivement le plus faible/élevé. L'Etat peut calibrer facilement le niveau d'incitation véhiculé et le risque supplémentaire engendré via son paramétrage. Le transfert de risques pourrait être augmenté au fil du temps, à mesure que les filières gagneront en maturité en la matière.

\*\*\*

<sup>14</sup> Par exemple via le placement des maintenances ou des choix de développement permettant une production plus importante lors des mois de prix structurellement plus élevés.

<sup>15</sup> La crise des prix de gros avait conduit les pouvoirs publics, à la suite notamment d'une recommandation de la CRE, à modifier le soutien à la filière hydroélectrique, afin de passer d'un pas de temps annuel à un pas de temps mensuel. Il semble néanmoins pertinent de conserver un pas de temps de calcul annuel pour la référence  $M_0$  des autres filières soutenues qui disposent d'une production mensuelle plus stable et d'une capacité à moduler potentiellement plus importante.

**Recommandation n°2 : pondération retenue dans le calcul du prix de référence marché**

**$M_0$**

Pour la filière éolienne en mer, la CRE recommande, depuis 2022<sup>16</sup>, d'adopter un prix de référence marché  $M_0$  pondéré par la production de l'ensemble du parc éolien en mer français. Si un  $M_0$  pondéré à la maille du parc était conservé, il serait particulièrement important d'y adjoindre une prime annuelle de performance sur un modèle conforme à la recommandation n°1.

Pour les filières de l'éolien à terre et du solaire photovoltaïque, la CRE recommande de conserver un  $M_0$  pondéré par la production de la filière, mais d'expérimenter le passage à un  $M_0$  non pondéré pour l'appel d'offres dit « technologiquement neutre »<sup>17</sup>.

Pour les autres filières, la CRE recommande de conserver un  $M_0$  non pondéré.

Ces recommandations permettent de limiter le risque des producteurs à un niveau raisonnable tout en garantissant une incitation à une amélioration du prix capté des installations au sein de chaque pas de temps de calcul du  $M_0$  et à une meilleure comparabilité des offres dans le cadre de l'appel d'offres technologiquement neutre.

Les contrats de complément de rémunération attribués à la filière de l'éolien en mer depuis la procédure « AO4 Centre Manche 1 » (à l'exception de la procédure « AO5 Sud Bretagne »), avec un prix de référence  $M_0$  pondéré par la production du parc, sont les seuls contrats en France qui n'engendrent aucune incitation à optimiser le prix capté par l'installation. **Cette situation est très insatisfaisante compte tenu de la taille de ces parcs et du fait que ces contrats seront encore en vigueur au-delà de 2050.**

S'agissant des autres compléments de rémunération attribués, le  $M_0$  est non pondéré ou pondéré par un profil de référence de la filière (ce dernier cas concerne la majorité des volumes attribués). Dans les deux cas, les incitations à optimiser le prix capté de l'installation au sein d'un pas de temps de calcul du  $M_0$  sont relativement proches de celles d'une installation sans soutien.

**L'utilisation de prix de référence  $M_0$  pondérés par une production représentative des filières éolienne ou solaire photovoltaïque revient à transférer à l'Etat le risque associé à la cannibalisation des revenus de la filière** (baisse du prix capté par certaines filières sur le marché de gros du fait de fortes productions simultanées de ces filières). **L'ampleur du phénomène de cannibalisation dépendra fortement du développement futur des filières en question en France et en Europe** (selon notamment les décisions des pouvoirs publics en la matière) **et, en parallèle, du développement à grande échelle des moyens de flexibilité limitant son impact. Ces deux aspects demeurent difficilement anticipables avec précision par un porteur de projet.**

Par ailleurs, les implications sur la rémunération des producteurs de ces filières lors de la crise des prix de gros de l'année 2022 auraient été conséquentes avec un  $M_0$  non pondéré et le dispositif aurait présenté une robustesse limitée pour la filière de l'éolien à terre.

**La CRE recommande ainsi de conserver un  $M_0$  filière dans les appels d'offres spécifiques aux filières de l'éolien à terre et en mer et du solaire photovoltaïque.**

**Pour les autres filières soutenues (petite hydroélectricité en particulier), il apparaît pertinent de conserver un  $M_0$  non pondéré, car le risque de cannibalisation est faible** : ces filières n'ont pas un poids suffisant pour exercer une influence notable sur les prix de gros. Par ailleurs, un  $M_0$  filière ne serait pas nécessairement représentatif de la production de chaque installation, car celles-ci sont peu nombreuses et les profils de production plus disparates. Un  $M_0$  non pondéré semble ainsi être l'option la moins risquée pour ces filières.

Enfin, dans le cas de l'appel d'offres dit « technologiquement neutre », des projets de différentes filières sont mis en concurrence, notamment sur la base de propositions de tarifs qui seraient associés à des  $M_0$  filières différents. A tarifs de référence égaux, les dépenses et recettes pour l'Etat ne seront néanmoins pas les mêmes entre un contrat avec un  $M_0$  photovoltaïque, un  $M_0$  éolien à terre ou un  $M_0$

<sup>16</sup>Délibération de la CRE du 10 mars 2022 portant avis sur le projet de cahier des charges relatif à la procédure de mise en concurrence avec dialogue concurrentiel n°1/2020 portant sur des installations éoliennes de production d'électricité en mer dans une zone au large de la Normandie.

<sup>17</sup><https://www.cre.fr/documents/appels-doffres/appel-d-offres-portant-sur-la-realisation-et-l-exploitation-d-installations-de-production-d-electricite-a-partir-d-energie-solaire-photovoltaïque.html>

non pondéré. La CRE propose d'expérimenter, pour cet appel d'offres, la mise en œuvre d'un  $M_0$  non pondéré pour chacune des filières afin ;

- d'assurer une meilleure comparabilité des projets ;
- d'expérimenter, sur des volumes limités, la manière dont les producteurs apprécient le risque de cannibalisation ;
- de faciliter le développement de projets couplés avec du stockage.

\*\*\*

### **Recommandation n°3 : référence de prix retenue dans le calcul du prix de référence marché $M_0$**

Pour toutes les filières, la CRE recommande de conserver un prix de référence marché  $M_0$  calculé intégralement comme une moyenne de prix spot, mais de mettre en place une stratégie de couverture par l'Etat des volumes soutenus pour les contrats de complément de rémunération déjà engagés ainsi que pour les futurs contrats.

Cette évolution permettrait de limiter l'exposition du budget de l'Etat aux marchés de court terme et d'améliorer la liquidité sur les marchés à terme.

Le prix de marché de référence  $M_0$  correspond à une moyenne de prix spot pour la quasi-totalité des contrats de complément de rémunération (exception faite de la filière de la cogénération au gaz naturel). Pour répliquer au mieux cette référence, l'agrégateur commercialise généralement la totalité des volumes soutenus sur le marché spot (contrairement à l'obligation d'achat, dont plus de la moitié des volumes sont vendus sur les marchés à terme par EDF OA).

De ce fait, **le montant des charges de service public de l'énergie (CSPE) relatives aux contrats de complément de rémunération dépend directement de l'évolution des prix spot : cela expose fortement le budget de l'Etat aux évolutions des marchés de court terme et diminue la prévisibilité des CSPE. A horizon 2030, chaque variation de 10 €/MWh des prix spot moyens engendrerait une variation des CSPE de l'ordre de 500 M€ par an.**

La CRE a identifié deux options pour pallier ces problématiques. La première option consisterait à intégrer des références de prix à terme dans le calcul du  $M_0$ . Toutefois, ce système créerait un risque conséquent pour le producteur, pouvant renchérir le niveau du soutien demandé à l'Etat, et à d'éventuelles incitations contraires au fonctionnement optimal du système électrique en cas de très forte volatilité entre les prix à terme et les prix spot. Cette évolution est par ailleurs difficilement envisageable pour les contrats déjà engagés.

La CRE privilégie donc une seconde option consistant à mettre **en place d'une couverture financière centralisée des volumes soutenus** (les contrats déjà engagés ainsi que les futurs contrats), selon une logique similaire à la couverture des volumes sous obligation d'achat : une ou plusieurs entités agissant pour le compte de l'Etat vendraient à terme une estimation des volumes soutenus qu'ils rachèteraient ensuite sur le marché spot<sup>18</sup>. Cette solution dispose des mêmes effets bénéfiques que l'introduction de prix à terme dans le calcul du  $M_0$ , mais laisse davantage de flexibilité à l'Etat pour modifier la stratégie de couverture (volumes et produits vendus) en cours de contrat.

La CRE a réalisé une consultation publique à ce sujet fin 2024<sup>19</sup> et poursuit actuellement les discussions (i) avec les pouvoirs publics pour adapter le cadre juridique applicable et (ii) avec les acteurs de marché afin de préciser les modalités optimales de mise en œuvre d'une telle solution, avec un objectif de démarrage des ventes en 2026 en cas de décision favorable des pouvoirs publics.

\*\*\*

<sup>18</sup>Le rachat des volumes sur le marché spot ne serait pas nécessaire en cas de vente de produits financiers et non physiques.

<sup>19</sup>Consultation publique sur la valorisation à terme de l'électricité produite par les installations de production renouvelable soutenues par l'Etat.

### Recommandation n°4 : calibrage à court terme de la prime pour prix négatifs dans sa logique actuelle

Dans la logique actuelle de compensation des producteurs en cas d'arrêt de la production en cas de prix négatifs, la CRE recommande de :

- prévoir une franchise d'heures non compensées par l'Etat uniforme entre les filières : elle considère qu'un niveau de 30 heures semble adapté. Cette franchise, même faible, limite la charge opérationnelle lorsque le nombre d'heures à prix négatifs est faible ;
- compenser les installations dans le cadre de la prime pour prix négatifs sur la base d'une estimation plus dynamique de la perte de production. Cette évolution a pour objectif d'améliorer l'efficacité de la dépense publique et de permettre une couverture adéquate du risque pour le producteur.

### Recommandation n°5 : mise en œuvre d'une expérimentation permettant de tester une logique différente de prime pour prix négatifs (compensation partielle)

La CRE considère indispensable de mener une expérimentation sur un appel d'offres existant portant sur des installations photovoltaïques, prévoyant une compensation seulement partielle des producteurs. Cette expérimentation serait davantage adaptée aux projets couplant solaire photovoltaïque et batteries. Seules les modalités du contrat de complément de rémunération seraient modifiées et aucun volume réservé ne serait prévu spécifiquement pour ces projets. Cette compensation partielle pourrait prendre la forme d'une franchise plus élevée d'heures de prix négatifs non compensées par l'Etat, par exemple 300 heures, ou d'une division, par exemple par deux, du niveau de compensation<sup>20</sup>. Cette expérimentation permettrait par ailleurs de diminuer l'exposition du budget de l'Etat à la survenance de prix négatifs et d'apprécier l'effet d'une diminution de cette compensation sur les tarifs proposés par les projets photovoltaïques sans stockage qui se présenteraient à cet appel d'offres.

Dans le cadre du dispositif français de complément de rémunération, l'Etat a fait le choix de prendre en partie à sa charge le risque d'occurrence de prix négatifs, via une compensation des producteurs au niveau du tarif de référence de la production écrêtée lors de ces heures au-delà d'une certaine franchise annuelle d'heures.

Le versement de la prime pour prix négatifs est par ailleurs actuellement conditionné à l'arrêt effectif des parcs soutenus lors des épisodes de prix négatifs<sup>21</sup>. Cette disposition a permis de bien exploiter la flexibilité à la baisse des installations soutenues au bénéfice du système électrique, dans un contexte de multiplication des occurrences de prix négatifs. Elle a néanmoins pu conduire à des arrêts simultanés d'un grand nombre d'installations, nécessitant un recours important par RTE à ses réserves d'équilibrage de court terme. Les améliorations du dispositif permises par la loi de finances pour 2025, évoquées dans le corps de ce rapport, devraient rendre plus progressifs les arrêts et redémarrages des actifs concernés. A la lumière d'un premier retour d'expérience sur la mise en place de ces évolutions, la CRE étudiera avec RTE les éventuelles solutions complémentaires à mettre en place pour lisser davantage l'impact sur le réseau de ces arrêts lors de prix négatifs. **Cette problématique est néanmoins liée à la condition de non-production prévue par la prime et non au principe même d'une compensation.**

A court terme, la CRE considère ainsi que la réflexion n'est pas suffisamment mure afin de faire évoluer la logique actuelle de la prime pour prix négatifs. Elle émet donc une première recommandation permettant d'en améliorer le calibrage à brève échéance. Néanmoins elle considère nécessaire de continuer les travaux afin d'être en mesure à moyen terme d'alimenter la réflexion sur une évolution potentiellement plus aboutie de cette prime et propose ainsi de mener une ou plusieurs expérimentations. Si une compensation partielle des producteurs peut s'avérer bénéfique dans certaines situations (incitation par exemple au couplage solaire + stockage, développé ci-dessous), une compensation excessive nuirait à l'efficacité du dispositif d'un point de vue budgétaire.

<sup>20</sup> La prime pour prix négatifs pourrait expérimentalement également être supprimée, cela pourrait cependant fortement augmenter les primes de risque des projets.

<sup>21</sup> Il n'y a désormais plus de condition de non-production pour les prix faiblement négatifs (supérieurs à -10c€/MWh) dans certains dispositifs et cela se généralisera prochainement à l'ensemble des contrats de complément de rémunération en application de la loi de finances pour 2025.

***Recommandation n°4 : calibrage à court terme de la prime pour prix négatifs dans sa logique actuelle***

**La CRE considère qu'il n'existe pas de raisons apparentes pour lesquelles la franchise d'heures non compensées devrait être différente selon les filières (entre 20 et 80 heures selon les filières).** Elle recommande donc de prévoir une **franchise uniforme** pour l'ensemble des nouveaux dispositifs de soutien attribués, par exemple une franchise de 30 heures. Conserver une franchise, même faible, permet notamment de réduire la charge opérationnelle liée à l'application des contrats lors des années pendant lesquels le nombre d'heures à prix négatifs est faible.

Par ailleurs, dans un objectif d'efficacité de la dépense publique et de bonne couverture du risque pour le producteur, **la perte de production en heure de prix négatifs compensée par l'Etat doit être la plus proche possible de la production écrêtée lors des heures de prix négatifs. Un facteur de charge normatif unique par filière et stable sur la durée du contrat n'apparaît plus satisfaisant** dans un contexte de forte hausse des prix négatifs, du fait de la disparité des facteurs de charge au sein d'une filière et de la corrélation entre la production soutenue et la survenance d'épisodes de prix négatifs.

S'agissant de la filière de l'éolien en mer, la CRE considère qu'une méthode de compensation fondée sur les caractéristiques techniques de chaque parc et des conditions météorologiques serait la plus pertinente, et réalisable en pratique vu le nombre restreint de parcs. Elle serait néanmoins difficilement applicable pour l'ensemble des filières compte tenu des difficultés opérationnelles qu'elle soulève.

S'agissant de la filière du solaire photovoltaïque, la CRE considère qu'une estimation des facteurs de charge de toutes les installations situées dans une même zone géographique de manière dynamique, à partir des installations sous obligation d'achat qui ne disposent pas d'incitations à s'arrêter et qui n'autoconsomment pas serait pertinente. Ce stock d'installations semble a priori durable (notamment sur la tranche 9-100 kWc). Alternativement, une version simplifiée de la méthode recommandée pour l'éolien en mer, s'appuyant sur une estimation dynamique des facteurs de charge de toutes les installations situées dans une même zone géographique à partir uniquement des données météorologiques pourrait être envisagée.

S'agissant de la filière de l'éolien à terre, une méthode dite des « trapèzes »<sup>22</sup> semble la plus pertinente, car elle permet de prendre en compte la disparité des facteurs de charge au sein de la filière. Cette méthode ne serait cependant implémentable qu'à moyenne échéance, dans la mesure où elle nécessiterait des développements importants de la part des gestionnaires de réseau et d'EDF OA ; une analyse des coûts et bénéfices plus détaillée devrait alors être menée. Alternativement, la méthode simplifiée évoquée au paragraphe précédent, à partir des données météorologiques d'une zone géographique donnée, pourrait également être mise en œuvre, mais serait moins satisfaisante que pour le solaire photovoltaïque, du fait de disparités importantes de facteurs de charge selon les caractéristiques techniques des projets.

**Si ces méthodes ne devaient pas être suivies, ou en attendant leur mise en œuvre opérationnelle, la CRE recommande une baisse du facteur de charge unique retenu aux niveaux détaillés ci-dessous.** La corrélation entre prix négatifs et production d'une filière étant très incertaine sur la durée, il convient de retenir une borne basse afin de **prévenir toute compensation excessive de l'Etat.**

- 45 % pour le solaire photovoltaïque pour les heures situées entre 8h et 20h (vs. 50 % actuellement) ;
- 30 % pour l'éolien à terre (vs. 35 % actuellement) ;
- 50 % pour l'éolien en mer (vs. 70 % actuellement).

**La CRE recommande par ailleurs de conserver un facteur de charge normatif et unique pour les autres filières, dans la mesure où l'enjeu financier pour les finances publiques est faible.** S'agissant de la filière hydraulique, un facteur de charge de 40 % (facteur de charge retenu dans le cahier des charges des appels d'offres depuis 2023) lors de ces heures paraît adapté.

<sup>22</sup> A partir de la moyenne entre la production de l'installation lors de périodes situées avant et après l'épisode de prix négatifs.

### Recommandation n°5 : mise en œuvre d'une expérimentation permettant de tester une logique différente de prime pour prix négatifs (compensation partielle)

**La CRE ne questionne pas dans ce rapport le principe de la compensation, qui est actuellement relativement spécifique, sous cette forme, au dispositif français.** En l'absence de compensation, les producteurs reporteraient la perte de revenus lors des heures de prix négatif sur le soutien demandé lors des heures de prix positifs via un tarif de référence demandé plus élevé. Le principe d'une compensation permet par ailleurs de réduire le risque lié aux anticipations complexes d'occurrences de prix négatifs sur le long terme, et ainsi les primes de risque demandés par les producteurs. **La suppression de cette compensation aurait donc un effet haussier sur le tarif de référence demandé par les producteurs.**

La CRE considère cependant qu'il serait pertinent de mener une expérimentation sur un appel d'offres existant portant sur des installations photovoltaïques, prévoyant une compensation seulement partielle du potentiel de production, qui devrait inciter au développement de projets couplant solaire photovoltaïque et stockage. Seules les modalités du contrat de complément de rémunération seraient modifiées afin de favoriser ces projets mais aucun volume réservé ne serait prévu spécifiquement.

Le risque de perte de revenus en cas de prix négatifs peut en effet être partiellement mitigé par le producteur en couplant une installation de stockage à son installation afin de déplacer tout ou partie de la production lors des heures de prix négatif en dehors de ces plages horaires.

**L'analyse sur ce point porte sur la filière photovoltaïque, pour laquelle un couplage avec une batterie semble le plus pertinent<sup>23</sup>. Le développement de ces projets couplés permettrait d'améliorer le prix capté par cette filière et ainsi de diminuer le coût du soutien public pour l'ensemble de la filière.**

Le modèle économique d'une batterie couplée à une installation de production dépend de plusieurs sources de revenus : arbitrages relatifs aux prix de gros, réduction des coûts de raccordement, participation aux services systèmes. En plus de ces sources de revenus/moindres dépenses, l'ajout d'une batterie permettrait aussi de maximiser la quantité d'électricité sur laquelle le complément de rémunération est versé, en déplaçant de la production qui serait normalement écrêtée lors des heures de prix négatifs : en cas de versement supplémentaire lié à la prime pour prix négatifs, ce potentiel de production déplacé est ainsi doublement rémunéré au niveau du tarif de référence.

**Une compensation partielle des producteurs en cas de prix négatifs permet de diminuer les incertitudes associées à ces revenus pour les projets couplant solaire photovoltaïque et batterie (l'influence du nombre d'heures de prix négatifs sur les revenus du projet est moindre).** Celle-ci pourrait prendre la forme d'une franchise plus élevée d'heures de prix négatifs non compensées par l'Etat, par exemple 300 heures., Alternativement, garder une franchise basse et diviser par deux le montant compensé, en considérant qu'un projet couplé avec une batterie parvient à déplacer environ la moitié de la production qui serait normalement écrêtée, pourrait avoir un effet similaire. Enfin, il serait possible d'expérimenter un appel d'offres sans prime pour prix négatifs, ce qui pourrait cependant fortement augmenter les primes de risques des projets.

Cette expérimentation permettrait par ailleurs de diminuer l'exposition du budget de l'Etat à la survenance de prix négatifs et d'apprécier l'effet d'une diminution de cette compensation sur les tarifs proposés par les projets photovoltaïques sans stockage qui se présenteraient à cet appel d'offres.

\*\*\*

---

<sup>23</sup> La diminution de la puissance de raccordement permise par une batterie serait a priori beaucoup plus élevée pour le solaire que pour l'éolien, du fait de cycles de variation de production beaucoup plus courts pour le solaire.

**Enfin, la CRE formule un ensemble de recommandations techniques.**

**Recommandation n°6 –** La CRE recommande de prendre en compte l'énergie corrigée (prise en compte des activations d'énergie d'équilibrage liées à la participation des installations aux services système ou au mécanisme d'ajustement) pour le versement du complément de rémunération. L'article 175 de la loi de finances pour 2024 prévoit cette évolution pour l'ensemble des contrats de complément de rémunération (déjà engagés et nouveaux), ce qui devrait faciliter la participation du parc renouvelable au mécanisme d'ajustement notamment.

Un complément de rémunération fondé entièrement sur une énergie normative a été mis en place récemment pour l'éolien en mer en Belgique (« *capability based CfD* ») et est actuellement discuté dans d'autres pays européens comme en Allemagne. A noter qu'avec la prise en compte des corrections (production de l'installation si elle n'avait pas participé aux mécanismes d'équilibrage du système) et la compensation fondée sur une estimation normative de la production écrêtée en cas de prix négatifs, le dispositif français s'approche déjà de ce modèle de complément de rémunération.

**Recommandation n°7 –** La CRE estime qu'une prime de gestion dépendante des prix de gros pourrait être introduite dans les nouveaux contrats de complément de rémunération attribués pour couvrir l'évolution des coûts d'équilibrage. Cette prime pourrait être calibrée à un niveau prudent de 1 % du prix de référence marché  $M_0$ , car il existe une forte incertitude sur l'évolution du niveau des coûts d'équilibrage à l'avenir.

Cette évolution aurait un effet positif sur le risque porté par les producteurs, tout en étant neutre, voire positif, sur les incitations véhiculées. Elle devrait donc en théorie avoir un effet positif sur les finances publiques.

**Recommandation n°8 –** La CRE recommande de retrancher les revenus capacitaires dans les formules du complément de rémunération pour l'ensemble des nouveaux contrats attribués. Le producteur conserverait la responsabilité de la certification de son installation. Les prix plafonds des appels d'offres pourraient alors être ajustés en conséquence.

Cette évolution aurait un effet positif sur le risque porté par les producteurs tout en étant neutre sur les incitations véhiculées. Elle devrait donc avoir un effet positif sur les finances publiques.

**Recommandation n°9 –** La CRE est favorable au principe des indexations K et L des tarifs, qui permettent respectivement de couvrir le producteur contre le risque d'évolution de l'ensemble de ses coûts jusqu'au bouclage financier puis de ses coûts d'exploitation à partir de la mise en service. Néanmoins, elle recommande de réinterroger de manière régulière les formules et indices retenus pour le calcul de l'indexation des nouveaux contrats de complément de rémunération attribués, afin de s'assurer que ces dernières demeurent alignées avec la structure des coûts des projets.

## Sommaire

<b>1. Objet du rapport.....</b>	<b>21</b>
<b>2. Evolution de la forme des dispositifs de soutien aux installations de production d'énergie renouvelable en France .....</b>	<b>22</b>
2.1. Le dispositif originel de l'obligation d'achat.....	22
2.2. L'introduction du dispositif de complément de rémunération en France à partir de 2015.....	23
2.2.1. Description du dispositif .....	23
2.2.2. Objectifs recherchés.....	24
2.3. Synthèse des principales incitations et risques véhiculés par le dispositif de complément de rémunération français.....	26
<b>3. Cadre juridique applicable .....</b>	<b>27</b>
3.1. Cadre juridique européen .....	27
3.1.1. Des objectifs européens ambitieux de développement des énergies renouvelables .....	27
3.1.2. Les lignes directrices européennes visant à l'encadrement des aides d'Etat à la production d'électricité décarbonée .....	27
3.1.3. La réforme du marché européen de l'électricité .....	28
3.2. Cadre juridique français.....	29
3.2.1. Panorama par filière des dispositifs de soutien en vigueur en France.....	29
3.2.2. Dispositions encadrant les modalités du complément de rémunération selon le mode d'attribution.....	31
3.2.2.1. Guichet ouvert .....	31
3.2.2.2. Procédure concurrentielle.....	33
<b>4. Bilan de la mise en œuvre du complément de rémunération en France .....</b>	<b>35</b>
4.1. Bilan des volumes engagés sous les régimes du complément de rémunération et de l'obligation d'achat.....	35
4.1.1. Volumes en service soutenus à fin 2024 .....	35
4.1.2. Estimation des engagements à prendre dans le cadre du projet de programmation pluriannuelle de l'énergie (sur la base des travaux du CGCSPE de début 2025) .....	38
4.2. Bilan des pratiques de commercialisation de l'électricité et du développement du marché de l'agrégation.....	40
4.2.1. Le rôle d'agrégateur.....	40
4.2.2. Le marché de l'agrégation en France .....	41
4.2.3. Les contrats d'agrégation .....	42
4.2.3.1. Valorisation de l'énergie produite et frais d'agrégation .....	42

4.2.4.	Autres sources de revenus des producteurs.....	43
4.2.5.	Stratégie des agrégateurs pour commercialiser l'électricité produite .....	44
4.2.6.	Transmission des signaux de prix de marché au producteur par le biais de l'agrégateur.....	44
4.2.7.	Evolution des contrats d'agrégation pendant la crise des prix de gros .....	46
4.2.8.	Passage à 200 kW du seuil entre le bénéficiaire d'un contrat d'obligation d'achat et d'un contrat de complément de rémunération.....	48
<b>5.</b>	<b>Les différents types de compléments de rémunération retenus dans plusieurs pays européens .....</b>	<b>49</b>
5.1.	Description des différentes typologies de complément de rémunération.....	49
5.1.1.	Prime proportionnelle à la puissance installée (€/MW) .....	49
5.1.2.	Prime proportionnelle à l'électricité produite (€/MWh).....	49
5.1.2.1.	Prime fixe en €/MWh indépendante des prix de gros de l'électricité.....	49
5.1.2.2.	Prime variable en €/MWh relative à des obligations portant sur les consommateurs (« certificats verts ») et indépendante des prix de gros de l'électricité.....	50
5.1.2.3.	Prime variable en €/MWh dépendant du niveau des prix de gros de l'électricité.....	51
5.2.	Comparaison des dispositifs de complément de rémunération mis en place dans plusieurs pays européens (mis à jour en mars 2025).....	54
5.2.1.	Allemagne.....	55
5.2.2.	Royaume-Uni.....	56
5.2.3.	Danemark .....	56
5.2.4.	Espagne.....	56
5.2.5.	Pays-Bas.....	57
5.2.6.	Synthèse de l'analyse comparée .....	58
<b>6.</b>	<b>Dimensionnement des paramètres du complément de rémunération français.....</b>	<b>59</b>
6.1.	Introduction.....	59
6.1.1.	Objectifs à poursuivre dans le dimensionnement du complément de rémunération .....	59
6.1.2.	Mise en perspective des objectifs vis-à-vis de la formule du complément de rémunération retenue en France.....	60
6.1.3.	Comparaison avec les contrats de vente directe d'électricité dits « PPA » (« <i>Power purchase agreements</i> »).....	61
6.2.	Définition du prix de marché de référence $M_0$ .....	61
6.2.1.	Pas de temps de calcul du $M_0$ .....	62
6.2.1.1.	Dispositif en vigueur.....	62
6.2.1.2.	Incitations pour le producteur .....	63
6.2.1.3.	Option du passage à un pas de temps annuel pour l'ensemble des filières .....	64

6.2.1.4. Options alternatives à un élargissement du pas de temps de référence du calcul du complément de rémunération.....	65
6.2.2. Pondération retenue pour le calcul du $M_0$ .....	69
6.2.2.1. Dispositions en vigueur.....	69
6.2.2.2. Incitations pour le producteur .....	70
6.2.2.3. Comparaison des options de pondération selon les risques portés par le producteur.....	70
6.2.2.4. Comparaison des options de pondération du point de vue des pouvoirs publics .....	74
6.2.3. Référence de prix de marché retenue.....	76
6.2.3.1. Dispositions en vigueur.....	76
6.2.3.2. Implications du développement des installations sous complément de rémunération sur la liquidité des marchés à terme et la prévisibilité des charges de service public de l'énergie.....	76
6.2.3.3. Option 1 : Introduction de références de prix de marché à terme dans la formule de calcul du complément de rémunération .....	77
6.2.3.4. Option 2 : mise en place d'une stratégie de couverture centralisée des volumes sous complément de rémunération, sans modification des formules du complément de rémunération.....	80
6.3. Traitement des prix de gros négatifs .....	84
6.3.1. Dispositions en vigueur.....	84
6.3.1.1. Versement du complément de rémunération .....	84
6.3.1.2. Définition de la prime pour prix négatifs .....	84
6.3.1.3. Illustration de l'adaptation actuelle des productions éolienne à terre et solaire photovoltaïque sur un épisode de prix négatifs .....	86
6.3.1.4. Ampleur du phénomène de prix négatifs et versements de la prime pour prix négatifs	87
6.3.2. Propositions d'évolutions de la compensation de la production en heures de prix négatifs.....	88
6.3.2.1. Seuil de prix spot pour le versement du complément de rémunération .....	88
6.3.2.2. Condition de non-production pour le versement de la prime pour prix négatifs.....	89
6.3.2.3. Période temporelle de prix négatifs au-delà de laquelle le complément de rémunération n'est pas versé.....	89
6.3.2.4. Calibrage de la prime pour prix négatifs .....	90
6.4. Energie produite E.....	96
6.4.1. Dispositions en vigueur.....	96
6.4.2. Energie corrigée et participation aux mécanismes d'équilibrage .....	97
6.5. Prime de gestion $P_{\text{gestion}}$ .....	98
6.5.1. Dispositions en vigueur.....	98
6.5.2. Les différentes briques composant les frais d'agrégation (cf. partie 4.2).....	98
6.5.3. Analyse de la possibilité de mise en place d'une compensation spécifique de la composante « coûts d'équilibrage » des frais d'agrégation .....	99
6.5.3.1. Effet sur les incitations pour les producteurs.....	100
6.5.3.2. Effet sur le niveau de risque porté par les producteurs .....	100

---

6.5.3.3. Effet sur les finances publiques .....	100
<b>6.6. Traitement des revenus capacitaires <math>Nb_{\text{capa}} \times Pref_{\text{capa}}</math> .....</b>	<b>102</b>
6.6.1. Règles de certification en vigueur du mécanisme de capacité relatives à la production sous complément de rémunération .....	102
6.6.1.1. Régime dérogatoire de certification .....	102
6.6.1.2. Régime générique de certification .....	102
6.6.2. Prise en compte des revenus capacitaires dans les dispositifs de soutien en vigueur .....	103
6.6.2.1. Formule retenue en cas de retranchement explicite des revenus capacitaires .....	103
6.6.2.2. Guichets ouverts .....	103
6.6.2.3. Procédures concurrentielles .....	104
6.6.3. Incitations/risques pour le producteur selon les modalités de prise en compte des revenus capacitaires dans la formule du complément de rémunération .....	104
6.6.3.1. Incitations pour le producteur .....	104
6.6.3.2. Risques portés par le producteur et impact sur les finances publiques .....	104
<b>6.7. Autres modalités contractuelles des contrats de complément de rémunération.....</b>	<b>108</b>
6.7.1. Durée du contrat de complément de rémunération.....	108
6.7.2. Indexation du tarif de référence .....	108
6.7.2.1. Coefficient d'indexation L .....	108
6.7.2.2. Coefficient d'indexation K .....	109
6.7.3. Garanties d'origine associées à la production des installations.....	110
6.7.4. Déplafonnement des contrats de complément de rémunération .....	110
6.7.5. Modalités de facturation .....	111
6.7.6. Existence d'un acheteur de dernier recours .....	112

## 1. Objet du rapport

Le dispositif de complément de rémunération pour les installations de production d'électricité à partir de sources renouvelables et les installations de cogénération à partir de gaz naturel a été introduit par la loi n°2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte.

Le décret n°2016-682 du 27 mai 2016<sup>24</sup> pris en application de cette dernière prévoit notamment, au sein d'un paragraphe relatif à l'évaluation du dispositif, que la « *Commission de régulation de l'énergie [remette] au ministre chargé de l'énergie avant le 30 juin 2018 un rapport relatif à la mise en œuvre du complément de rémunération. Ce rapport est mis à jour tous les deux ans.* » (article R. 314-50 du code de l'énergie).

Pour disposer d'un bon recul sur la mise en œuvre du complément de rémunération en France, il est nécessaire qu'un volume suffisant d'installations soit en service sous ce régime. Les premiers contrats de complément de rémunération ont pris effet le 1<sup>er</sup> avril 2017. En 2024, ils représentent un peu plus d'un quart de la production électrique soutenue tandis que les contrats d'obligation d'achat représentent encore la grande majorité des contrats de soutien aux énergies renouvelables en cours<sup>25</sup>. Cette situation a vocation à s'inverser dans les prochaines années.

L'objet du présent rapport est de présenter un retour d'expérience du dispositif de complément de rémunération en France et de formuler un ensemble de recommandations sur cette base pour l'avenir. Ainsi, il se propose de :

- définir la notion de complément de rémunération et le contexte de son introduction ;
- rappeler le contexte français et européen dans lequel se développe le dispositif, notamment le cadre juridique applicable ;
- réaliser un bilan du volume d'installations soutenues par ce dispositif ;
- réaliser un bilan sur la commercialisation de l'électricité sous complément de rémunération, en particulier sur le rôle d'agrégateur ;
- présenter les différentes formes de complément de rémunération et les dispositifs mis en place dans certains pays voisins ;
- et enfin analyser les paramètres du mécanisme ainsi que son impact sur le système électrique.

**Ce rapport apporte principalement des éléments d'analyse sur le complément de rémunération en tant que dispositif de soutien au développement de nouvelles installations de production d'électricité d'origine renouvelable ou de cogénération à partir de gaz naturel.** Ces analyses présentées dans la partie 6 du rapport peuvent également s'apprécier dans un cadre plus général de réforme du marché européen de l'électricité, dans lequel ce type de dispositif pourrait être amené à concerner d'autres filières de production décarbonée.

Il convient également de noter que :

- le présent rapport porte sur la forme du soutien (contrat de complément de rémunération, en comparaison notamment du contrat d'achat) et non sur le moyen d'attribution (guichet ouvert ou procédure de mise en concurrence) ;
- les analyses présentées sont seulement applicables à la France métropolitaine continentale.

---

<sup>24</sup> Décret n° 2016-682 du 27 mai 2016 relatif à l'obligation d'achat et au complément de rémunération prévus aux articles L. 314-1 et L. 314-18 du code de l'énergie et complétant les dispositions du même code relatives aux appels d'offres et à la compensation des charges de service public de l'électricité.

<sup>25</sup> Au 30 juin 2018, seuls 16 contrats de complément de rémunération avaient pris effet, pour une puissance cumulée de l'ordre de 100 MW.

## 2. Evolution de la forme des dispositifs de soutien aux installations de production d'énergie renouvelable en France

Pour répondre aux objectifs écologiques et climatiques, la politique énergétique européenne et nationale promeut le développement des énergies à partir de sources renouvelables.

Pour atteindre ces objectifs, la puissance publique a mis en place différents dispositifs permettant de soutenir le développement de nouvelles installations de production.

### 2.1. Le dispositif originel de l'obligation d'achat

Dans un premier temps, ces dispositifs ont pris la forme de contrats d'obligation d'achat ou « contrats d'achat », c'est-à-dire des contrats physiques relatifs à la vente de l'électricité produite par un actif à une entité agissant pour le compte de la puissance publique<sup>26</sup> (ci-après « l'acheteur »). Ces contrats ont été mis en œuvre en France depuis la loi n°2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité.

L'acheteur est compensé par l'Etat de l'écart entre les montants versés au producteur au titre du contrat d'achat et la valorisation de la production ainsi acquise sur les marchés de gros de l'énergie et de la capacité (« coût évité énergie » et « coût évité capacité »), via les charges de service public de l'énergie (ci-après « CSPE »). Ces surcoûts d'achat peuvent également être négatifs, lorsque les prix de gros sont élevés : dans ce cas, les versements se font de l'acheteur vers le budget de l'Etat.

Dans le cadre d'un contrat d'obligation d'achat, chaque unité d'énergie produite par l'installation soutenue est rémunérée à un tarif fixe en €/MWh, pendant toute la durée du contrat (le tarif pouvant éventuellement être indexé). Le producteur est ainsi entièrement insensibilisé aux signaux de marché :

- l'acheteur porte la responsabilité d'équilibre pour la production de l'installation et est redevable du règlement des écarts en énergie auprès de RTE. Le producteur n'a pas d'incitation à fournir des données permettant d'estimer au mieux la production de la veille pour le lendemain et ainsi à minimiser les écarts avec la production effective de l'installation ;
- l'acheteur porte la responsabilité de la certification et de la valorisation des garanties de capacité associées à l'installation dans le cadre du mécanisme de capacité : le producteur n'a pas d'incitation à améliorer sa disponibilité lors des journées de fortes tensions du système électrique ;
- le producteur est uniquement incité à maximiser la production de son parc :
  - il n'est pas incité à arrêter la production de son installation lorsque les prix de gros sont négatifs (situation d'offre d'électricité excédentaire par rapport à la demande) ;
  - il n'a aucune incitation à optimiser la valeur marchande de sa production si cela se fait au détriment de la quantité produite. Par exemple, un producteur photovoltaïque pourrait chercher à réaliser la maintenance de son installation en hiver lorsque le potentiel de production de son installation est le plus faible, même si la valeur de l'électricité est plus élevée dans cette période.

Le dispositif d'obligation d'achat est particulièrement sécurisant pour les producteurs et leurs financeurs, dans la mesure où le niveau de revenus par quantité d'électricité produite est totalement prévisible. Sa mise en place a permis d'initier le développement des filières de production d'électricité d'origine renouvelable, qui ont pu gagner en maturité au fil du temps.

Toutefois, à mesure que la part des moyens de production renouvelable augmente dans le mix électrique, leur bonne intégration au système électrique devient un enjeu primordial. Les filières ont pu se structurer depuis l'introduction des premiers dispositifs de soutien, ce qui leur permet d'être exposées à davantage de risques aujourd'hui.

---

<sup>26</sup> EDF Obligation d'Achat (EDF OA), les entreprises locales de distribution (« ELD ») et les organismes agréés (article L. 314-6-1 du code de l'énergie) en France métropolitaine continentale. Dans les deux premiers cas, l'acheteur est qualifié d'« acheteur obligé ».

## 2.2. L'introduction du dispositif de complément de rémunération en France à partir de 2015

La loi n°2015-992 relative à la transition énergétique pour la croissance verte (ci-après LTECV), adoptée le 17 août 2015, a introduit le mécanisme de complément de rémunération, afin de soutenir le développement des énergies renouvelables en France métropolitaine continentale, en application des lignes directrices européennes (cf. partie 3.1).

A partir de 2015, les nouveaux dispositifs de soutien attribués ont ainsi principalement pris la forme de contrats de complément de rémunération, c'est-à-dire un contrat financier, adossé à la production d'un actif, conclu entre un producteur d'énergie et la puissance publique<sup>27</sup>. Les plus petites installations ont continué à pouvoir bénéficier du régime de l'obligation d'achat.

Les flux financiers issus du contrat de complément de rémunération sont complémentaires des revenus relatifs à la commercialisation par le producteur de l'énergie issue de son installation sur les marchés de gros. Ces contrats ont été mis en œuvre en France métropolitaine continentale depuis la loi n°2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte (LTECV). Cette dernière permet de traduire dans le code de l'énergie les lignes directrices relatives aux aides d'Etat du 28 juin 2014 évoquées au paragraphe 3.1 du présent rapport.

### 2.2.1. Description du dispositif

Le producteur perçoit des revenus marchands issus de la commercialisation de l'électricité produite et un complément de rémunération versés par une entité centralisée unique, EDF Obligation d'Achat (EDF OA), agissant pour le compte de l'Etat. Ce complément de rémunération prend schématiquement la forme suivante :

$$CR = T - M_0$$

Avec :

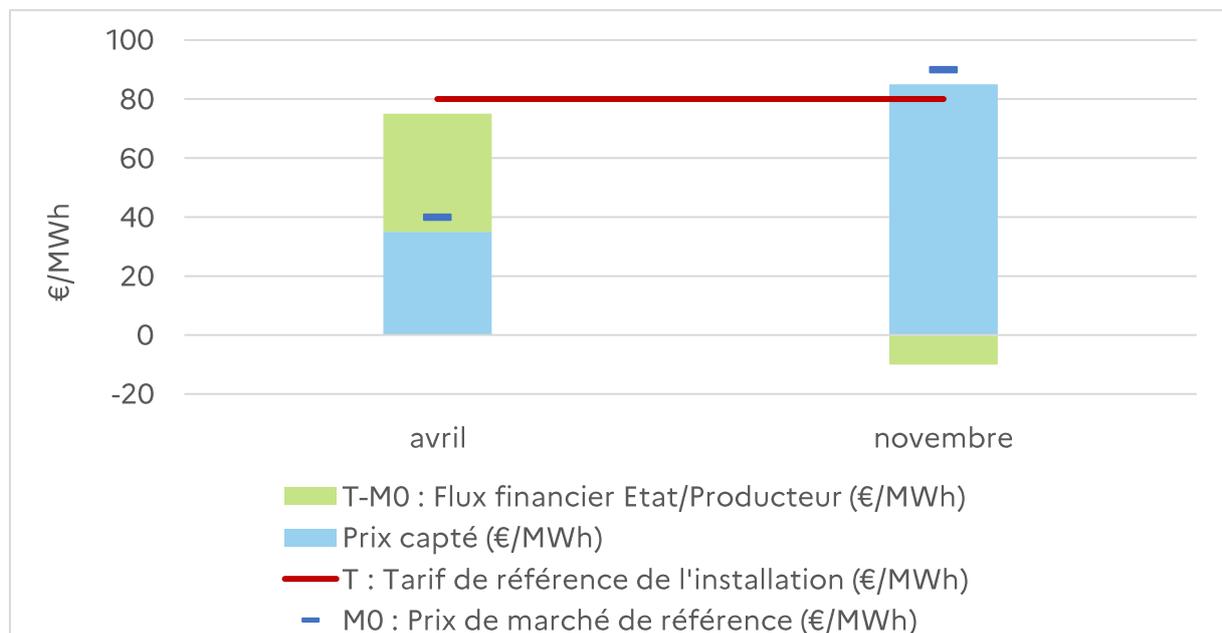
- T le tarif de référence de l'installation déterminé au moment de l'attribution du contrat (guichet ouvert ou procédure de mise en concurrence), évoluant uniquement par le biais d'éventuelles formules d'indexation prédéterminées ;
- $M_0$  un prix de marché de référence, qui correspond au prix de marché moyen capté généralement par un profil de production de référence (par exemple la production totale en France de la filière concernée par le soutien).

Le dispositif français est symétrique et peut donner lieu à un versement du producteur vers l'Etat si le prix de marché de référence  $M_0$  est plus élevé que le tarif de référence T. La figure ci-dessous représente un exemple des revenus d'un producteur bénéficiant d'une prime variable symétrique dépendant des prix de marché, comme dans le modèle mis en place en France.

---

<sup>27</sup> En France la gestion des contrats de complément de rémunération est assurée par une mission dédiée au sein du groupe EDF (« EDF Obligation d'achat » ou « EDF OA »). Au Royaume-Uni par exemple, la Low Carbon Contracts Company (LCCC) est une entreprise dédiée à cette mission, rattachée directement au ministère en charge de l'énergie.

Figure 3 : Exemple stylisé des revenus d'un producteur bénéficiant d'une prime variable symétrique



Dans cet exemple, l'installation bénéficie d'un tarif de référence de 80 €/MWh ;

- la vente sur le marché de l'électricité produite engendre un revenu de 35 €/MWh en avril et 85 €/MWh en novembre (prix capté par l'installation) ;
- ce prix capté est inférieur à la référence  $M_0$  qui est de 40 €/MWh en avril et de 90 €/MWh en novembre ;
- le complément de rémunération donne lieu à un flux financier qui correspond à la différence entre le tarif de référence (80 €/MWh) et le prix de marché de référence  $M_0$ , soit 40 €/MWh en faveur du producteur en avril et 10 €/MWh en faveur de l'Etat en novembre ;
- les revenus totaux du producteur correspondent à la somme des revenus marchands (prix capté) et des flux financiers issus du complément de rémunération soit 75 €/MWh en avril et en novembre ;
- il existe ainsi un écart entre le tarif de référence et les revenus totaux du producteur de 5 €/MWh, qui correspond à l'écart entre le prix capté par l'installation et la référence  $M_0$ . Cet écart est appelé « écart au  $M_0$  » dans la suite du rapport.

Le producteur est incité à améliorer l'écart au  $M_0$  en produisant lors des heures pendant lesquelles les prix de gros sont les plus élevés et donc lors desquelles sa production est la plus utile au système électrique. Le dispositif sécurise par ailleurs les producteurs, car cet écart est généralement seulement de quelques €/MWh (il a néanmoins pu fortement augmenter pendant la crise).

**La définition de la référence de prix de marché  $M_0$  est donc centrale dans le dispositif du complément de rémunération.**

### 2.2.2. Objectifs recherchés

Dans le cadre de la mise en œuvre du dispositif de complément de rémunération en France, le ministère en charge de l'énergie a organisé en 2014 une consultation publique sur « l'évolution des mécanismes de soutien aux installations sous obligation d'achat ». Dans la restitution de cette consultation, le ministère identifiait quatre critères déterminants pour évaluer les différents dispositifs qui étaient en discussion :

- **la limitation des risques pour les producteurs** : « ce critère détermine le degré de chaque dispositif à limiter les risques pour les producteurs en leur donnant des garanties et de la visibilité sur le niveau de subvention, afin que les filières puissent se développer sans faire peser de charges de service public exorbitantes sur les consommateurs [...] » ;

- **l'intégration technique au système électrique** : « ce critère définit le degré d'incitation des producteurs à gérer techniquement leur production et à se l'approprier afin de s'adapter aux signaux transmis par le système » ;
- **la limitation des distorsions de marché** : « ce critère vise à mesurer le niveau d'intégration des producteurs au marché et leur niveau d'exposition aux signaux donnés par le marché, et ainsi l'absence d'incitation à produire à « tout prix » et la réduction des impacts sur les prix négatifs » ;
- **la maîtrise et la prévisibilité des coûts et des volumes par l'Etat** : « ce critère mesure l'impact du dispositif en termes de pilotage du développement des filières et de prévision de charges de CSPE ».

Le dispositif de complément de rémunération mis en place permet, par rapport au dispositif d'obligation d'achat, d'améliorer l'intégration des installations au système électrique et de limiter les distorsions de marché en restituant au producteur la charge de la commercialisation de son énergie, ainsi que des garanties de capacité associées à son installation :

- le producteur porte la responsabilité d'équilibre sur sa production, qu'il peut déléguer à un tiers (ce qui est généralement le cas). Il est redevable du coût de règlement des écarts. Ainsi, il est incité à minimiser ces derniers et à améliorer la qualité de ses prévisions de production, en tenant compte par exemple des indisponibilités de l'installation ;
- le producteur perçoit un revenu total correspondant aux revenus marchands et aux flux financiers additionnels issus du contrat de complément de rémunération. Selon les modalités du complément de rémunération, le revenu total n'est pas nécessairement fixe par unité d'énergie produite. Dès lors, le producteur n'est pas uniquement incité à produire un maximum d'électricité comme cela peut être le cas dans le cadre de l'obligation d'achat, mais également à optimiser le profil de production de son installation par rapport aux prix de gros de l'électricité, dont les variations horaires reflètent les besoins du système électrique ;
- le contrat de complément de rémunération incite le producteur à ne pas produire à tout prix et à arrêter son installation lorsque cela est bénéfique pour le système électrique. Pour les énergies renouvelables dont le coût marginal de production peut être considéré comme proche de zéro, un tel comportement est souhaitable lors des périodes de prix négatifs ;
- le producteur doit certifier son installation au titre du mécanisme de capacité et peut valoriser les garanties de capacité associées : pour maximiser ces revenus additionnels, il est ainsi incité à être disponible lors des jours de tensions du système électrique.

**Le modèle de contrat de complément de rémunération introduit en France vise à assurer :**

- **une rentabilité raisonnable et une rémunération suffisamment prévisible sur le long terme** aux producteurs investissant dans des technologies de production qui nécessitent encore un soutien financier (de manière conjoncturelle, des flux financiers du producteur vers l'Etat sont possibles) : les producteurs demeurent libres de bénéficier d'un contrat de complément de rémunération ou de choisir de développer leur projet sans dispositif de soutien<sup>28</sup> ;
- **une meilleure intégration des actifs soutenus aux marchés de l'électricité, au bénéfice du bon fonctionnement du système électrique.**

**L'équilibre entre ces deux objectifs dépend du paramétrage du complément de rémunération, point qui sera analysé dans la partie 6 du présent rapport.**

---

<sup>28</sup> En France, l'éolien en mer fait figure d'exception : le contrat de complément de rémunération est actuellement obligatoire pour pouvoir exploiter les parcs situés sur le domaine public maritime ou en zone économique exclusive et qui font l'objet de procédures concurrentielles instruites par la CRE. Des réflexions sont en cours dans le cadre du dialogue concurrentiel éolien en mer dit « AO9 Extensions » pour que le soutien ne porte plus sur l'intégralité de la production et qu'une valorisation hors contrat de soutien soit possible sur une partie de la production.

### 2.3. Synthèse des principales incitations et risques véhiculés par le dispositif de complément de rémunération français

Le tableau ci-dessous résume les principales incitations et risques véhiculés par le dispositif de complément de rémunération français, à la différence du régime commun antérieur d'obligation d'achat.

**Tableau 3 : Incitations et risques véhiculés par le dispositif de complément de rémunération français par rapport au régime d'obligation d'achat**

	Intégration des actifs aux marchés de l'électricité, au bénéfice du système électrique	Risque pour le producteur (porté par l'Etat dans le cadre de l'obligation d'achat, via la compensation de l'acheteur obligé) <sup>29</sup>
La responsabilité d'équilibre est restituée au producteur	Le producteur, ou le tiers chargé de la commercialisation de l'électricité, est incité à assurer un bon niveau de prévision de la production la veille pour le lendemain.	Le producteur est exposé à un risque lié à l'évolution du coût des écarts.
Le revenu total du producteur n'est pas fixe par unité d'énergie produite (écart au $M_0$ ) <sup>30</sup>	Le producteur est incité à améliorer le prix capté par son installation et donc à produire davantage lors des heures pendant lesquelles cela est le plus utile pour le système électrique.	Le producteur est exposé au risque d'évolution du profil des prix horaires sur le marché spot.
Le soutien proportionnel à la production n'est plus versé lorsque les prix spot sont négatifs	Le producteur est incité à couper sa production lorsque cela est bénéfique pour le système électrique (prix spot négatifs).	Le producteur est exposé à une perte de revenus en cas de survenance de prix négatif. Ce risque est néanmoins largement limité par l'existence d'une compensation (prime pour prix négatifs après une franchise de nombre d'heures de prix négatifs).
La responsabilité de la certification et de la valorisation des garanties de capacité (mécanisme de capacité) est restituée au producteur	Le producteur est incité à être disponible lors des jours de potentielles fortes tensions du système électrique.	Le producteur est exposé à un risque d'évolution des revenus capacitaires.

<sup>29</sup> A noter que le risque sur les revenus du producteur peut in fine se matérialiser par des pertes ou des bénéfices pour les producteurs.

<sup>30</sup> La filière éolienne en mer fait figure d'exception : le prix de marché de référence  $M_0$  est une moyenne des prix spot pondérée par la production du parc, les revenus totaux sont donc fixes par unité d'énergie produite (cf. partie 0).

### 3. Cadre juridique applicable

#### 3.1. Cadre juridique européen

##### 3.1.1. Des objectifs européens ambitieux de développement des énergies renouvelables

A la suite du Pacte Vert pour l'Europe (2019)<sup>31</sup> et de l'invasion de l'Ukraine par la Russie (2022)<sup>32</sup>, l'Union européenne a accru ses ambitions de développement des énergies renouvelables. Depuis octobre 2023, la directive européenne sur les énergies renouvelables<sup>33</sup> prévoit que la consommation finale d'énergie de l'Union comporte 42,5 % d'énergies renouvelables d'ici 2030 et encourage les Etats-membres à porter l'effort jusqu'à 45 %. Pour cela, chaque Etat membre doit respecter un objectif national contribuant à l'objectif commun.

Pour atteindre ces objectifs, les Etats membres ont mis en place des régimes d'aide à la production d'énergie à partir de sources renouvelables, à savoir des dispositifs de soutien pour le développement des projets.

Dans ce contexte, les règles européennes relatives aux aides d'Etat jouent un rôle important pour l'atteinte des objectifs stratégiques et l'intégration des énergies renouvelables au marché de l'électricité tout en préservant les conditions d'une concurrence équitable et la cohésion du marché intérieur.

##### 3.1.2. Les lignes directrices européennes visant à l'encadrement des aides d'Etat à la production d'électricité décarbonée

Les dispositifs mis en place par les Etats membres de l'Union européenne visant à soutenir le développement de nouvelles capacités de production d'énergies renouvelables constituent des aides d'Etat au sens du Traité sur le Fonctionnement de l'Union européenne (TFUE).

Or, le premier paragraphe de l'article 107 énonce le principe d'interdiction de telles aides lorsqu'elles faussent ou menacent de fausser la concurrence dans le marché intérieur et d'affecter les échanges entre Etats membres. Dans certains cas, cependant, ces aides peuvent être considérées comme compatibles avec le marché intérieur en vertu de l'article 107, paragraphes 2 et 3, du TFUE et, à ce titre, autorisées. Les lignes directrices concernant les aides d'Etat à la protection de l'environnement et à l'énergie pour la période 2014-2020 publiées le 28 juin 2014 fournissent des orientations sur la manière dont la Commission apprécie la compatibilité des mesures d'aides avec le fonctionnement du marché intérieur au sens du droit de l'Union européenne.

En application des règles européennes relatives aux aides d'Etat, tout dispositif de soutien doit ainsi faire l'objet d'une notification préalable à leur mise en œuvre à la Commission européenne en démontrant leur compatibilité avec le fonctionnement du marché intérieur et d'une approbation par cette dernière. La mise en place du dispositif de complément de rémunération en France fait notamment suite à l'adoption par la Commission européenne des lignes directrices du 28 juin 2014.

Pour qu'une aide soit jugée compatible avec le fonctionnement du marché intérieur au sens de l'article 107 du TFUE, ces lignes directrices prévoient en particulier au point 124 que les producteurs d'électricité bénéficiaires de l'aide « **volent leur électricité directement sur le marché et qu'ils soient soumis aux obligations du marché** ».

Depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2016, les conditions cumulatives suivantes devaient être réunies pour que les nouveaux régimes et les nouvelles mesures soient jugés compatibles :

- l'aide est octroyée sous la forme d'une **prime s'ajoutant au prix du marché** et les producteurs vendent leur électricité directement sur le marché ;
- les bénéficiaires sont soumis à des responsabilités standard en matière d'équilibrage, sauf s'il n'existe pas de marchés d'équilibrage infra-journaliers concurrentiels ;

<sup>31</sup> <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/?uri=COM%3A2019%3A640%3AFIN>.

<sup>32</sup> <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/?uri=COM%3A2022%3A230%3AFIN&qid=1653033742483>.

<sup>33</sup> <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/?uri=CELEX:02018L2001-20240716>.

- des mesures sont mises en place pour s'assurer que les producteurs ne soient pas incités à produire de l'électricité lors des épisodes de prix de gros négatifs.

Le seuil en deçà duquel ces conditions ne s'appliquent pas (l'Etat peut continuer à recourir à des tarifs d'achat garantis) était fixé à 500 kW pour l'ensemble des filières, à l'exception de la filière éolienne, pour laquelle il est porté à 3 MW ou 3 aérogénérateurs.

En remplacement des lignes directrices mentionnées ci-dessus, la Commission européenne a publié en 2022 de nouvelles lignes directrices concernant les aides d'État au climat, à la protection de l'environnement et à l'énergie applicables à compter du 27 janvier 2022. Elle a invité les Etats membres à modifier si nécessaire leurs régimes d'aides de manière à les mettre en conformité avec ces nouvelles lignes directrices.

Le point 123 des nouvelles lignes directrices prévoit que « *les aides doivent être conçues de manière à éviter toute distorsion non désirée du fonctionnement efficient des marchés, et en particulier préserver l'efficacité des incitations et des signaux de prix. Par exemple, **les bénéficiaires devraient rester exposés aux variations de prix et au risque de marché**, à moins que cela ne compromette la réalisation de l'objectif de l'aide. En particulier, les bénéficiaires ne devraient pas être incités à vendre leur production en dessous de leurs coûts marginaux et ne doivent pas bénéficier d'aides à la production au cours de périodes où la valeur marchande de cette production est négative.* »

De plus, le texte modifie le seuil en deçà duquel cette obligation ne s'applique pas (l'Etat peut continuer à recourir à des tarifs d'achat garantis). Ce dernier est fixé à 400 kW à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2024 et sera diminué à 200 kW à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2026.

Le texte liste également les critères d'appréciation de la compatibilité d'une aide avec le fonctionnement du marché intérieur au sens de l'article 107 du TFUE incluant la condition positive, à savoir le fait que l'aide facilite le développement d'une activité économique (effet incitatif), et la condition négative, à savoir que l'aide n'altère pas indûment les conditions des échanges dans une mesure contraire à l'intérêt commun (nécessité de l'intervention de l'Etat, caractère approprié, proportionnalité de l'aide, etc.). L'aide est considérée comme proportionnée au sens des nouvelles lignes directrices si « *son montant par bénéficiaire se limite au minimum nécessaire pour mener le projet ou l'activité bénéficiant de l'aide* » (article 3.2.1.3.).

Enfin, il convient de noter que le 11 mars 2025, la Commission européenne a soumis à consultation publique jusqu'au 25 avril 2025, de nouvelles orientations relatives aux aides d'Etat. Certaines des dispositions évoquées dans la présente partie pourraient donc évoluer prochainement.

### 3.1.3. La réforme du marché européen de l'électricité

En réponse à la crise de l'énergie de 2022-2023, l'Union européenne a adopté en juin 2024 une réforme du marché européen de l'électricité. L'article 19 quinquies du règlement électricité prévoit désormais que :

- les primes variables symétriques « *2-way Contract for Difference* » ou mécanisme équivalent avec les mêmes effets (garantie de recettes et limitation à la hausse des recettes tirées du marché), sont obligatoires pour des régimes de soutien direct relatifs à des investissements dans de nouvelles installations de production d'électricité bas carbone dont les contrats de soutien sont conclus après le 17 juillet 2027. Cette obligation ne concerne pas les petites installations et les installations déjà en fonctionnement : le texte mentionne cependant la possibilité d'utiliser ce type de mécanisme dans le cas de nouveaux investissements destinés à rééquiper de manière substantielle les installations de production d'électricité existantes, à augmenter sensiblement la capacité ou à prolonger la durée de vie desdites installations ;
- les primes variables symétriques « *2-way Contract for Difference* » ou mécanisme équivalent sont notamment conçus de manière à préserver les incitations à ce que l'installation fonctionne et participe efficacement aux marchés de l'électricité et à prévenir tout effet de distorsion du régime de soutien sur les décisions d'exploitation, d'appel et de maintenance de l'installation de production d'électricité ou sur le comportement des soumissionnaires sur les marchés journalier, infrajournalier, des services auxiliaires et d'équilibrage ;
- les éventuels revenus générés par ces dispositifs sont redistribués aux clients finaux. Le texte ne fixe cependant pas d'obligation s'agissant du mode de redistribution.

## **3.2. Cadre juridique français**

### **3.2.1. Panorama par filière des dispositifs de soutien en vigueur en France**

Différents mécanismes de soutien existent en France afin de soutenir la production d'électricité d'origine renouvelable et la cogénération à partir de gaz naturel. Ce soutien se matérialise sous la forme d'un contrat d'obligation d'achat ou de complément de rémunération, attribué soit via un guichet ouvert ou une procédure de mise en concurrence. Ces dispositifs sont listés ci-dessous.

**Tableau 4 : Modalités d'attribution et formes des dispositifs de soutien pour les nouvelles installations de production d'électricité renouvelable en France métropolitaine continentale**

NB : les modes de soutien présents dans le stock de contrats en vigueur, mais qui ne sont plus attribués à de nouvelles installations, sont marqués par le signe Ø.

Modalité d'attribution	Guichet ouvert		Procédure concurrentielle	
	Forme du soutien	Obligation d'achat	Complément de rémunération	Obligation d'achat
Eolien en mer			Ø	Tous les projets
Eolien terrestre	Ø	Parcs avec moins de 6 éoliennes d'une puissance nominale ≤ 3 MW et (i) à caractère citoyen ou (ii) contraints en hauteur <sup>34</sup>		Tous les autres projets
PV au sol	35	35		> 500 kWc (avec un maximum fixé à 30 MW pour certains types de terrains)
PV sur bâtiment	≤ 500 kWc <sup>36</sup> puis 200 kWc à partir de 2026		Ø	> 500 kWc
PV innovant au sol			Ø <sup>37</sup>	500 kWc – 3 MWc <sup>37</sup>
PV innovant sur bâtiment			Ø <sup>37</sup>	100 kWc – 3 MWc <sup>37</sup>
Autoconsommation (soutien dédié)	≤ 100 kWc (PV uniquement <sup>38</sup> )			500 kW – 10 MW <sup>39</sup> (PV, éolien à terre ou hydroélectricité)
Biogaz méthanisation	< 500 kW <sup>40</sup>			Ø
Biogaz méthanisation STEP	< 500 kW <sup>41</sup>	500 kW – 12 MW <sup>41</sup>		
Biogaz déchets (ISDND)	Ø <sup>42</sup>			
Petite hydroélectricité	< 400 kW puis 200 kW à partir de 2026 <sup>43</sup>	≤ 1 MW <sup>43</sup>		1 – 4,5 MW <sup>44</sup>
Biomasse <sup>45</sup>	Ø		Ø	Ø
Incinération d'ordures ménagères <sup>46</sup>	Ø			
Géothermie <sup>47</sup>		Ø		
Gaz de mine de récupération	≤12 MW			
Cogénération au gaz naturel <sup>48</sup>	Ø	Ø		

## 3.2.2. Dispositions encadrant les modalités du complément de rémunération selon le mode d'attribution

### 3.2.2.1. Guichet ouvert

Les articles L. 314-18 à L. 314-27 du code de l'énergie, créés par l'article 104 de la LTECV (2015), définissent le régime du complément de rémunération dans le cadre d'un guichet ouvert. Les conditions et les modalités d'application relatives au complément de rémunération ont notamment été déterminées par le décret n°2016-682 du 27 mai 2016, pris après l'avis de la CRE en date du 9 décembre 2015<sup>49</sup>.

#### *Principe général*

En application de l'article L. 314-18 du code de l'énergie, il est institué un guichet ouvert permettant à tout producteur dont les installations sont implantées sur le territoire métropolitain continental et répondant à certaines caractéristiques précisées par décret de bénéficier d'un contrat de complément de rémunération. L'article L. 314-20 du code de l'énergie définit les conditions du complément de rémunération en guichet ouvert, étant précisé que le niveau du complément de rémunération « *ne peut conduire à ce que la rémunération totale des capitaux immobilisés, résultant du cumul de toutes les recettes de l'installation et des aides financières ou fiscales, excède une rémunération raisonnable des capitaux, compte tenu des risques inhérents à ces activités. Le bénéficiaire du complément de*

---

<sup>34</sup> Arrêté du 6 mai 2017 fixant les conditions du complément de rémunération de l'électricité produite par les installations de production d'électricité utilisant l'énergie mécanique du vent, de 6 aérogénérateurs au maximum : la condition relative au caractère citoyen ou à la contrainte de hauteur concerne uniquement les installations dont la demande complète de contrat a été déposée après le 1<sup>er</sup> juillet 2022.

<sup>35</sup> L'introduction d'un nouveau guichet ouvert à destination des petites installations photovoltaïques au sol est en cours de discussion. Conformément au décret n° 2025-498 du 5 juin 2025, celui-ci devrait prévoir le bénéfice d'un contrat d'obligation d'achat pour les installations de puissance crête installée inférieure à 200 kWc et d'un contrat de complément de rémunération pour les installations de puissance crête installée comprise entre 200 kWc et 1 MWc.

<sup>36</sup> Arrêté du 6 octobre 2021 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations implantées sur bâtiment, hangar ou ombrière utilisant l'énergie solaire photovoltaïque, d'une puissance crête installée inférieure ou égale à 500 kilowatts telles que visées au 3° de l'article D. 314-15 du code de l'énergie et situées en métropole continentale. La puissance maximale des installations éligibles à cet arrêté devrait être abaissée à 100 kWc prochainement. Les installations entre 100 kWc et 500 kWc seraient alors éligibles à un complément de rémunération attribué par appel d'offres (appel d'offres dit « simplifié »).

<sup>37</sup> La dernière période de l'appel d'offres dit « PV Innovant » s'est tenue fin 2021. Aucune autre période supplémentaire n'a été programmée depuis cette date. La 1<sup>ère</sup> période de l'appel d'offres dit « CRE4 » (2017) prévoyait l'attribution de contrats d'obligation d'achat.

<sup>38</sup> Arrêté du 6 octobre 2021 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations implantées sur bâtiment, hangar ou ombrière utilisant l'énergie solaire photovoltaïque, d'une puissance crête installée inférieure ou égale à 500 kilowatts telles que visées au 3° de l'article D. 314-15 du code de l'énergie et situées en métropole continentale.

<sup>39</sup> 3 MW s'agissant de l'autoconsommation collective.

<sup>40</sup> Arrêté du 13 décembre 2016 fixant les conditions d'achat pour l'électricité produite par les installations utilisant à titre principal le biogaz produit par méthanisation de déchets non dangereux et de matière végétale brute implantées sur le territoire métropolitain continental d'une puissance installée strictement inférieure à 500 kW telles que visés au 4° de l'article D. 314-15 du code de l'énergie

<sup>41</sup> Arrêté du 9 mai 2017 fixant les conditions d'achat et du complément de rémunération pour l'électricité produite par les installations utilisant à titre principal du biogaz produit par méthanisation de matières résultant du traitement des eaux usées urbaines ou industrielles.

<sup>42</sup> Le dispositif de soutien à l'électricité produite par combustion du biogaz issu d'installations de stockage de déchets non dangereux (ISDND) a été supprimé par le décret n° 2022-574 du 19 avril 2022 et l'arrêté du 19 avril 2022.

<sup>43</sup> Arrêté du 13 décembre 2016 fixant les conditions d'achat et du complément de rémunération pour l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie hydraulique des lacs, des cours d'eau et des eaux captées gravitairement.

<sup>44</sup> Au-delà de 4,5 MW de puissance installée, les installations hydroélectriques sont soumises au régime des concessions de service public.

<sup>45</sup> Il n'existe désormais plus de cadre de soutien à la production d'électricité à partir de biomasse, la programmation pluriannuelle de l'énergie pour la période 2019-2028 se concentrant sur la production de chaleur. Le dispositif de soutien à la production d'électricité à partir de biomasse a été supprimé par le [décret n°2019-527 du 27 mai 2019](#).

<sup>46</sup> Le soutien à l'électricité produite par incinération de déchets ménagers a été abrogé par le [décret n°2019-527 du 27 mai 2019](#).

<sup>47</sup> Le soutien à l'électricité produite par géothermie a été abrogé par le [décret n°2021-577 du 11 mai 2021](#).

<sup>48</sup> Le soutien à l'électricité produite par les installations de cogénération au gaz naturel a été abrogé par le décret n° 2020-1079 du 21 août 2020.

<sup>49</sup> Délibération de la CRE du 9 décembre 2015 portant avis sur le projet de décret relatif au complément de rémunération mentionné à l'article L. 314-18 du code de l'énergie.

rémunération peut, à cette fin, être subordonné à la renonciation, par le producteur, à certaines de ces aides financières ou fiscales »<sup>50</sup>.

### Filières éligibles

En application des dispositions de l'article R. 314-26 du code de l'énergie, peuvent bénéficier d'un contrat de complément de rémunération en guichet ouvert les nouvelles installations mentionnées à l'article L. 314-18 du même code, qui en détermine l'éligibilité parmi les installations éligibles à l'obligation d'achat. A noter que les articles L. 314-19 et L. 314-21 du code de l'énergie prévoient des dérogations au caractère nouveau des installations : ils disposent de certains cas dans lesquels une installation bénéficiant ou ayant bénéficié respectivement d'un contrat d'achat ou d'un contrat de complément de rémunération peut bénéficier d'un complément de rémunération.

La liste des installations éligibles au **complément de rémunération en guichet ouvert** est précisée à l'article D. 314-23 du code de l'énergie. Elle a été modifiée par le décret n°2025-498 du 5 juin 2025<sup>51</sup> et comprend à ce jour les installations suivantes :

- les installations utilisant l'énergie hydraulique des lacs, des cours d'eau et des eaux captées gravitairement d'une puissance installée strictement inférieure à 1 MW ;
- les nouvelles installations destinées au turbinage des débits minimaux prévus à l'article L. 214-18 du code de l'environnement réalisées par le titulaire d'une autorisation ou d'une concession hydroélectrique en cours bénéficient du complément de rémunération indépendamment de l'ouvrage principal à la condition que leur puissance installée respecte les limites prévues à l'alinéa précédent ;
- les installations au sol utilisant l'énergie solaire photovoltaïque équipées soit de modules photovoltaïques fixes, soit d'un dispositif de suivi de la course du soleil, d'une puissance crête strictement supérieure à 200 kilowatts et inférieure ou égale à 1 MW ;
- les installations utilisant à titre principal le biogaz produit par méthanisation de matières résultant du traitement des eaux usées urbaines ou industrielles d'une puissance installée comprise entre 500 kW et 12 MW ;
- les installations utilisant l'énergie mécanique du vent implantées à terre ne possédant aucun aérogénérateur de puissance nominale supérieure à 3 MW et dans la limite de six aérogénérateurs et soumises à des contraintes aéronautiques limitant la hauteur ou contrôlées par des personnes physiques ou des collectivités ou leurs groupements, selon des conditions fixées par arrêté.

### Modalités du complément de rémunération attribué via un guichet ouvert

La durée maximale d'un contrat de complément de rémunération en guichet ouvert est fixée par chaque arrêté de filière, étant précisé qu'elle ne peut dépasser vingt ans en application des dispositions de l'article L. 314-22 du code de l'énergie.

L'article R. 314-33 du code de l'énergie précise par ailleurs la formule générale du complément de rémunération **attribué dans le cadre d'un guichet ouvert**, au titre de l'article L. 314-20 du code de l'énergie. Les paramètres du complément de rémunération présentés ci-après sont définis pour chaque filière dans les arrêtés tarifaires correspondant :

$$CR = \underbrace{\sum_{i=1}^n E_i \cdot (\alpha T - M_{0i})}_{\text{Prime à l'électricité}} - \underbrace{(Nb_{capa} \cdot p_{réf, capa})}_{\text{Revenus capacitaires}} + \underbrace{\sum_{i=1}^n E_i \cdot P_{gestion}}_{\text{Prime de gestion}}$$

Avec :

*Prime à l'électricité*

*Revenus capacitaires*

*Prime de gestion*

<sup>50</sup> L'article L. 314-4 du code de l'énergie prévoit une disposition similaire pour les contrats d'obligation d'achat.

<sup>51</sup> Décret n° 2025-498 du 5 juin 2025 modifiant les articles D. 314-15 et D. 314-23 du code de l'énergie relatifs aux seuils applicables pour bénéficier de l'obligation d'achat ou du complément de rémunération pour la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables.

- $n$  : le nombre de pas de temps considérés pour le calcul du complément de rémunération (le pas pouvant être mensuel, plurimensuel ou annuel) ;
- $T$  : le tarif de référence. Il est basé sur l'estimation des coûts d'investissement et d'exploitation d'une installation performante et représentative de la filière considérée et prend en compte les aides financières ou fiscales auxquelles les installations visées sont éligibles. Le niveau du tarif applicable aux nouvelles installations peut faire l'objet d'un ajustement automatique (formule d'indexation) en fonction notamment du rythme de développement de la filière ;
- $\alpha$  : 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 notamment d'introduire une dégressivité du tarif de référence en fin de contrat, dans la limite toutefois d'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 ;
- $E_i$  : la production nette d'électricité de l'installation pendant la période  $i$ . Elle ne prend pas en compte la production pendant les heures de prix spot négatifs et peut être plafonnée ;
- $M_{0i}$  : le prix de marché de référence de l'électricité pendant la période  $i$ . Il est défini soit comme 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. Ce paramètre est défini par filière.
- $Nb_{capa}$  : le nombre de garanties de capacité dont bénéficie l'installation pour une année de livraison donnée ;
- $P_{réf, capa}$  : le prix de référence capacitaire sur une année de livraison donnée ;
- $P_{gestion}$  : une prime de gestion proportionnelle à l'électricité produite. Elle vise 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. Cette prime unitaire est fixée pour toute la durée du contrat d'une installation et ne peut faire l'objet d'une variation rétroactive.

Par ailleurs, si le nombre annuel d'heures de prix négatifs<sup>52</sup> dépasse un certain seuil, les producteurs n'ayant pas produit pendant ces heures peuvent recevoir une prime. Le seuil par filière et les modalités d'attribution de la prime sont définis dans les arrêtés tarifaires, soumis à la CRE pour avis.

### 3.2.2.2. Procédure concurrentielle

#### Principe général et filières éligibles

Le recours à une procédure de mise en concurrence intervient conformément à l'article L.311-10 du code de l'énergie « *lorsque les capacités de production ne répondent pas aux objectifs de la programmation pluriannuelle de l'énergie [PPE]*<sup>53</sup> ».

En application de l'article L. 311-12 du code de l'énergie, les installations désignées lauréates d'une telle procédure de mise en concurrence bénéficient « *soit d'un contrat d'achat pour tout ou partie de l'électricité produite, soit d'un contrat offrant un complément de rémunération à tout ou partie de l'électricité produite* ».

---

<sup>52</sup> Article R. 314-39 du code de l'énergie : « *Si le nombre d'heures de prix strictement négatifs constaté sur une année civile ou calendaire suivant la référence retenue en application du I de l'article R. 314-33 est supérieur à un nombre d'heures, consécutives ou non, défini pour chaque filière dans les arrêtés prévus à l'article R. 314-12, l'installation qui n'a pas produit pendant ces heures peut recevoir une prime dans la limite d'un nombre d'heures de fonctionnement de référence de l'installation sur l'année.* » Le décompte des heures de prix « *strictement négatifs* » peut donc se faire en considérant les prix spot ou des prix à terme, selon la référence choisie pour le calcul du  $M_0$ .

<sup>53</sup> La PPE est un outil de pilotage de la politique énergétique nationale qui a été introduit par la LTECV de 2015 et qui détaille notamment les objectifs de développement des différentes sources d'énergies renouvelables sur la période concernée par la PPE en question.

### Modalités du complément de rémunération attribué via une procédure concurrentielle

Dans le cadre d'une procédure de mise en concurrence, il revient au ministre chargé de l'énergie, en vertu des dispositions des articles R.311-13 et R.311-25-12 du code de l'énergie, de déterminer dans un cahier des charges la description détaillée des installations faisant l'objet de l'appel d'offres et les conditions qui leur sont applicables, dont notamment les « *conditions économiques et financières de leur exploitation, en particulier de la durée et des modalités financières du contrat d'achat ou du contrat de complément de rémunération conclu, le cas échéant, en application de l'article L. 311-12* ». Les projets de cahier des charges sont soumis à la CRE pour avis.

Lorsque le contrat de complément de rémunération est conclu à l'issue d'une procédure de mise en concurrence, le contrat est donc établi dans les conditions fixées par la procédure de mise en concurrence, c'est-à-dire dans le cahier des charges conformément à l'article L. 311-13-2 du code de l'énergie.

En conclusion, le cadre juridique applicable au complément de rémunération se distingue selon son mode d'allocation : le guichet ouvert ou la procédure de mise en concurrence. **Les règles applicables à l'allocation du complément de rémunération par guichet ouvert sont définies dans le code de l'énergie tandis que celles applicables en matière de procédures concurrentielles sont fixées dans les cahiers des charges de ces procédures.**

Les différentes propositions d'évolution du complément de rémunération formulées par la CRE en partie 6 pourraient être mises en œuvre distinctement selon le mode d'allocation. Elles pourraient être intégrées directement dans les cahiers des charges des appel d'offres dans le cadre de procédures concurrentielles mais nécessiter des adaptations des parties législative et réglementaire du code de l'énergie dans le cadre des guichets ouverts.

## 4. Bilan de la mise en œuvre du complément de rémunération en France

### 4.1. Bilan des volumes engagés sous les régimes du complément de rémunération et de l'obligation d'achat

Le complément de rémunération est aujourd'hui la voie privilégiée pour soutenir le développement de nouvelles installations de production d'électricité à partir de sources renouvelables. Cependant, il demeure minoritaire s'agissant des installations déjà mises en service.

En effet, la majorité des contrats de soutien à la production d'électricité renouvelable en vigueur ayant été signée avant le 1<sup>er</sup> janvier 2016, la part d'installations bénéficiant d'un dispositif de soutien en obligation d'achat devrait rester majoritaire encore plusieurs années. En particulier, il convient de noter que les six premiers parcs éoliens en mer dont le soutien public a été alloué à l'issue des procédures concurrentielles dites « AO1 » (attribution en 2012) et « AO2 » (attribution en 2014), qui sont actuellement progressivement mis en service pour une puissance installée cumulée d'environ 3 GW, sont soumis au régime de l'obligation d'achat.

Cette situation a vocation à s'inverser dans les prochaines années, bien que le volume de nouveaux contrats d'obligation d'achat engagés représente toujours sur la période 2023-2024 environ 30 % de la production annuelle prévisionnelle des nouveaux engagements de l'Etat. Cette proportion s'explique par la forte dynamique de développement de la filière du petit photovoltaïque sur bâtiment dont le soutien prend la forme d'un contrat avec obligation d'achat.

#### 4.1.1. Volumes en service soutenus à fin 2024

##### Volumes en service soutenus à fin 2024

**Le stock actuel de contrats d'obligation d'achat en vigueur représente près de 75 % de la production soutenue en 2024 (66,7 TWh au total).**

Le tableau ci-dessous présente l'Etat à fin 2024 des volumes en service soutenus selon les deux modes de soutien.

**Tableau 5 : Répartition par filière des volumes en service soutenus par un contrat d'obligation d'achat ou un contrat de complément de rémunération en 2024**

Filière (données provisoires)	Production soutenue pendant l'année 2024	Puissance installée soutenue à fin 2024
<b>Total Complément de rémunération</b>	<b>15,8 TWh</b>	<b>11,2 GW</b>
<i>dont éolien à terre</i>	<i>11,4 TWh</i>	<i>6,3 GW</i>
<i>dont photovoltaïque</i>	<i>3,8 TWh</i>	<i>4,7 GW</i>
<i>dont autres</i>	<i>0,6 TWh</i>	<i>0,2 GW<sup>54</sup></i>
<b>Total Obligation d'achat</b>	<b>50,9 TWh</b>	<b>30,2 GW</b>

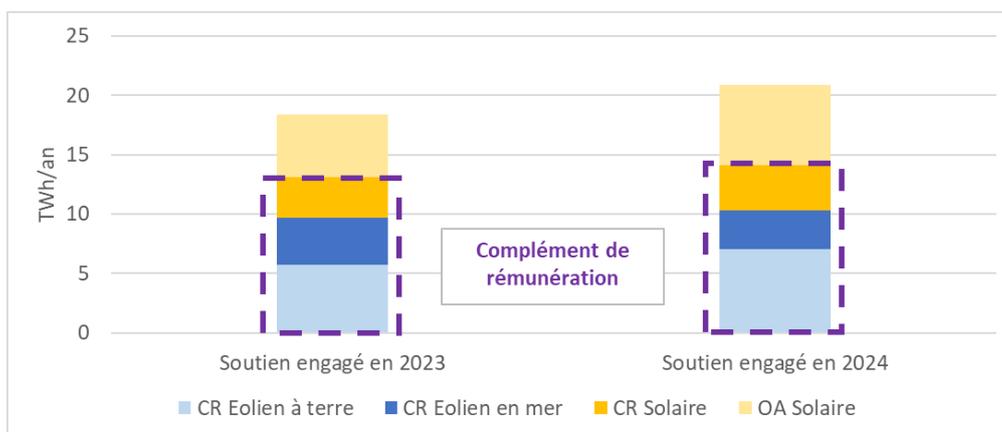
<sup>54</sup> Le contrat associé à la CCG de Landvisiau de 422 MW n'est pas considéré dans ce tableau comme un contrat de complément de rémunération.

Le stock de contrats de complément de rémunération en 2024 représente 1 698 contrats détenus par 1 276 sociétés différentes<sup>55</sup>. La plupart de ces sociétés correspondent néanmoins à des sociétés de projet, qui peuvent appartenir à un même actionnaire.

### Volumes engagés<sup>56</sup> par l'Etat à fin 2024 (installations qui ne sont pas encore nécessairement en service)

Les contrats de complément de rémunération devraient représenter la majorité des nouveaux engagements de l'Etat postérieurs à 2024. Cette dynamique relative aux nouveaux engagements de l'Etat s'observe sur les nouveaux engagements pris sur la période 2023-2024 : **l'Etat a engagé une production annuelle prévisionnelle de 39 TWh/an (sans prendre en compte de taux de chute), dont environ 70 % sous la forme de contrats de complément de rémunération.**

**Figure 4 : Répartition par filière des nouveaux engagements de l'Etat pris en 2023-2024 en production annuelle prévisionnelle (TWh/an) soutenue sous le régime de l'obligation d'achat et du complément de rémunération (avant application de taux de chute prévisionnels)<sup>57</sup>**



Afin de dresser un bilan des volumes engagés à fin 2024 et de la répartition des volumes soutenus entre obligation d'achat et complément de rémunération, l'analyse de la CRE s'appuie :

- pour la période 2017-2023, sur les données constatées des CSPE ;
- pour la période 2024-2025, sur les données prévisionnelles des CSPE ;
- pour la période 2026-2051, sur les travaux prospectifs du Comité de Gestion des Charges de Service Public de l'Energie (CGCSPE)<sup>58</sup>.

Ces données sont synthétisées dans le graphique ci-dessous. S'agissant des données issues des travaux du CGCSPE, seuls les contrats engagés par l'Etat au 31 décembre 2024 ont été pris en compte.

Les éventuels nouveaux engagements à prendre dans le cadre de la future programmation pluriannuelle de l'énergie, qui sont à ajouter aux volumes déjà engagés, sont estimés dans la partie suivante sur la base des hypothèses susmentionnées.

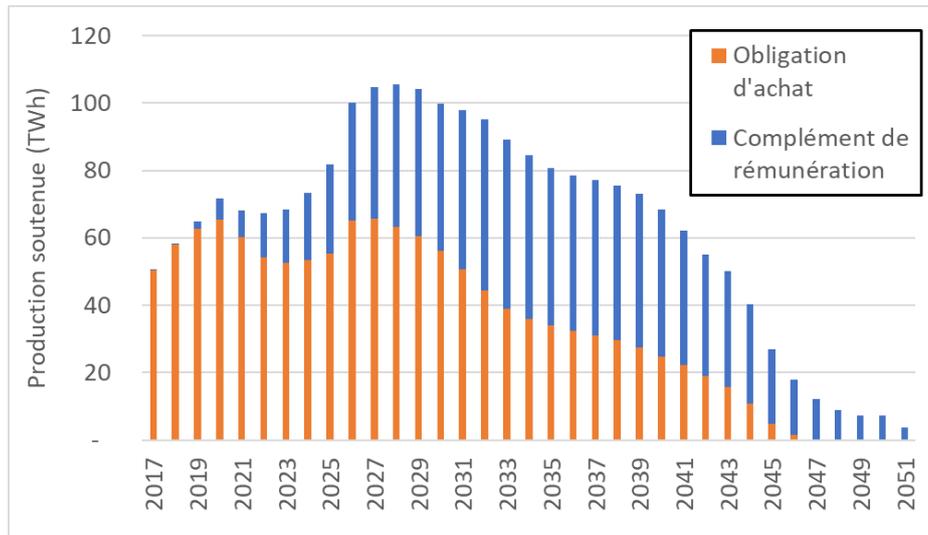
<sup>55</sup> Au sens d'un numéro SIREN distinct.

<sup>56</sup> Installations pour lesquelles l'Etat s'est engagé, mais qui ne sont pas encore nécessairement en service. A titre d'exemple, les installations éoliennes en mer sous complément de rémunération, dont aucune n'est encore en service, représenteront 20 % de la production prévisionnelle totale sous complément de rémunération engagée à fin 2024.

<sup>57</sup> Les engagements relatifs à d'autres filières électriques renouvelables représentent des volumes de production limités et ne sont pas représentés.

<sup>58</sup> Avis sur le volet budgétaire de la nouvelle programmation pluriannuelle de l'énergie, dite « PPE3 » mise en consultation fin 2024 : <https://www.ecologie.gouv.fr/politiques-publiques/comite-gestion-charges-service-public-lelectricite>.

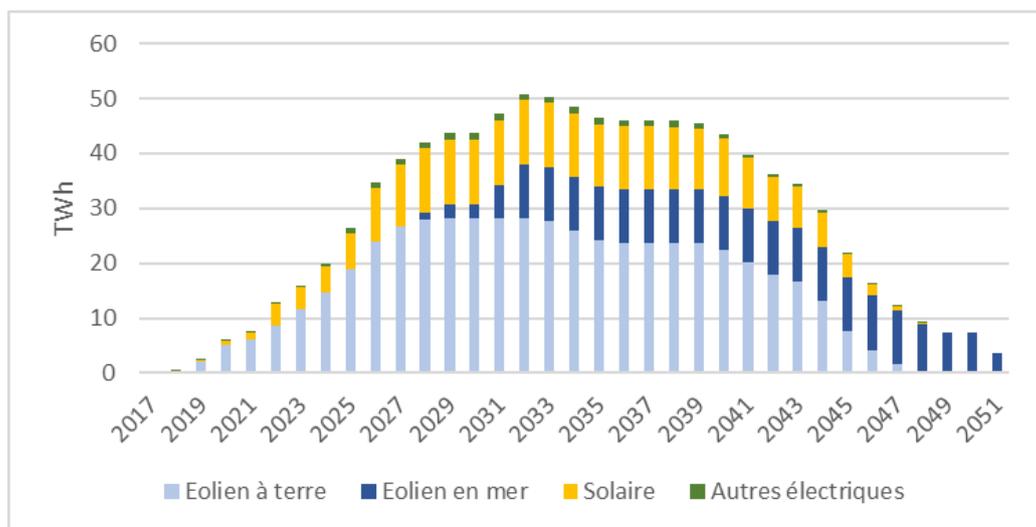
Figure 5 : Répartition des engagements de l'Etat à fin 2024 en production soutenue sous le régime de l'obligation d'achat et du complément de rémunération



Le graphique ci-dessus met en exergue l'importance du stock de contrats d'obligation d'achat engagé à fin 2024 : le volume de production soutenu par le biais d'un complément de rémunération déjà engagé à fin 2024 ne devrait dépasser celui soutenu via une obligation d'achat qu'en 2032. Contrairement à d'autres pays, il n'y a pas eu de basculement vers un contrat de complément de rémunération pour les contrats d'obligation d'achat existants (possibilité en Allemagne d'un basculement de l'obligation d'achat vers le complément de rémunération pour les contrats en cours portant sur des installations de plus de 500 kW en 2014 et de plus de 100 kW en 2016).

Enfin, il convient de noter que, à fin 2024, le stock d'engagements sous le régime du complément de rémunération, en volume de production, est majoritairement issu de la filière éolienne terrestre, avec 54 % du volume prévisionnel total soutenu engagé à fin 2024 sur la période 2017-2051 (cf. figure ci-dessous).

Figure 6 : Evolution de la répartition par filière de la production des installations bénéficiant d'un contrat de complément de rémunération engagé avant fin 2024



Le tableau ci-dessous synthétise l'estimation de l'évolution de la puissance installée des engagements de l'Etat pris à fin 2024, entre 2023 (dernière année pour laquelle des données de charges de service

public de l'énergie constatées sont disponibles à la date de publication du présent rapport) et 2032 (date à laquelle il est estimée que l'intégralité des engagements pris à fin 2024 seront mis en service). Il convient de noter que l'hypothèse de productible associée diffère selon les filières.

**Tableau 6 : Evolution de la répartition par filière de la puissance cumulée des installations bénéficiant d'un contrat de complément de rémunération engagé avant fin 2024**

Filière	Puissance installée à fin 2024	Puissance installée à fin 2032
Eolien à terre	6,3 GW	11,7 GW
Eolien en mer	0 GW	2,5 GW
Photovoltaïque	4,7 GW	10,3 GW
Autres	0,2 GW	0,3 GW

#### **4.1.2. Estimation des engagements à prendre dans le cadre du projet de programmation pluriannuelle de l'énergie (sur la base des travaux du CGCSPE de début 2025)**

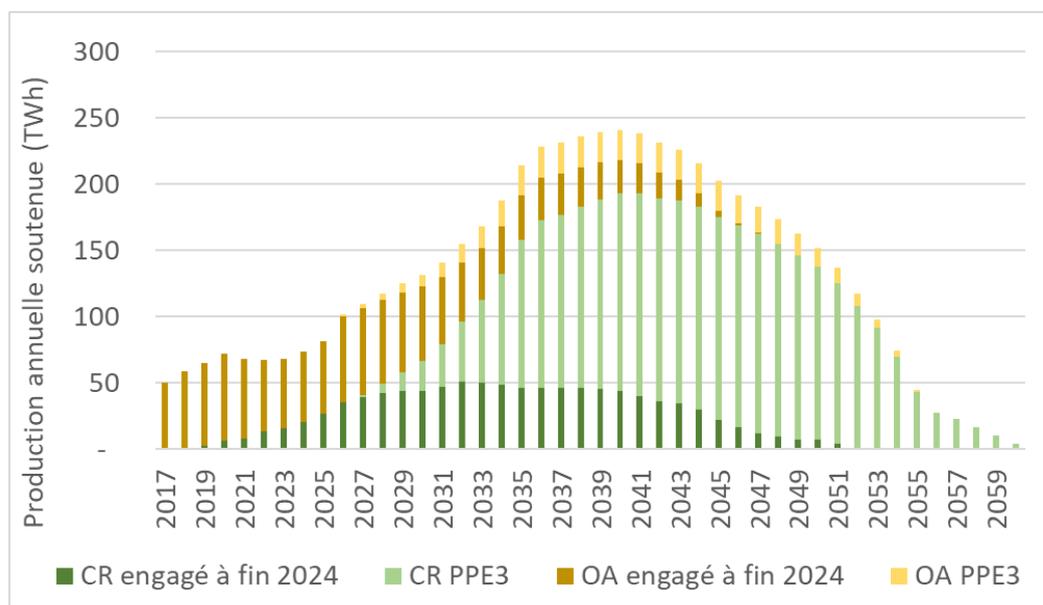
A partir des travaux du CGCSPE et, en particulier, de son avis sur le volet chiffrage de la PPE3 mis en consultation fin 2024, il est possible d'estimer la production prévisionnelle nécessaire à l'atteinte des objectifs du document de consultation, par type de contrat de soutien.

L'Etat ne s'étant pas encore engagé sur ces contrats, la matérialisation de ces volumes de production et le type de contrat attribué est encore très incertain. L'évolution présentée ci-après fait l'hypothèse que la grande majorité des nouvelles installations développées permettant d'atteindre les objectifs du projet de PPE3 mis en consultation fin 2024 bénéficieront d'un soutien public et que ce dernier prendra majoritairement la forme d'un complément de rémunération<sup>59</sup>. Le CGCSPE a fait l'hypothèse d'un développement hors contrats de soutien d'ici 2035 situé entre 2,2 GW et 3,8 GW pour la filière du solaire photovoltaïque et entre 1,0 GW et 2,3 GW pour la filière de l'éolien à terre, selon l'hypothèse d'évolution des prix de gros retenue.

Plus le volume de production EnR développé sous forme de PPA sera élevé, moins le niveau d'engagement de l'Etat nécessaire pour atteindre les objectifs de la PPE sera important.

<sup>59</sup> 70 % des volumes sous obligation d'achat et 30 % des volumes sous complément de rémunération pour les guichets ouverts photovoltaïque ; 40 % des volumes sous obligation d'achat et 60 % des volumes sous complément de rémunération pour les guichets ouverts hydroélectriques ; et 100 % des volumes sous complément de rémunération pour les autres nouveaux engagements pris dans le cadre du projet de PPE3 mis en consultation fin 2024.

**Figure 7 : Répartition des engagements de l'Etat nécessaires à l'atteinte des objectifs PPE3 « bas » (projet de PPE3 mis en consultation fin 2024), en production soutenue sous le régime de l'obligation d'achat et du complément de rémunération (sous l'hypothèse d'un faible développement des installations via des contrats de type PPA)**



En estimant les nouveaux engagements que l'Etat serait amené à prendre au cours de la période 2025-2035 dans le cadre du projet de PPE3 mis en consultation fin 2024, il apparaît que **les volumes soutenus par le biais d'un complément de rémunération deviendraient très majoritaires à horizon 2040, avec plus de 80 % de la production soutenue, et représenteraient une production annuelle de l'ordre de 190 TWh, pour une production annuelle de l'ordre de 50 TWh soutenue par obligation d'achat.**

**Le dispositif de complément de rémunération représente la grande majorité des nouveaux engagements de l'Etat : sur la période 2023-2024, l'Etat a engagé une production annuelle prévisionnelle de 39 TWh/an (sans prendre en compte de taux de chute prévisionnel), dont environ 70 % sous la forme de contrats de complément de rémunération.**

**Néanmoins, le stock actuel de contrats sous obligation d'achat demeure important : il représente ainsi près de 75% de la production soutenue en 2024 et, si l'on considère l'ensemble des engagements de l'Etat à fin 2024, la production soutenue via un contrat de complément de rémunération devrait dépasser celle soutenue via un contrat d'achat uniquement en 2032.**

Le stock actuel d'engagements sous le régime du complément de rémunération, en volume de production, est **majoritairement issu de la filière éolienne terrestre, avec 54 % du volume prévisionnel total soutenu engagé à fin 2024** sur la période 2017-2051.

En estimant les nouveaux engagements que l'Etat serait amené à prendre au cours de la période 2025-2035 dans le cadre du projet de PPE3 mis en consultation fin 2024, il apparaît que **les volumes soutenus par le biais d'un complément de rémunération deviendraient très majoritaires à horizon 2040, avec plus de 80 % de la production soutenue, et représenteraient une production annuelle de l'ordre de 190 TWh, en l'absence de nouveau PPA (sous l'hypothèse d'un faible développement des installations de production via des contrats de type PPA).**

## 4.2. Bilan des pratiques de commercialisation de l'électricité et du développement du marché de l'agrégation

L'une des principales différences entre les dispositifs d'obligation d'achat et de complément de rémunération réside dans la nécessité pour les producteurs de valoriser eux-mêmes sur les marchés l'énergie produite et les garanties de capacité associées à leurs installations. Cette valorisation sur les marchés requiert des compétences dont les producteurs ne disposent pas nécessairement en interne. Pour cette raison, la très grande majorité d'entre eux confie cette tâche à un tiers (éventuellement une entité tierce au sein d'un même groupe) : l'agrégateur.

Afin 1) de recueillir un retour d'expérience de la filière depuis la mise en place du complément de rémunération et 2) de faire un état des lieux du marché de l'agrégation et des pratiques contractuelles actuelles, la CRE a mené une consultation pendant la crise des prix de gros de l'énergie auprès de plusieurs agrégateurs et producteurs. Elle a ainsi reçu les contributions :

- de 10 agrégateurs<sup>60</sup> ;
- de 22 producteurs d'électricité d'origine renouvelable<sup>61</sup> ;
- des représentants de plusieurs filières renouvelables, à savoir Enerplan, France Hydro Electricité (FHE), France Renouvelables et le Syndicat des Energies Renouvelables (SER).

Ces réponses ont permis d'alimenter l'état des lieux présenté dans cette partie, ainsi que les propositions d'évolution du dispositif de complément de rémunération, présentées en partie 6.

Début 2025, la CRE a à nouveau interrogé les agrégateurs et représentant des filières, afin de pouvoir actualiser certains constats : elle a reçu les contributions de 9 agrégateurs et de France Renouvelables.

### 4.2.1. Le rôle d'agrégateur

Un agrégateur est un intermédiaire entre un client (un producteur d'énergie renouvelable ou un consommateur souhaitant valoriser sa flexibilité) et les marchés (principalement le marché de l'énergie mais également de la capacité, ainsi que des garanties d'origine pour les installations de production d'électricité renouvelable non soutenues). Il achète, selon des conditions prédéfinies, la production d'une installation et s'assure de sa valorisation. Son rôle comprend ainsi plusieurs aspects, et notamment :

- **l'accès aux différents marchés** : l'existence d'agrégateurs permet de mutualiser les frais fixes d'accès associés pour le compte de plusieurs producteurs (et consommateurs) ;
- **la gestion d'un périmètre d'équilibre** : pour l'ensemble des installations présentes dans son périmètre d'équilibre, l'agrégateur s'assure de minimiser les écarts entre la production vendue en amont de la période de livraison sur les marchés (notamment sur le marché spot pour livraison le lendemain dans le cas du complément de rémunération) et la production réelle des installations. En cas d'écarts, l'agrégateur est pénalisé. L'agrégation de la production d'un nombre conséquent d'installations auprès d'une même entité permet naturellement de réduire ces écarts par foisonnement et de rationaliser les ressources et compétences nécessaires à la prévision de production d'un portefeuille d'installations de production d'électricité renouvelable ;
- **la gestion du risque relatif à la valeur du profil de production d'une installation pour une période prédéfinie par rapport au profil de référence du complément de rémunération** : dans le cadre du complément de rémunération, les revenus du producteur dépendent de la différence de valeur entre le profil de production de son installation et le profil de production de référence utilisé dans le calcul du prix de marché de référence  $M_0$  (« écart au  $M_0$  »). Généralement, les producteurs et leurs financeurs souhaitent bénéficier de revenus stables et transfèrent donc le risque de variation de l'écart au  $M_0$  à l'agrégateur sur la durée du contrat d'agrégation.

---

<sup>60</sup> Agregio Solutions (EDF), Alpiq Energie, Axpo Solutions, CNR, Engie, GazelEnergie Solutions, Hydronext (BKW), Solvay Energy Services, Statkraft Markets et Union des Producteurs Locaux d'Electricité (UPLÉ). Lors de la consultation menée début 2025, la CRE a obtenu des réponses d'acteurs supplémentaires : TotalEnergies Gas & Power et Ohm Solaire.

<sup>61</sup> Engie, CNR, Neoen, Serhy, RenFrance, Eurowatt, H2air, Energy Connections, Hydrocop, CevennesOne-energy, Energie Partagée, Silosun, Sonnedix (10 questionnaires ayant également été transmis anonymement par le biais des représentants des filières, la CRE ne connaît pas l'identité de l'ensemble des répondants).

### 4.2.2. Le marché de l'agrégation en France

Le marché de l'agrégation s'est fortement développé en France à partir de 2016 avec la généralisation du dispositif de complément de rémunération pour les nouvelles installations.

De nombreux acteurs se sont ainsi positionnés sur ce marché :

- des énergéticiens français, qui parfois créent des filiales dédiées à l'activité d'agrégation ;
- des énergéticiens étrangers via leurs filiales françaises ;
- de plus petits acteurs qui couplent souvent l'activité d'agrégation avec une activité de fourniture d'électricité verte.

Les différentes réponses au questionnaire envoyé par la CRE pendant la crise font état d'un marché très concurrentiel à ses débuts, avec des offres d'agrégation proposées aux producteurs aux marges faibles, afin de remporter des parts de marché en vue de la constitution de larges portefeuilles d'agrégation. La diversification des acteurs présents sur ce marché s'est poursuivie jusqu'en 2021, du fait notamment d'une demande d'agrégation de plus en plus forte en raison notamment de l'augmentation des capacités bénéficiant d'un contrat de complément de rémunération.

La crise énergétique a très fortement dégradé les conditions de marché : l'agrégation est devenue une activité bien plus risquée du fait de la forte volatilité des prix de gros. Cela s'est alors traduit par un retrait, temporaire ou définitif, de certains agrégateurs du marché, ainsi que par l'introduction, dans les nouveaux contrats signés, de primes de risques accrues et plus généralement d'un moindre transfert de risques vers l'agrégateur. Le cas de la filière de la petite hydroélectricité est particulièrement notable : en raison des modalités des compléments de rémunération attribués à cette filière (pas de temps annuel pour le calcul de la référence  $M_0$  : cf. partie 0), les risques ont été perçus comme trop importants par les agrégateurs pendant la crise des prix de gros. En conséquence, la plupart d'entre eux ne souhaitent plus prendre à leur charge le risque d'écart au  $M_0$  au moment de conclure de nouveaux contrats pour ces installations (premiers contrats et renouvellement des contrats arrivant à échéance).

La crise des prix de gros avait ainsi entraîné une contraction du marché de l'agrégation. Les retours actualisés reçus par la CRE début 2025 font état d'un marché avec un niveau de concurrence à nouveau plus élevé, marqué notamment par l'apparition de nouveaux acteurs sur ce marché, qui peuvent cumuler cette activité avec une activité de fourniture verte.

La structure du marché de l'agrégation peut avoir des effets ambivalents sur le coût de l'agrégation pour les producteurs. Un nombre d'agrégateurs plus restreint peut impliquer :

- une gestion plus efficace de la commercialisation de l'électricité renouvelable par les agrégateurs du fait de la gestion d'un périmètre plus large de nature à engendrer une diminution des coûts d'agrégation pour les producteurs ;
- une hausse des marges appliquées par les agrégateurs, du fait notamment d'une moindre concurrence, de nature à engendrer une hausse des coûts d'agrégation pour les producteurs.

L'introduction du complément de rémunération a permis le développement du marché de l'agrégation en France. **Malgré une contraction lors de la période de crise, la concurrence sur ce marché semble avoir à nouveau atteint à un niveau satisfaisant début 2025.**

**Le développement de cette activité et des compétences nécessaires à la commercialisation d'électricité renouvelable a également pu profiter à l'ensemble des installations en fin de contrat d'obligation d'achat ou ne bénéficiant pas, dès leur mise en service, de soutien public.**

### 4.2.3. Les contrats d'agrégation

#### 4.2.3.1. Valorisation de l'énergie produite et frais d'agrégation

Les contrats d'agrégation garantissent un achat de l'énergie produite  $E$  à des conditions prédéfinies sur la durée du contrat d'agrégation. Généralement, l'achat se fait à un prix proportionnel à l'énergie produite, qui est complémentaire au versement du complément de rémunération dans le cadre du contrat signé avec EDF OA. Ce prix est exprimé sous la forme «  $M_0 - \text{frais d'agrégation}$  » (les frais d'agrégation pouvant être négatifs), avec  $M_0$  le prix de marché de référence tel que défini dans le contrat de complément de rémunération dont bénéficie le producteur. Le producteur dispose ainsi de revenus totaux (revenus issus de la vente à l'agrégateur + flux financiers issus du complément de rémunération) liés à la valorisation de l'énergie stables sur la durée du contrat d'agrégation. Ceux-ci peuvent être schématiquement exprimés comme suit (avec  $T$  le tarif de référence dont bénéficie l'installation) :

$$R_{tot} = R_{marché} + R_{CR} = E * (M_0 - \text{frais d'agrégation}) + E * (T - M_0)$$

$$R_{tot} = E * (T - \text{frais d'agrégation})$$

S'agissant de l'agrégateur, celui-ci achète la production d'une installation à un prix de «  $M_0 - \text{frais d'agrégation}$  » et valorise cette production sur les marchés de l'électricité. Il doit ainsi dimensionner les frais d'agrégation afin de couvrir les différents frais liés à la vente de l'électricité ainsi que l'écart entre le prix d'achat dépendant du  $M_0$  et le prix moyen auquel il peut espérer revendre cette électricité sur les marchés de gros. Les frais d'agrégation se décomposent ainsi généralement en plusieurs briques :

- **les coûts d'équilibrage**, qui résultent d'une estimation, sur la durée du contrat d'agrégation, des coûts d'équilibrage supplémentaires induits par l'intégration de l'installation au périmètre d'équilibre de l'agrégateur. Les coûts d'équilibrage globaux pour un agrégateur d'installations de production sont liés aux différences entre la prévision de production du portefeuille d'installations qui relève de la responsabilité de l'agrégateur, et la production réelle constatée de son périmètre. Ces coûts dépendent ainsi de la qualité de prévision de l'agrégateur (facilitée par une bonne transmission d'informations de la part du producteur) et des caractéristiques de son portefeuille (plus le portefeuille est conséquent et diversifié, plus il sera possible de foisonner les écarts) ;
- **l'« écart au  $M_0$  »**, qui correspond à une estimation, sur la durée du contrat d'agrégation, de la différence entre le prix de marché réellement capté par l'installation et le prix de marché de référence  $M_0$  inclus dans le coût d'achat de l'électricité proposé par l'agrégateur au producteur. Cette brique dépend du profil de production de l'installation par rapport au profil de production de référence utilisé dans le calcul du  $M_0$  et peut être négative ou positive (les parcs avec un écart au  $M_0$  suffisamment positif peuvent ainsi bénéficier de frais d'agrégation qui sont au global négatifs, représentant ainsi une recette supplémentaire pour le producteur). Sur cette brique, le niveau de risque porté par l'agrégateur en intégrant une nouvelle installation dans son portefeuille dépend également de la taille et de la diversité de son portefeuille ;
- **les frais de gestion** correspondent notamment aux frais d'accès aux marchés ainsi qu'aux frais relatifs à la gestion des garanties de capacité associées à l'installation ;
- **la marge de l'agrégateur**, qui permet de rémunérer son activité.

Certaines de ces briques dépendent de l'évolution des prix de gros de l'électricité (niveau moyen et volatilité des prix) : en particulier, le coût d'équilibrage et l'écart au  $M_0$  sont en pratique relativement corrélés aux évolutions des prix spot.

Les offres d'agrégation proposées par les agrégateurs peuvent ainsi prendre différentes formes :

- des frais d'agrégation fixes en €/MWh sur la durée du contrat, permettant de garantir au producteur un maximum de stabilité de ses revenus, ce qui engendre cependant un risque supplémentaire pour l'agrégateur (et donc potentiellement une marge supplémentaire) ;
- des frais d'agrégation variables et dépendant des prix de marché : il y a ainsi un transfert de risque moins important du producteur vers l'agrégateur ;
- des frais d'agrégation « hybrides », combinant une part fixe en €/MWh et une part variable dépendant des prix de marché.

Au moment de la négociation du contrat d'agrégation, le producteur et l'agrégateur conviennent ainsi de l'acteur qui portera le risque résiduel sur l'évolution des prix spot dans le cadre du contrat de complément de rémunération et la prime de risque associée.

Les agrégateurs achètent l'électricité produite par une installation à un prix complémentaire à la formule de complément de rémunération (réplication du prix de marché de référence) afin que le producteur bénéficie d'un revenu total relativement stable sur la durée du contrat d'agrégation.

**Les principaux coûts portés par l'agrégateur sont les coûts d'équilibrage et les éventuels « écarts au  $M_0$  ».** Ces coûts dépendent positivement de l'évolution du niveau moyen des prix de gros de l'électricité.

**Pour rémunérer son activité, l'agrégateur peut ainsi facturer au producteur soit i) des frais d'agrégation fixes en €/MWh ou soit ii) lui transférer une partie du risque d'évolution des coûts d'agrégation en facturant des frais d'agrégation dépendant des prix de marché.**

#### 4.2.4. Autres sources de revenus des producteurs

Outre la valorisation de l'énergie produite sur les marchés de gros, les producteurs disposant d'un contrat de complément de rémunération bénéficient ou peuvent bénéficier de sources de revenus additionnelles :

- **mécanisme de capacité** : dans le cadre du mécanisme de capacité instauré en France par la loi dite « NOME » du 7 décembre 2010<sup>62</sup> (première année de livraison en 2017), les installations de production d'électricité d'origine renouvelable ou de cogénération à partir de gaz naturel en complément de rémunération bénéficient des garanties de capacités associées à leur installation, qu'ils peuvent valoriser. Comme pour la valorisation sur les marchés de l'énergie produite, les producteurs font généralement appel à un agrégateur externe (souvent le même que pour la valorisation de l'énergie) pour réaliser les opérations de certification des capacités et de valorisation des garanties de capacité associées sur le marché dédié. Toutefois, selon les retours de la consultation menée par la CRE, l'agrégateur ne supporte généralement pas le risque d'écart entre le niveau de capacité certifié (« NCC ») et le niveau de capacité effectif (« NCE ») : ce risque demeure en pratique porté par le producteur (régularisation *ex post* selon le NCE constaté), ce qui permet de maintenir une incitation pour le producteur à ne pas planifier d'opérations de maintenance sur les jours dits « PP2 » du mécanisme de capacité ;
- **mécanisme d'ajustement et services système** : les producteurs bénéficiant d'un contrat de complément de rémunération peuvent participer aux services systèmes et au mécanisme d'ajustement (il s'agit *a priori* plutôt d'activations à la baisse sur ce mécanisme s'agissant des installations non pilotables). Après une première expérimentation menée en 2019, des installations de production d'électricité renouvelable participent au mécanisme d'ajustement en régime normal depuis 2021. Afin de proposer des offres sur le mécanisme d'ajustement, les producteurs font généralement appel à un agrégateur : plusieurs d'entre eux proposent désormais ce service à leurs clients. Au 1<sup>er</sup> janvier 2025, la puissance cumulée d'installations qui participent au mécanisme d'ajustement de manière régulière est de près de 700 MW. **La CRE considère ce volume encore insuffisant et s'est prononcée en faveur d'une obligation de participation au mécanisme d'ajustement pour les installations de production d'électricité renouvelable excédant une certaine puissance installée<sup>63</sup>. L'article 18 de la loi dite DDADUE du 30 avril 2025<sup>64</sup> introduit une obligation d'offrir toute la puissance disponible à la hausse ou à la baisse sur le mécanisme d'ajustement pour toutes les installations d'une puissance installée supérieure à un seuil. Ce seuil, qui ne peut être inférieur à 10 MW, est approuvé par la CRE au sein des règles relatives au mécanisme d'ajustement.**

<sup>62</sup> LOI n° 2010-1488 du 7 décembre 2010 portant nouvelle organisation du marché de l'électricité.

<sup>63</sup> Recommandation 9 de la CRE sur le phénomène de prix de l'électricité négatifs et recommandations relatives aux dispositifs de soutien aux énergies renouvelables : <https://www.cre.fr/documents/rapports-et-etudes/analyse-de-la-cre-sur-le-phenomene-de-prix-de-lelectricite-negatifs-et-recommandations-relatives-aux-dispositifs-de-soutien-aux-energies-renouvelables.html>.

<sup>64</sup> LOI n° 2025-391 du 30 avril 2025 portant diverses dispositions d'adaptation au droit de l'Union européenne en matière économique, financière, environnementale, énergétique, de transport, de santé et de circulation des personnes.

#### 4.2.5. Stratégie des agrégateurs pour commercialiser l'électricité produite

Comme précisé précédemment, un contrat d'agrégation prévoit généralement l'achat de l'électricité produite par une installation à un prix dépendant de l'évolution du prix de référence  $M_0$  tel que défini dans le contrat de complément de rémunération. Dans les contrats attribués actuellement, le  $M_0$  est défini à partir de moyennes pondérées ou non de prix spot<sup>65</sup>. Si l'agrégateur revend cette électricité sur les marchés à terme et non sur le marché spot, il s'expose à un risque supplémentaire d'évolution des prix entre les marchés à terme et les prix spot constatés *in fine*.

Comme le confirment les réponses reçues au questionnaire, la quasi-intégralité de la production des installations bénéficiant de complément de rémunération est *in fine* revendue sur le marché spot (marché pour livraison le lendemain).

Il existe toutefois certains cas où des producteurs ont contractualisé avec leurs agrégateurs un prix d'achat de l'électricité produite fondé sur des prix à terme alors que le complément de rémunération était calculé sur la base des prix spot. La crise des prix de gros ayant généré un écart important entre les prix à terme auquel la production a été vendue et les prix spot réalisés *in fine*, cela a pu mettre les producteurs dans des situations financières très délicates, du fait de l'obligation de reversement d'un complément de rémunération négatif, corrélé aux revenus qui auraient dû avoir été tirés de la vente de l'énergie sur le marché spot, alors que les revenus réels tirés des marchés à terme étaient bien moins élevés.

#### 4.2.6. Transmission des signaux de prix de marché au producteur par le biais de l'agrégateur

Le revenu total à la maille du producteur et de l'agrégateur lié à la valorisation de l'énergie produite et aux flux financiers issus du complément de rémunération peut s'exprimer de la façon simplifiée suivante :

$$R_{tot} = E * T + E * (M - M_0)$$

Avec  $M$ , le prix moyen auquel l'électricité produite sur chaque pas de temps du complément de rémunération est valorisée sur le marché.

Le revenu total perçu est ainsi un tarif fixe pour chaque unité d'électricité produite (comme dans le cas d'une obligation d'achat) auquel s'ajoute la différence entre le prix moyen de vente sur les marchés de gros  $M$  et le prix de marché de référence  $M_0$ . Si le producteur assure lui-même la commercialisation de l'électricité produite sur le marché spot, il a une incitation directe à optimiser son profil de production afin de maximiser le prix moyen de vente (optimisation du placement de maintenance et choix techniques lors de la phase de développement du projet), dans la mesure où il pourra directement bénéficier de cette optimisation. Cette incitation est également présente si la commercialisation est réalisée par le biais d'un contrat d'agrégation qui rémunère le producteur en fonction du prix spot réellement capté par la production de l'installation ( $M$ ) : le producteur porte ainsi le risque d'écart au  $M_0$ , l'agrégateur est uniquement responsable de la mise sur le marché et de la gestion de l'équilibrage.

Ces deux cas sont très théoriques. En pratique, les producteurs, et notamment leurs financeurs, souhaitent que les revenus générés par l'installation soient prévisibles : ils contractualisent ainsi, sur la durée du contrat d'agrégation, la vente de leur électricité à un prix unitaire en €/MWh indexé sur le prix de marché de référence sur toute la durée du contrat d'agrégation diminué de frais d'agrégation ( $M_0 - \text{frais d'agrégation}$ ). Une fois le contrat signé, les revenus du producteur ne sont ainsi plus modifiés par un écart entre le prix moyen capté par l'installation ( $M$ ) et le prix de référence  $M_0$ . Dans le cadre de son contrat, le producteur n'a donc pas nécessairement d'incitation directe à optimiser la valeur de son profil de production mais uniquement une incitation à maximiser la quantité produite.

<sup>65</sup> A l'exception de la filière cogénération à partir de gaz naturel, pour laquelle la référence de prix de marché  $M_0$  utilisée pour un hiver contractuel correspond pour 20 % aux prix spot sur la période et pour 80 % à des produits à terme (M11, M12 et Q1) observés en amont de la période de livraison.

Toutefois, l'ajout d'un intermédiaire entre le producteur et le marché – l'agrégateur – ne supprime pas pour autant l'incitation pour le producteur à réaliser ses meilleurs efforts afin d'optimiser son profil de production. En effet, les signaux de prix marché peuvent être transmis aux producteurs par deux biais :

- **de manière directe avec l'ajout de clauses dans les contrats d'agrégation** permettant une meilleure prise en compte des prix de marché dans la gestion opérationnelle de l'installation. Différentes clauses des contrats d'agrégation permettent à l'agrégateur de réduire ses coûts d'agrégation, ce qui devrait *in fine* bénéficier au producteur ainsi qu'au système électrique

Tout d'abord, la définition de la référence  $M_0$  des contrats de complément de rémunération ne prend pas en compte les heures de prix négatifs : du point de vue de l'agrégateur, une production lors de ces heures impliquerait la vente d'une production supplémentaire à prix négatif alors que celle-ci n'affecte pas le prix  $M_0$  auquel elle est achetée au producteur. **Les contrats d'agrégation prévoient ainsi en général l'arrêt de l'installation dans le cas de la survenance de prix négatifs** : le contrat permet à l'agrégateur soit i) d'arrêter lui-même la production de l'installation (dispositifs de contrôle à distance) soit ii) de pénaliser le producteur en cas de production lors d'une heure de prix négatif. A noter par ailleurs que les primes pour prix négatifs (cf. partie 6.3), conditionnées à la non-production de l'installation, sont directement versées au producteur sans transiter par l'agrégateur.

**Des clauses similaires gagneraient à être introduites s'agissant du placement des maintenances** : l'agrégateur devrait pouvoir orienter le planning de maintenance de l'installation afin que celui-ci s'adapte au mieux aux prix de marché tout en tenant compte des contraintes opérationnelles liées à la maintenance<sup>66</sup>. A ce jour, les seuls exemples de clauses s'en approchant sont des obligations de moyen pour les producteurs (clauses de « meilleurs efforts »).

**Les contrats d'agrégation prévoient par ailleurs une obligation, pour le producteur, de transmettre les plages d'indisponibilités de l'installation** dans l'objectif d'améliorer la qualité de prévision de l'agrégateur et ainsi de réduire ses écarts. Les retours reçus par la CRE début 2025 semblent néanmoins indiquer qu'actuellement la qualité des données remontées par le producteur à l'agrégateur pourrait être largement améliorée (avec notamment une standardisation des formats de transmission) et que les agrégateurs ne semblent encore appliquer de pénalités contractuelles liées à la transmission de données de mauvaise qualité.

- **de manière plus diffuse, via la signature du contrat d'agrégation et son renouvellement** : le montant des frais d'agrégation dépend de l'estimation de l'agrégateur de la valeur du profil de production de l'installation concernée par rapport au profil de production de référence ( $M_0$ ) sur la durée du contrat d'agrégation :
  - dans le cas d'une installation qui n'est pas encore mise en service, pour calculer les frais applicables, l'agrégateur va principalement s'appuyer sur la localisation du parc et sur les caractéristiques techniques de l'installation (type de turbine, hauteur et diamètre du rotor dans le cas d'une installation éolienne, inclinaison et orientation dans le cas d'une installation photovoltaïque par exemple). Le producteur peut ainsi apprécier dès la phase de développement, la perception de l'écart  $M_0$  par l'agrégateur, en l'impliquant dans le processus. **La possibilité d'améliorer l'écart au  $M_0$  anticipé d'un parc en développement est cependant à mettre en regard des autres contraintes de développement d'un producteur (foncier disponible, etc.)**. Par ailleurs, cet écart étant difficilement anticipable sur la durée du contrat de complément de rémunération, **les considérations d'optimisation de l'écart au  $M_0$  au stade du développement ne semblent pas être pleinement prises en compte par les producteurs**. Plusieurs agrégateurs ont indiqué, dans leur réponse au questionnaire de la CRE, qu'ils sont généralement sollicités à un stade avancé du projet s'agissant des nouvelles installations, une fois le site et la technologie arrêtés ;

---

<sup>66</sup> Ces clauses devraient être intégrées aux contrats de maintenance si celle-ci est externalisée par le producteur.

- d'autre part, **de multiples renouvellements du contrat d'agrégation sont à prévoir sur la durée de vie d'une installation (la durée des contrats d'agrégation est de 1 à 5 ans).** Lors d'un tel renouvellement, l'agrégateur peut s'appuyer sur le profil de production constaté de l'installation : il peut ainsi corriger des erreurs d'estimation effectuées lors du premier contrat d'agrégation, prendre en compte l'évolution du parc de référence utilisé dans le calcul du  $M_0$  mais également tenir compte de la stratégie de maintenance du producteur et de son impact sur la valeur du profil de production de l'installation. **Le producteur a ainsi intérêt à faire ses meilleurs efforts pour éviter une hausse de ses frais d'agrégation lors du renouvellement de son contrat d'agrégation.**

En analysant les réponses reçues au questionnaire, la CRE constate que **certains signaux de prix de marché sont bien pris en compte par les producteurs dans la phase d'exploitation, en particulier la non-production en cas de prix négatifs. Une meilleure coordination entre agrégateurs et producteurs semble néanmoins possible s'agissant du placement des maintenances et de la transmission d'informations** (peu de clauses explicites). Par ailleurs, **les signaux de prix marchés n'influent encore que très peu la phase de développement des projets** (solicitation de l'agrégateur uniquement à un stade avancé du projet).

Une meilleure réponse aux signaux de prix de marché via une optimisation du profil de production serait dans l'intérêt des producteurs, dans la mesure où elle peut permettre une amélioration de la rentabilité des projets. Plus généralement, **la bonne intégration de ces installations aux marchés de l'électricité, au bénéfice du système électrique, est cruciale pour les filières concernées, compte tenu de la place qu'elles sont amenées à occuper dans les mix électriques français et européen.**

#### 4.2.7. Evolution des contrats d'agrégation pendant la crise des prix de gros

Pendant la crise des prix de gros de l'énergie, qui s'est matérialisée par une très forte hausse du niveau et de la volatilité des prix de gros à partir du second semestre 2021, le marché de l'agrégation, et par extension les contrats d'agrégation, ont connu certains bouleversements induits par l'augmentation des risques liés à l'activité d'agrégation.

La crise énergétique et en particulier la forte hausse des prix de gros ont eu un impact conjoncturel très fort sur la rentabilité de l'activité d'agrégation. En effet, les agrégateurs s'étaient généralement engagés sur des contrats i) relativement long (jusqu'à 5 ans), ii) avec des frais d'agrégation fixes calculés sur la base des prix de gros pré-crise et iii) avec des marges pour risque faibles pour étendre leur portefeuille de clients. Cette situation délicate pour les agrégateurs s'est résorbée au fur et à mesure du renouvellement de leurs contrats d'agrégation avec les producteurs.

En réponse à cette situation, les pratiques d'agrégation ont fortement évolué avec un transfert des risques plus important aux producteurs (durée de contrat plus courte, frais d'agrégation variables, refus d'agréger la production d'installations jugées trop risquées et introduction de clauses permettant la renégociation des contrats). Ces évolutions sont détaillées ci-après :

- **réduction de la durée des contrats** : la durée moyenne des contrats d'agrégation avant la crise oscillait entre 3 et 5 ans, alors que pendant la crise la durée des contrats signés était de 1 à 3 ans. Cette réduction de la durée des contrats permet à l'agrégateur de porter moins de risque car les clauses contractuelles sont renégociées plus régulièrement afin notamment d'ajuster le niveau des frais d'agrégation si nécessaire selon les évolutions du marché de gros et le profil de production de l'installation. Si la réduction de la durée des contrats d'agrégation réduit la visibilité des producteurs sur leurs revenus totaux, elle accélère cependant la transmission des signaux de prix de marché et les incitations associées. En effet, la stratégie de gestion opérationnelle de l'installation par le producteur, notamment s'agissant du placement des maintenances, pourra être plus rapidement prise en compte par l'agrégateur pour fixer les frais applicables à l'installation lors des renégociations de contrats (cf. section précédente). La consultation menée début 2025 fait plutôt état d'un maintien de la durée des contrats proposés par les agrégateurs entre 1 et 3 ans, certains rares agrégateurs semblent à nouveau proposer des contrats de 5 ans ;

- **dépendance des frais d'agrégation aux prix de gros** : avant la crise, les frais d'agrégation proposés par les agrégateurs étaient très majoritairement fixes sur la durée du contrat d'agrégation et proportionnels à l'énergie valorisée ( $X \text{ €/MWh}$ ). La crise avait mené la majorité des agrégateurs à proposer des frais variables, qui dépendent des prix de gros de l'électricité. Le prix d'achat de l'électricité produite prend alors la forme suivante sur la durée du contrat :  $M_0 +/ - X \% * M_0$ . Certains agrégateurs proposaient également des offres hybrides avec une partie fixe (pour couvrir notamment la brique « frais de gestion » susmentionnée) et une partie variable proportionnelle au  $M_0$  (pour couvrir tout ou partie des briques « coûts d'équilibrage » et « écart au  $M_0$  »). Les seules offres d'agrégation avec des frais d'agrégation fixes prévoyaient généralement des primes de risque très importantes pour tenir compte de la volatilité des prix de gros (ces offres n'étaient plus privilégiées par les producteurs à la date de la consultation de la CRE fin 2022). Il convient également de noter qu'une forte hausse des prix de gros peut aussi impliquer une forte hausse des écarts positifs au  $M_0$  et donc une hausse des revenus pour certains producteurs. La consultation menée début 2025 semble indiquer que les agrégateurs proposent à nouveau des contrats avec des frais d'agrégation fixes (option privilégiée par les producteurs) : la répartition entre les contrats à frais fixes et à frais hybrides (frais d'agrégation avec une part variable dépendant des prix de gros de l'énergie) semble relativement équilibrée. Même si ces agrégateurs proposent des offres avec des frais d'agrégation fixes, une partie de leur coût dépend du niveau moyen des prix de gros ;
- **difficulté pour certaines filières de trouver une offre d'agrégation** : pendant la crise, les agrégateurs ont pour la plupart considéré que l'agrégation de la filière de la petite hydroélectricité, caractérisée par un contrat de complément de rémunération avec une référence  $M_0$  calculée sur un pas de temps annuel et non mensuel contrairement à la plupart des filières (cf. partie 0) était devenue une activité trop risquée. Cette situation a conduit les pouvoirs publics à revoir la formule du calcul du  $M_0$  pour les nouvelles installations lauréates des appels d'offres dédiées à la petite hydroélectricité, en prévoyant un calcul sur un pas de temps mensuel comme pour les filières du solaire photovoltaïque et de l'éolien ;
- **élargissement des clauses de révision des contrats** : certains agrégateurs ont élargi la liste des cas pouvant donner lieu au déclenchement d'une révision de contrat. Historiquement, la révision d'un contrat d'agrégation était possible uniquement en cas de situation exceptionnelle comme un changement réglementaire ou une refonte importante de l'architecture du marché de l'électricité. Au moment de la consultation menée par la CRE en 2022, certains agrégateurs prévoyaient dans les nouveaux contrats signés une possibilité de révision dans certaines situations de changement de circonstances de nature économique, par exemple une variation significative des prix de gros par rapport à ceux observés au moment de l'évaluation de l'offre. La consultation menée début 2025 semble indiquer que cette pratique contractuelle s'est pérennisée chez certains agrégateurs.

**Ainsi, les consultations menées montrent que la crise de 2022-2023 a conduit à une évolution significative des pratiques contractuelles entre agrégateurs et producteurs, avec un transfert des risques plus important à ces derniers. Cette évolution s'explique par un effet conjoncturel très fort sur la rentabilité de l'activité d'agrégation lors de cette période (engagements longs, frais facturés fixes et faibles et forte augmentation des coûts d'agrégation).**

**Avec la fin de la crise, les agrégateurs acceptent à nouveau de prendre une part du risque plus importante, mais la consultation menée début 2025 montre que le risque porté par le producteur est toujours plus élevé qu'avant la crise :**

- les contrats sont d'une durée plus courte (entre 1 et 3 ans) ;
- une part significative des contrats comprend désormais des frais avec une part variable dépendant des prix de gros ;
- certains contrats prévoient des clauses de révision en cas de variations significatives des prix de gros par rapport à ceux observés au moment de la signature du contrat d'agrégation.

Le transfert de risques plus importants au producteur à compter de la signature du contrat d'agrégation réduit la stabilité de ses revenus sur la durée de ce contrat. Cette évolution a mis en lumière le risque existant pour les producteurs au moment de chaque renouvellement du contrat d'agrégation, probablement sous-estimé précédemment. Certains financeurs intègrent désormais à leur analyse des projets le risque pour le producteur de ne pas pouvoir renouveler son contrat d'agrégation dans des conditions de répartition des risques acceptables pour chacune des parties (ou même l'absence d'agrégateur intéressé).

**Cette mise en lumière des risques inhérents au complément de rémunération est susceptible de renchérir les coûts de financement des projets. Elle peut également avoir l'effet bénéfique d'une plus grande prise en compte des signaux de prix de marché par les producteurs renouvelables :** pour faire face aux conséquences de la crise et à la hausse des frais d'agrégation, ils sont amenés à prendre davantage en considération les enjeux de la valorisation de leur production sur les marchés de gros et à faire leurs meilleurs efforts pour optimiser leur profil de production et améliorer sa prévisibilité en vue de réduire les coûts d'équilibrage.

#### **4.2.8. Passage à 200 kW du seuil entre le bénéficiaire d'un contrat d'obligation d'achat et d'un contrat de complément de rémunération**

Les lignes directrices relatives aux aides d'Etat de la Commission européenne prévoient que le soutien des installations d'une puissance installée supérieure à 200 kW devra prendre la forme d'un complément de rémunération à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2026 (cf. partie 3.1).

Dans sa consultation menée début 2025, la CRE a interrogé les différents agrégateurs sur leur appétence à intégrer des installations de puissance inférieure à 500 kW dans leur portefeuille d'agrégation.

Certains agrégateurs ont manifesté un intérêt pour développer leur activité sur ce segment de puissance, mais d'autres ont indiqué n'avoir pas d'appétence pour ce segment ou que ces installations ne seraient pas prioritaires dans leur démarchage commercial. La concurrence sur ce segment du marché de l'agrégation pourrait donc être limitée.

Par ailleurs, les agrégateurs indiquent que la brique de coûts relative aux coûts de gestion et frais administratifs serait importante (de l'ordre de plusieurs €/MWh), alors que rapporté à la production, cette brique est relativement négligeable pour les installations de plus grandes puissances. Des regroupements contractuels de plusieurs installations appartenant à un même producteur et une standardisation des contrats pourraient permettre de limiter des coûts administratifs.

**Si le fonctionnement du marché de l'agrégation semble aujourd'hui satisfaisant, l'abaissement, d'ici 2026, du seuil du complément de rémunération à 200 kW (lignes directrices européennes), pourrait conduire à une concurrence limitée sur ce segment du marché. La CRE restera vigilante afin de s'assurer que ces installations de plus petite puissance parviennent à contractualiser avec des agrégateurs dans des conditions satisfaisantes (cf. partie 6.7.6).**

## 5. Les différents types de compléments de rémunération retenus dans plusieurs pays européens

Le terme générique « complément de rémunération » regroupe différents types de contrats qui peuvent prendre des formes variées : les flux financiers issus d'un contrat de complément de rémunération peuvent dépendre ou non des prix de gros de l'énergie et dépendre ou non de la production de l'installation. La présente partie décrit les différents types de compléments de rémunération, puis détaille les modalités retenues par plusieurs pays européens.

### 5.1. Description des différentes typologies de complément de rémunération

#### 5.1.1. Prime proportionnelle à la puissance installée (€/MW)

Le producteur bénéficie d'une prime proportionnelle à la capacité installée par son installation. Cette prime peut être versée directement à la mise en service de l'installation ou annuellement tant que l'installation est en service ou sur une durée d'exploitation déterminée.

Un dispositif prenant cette forme offre une forte visibilité à l'Etat et au producteur sur les montants de primes versés. En revanche, il expose entièrement le producteur aux évolutions des prix de gros de l'énergie.

En France, la centrale à cycle combiné gaz de Landivisiau, développée pour répondre à un besoin du réseau de transport d'électricité, bénéficie d'un dispositif de soutien prenant spécifiquement la forme d'une prime proportionnelle à la puissance installée. Son versement est conditionné à un certain niveau de disponibilité de l'installation<sup>67</sup>.

Des dispositifs prenant cette forme peuvent également être pertinents pour soutenir des actifs flexibles, comme les stations de transfert d'énergie par pompage (STEP), des capacités d'effacement ou le cas échéant des batteries, pour lesquels la valeur de l'actif pour le système électrique réside principalement dans leur capacité à réagir aux signaux de marché aux différentes échéances<sup>68</sup>.

#### 5.1.2. Prime proportionnelle à l'électricité produite (€/MWh)

Les dispositifs de soutien proportionnels à l'électricité produite (*Feed-in-Premium* en anglais) donnent lieu à un versement financier proportionnel à l'électricité produite. Le flux financier par MWh issu de ce contrat peut être fixe et défini *ex-ante* (*Fixed Feed-in-Premium*), ou variable, défini *ex-post* (*Sliding Feed-in-Premium*).

##### 5.1.2.1. Prime fixe en €/MWh indépendante des prix de gros de l'électricité

Cette forme de contrat prévoit le versement d'une prime indépendante des prix de gros de l'électricité dont le montant est fixé en amont de la période de production et s'appliquant à chaque MWh vendu.

---

<sup>67</sup> La prime fixe annuelle de la centrale de Landivisiau est le produit de la puissance active garantie (422 MW) et de 94 000 €/MW. Chaque

année, un coefficient de disponibilité Dk est calculé :

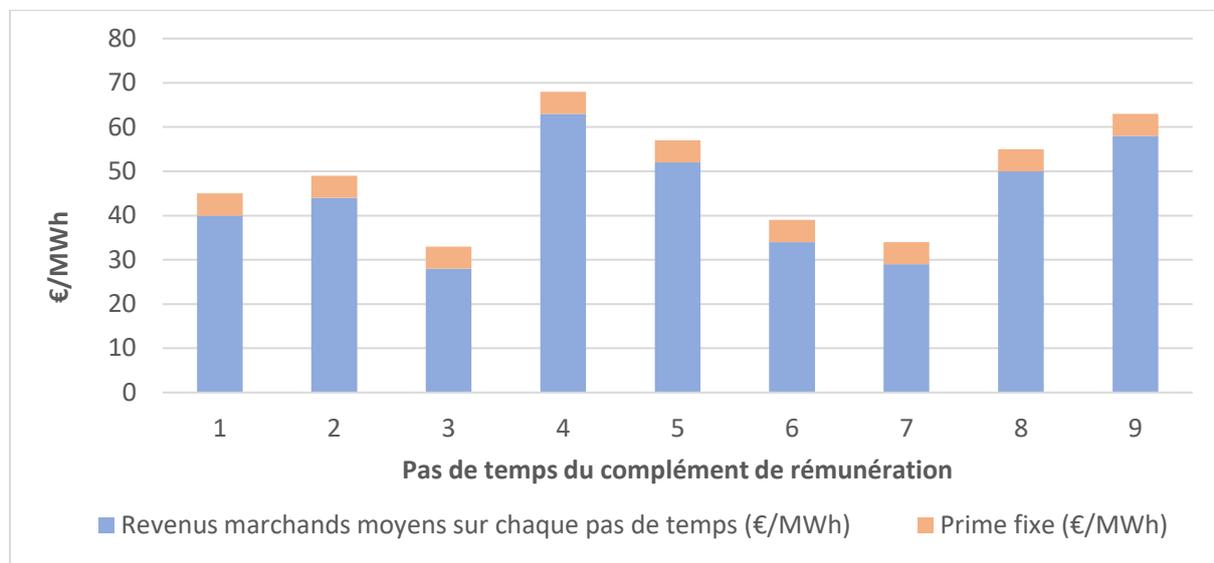
- si Dk est supérieur ou égal à 95 %, la prime annuelle est versée dans son intégralité ;
- si Dk est compris entre 85 % et 95%, le montant de la prime fixe est diminué au prorata de la différence entre 95% et Dk, sur la base
- de 1% de diminution par point de disponibilité manquant ;
- si Dk est compris entre 65% et 85%, le montant de la prime fixe est diminué au prorata de la différence entre 85% et Dk, sur la base
- de 2% de diminution par point de disponibilité manquant ;
- si Dk est inférieur à 65%, la prime fixe annuelle est nulle.

Les revenus de la centrale issus du marché de capacité sont par ailleurs retranchés de la prime fixe versée.

<sup>68</sup> <https://www.cre.fr/actualites/toute-lactualite/la-cre-publie-sa-reponse-a-la-consultation-de-la-dgcec-sur-le-soutien-public-aux-stations-de-transfert-denergie-par-pompage-step.html>.

Le coût de ce dispositif pour l'Etat dépend du niveau de production soutenu qui peut varier d'une année sur l'autre mais ne dépend pas de la variation des prix de gros. Le producteur est par ailleurs entièrement exposé aux évolutions des prix de gros de l'énergie : cela peut l'inciter à essayer de couvrir ce risque via une contractualisation avec un consommateur.

**Figure 8 : Exemple stylisé des revenus d'un producteur bénéficiant d'une prime fixe proportionnelle à l'électricité produite mais indépendante des prix de gros de l'électricité**



En France, les projets lauréats de l'actuel appel d'offres dit « PPE2 Autoconsommation<sup>69</sup> » bénéficient notamment d'une prime fixe en €/MWh (dont le niveau est proposé par le producteur dans le cadre de sa candidature à l'appel d'offres), qui s'applique à la quantité d'électricité autoconsommée.

#### 5.1.2.2. Prime variable en €/MWh relative à des obligations portant sur les consommateurs (« certificats verts ») et indépendante des prix de gros de l'électricité<sup>70</sup>

En complément des revenus marchands, la production d'énergie renouvelable peut également être soutenue par la mise en place de « certificat de production » et d'obligations pesant sur les consommateurs, ou leurs fournisseurs, consistant à acheter ces certificats pour justifier qu'une partie de leur approvisionnement provient d'énergies renouvelables.

Une obligation de cette nature avait été instaurée au Royaume-Uni entre 2005 et 2017 (« *Renewable Obligation Certificates* » ou « *ROC* ») : les fournisseurs d'électricité devaient justifier chaque année d'un approvisionnement renouvelable pour une partie de l'électricité fournie à leurs clients, en acquérant des certificats de production à un prix déterminé par un marché d'échange de ces certificats. Si leurs obligations n'étaient pas atteintes, les fournisseurs s'exposaient à des sanctions financières.

Un dispositif relativement similaire a été introduit en France par la loi n° 2021-1104 du 22 août 2021 portant lutte contre le dérèglement climatique et renforcement de la résilience face à ses effets. Le dispositif est le seul soutien dont pourra bénéficier les installations de production de biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel d'une production annuelle prévisionnelle de plus de 25 GWh PCS/an. La prime perçue par les producteurs est alors également proportionnelle à leur production.

<sup>69</sup> Appel d'offres portant sur la réalisation et l'exploitation d'Installations de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables en autoconsommation et situées en métropole continentale : <https://www.cre.fr/documents/appels-doffres/appe-d-offres-portant-sur-la-realisation-et-l-exploitation-d-installations-de-production-d-electricite-a-partir-d-energies-renouvelables-en-autoco3.html>.

<sup>70</sup> Dans le sens où le niveau du prix du certificat ne fait pas explicitement intervenir le niveau des prix de gros de l'énergie. La valeur de ce certificat peut cependant être influencée par les prix de gros de l'énergie.

Dans le cadre de ces dispositifs, le prix du certificat de production dépend du niveau de contrainte imposé et des pénalités associées. Ainsi, la vente des certificats de production peut constituer un revenu complémentaire, représentant une part significative du revenu des producteurs selon le calibrage retenu.

Dans un dispositif prenant cette forme, le producteur est entièrement exposé aux évolutions des prix de gros de l'énergie et est donc incité à essayer de vendre son énergie pour couvrir ce risque via une contractualisation long terme avec un consommateur pour une vente d'énergie, éventuellement couplée à la vente des certificats.

Le coût de ce dispositif n'est pas porté par le budget de l'Etat mais directement par les consommateurs.

### **5.1.2.3. Prime variable en €/MWh dépendant du niveau des prix de gros de l'électricité**

Déterminée *ex-post*, ce type de prime permet de compenser l'écart entre un tarif de référence défini pour l'installation (T) et un prix de marché de référence ( $M_0$ ). Un producteur soutenu par ce biais perçoit des revenus de marché auxquels s'ajoute la prime du complément de rémunération, calculé pour chaque pas de temps de calcul du complément de rémunération (par exemple chaque mois) et schématiquement égale à :

$$\text{Prime} = T - M_0$$

Si ce dispositif présente l'avantage d'assurer une bonne visibilité des revenus engendrés par l'installation pour les producteurs et leurs prêteurs, il risque de les insensibiliser aux signaux de prix de marché. Ces incitations dépendent largement du mode de calcul de la référence de prix de marché, appelée  $M_0$  dans ce rapport (pas de temps utilisé pour le calcul, pondération par la production de la filière ou non, maille géographique considérée...) et de la manière de traiter les périodes durant lesquelles les prix de marché sont négatifs.

Enfin, un tel dispositif limite la visibilité pour la contrepartie (Etat ou consommateurs en général) des charges induites par le complément de rémunération, lesquelles dépendent directement de l'évolution des prix de gros. En revanche, définir le montant de la prime en fonction des prix de gros constatés facilite le calibrage du soutien, qui se fonde alors sur un tarif de référence visant à retranscrire le coût complet de production de l'installation, et permet de limiter les risques de surcompensation ou de sous-compensation des producteurs.

#### Prime variable asymétrique (« 1-way Contract for Difference »)

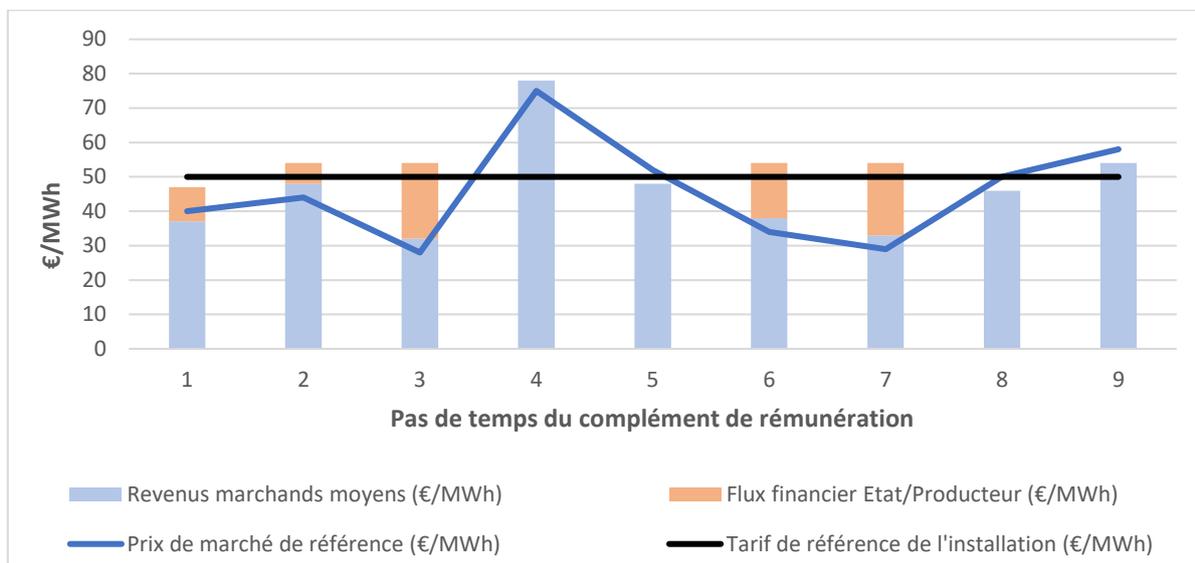
Les dispositifs de compléments de rémunération fondés sur une prime variable en €/MWh se distinguent notamment selon leurs manières de traiter les périodes durant lesquelles le prix de marché de référence est supérieur au tarif de référence ( $M_0 > T$ ).

Dans le cas d'une prime variable asymétrique, le contrat de complément de rémunération n'engendre pas de flux financiers sur les pas de temps lors desquels le prix de marché de référence  $M_0$  est supérieur au tarif de référence T. Le producteur conserve le bénéfice de l'ensemble des revenus perçus sur les marchés de gros : ses revenus totaux peuvent alors largement excéder son tarif de référence. Ce type de mécanisme présente l'avantage d'augmenter l'incitation à produire lors des pas de temps pendant lesquels les prix sont élevés et supérieurs au tarif de référence traduisant une période de tension sur le système électrique. Par exemple, dans le cadre d'une prime variable asymétrique, un producteur pourrait être incité à reporter une maintenance afin de produire un maximum pendant une période de prix très élevés alors que dans le cadre d'un dispositif symétrique, le producteur n'y serait pas incité dès lors que ses revenus sont stables entre les pas de temps du complément de rémunération. La capacité des énergies renouvelables fatales à adapter leur production demeure toutefois limitée.

Le dispositif de soutien peut ainsi être considéré comme une option garantissant un niveau de rémunération minimal du producteur. Le niveau du tarif de référence doit ainsi prendre en compte différents scénarios d'évolution des prix de gros sur le long terme et est donc plus faible que dans le cas d'une prime variable symétrique.

La rentabilité du projet est plus incertaine pour le producteur. En cas de prix de gros élevés (comme pendant la crise énergétique), ce dispositif peut éventuellement conduire à une rémunération excessive des capitaux investis et n'engendre pas de recettes pour l'Etat comme dans le cas d'une prime variable symétrique.

**Figure 9 : Exemple stylisé d'un producteur bénéficiant d'une prime variable asymétrique dépendant du niveau des prix de gros de l'électricité**

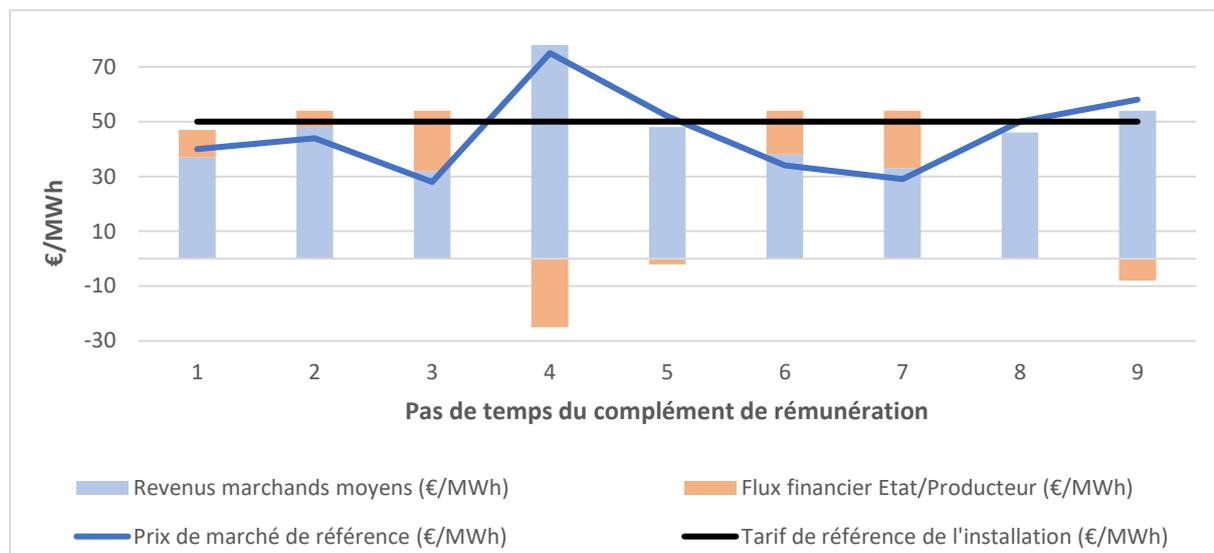


*NB : les revenus marchands moyens du producteur sur un pas de temps ne sont pas nécessairement égaux à la référence de prix utilisée pour le calcul du complément de rémunération. Les revenus totaux moyens ne sont donc pas nécessairement égaux au tarif de référence.*

Prime variable symétrique (« 2-way Contract for Difference »)

Un dispositif prenant la forme d'une prime variable symétrique prévoit un flux financier du producteur vers l'Etat lors des pas de temps pendant lesquels le tarif de référence T est plus faible que le prix de marché de référence  $M_0$  ( $M_0 > T$ ). Le flux financier correspond alors à la différence entre ces deux valeurs.

**Figure 10 : Exemple stylisé des revenus d'un producteur bénéficiant d'une prime variable symétrique dépendant du niveau des prix de gros de l'électricité**



NB : Les valeurs sont similaires à l'exemple précédent (Figure 9).

NB : Les revenus marchands moyens du producteur sur un pas de temps ne sont pas nécessairement égaux à la référence de prix utilisée pour le calcul du complément de rémunération. Les revenus totaux moyens ne sont donc pas nécessairement égaux au tarif de référence.

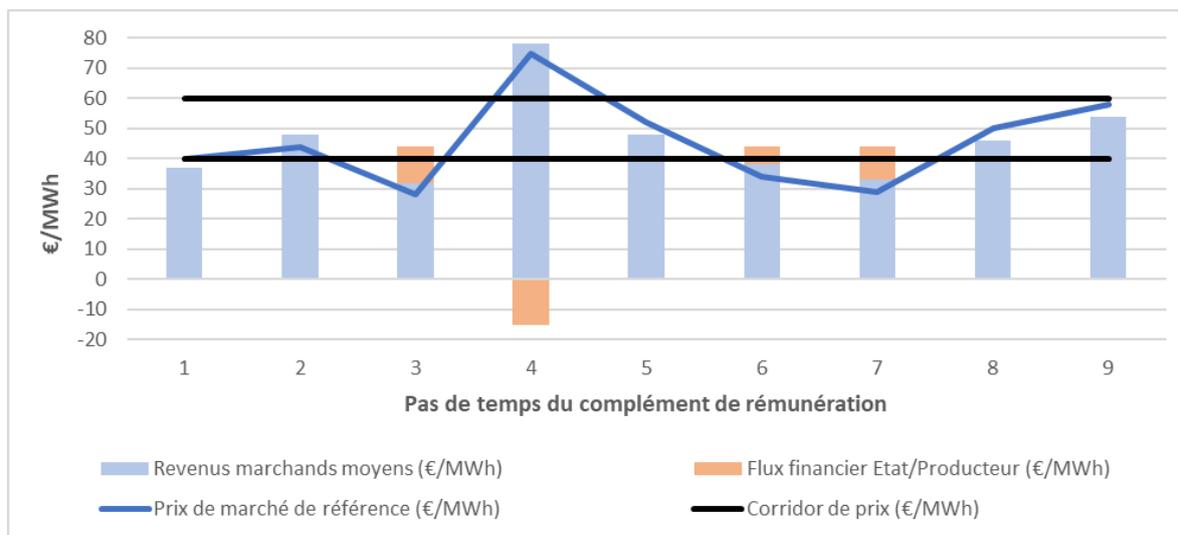
Ce dispositif donne une plus grande visibilité sur la rentabilité du projet au producteur. Il permet, en outre, de limiter les éventuelles rémunérations excessives des producteurs lors d'épisodes de prix de gros élevés (tout en engendrant des recettes pour l'entité finançant le complément de rémunération, *i.e.* l'Etat dans le cas de la France, lors de périodes pendant lesquelles les prix de gros sont élevés).

**La dernière partie de ce rapport s'intéresse principalement à cette dernière forme de soutien et à son bon dimensionnement, dans la mesure où il s'agit de celle qui a été retenue par les pouvoirs publics français.**

Prime variable symétrique fondée sur un corridor de tarif (« 2 way Contract for Difference dual strike »)

Enfin, il est possible de prévoir un dispositif dans lequel le producteur i) verse la différence entre le prix de marché de référence et un tarif plafond si cette différence est positive et ii) perçoit la différence entre le prix de marché de référence et un tarif plancher si cette différence est négative. Le producteur est ainsi entièrement exposé aux évolutions des prix de marché dans l'intervalle situé entre le tarif plancher et le tarif plafond mais dispose d'une garantie s'agissant d'un revenu plancher et d'un revenu plafond.

Figure 11 : Exemple stylisé des revenus d'un producteur bénéficiant d'une prime variable dépendant des prix de gros de l'électricité et basée sur un corridor de tarif



Cette s'apparente à une régulation des revenus fondée sur les coûts de production en l'absence de mise en concurrence. Il ne semblerait pas pertinent de définir un tel corridor de prix à partir de tarifs proposés dans le cadre d'un appel d'offres.

## 5.2. Comparaison des dispositifs de complément de rémunération mis en place dans plusieurs pays européens (mis à jour en mars 2025)

En accord avec les lignes directrices européennes présentées dans la partie 3.1, les nouvelles installations de production d'électricité d'origine renouvelable de puissance installée supérieure à 400 kW (200 kW à partir de 2026) en Europe sont actuellement majoritairement soutenues par le biais de contrats de complément de rémunération. La formule générale du complément de rémunération sur une période donnée considérée dans la suite de cette sous-partie, à des fins de comparaison des dispositifs, est la suivante :

$$CR = E * (T - M_0)$$

Avec :

- CR : le montant du complément de rémunération sur une période donnée, faisant l'objet d'un flux financier entre la puissance publique et le producteur ;
- E : l'électricité produite par l'installation sur cette même période ;
- T : un tarif de référence applicable à l'installation pouvant être le résultat d'une procédure concurrentielle ou déterminé par un texte réglementaire dans le cadre d'un guichet ouvert ;
- $M_0$  : un prix de marché de référence.

Les modalités de la formule diffèrent selon les pays et notamment sur la définition du prix de marché de référence ( $M_0$ ). L'objet de cette partie est de détailler les modalités exactes des compléments de rémunération mis en place dans différents pays européens où ils sont utilisés.

### 5.2.1. Allemagne

La loi « *Erneuerbare Energien Gesetz (EEG)* » de 2012<sup>71</sup> a introduit la possibilité de recourir à un dispositif de complément de rémunération en Allemagne. A l'époque, toutes les nouvelles installations de puissance installée supérieure à 500 kW devaient s'inscrire dans le cadre du complément de rémunération et vendre directement leur électricité sur le marché. **Ce seuil a été abaissé à 100 kW** à la suite d'une nouvelle réforme de la loi EEG en 2016.

Le complément de rémunération en Allemagne est **asymétrique**<sup>72</sup> et les contrats portent sur une durée de **20 ans**. Pour les installations désignées lauréates d'un appel d'offres ou bénéficiant simplement d'un complément de rémunération obtenu via un guichet ouvert avant le 1<sup>er</sup> janvier 2023, le prix de référence  $M_0$  est calculé sur un **pas de temps mensuel**. Pour les nouvelles installations bénéficiant d'un complément de rémunération à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2023, le prix de référence  $M_0$  est calculé avec un **pas de temps annuel**. Ce dernier est donc désormais défini comme la **moyenne des prix spot sur une année donnée, pondérée par la production de la filière concernée** (éolien terrestre, éolien en mer et photovoltaïque). A titre d'exemple, pour l'éolien terrestre, le prix de marché de référence annuel se calcule de la manière suivante :

$$M_{0-\text{éolien terrestre},n} = \frac{\sum_n \text{Prix spot}_h * \text{quantité produite filière éolien terrestre pendant } h}{\text{quantité produite sur l'année } n \text{ par la filière éolien terrestre}}$$

Avec :

- $M_{0-\text{éolien terrestre},n}$  : le prix de marché de référence de la filière éolienne terrestre pour l'année  $n$  ;
- $\text{Prix spot}_h$  : le prix observable sur le marché spot allemand pour une heure  $h$  donnée, **sans distinction entre les heures de prix positifs, négatifs ou nuls**. La survenance de prix négatifs implique donc une baisse de  $M_0$  et une hausse du soutien.

Le producteur ne perçoit pas de complément de rémunération pour la production de l'installation pendant les périodes de plus de **trois heures consécutives de prix spot négatif (ce seuil devrait passer au quart d'heure à partir de 2027)**. Aucune autre compensation n'est prévue lors de ces heures, mais **la durée du contrat est allongée de la durée pendant laquelle l'installation est incité à s'arrêter**. Avant le 1<sup>er</sup> janvier 2025, ce soutien était financé par une taxe affectée payée par les consommateurs d'électricité. Depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2025, **le soutien est financé notamment par les recettes issues du dispositif ETS ainsi que par le budget fédéral**. Le montant de cette taxe n'évolue pas directement en fonction du coût du soutien.

**Il convient de noter que ce dispositif doit évoluer d'ici à 2027, en particulier s'agissant du caractère asymétrique du soutien, pour se conformer à la réforme du marché européen de l'électricité évoqué en partie 3.1.**

<sup>71</sup> <https://www.clearingstelle-eeq-kwkg.de/eeq2012>.

<sup>72</sup> Si le prix de marché de référence est supérieur au tarif de référence, aucune prime n'est versée au producteur ni reversée par ce dernier à l'Etat : il bénéficie de l'ensemble des revenus issus de la vente de l'électricité produite. (« one-sided CfD »).

### 5.2.2. Royaume-Uni

Les installations de puissance installée supérieure à 5 MW peuvent être soutenues par le biais d'un contrat de complément de rémunération **symétrique**, calculé sur un **pas de temps horaire** (du moins pour les installations non pilotables comme l'éolien et le solaire photovoltaïque ; le prix de marché de référence pour les installations davantage pilotables comme la biomasse et l'hydraulique se fonde sur les prix à terme). Les contrats de complément de rémunération ont une durée de **15 ans**. Pour chaque heure, une prime pouvant être négative correspondant à la différence entre le tarif de référence du producteur et le **prix spot horaire** est déterminée, soit :

$$M_{0,h} = \text{Prix spot}_h$$

Le producteur perçoit ainsi un revenu fixe par quantité d'électricité produite : ce dispositif est ainsi très similaire au dispositif d'obligation d'achat en matière d'incitations. Néanmoins, la responsabilité d'équilibre et la valorisation de l'électricité produite sur le marché de l'énergie produite incombe tout de même au producteur.

Entre 2015 et 2024, les appels d'offres se sont décomposés en six phases, ayant chacun des paramètres et des technologies éligibles associés. Pour les phases 1,2 et 3, entre 2015 et 2019, le complément de rémunération n'était pas versé sur des séquences de plus de six heures de prix négatifs consécutives. Néanmoins, afin d'exposer davantage les producteurs aux signaux des marchés, les phases 4, 5, 6, mises en place entre 2021 et 2024, prévoyaient le **non-versement du complément de rémunération sur chaque heure de prix négatifs**. Aucune autre compensation n'est prévue lors de ces heures.

**Le coût du soutien est financé par une taxe affectée payée par les consommateurs d'électricité.** Le montant de cette taxe n'évolue pas directement en fonction du coût du soutien.

### 5.2.3. Danemark

Le complément de rémunération est **symétrique** et le contrat est d'une durée de **20 ans**.

Le prix de marché de référence retenu est la **moyenne annuelle non pondérée des prix spot observés sur le marché danois durant l'année précédente** :

$$M_0 = \frac{\sum_h \text{Prix spot}_h}{\text{nombre d'heures sur l'année}}$$

Par ailleurs, **le montant cumulé des flux financiers entre l'Etat et le producteur est limité par une borne haute** (plafonnement des sommes pouvant être versés par l'Etat) **et par une borne basse** (plafonnement des sommes pouvant être versés par le producteur). Le producteur est ainsi entièrement exposé aux évolutions des prix de marché lorsque le plafond des sommes pouvant être versés par l'Etat ou par le producteur est dépassé.

**Aucun complément de rémunération n'est versé en cas de production sur des heures de prix négatifs.** Aucune autre compensation n'est prévue lors de ces heures.

**Le coût du soutien est financé par une taxe affectée payée par les consommateurs d'électricité.** Le montant de cette taxe n'évolue pas directement en fonction du coût du soutien.

### 5.2.4. Espagne

L'Espagne se démarque des autres pays avec une formule de complément de rémunération dans laquelle **le tarif de référence n'est pas fixe, mais évolue selon les prix de marché**.

Le complément de rémunération est **symétrique** et les contrats ont une durée de **12 ans**. Le prix de marché de référence utilisé correspond au **prix spot observé sur le marché espagnol sur un pas de temps horaire**.

Le complément de rémunération est calculé grâce à la formule suivante :

$$CR_h = E_h * [(1 - \text{facteur d'exposition}) * (T - M_{0,h})]$$

Avec :

- $CR_h$  : le complément de rémunération perçu par le producteur au titre de l'heure  $h$  ;
- $E_h$  : l'énergie produite par l'installation pendant l'heure  $h$  en période de prix spot positifs ;
- $T$  : le tarif de référence de l'installation ;
- **facteur d'exposition** : il est compris entre 0 et 0,5 et permet d'ajuster l'exposition aux variations de marché des différentes installations. En 2022, il est fixé par décret à 0,05 pour les installations non pilotables (éolien, photovoltaïque sans stockage) et à 0,15 pour les autres installations ;
- $M_{0,h}$  : le prix spot sur le marché espagnol pour une heure  $h$  donnée :

$$M_{0,h} = \text{Prix spot}_h$$

Cette définition expose en partie les producteurs à l'évolution des prix de marché, à hauteur de 5 % pour les installations non pilotables et de 15 % pour les installations pilotables.

**Aucun complément de rémunération n'est versé en cas de production sur des heures de prix négatifs.** Aucune autre compensation n'est prévue lors de ces heures.

**Le coût du soutien est financé par une taxe affectée payée par les consommateurs d'électricité.** Le montant de cette taxe n'évolue pas directement en fonction du coût du soutien.

### 5.2.5. Pays-Bas

Les contrats de compléments de rémunération aux Pays-Bas sont définis sur une durée de **15 ans**.

La prime de complément de rémunération est définie par la formule suivante :

$$CR_j = E_j * (T_r - M_{0,j} - GO)$$

Avec :

- $CR_j$  : le complément de rémunération perçu par le producteur au titre de l'année  $j$  ;
- $E_j$  l'énergie produite par l'installation pendant l'année  $j$  ;
- $T_r$  : le tarif de référence dont bénéficie l'installation ;
- $M_{0,j}$  : la **moyenne annuelle non pondérée des prix spot observés sur le marché néerlandais** :
- $M_{0-filière j} = \frac{\sum_h \text{Prix spot}_h}{\text{nombre d'heures sur l'année}}$
- $GO$  : le prix moyen annuel des garanties d'origines déterminé annuellement par une entité publique<sup>73</sup>.

Le dispositif est **asymétrique**. Par ailleurs, **le montant pouvant être versé par l'Etat est plafonné** : si  $M_{0,j} + GO$  est inférieur à un certain prix plancher propre à chaque technologie, l'Etat verse uniquement au producteur la différence entre son tarif de référence et ce prix plancher. **Ainsi, le producteur est entièrement exposé aux évolutions des prix de marché lorsque les prix sont situés en dehors d'un « tunnel » de prix compris entre le prix plancher et le tarif de référence.**

Le producteur ne perçoit pas de complément de rémunération pour la production de l'installation pendant les périodes de plus de **six heures consécutives de prix spot**. Aucune autre compensation n'est prévue lors de ces heures.

**Il convient de noter que ce dispositif devrait en théorie être amené à évoluer d'ici à 2027, en particulier le caractère asymétrique du soutien, pour se conformer à la réforme du marché européen de l'électricité évoqué en partie 3.1.**

---

<sup>73</sup> Le « *Planbureau voor de Leefomgeving* ».

**Le coût du soutien est financé par une taxe affectée payée par les consommateurs d'électricité.**  
Le montant de cette taxe n'évolue pas directement en fonction du coût du soutien.

### 5.2.6. Synthèse de l'analyse comparée

La CRE note que le dispositif français prévoit un transfert de risques « moyens » aux producteurs s'agissant de la définition du prix de marché de référence  $M_0$  (plus risqué qu'en Espagne et au Royaume-Uni, moins risqué qu'au Danemark et aux Pays-Bas), et est plutôt protecteur s'agissant de la couverture des épisodes de prix négatifs. Il convient de noter que cette couverture permet également de renforcer les incitations au bon arrêt des installations.

**Tableau 7 : Principales caractéristiques des compléments de rémunération attribués dans les pays couverts par l'analyse comparée**

Pays	Financement	Type de contrat (prime variable symétrique / asymétrique)	Durée de contrat	Pas de temps du calcul de la référence de prix de marché	Méthode de calcul de la référence de prix de marché (équivalent $M_0$ français)	Versement du complément de rémunération en cas de période de prix négatifs
Allemagne	Budget général de l'Etat	Asymétrique	20 ans	Mensuel avant le 1 <sup>er</sup> janvier 2023, annuel ensuite	Moyenne des prix spot, pondérée par la production de la filière concernée	Pas de versement après 6 heures de prix négatifs, 4 heures à partir de 2021, 3 heures en 2024, 1/4 d'heure en 2027 et aucune compensation mais allongement de la durée du contrat <sup>74</sup>
Royaume-Uni	Taxe affectée sans évolution automatique	Symétrique	15 ans	Horaire	/	Pas de versement après 6 heures de prix négatifs, 1 heure à partir de 2021 et aucune autre compensation
Danemark	Budget général de l'Etat	Symétrique	20 ans	Annuel	Moyenne non pondérée des prix spot sur l'année précédente	Aucun versement en cas de prix négatifs et aucune autre compensation
Espagne	Taxe affectée sans évolution automatique	Symétrique	12 ans	Horaire	/	Aucun versement en cas de prix négatifs et aucune autre compensation
Pays-Bas	Budget général de l'Etat	Asymétrique	15 ans	Annuel	Moyenne non pondérée des prix spot	Pas de versement après 6 heures de prix négatifs et aucune autre compensation
France	Taxe affectée jusqu'en 2015 puis budget général de l'Etat	Symétrique	20 ans	Mensuel ou annuel selon la filière	Moyenne des prix spot, éventuellement pondérée par la production d'une filière. Certains contrats intègrent également des prix à terme à la moyenne.	Aucun versement en cas de prix négatifs mais versement d'une prime après 1 heure de prix négatifs, sous certaines conditions, au-delà d'un montant total annuel d'heures de prix négatifs (« franchise »)

<sup>74</sup> Par ailleurs, le prix de référence marché  $M_0$  est calculé comme une moyenne pondérée des prix Spot sans distinction entre les heures de prix positifs, négatifs ou nuls. La survenance de prix négatifs implique donc une baisse du  $M_0$  et une hausse du soutien

## 6. Dimensionnement des paramètres du complément de rémunération français

### 6.1. Introduction

#### 6.1.1. Objectifs à poursuivre dans le dimensionnement du complément de rémunération

Le dimensionnement des différents paramètres du complément de rémunération soulève la question du bon équilibre dans le partage entre l'Etat et le producteur d'électricité des différents risques relatifs à un projet, en particulier les risques liés aux marchés de l'électricité.

Cet équilibre doit notamment s'apprécier dans un contexte où les filières soutenues par le régime du complément de rémunération sont amenées à occuper une part très importante des mix électriques français et européen. Dans son étude sur les futurs énergétiques 2050<sup>75</sup>, RTE prévoit par exemple une part de l'éolien en mer, de l'éolien à terre et du photovoltaïque dans le mix électrique français de 38 % dans le scénario NO3 (50% de renouvelable et 50% de nucléaire dans le mix électrique en 2050). Par ailleurs, les trajectoires de développement prévues par le projet de nouvelle programmation pluriannuelle de l'énergie (« PPE3 ») mis en consultation en novembre 2024 impliquent une production annuelle soutenue par le biais d'un complément de rémunération qui pourrait atteindre 190 TWh/an à horizon 2040<sup>76</sup>.

#### **L'exposition du producteur aux signaux de prix de marché de l'électricité permet de l'inciter à une gestion efficace de son parc, répondant aux besoins du système électrique.**

Les installations soutenues par le biais d'un complément de rémunération sont généralement moins flexibles que les installations dites « pilotables ». Elles disposent néanmoins de leviers permettant d'améliorer leur prix capté (amélioration du profil de production pour produire lors des heures pendant lesquels cela a le plus de valeur pour le système électrique), qu'il convient d'exploiter pour limiter autant que possible le recours à des moyens alternatifs de flexibilité dont le coût, potentiellement élevé, serait in fine porté par le consommateur d'électricité :

- arrêt de la production lorsque le prix de l'électricité est négatif ;
- choix de gestion opérationnelle via le placement des maintenances en particulier ;
- choix lors du développement du projet : localisation et caractéristiques techniques comme le choix du type d'équipement ou le couplage à une batterie par exemple.

Les modalités exactes du complément de rémunération analysées dans cette partie peuvent engendrer un degré d'incitation plus ou moins élevé à améliorer le prix capté par les installations soutenues lors des heures pendant lesquels cela a le plus de valeur pour le système électrique.

#### **Une exposition plus importante du producteur aux signaux de prix de marché a cependant un effet :**

- **sur les coûts de financement du projet** : leur augmentation renchérit le coût complet de l'installation et in fine le coût supporté par le contribuable ;
- **possiblement, sur l'appétence des porteurs de projets à développer rapidement de nouveaux projets renouvelables en France pour atteindre les objectifs fixés par la PPE.**

---

par rapport au dispositif français. Il est possible que la situation soit similaire dans le dispositif du Danemark et celui des Pays-Bas, mais les informations récoltées par la CRE n'ont pas permis de confirmer ce point avec certitude.

<sup>75</sup> RTE, Futurs énergétiques 2050 : les scénarios de mix de production à l'étude permettant d'atteindre la neutralité carbone à l'horizon 2050.

<sup>76</sup> Estimation réalisée sous l'hypothèse d'un faible développement des installations via des contrats privés de type PPA.

**Inversement, le portage/transfert de certains risques à l'Etat engendre des incertitudes accrues sur la stabilité et la prévisibilité du budget de l'Etat, qu'il conviendra d'apprécier.**

Dans son analyse relative aux modalités du complément de rémunération, la CRE s'est ainsi attachée à rechercher un bon équilibre entre :

- le degré d'incitations pour les producteurs à répondre au mieux aux besoins du système électrique ;
- les implications de l'augmentation de l'exposition des producteurs aux signaux de prix de marché sur le rythme de développement de nouveaux projets en France et sur les coûts supplémentaires engendrés ;
- les implications d'un portage de risque par l'Etat sur la prévisibilité et la stabilité du budget de l'Etat.

Par ailleurs, **un changement d'ampleur de la répartition des risques entre Etat et producteurs pourrait nécessiter un temps d'adaptation (par exemple via l'émergence d'acteurs tiers capable de porter de nouveaux risques pour le compte des producteurs), ce qui justifie une mise en œuvre progressive.**

**Dans cette partie les incitations et les risques sont analysés à la maille agrégée producteur + agrégateur. La manière dont les incitations et risques peuvent être partagés entre producteurs et agrégateurs est détaillée en partie 4.2.**

**6.1.2. Mise en perspective des objectifs vis-à-vis de la formule du complément de rémunération retenue en France**

Lorsqu'un producteur bénéficie d'un contrat de complément de rémunération, les revenus totaux issus de la valorisation de l'électricité produite (revenus marchands et flux financiers issus du complément de rémunération) par son installation correspondent à un tarif fixe par MWh auquel s'ajoute l'écart entre le prix moyen capté par l'installation et le prix de marché de référence. Ils peuvent s'exprimer de façon simplifiée comme suit :

$$R_{tot} = R_{marchand} + R_{CR} = E * T + E * (M - M_0)^{77}$$

avec :

- E l'énergie produite par l'installation ;
- T le tarif de référence du complément de rémunération ;
- M le prix moyen capté par l'installation du fait de la commercialisation de l'électricité produite ;
- $M_0$  le prix de marché de référence prévu par le contrat de complément de rémunération ;
- $M - M_0$  sera appelé ci-après « écart au  $M_0$  ».

Au moment de réaliser son investissement, le producteur doit estimer les revenus générés sur l'ensemble de la durée de vie de son installation, notamment l'évolution de l'« écart au  $M_0$  » (en pratique pour le producteur cela représente une des briques des frais d'agrégation, cf. partie 4.2). Ainsi, si le prix de marché de référence ( $M_0$ ) est suffisamment représentatif du prix capté par l'installation (M), l'« écart au  $M_0$  » est limité à quelques €/MWh (sauf en cas de forte augmentation des prix de gros, cf. *infra*). Cet éventuel écart est alors de second ordre par rapport au niveau du tarif de référence et le mécanisme permet de garantir au producteur un revenu par MWh qui reste relativement stable.

**L'amplitude de l'écart au  $M_0$  dépend néanmoins largement des modalités exactes du complément de rémunération qui sont analysées dans cette partie. En pratique, un transfert plus important de risques marchés de l'Etat vers les producteurs peut se traduire notamment par de plus fortes variations de l'écart au  $M_0$  sur la durée du contrat.**

---

<sup>77</sup> Par soucis de simplification les frais d'agrégation (notamment les frais d'équilibrage) n'apparaissent pas dans cette formule et sont uniquement traités dans la sous-partie 6.5.

En pratique, l'écart au  $M_0$  peut être délicat à anticiper car il dépend notamment :

- de l'évolution du niveau moyen des prix de gros dont le producteur est tributaire : les écarts au  $M_0$  sont proportionnels au niveau des prix de gros. A titre d'illustration, une installation avec un prix capté qui est en moyenne 5 % inférieur au  $M_0$  enregistrera un écart négatif au  $M_0$  de l'ordre de 2,5 €/MWh si les prix de gros sont de l'ordre de 50 €/MWh, mais de 10 €/MWh si les prix de gros sont de l'ordre de 200 €/MWh ;
- de l'évolution du profil des prix de gros : le prix capté par l'installation dépend de l'adéquation entre :
  - le profil de production de cette installation ;
  - l'évolution de la saisonnalité des profils de prix et de leur variation moyenne au sein d'une journée, qui dépendent de l'évolution du système électrique dans son ensemble (évolution de la demande et du parc de production).

Par ailleurs, la crise des prix de l'électricité de 2022-2023 a conduit à une situation où les prix de gros étaient largement plus élevés que le tarif de référence des différents compléments de rémunération attribués. Dans ce cadre, selon la définition retenue pour  $M_0$ , cet écart peut devenir significatif, ce qui pourrait théoriquement conduire à des situations sous-optimales du point de vue du système électrique. A titre d'illustration, on peut considérer un exemple extrême dans lequel le tarif de référence est de 70 €/MWh, le  $M_0$  de 500 €/MWh et le prix capté par l'installation de 400 €/MWh : quand l'écart négatif au  $M_0$  est supérieur en valeur absolue au tarif de référence, les revenus totaux de l'installation sont alors négatifs, de l'ordre de - 30 €/MWh dans le cas d'espèce. Dans cet exemple, le producteur est donc incité à arrêter sa production alors que le système électrique est sous tension (un tel comportement ne s'est cependant pas produit en pratique lors de la crise des prix de gros).

**L'analyse sur le dimensionnement des dispositifs de compléments de rémunération portera donc également sur sa résilience en cas de très forte volatilité des prix de gros comme lors de la crise des prix de gros de l'électricité.**

### **6.1.3. Comparaison avec les contrats de vente directe d'électricité dits « PPA » (« Power purchase agreements »)**

Dans un contexte où les contrats privés d'achat d'électricité renouvelable sur le long terme sont amenés à prendre une place croissante pour le développement de nouvelles capacités de production renouvelable, l'analyse de la CRE a également porté sur la comparaison avec les dispositions contractuelles usuelles des PPA signés en France (cf. 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<sup>78</sup>).

## **6.2. Définition du prix de marché de référence $M_0$**

Dans le cadre d'un contrat de complément de rémunération, outre la quantité totale d'électricité produite, la principale incertitude pesant sur les revenus totaux de l'installation réside dans l'écart entre le prix de marché moyen capté par l'installation et le prix de marché de référence ( $M_0$ ). Cet écart véhicule une incitation pour le producteur à considérer le profil des prix de marché dans ses choix de conception et d'exploitation de l'installation.

---

<sup>78</sup> [https://www.cre.fr/fileadmin/Documents/Rapports\\_et\\_etudes/2025/250327\\_Rapport\\_PPA.pdf](https://www.cre.fr/fileadmin/Documents/Rapports_et_etudes/2025/250327_Rapport_PPA.pdf)

### 6.2.1. Pas de temps de calcul du $M_0$

Le prix de marché de référence ( $M_0$ ) est une moyenne d'une référence de prix de gros sur un certain pas de temps. Cette partie analyse les implications liées à une évolution de ce pas de temps de calcul, dans le sens d'un allongement de ce pas de temps, actuellement principalement mensuel. Un tel allongement permettrait d'améliorer les incitations véhiculées aux producteurs, en intégrant une dimension inter-mensuelle<sup>79</sup>.

#### 6.2.1.1. Dispositif en vigueur

Le tableau ci-dessous synthétise le pas de temps retenu pour le calcul du  $M_0$  des contrats de complément de rémunération déjà attribués en France (cf. Tableau 4).

**Tableau 8 : Pas de temps retenu pour le calcul du  $M_0$  des contrats de complément de rémunération déjà attribués en France**

<b>Annuel</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <b><u>Biogaz</u></b> (arrêté tarifaire en vigueur et appels d'offres jusqu'en 2019)</li> <li>• <b><u>Biomasse</u></b> (appels d'offres jusqu'en 2019)</li> <li>• <b><u>Géothermie</u></b> (arrêté tarifaire abrogé en 2021)</li> <li>• <b><u>Petite hydroélectricité</u></b> (cas des installations soutenues par guichet ouvert jusqu'en 2024<sup>80</sup> et cas, jusqu'en 2023, des installations soutenues par appel d'offres)</li> </ul>
<b>Saisonnier<sup>81</sup></b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <b><u>Cogénération à partir de gaz naturel</u></b> (arrêté tarifaire abrogé en 2020)</li> </ul>
<b>Mensuel</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <b><u>Solaire photovoltaïque</u></b></li> <li>• <b><u>Eolien à terre</u></b></li> <li>• <b><u>Eolien en mer<sup>82</sup></u></b></li> <li>• <b><u>Petite hydroélectricité</u></b> (cas, depuis 2023, des installations soutenues par appel d'offres et depuis 2024 des installations soutenues en guichet ouvert)</li> </ul>

**Le degré d'incitation et de risque retenu est ainsi différent selon les filières considérées, ce qui peut s'expliquer par la plus grande flexibilité du profil de production de certaines filières et leur capacité à être plus réactive à l'évolution des prix de marché.**

Les autres pays européens ont fait différents choix en la matière, explicités pour certains pays en partie 5.2 : un pas horaire a été retenu au Royaume-Uni et en Espagne (mais avec un facteur d'exposition pour l'Espagne, qui permet de maintenir certaines incitations), tandis que l'Allemagne est passée au 1<sup>er</sup> janvier 2023 du pas mensuel au pas annuel, utilisé également au Danemark et aux Pays-Bas.

<sup>79</sup> La CRE note, notamment dans le cadre de l'analyse des retours à la consultation menée, que les producteurs ne plaident pas pour une réduction du pas de temps du complément de rémunération à un niveau inférieur au mois. Le niveau de risque engendré par un pas de temps mensuel semble donc acceptable. Une éventuelle réduction de ce pas de temps n'inciterait plus le producteur à optimiser son profil de production entre les semaines d'un même mois.

<sup>80</sup> Modifié par l'arrêté du 22 mai 2024 modifiant l'arrêté du 13 décembre 2016 fixant les conditions d'achat et du complément de rémunération pour l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie hydraulique des lacs, des cours d'eau et des eaux captées gravitairement

<sup>81</sup> Les installations bénéficiant de l'arrêté « C16 CR » disposent d'un contrat de complément de rémunération pour l'électricité produite pendant l'« hiver contractuel », correspondant à la période entre le 30 septembre et le 30 avril. Le pas de temps du complément de rémunération correspond à cet hiver contractuel.

<sup>82</sup> S'agissant de l'éolien en mer, la pondération du  $M_0$  par la production effective du parc dans le cadre des procédures « AO4 », « AO6 », « AO7 » et « AO8 » est similaire en matière d'incitations à un complément de rémunération calculé sur un pas de temps horaire, soit aucune incitation à améliorer son prix capté (cf. partie 7.2).

### 6.2.1.2. Incitations pour le producteur

Dans le cadre d'un contrat de complément de rémunération, le producteur est incité à améliorer le prix capté par l'installation sur chaque pas de temps de calcul du  $M_0$ , mais n'est pas incité à produire lors des pas de temps de calcul pendant lesquels les prix sont les plus hauts.

Afin d'illustrer cet effet, considérons deux pas de temps distincts (« été » avec un prix de marché de référence de 50 €/MWh et « hiver » avec un prix de marché de référence de 100 €/MWh), les revenus totaux du producteur relatifs à la quantité d'électricité produite sont alors égaux à :

$$R_{été+hiver} = (E_{été} + E_{hiver}) * T + E_{été} * (M_{été} - M_{0,été}) + E_{hiver} * (M_{hiver} - M_{0,hiver})$$

$$R_{été+hiver} = (E_{été} + E_{hiver}) * T + E_{été} * (M_{été} - 50) + E_{hiver} * (M_{hiver} - 100)$$

avec :

- $E_i$  la production de l'installation lors de la période  $i$  ;
- $M_i$  le prix moyen capté par l'installation sur chaque pas de temps ;
- $M_{0,i}$  le prix de marché de référence sur chaque pas de temps.

Dans cet exemple, le producteur est incité à maximiser le prix moyen capté par son installation au sein de chacune des deux sous-périodes ( $M_{été}$  et  $M_{hiver}$ ). Toutefois, si, par exemple, le producteur peut choisir entre les deux sous-périodes pour le placement d'une maintenance, il ne dispose *a priori* pas d'incitation à privilégier la période estivale lors de laquelle les prix sont le plus faibles et le besoin de production plus limité ( $M_{hiver}$  est plus élevé mais  $M_{0,hiver}$  l'est également)<sup>83</sup>. Son choix sera alors principalement guidé par l'objectif de minimiser la perte de productible de l'installation (maximiser  $E_{été} + E_{hiver}$ ). Par exemple, dans le cas d'un pas de temps mensuel, une installation photovoltaïque a tout intérêt à effectuer un arrêt pour maintenance en hiver, lorsque sa production est la plus faible, alors que ce comportement n'est pas nécessairement optimal du point de vue du système électrique compte tenu des prix de gros plus élevés en hiver.

Ainsi, plus le pas de temps du complément de rémunération est long, plus le producteur est incité à tenir compte des variations du prix de l'électricité :

- un pas de temps horaire ne génère aucune incitation à optimiser le profil de production ;
- lorsque le pas de temps est mensuel, le producteur est incité à optimiser le profil de production intra-mensuel ;
- lorsque le pas de temps est annuel, le producteur est de surcroît incité à prendre en compte les variations saisonnières du prix de l'électricité.

Plus spécifiquement, les installations soutenues par un contrat de complément de rémunération au pas de temps mensuel (ce qui représente donc le cas le plus courant en France en matière de puissance installée) sont uniquement incitées à optimiser leur profil de production au sein d'un mois donné. Cela peut notamment se traduire :

- par une optimisation du profil de production journalier : par exemple, pour une installation photovoltaïque, cela peut passer par une orientation des panneaux permettant de produire davantage lors des pics de demande en début de soirée ou par l'installation de moyens de stockage ;

<sup>83</sup> Sauf dans le cas où le producteur anticipe un « écart au  $M_0$  », structurellement plus important sur la période hivernale que sur la période estivale.

- par une recherche de moindre corrélation, au sein d'un mois donné, de la production de l'installation avec le profil de production des autres installations renouvelables fatales en France et en Europe, afin d'éviter au maximum l'effet de cannibalisation des revenus : par exemple, pour la filière éolienne à terre, cela peut passer par le choix d'une zone géographique lointaine des zones dans lesquelles la filière est déjà fortement développée (en France ou en Europe). En effet, un parc se situant dans la région Haut de France (dans laquelle se situe 29 % de la puissance éolienne à terre installée en France au 30 septembre 2024<sup>84</sup>) produira a priori davantage lors des heures pendant lesquelles la production nationale et européenne de l'éolien terrestre est relativement élevée, impliquant des prix de gros généralement plus faibles. A titre d'illustration, sur la période 2017-2022, l'« écart au  $M_0$  » aurait engendré un revenu supplémentaire de l'ordre de +3,5€/MWh pour un parc éolien « représentatif » situé dans l'Hérault mais un revenu moindre de -1,2€/MWh pour un parc éolien « représentatif » situé dans le Nord<sup>85</sup>. Il existe ainsi une incitation financière à la dispersion spatiale des parcs.

**Les filières soutenues par un complément de rémunération au pas de temps mensuel, notamment l'éolien à terre et le solaire photovoltaïque, sont ainsi incitées à optimiser leur profil de production au sein d'un mois, mais n'ont aucune incitation à optimiser leur profil de production saisonnier notamment s'agissant des maintenances. Cette situation n'est pas satisfaisante dans un contexte où ces filières sont amenées à occuper une part importante du mix électrique français et européen.**

### 6.2.1.3. Option du passage à un pas de temps annuel pour l'ensemble des filières

Le passage à un pas de temps annuel pour l'ensemble des filières permettrait d'inciter tous les producteurs à optimiser le profil de production saisonnier de leurs installations. Cette modification engendrerait toutefois un risque financier supplémentaire important pour les producteurs.

En effet, le passage d'un pas de temps mensuel à un pas de temps annuel est susceptible d'aboutir à une amplitude de l'écart au  $M_0$  plus importante, dans la mesure où la valeur du profil de production est considérée sur une période plus longue et est ainsi davantage susceptible de diverger du profil de production de référence.

A titre d'exemple, une installation dont les prix captés par les profils de production mensuels et saisonniers sont tous les deux plus faibles que le profil de référence (par exemple, un parc éolien qui produit en moyenne davantage la nuit et en été que le profil de référence) aura en moyenne, sur l'ensemble de sa production annuelle, un écart négatif au  $M_0$  plus élevé dans le cas d'un complément de rémunération au pas de temps annuel qu'au pas de temps mensuel : l'écart à la référence intra-mensuel peut se cumuler à l'écart à la référence inter-mensuel. A titre d'illustration, sur la période 2017-2022, avec un complément de rémunération au pas de temps annuel, l'« écart au  $M_0$  » aurait engendré un revenu annuel moyen moindre de l'ordre de -3,3 €/MWh pour un parc éolien « représentatif » situé dans le département du Nord contre une baisse de revenu de -1,2€/MWh dans le cas d'un complément de rémunération au pas de temps mensuel. Cette amplitude plus importante d'« écart au  $M_0$  » accroît le risque pour le producteur dans la mesure où cet écart peut fluctuer en fonction du niveau moyen des prix de gros et du profil des prix de gros, sur lesquels le producteur n'a pas de prise.

---

<sup>84</sup> <https://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/publicationweb/689>.

<sup>85</sup> Estimation réalisée sur la base du profil de production « représentatif » d'un parc éolien situé dans ces deux départements : à noter néanmoins que cet écart peut considérablement varier d'une installation à l'autre au sein d'un même département.

Ce phénomène a été particulièrement marqué pendant la crise de 2022-2023 s'agissant des centrales hydroélectriques produisant majoritairement l'été, pour lesquelles la hausse des frais d'agrégation due à la crise a été amplifiée par le pas de temps annuel de leur contrat de complément de rémunération. Les agrégateurs n'étaient plus disposés à porter le risque d'écart au  $M_0$  pour cette filière sur la durée d'un contrat d'agrégation, qu'ils estimaient trop important du fait de la forte volatilité des prix de gros. Le risque d'écart au  $M_0$ , qui pour une installation spécifique non agrégée à un portefeuille d'installations est très élevé, était alors porté par le producteur. Cette situation a conduit les pouvoirs publics, à la suite d'une recommandation de la CRE, à modifier les modalités du soutien à la filière hydroélectrique, en passant d'un pas de temps annuel à un pas de temps mensuel pour les nouvelles installations lauréates d'appels d'offres ou demandant un contrat de complément de rémunération dans le cadre de l'arrêté tarifaire du 13 décembre 2016 (arrêté dit « H16 »)<sup>86</sup>. Les producteurs disposant déjà d'un contrat dans le cadre de l'arrêté H16 avant la publication de l'arrêté modificatif du 22 mai 2024 pouvaient également demander à bénéficier, avant le 31 décembre 2024, d'un passage à un pas de temps mensuel pour l'avenir.

Dans le cadre de la consultation menée par la CRE évoquée en partie 4.2 les réponses obtenues, et en particulier, celles des agrégateurs confirment, dans l'ensemble, que le passage à un pas de temps annuel engendrerait des risques supplémentaires importants et serait de nature à augmenter les primes de risque appliquées par l'agrégateur.

**Recommandation n°1 - Le passage à un calcul du prix de référence  $M_0$  au pas de temps annuel ne semble actuellement pas à privilégier pour les filières éolienne, photovoltaïque et hydroélectrique** compte tenu du risque supplémentaire trop important pour le producteur.

**Pour les installations qui disposent a priori d'une production mensuelle plus stable et d'une capacité à moduler leur production potentiellement plus importante (par exemple production d'électricité à partir de biogaz, biomasse et cogénération au gaz naturel), il est pertinent de conserver un pas de temps annuel pour le calcul du  $M_0$ .**

### **Comparaison avec les PPA**

Les PPA analysés par la CRE, dans son observatoire publié en mars 2025, suivent quasi-uniquement un format de paiement selon la production (« *pay-as-produced* »)<sup>87</sup>. Dans ce cas de figure, le profil de production mensuel ou saisonnier de l'installation peut ainsi influencer le prix auquel le PPA sera négocié, mais le producteur n'a aucune incitation à améliorer le prix capté par son installation, sauf si le PPA prévoit en plus des clauses visant à inciter le placement de maintenances en période de prix bas (ce qui était le cas pour seulement un quart des PPA analysés par la CRE).

#### **6.2.1.4. Options alternatives à un élargissement du pas de temps de référence du calcul du complément de rémunération**

Les producteurs disposent en théorie de différents leviers pour optimiser le profil de production inter-mensuel de leurs installations :

- **lors de la phase d'exploitation du projet**, principalement via le placement des maintenances préventives : le producteur peut choisir les mois pendant lesquelles l'installation sera à l'arrêt sans engendrer de coûts supplémentaires. Cela peut par exemple représenter de l'ordre de 1 % de la production annuelle d'une installation éolienne à terre ou en mer. Dans la recherche d'un bon équilibre entre incitations et risques pour le producteur, il est ainsi nécessaire de prendre en compte le fait que les leviers d'optimisation sont limités lors de la phase d'exploitation ;

<sup>86</sup> Arrêté du 13 décembre 2016 fixant les conditions d'achat et du complément de rémunération pour l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie hydraulique des lacs, des cours d'eau et des eaux captées gravitairement, modifié par un arrêté du 22 mai 2024.

<sup>87</sup> L'acheteur s'engage à acheter tout ou partie de la production réelle de l'installation, selon son profil de production effectif.

- **lors de la phase de développement du projet**, par exemple via une recherche de moindre cannibalisation des revenus inter-mensuels (choix de technologie, de localisation, de positionnement) : les mois pendant lesquelles la production des filières fatales est forte sont susceptibles de présenter des prix de gros plus faibles. Une installation dont la production est fortement corrélée avec celle du reste de la filière captera donc des prix de marché plus faibles.

La CRE a étudié deux options différentes (non exhaustives) permettant d'introduire des incitations inter-mensuelles tout en étant moins risquées qu'un passage à un pas de temps annuel pour les filières éoliennes, hydrauliques et photovoltaïques.

Option 1 (privilégiée par la CRE) : Prime annuelle de performance

Une option consisterait à prévoir d'ajouter au complément de rémunération une prime annuelle de performance, dépendant du profil saisonnier de l'installation, et prenant la forme suivante :

$$Prime_{annuelle} = E_A * \left[ \frac{\sum_{i=1}^{12} (E_i * M_{0,i})}{E_A * M_{0,A}} - 1 \right] * P$$

Ratio de performance du profil saisonnier de l'installation par rapport au profil de référence

Avec :

- $E_A$  la production annuelle de l'installation et  $E_i$  la production de l'installation lors du mois  $i$  ;
- $M_{0,i}$  le prix de marché de référence lors du mois  $i$  et  $M_{0,A}$  le prix de marché de référence annuel défini comme la moyenne annuelle des prix de marché pondérée par la production du profil de production de référence ;
- $P$  exprimé en €/MWh correspond à une prime fixée au moment de l'attribution du contrat de complément de rémunération, indépendante de l'évolution des prix de gros, mais représentative de leur niveau anticipé sur la durée du contrat. Celle-ci pourrait éventuellement être indexée de manière similaire au tarif de référence (indexation basée sur l'évolution des coûts d'exploitation).

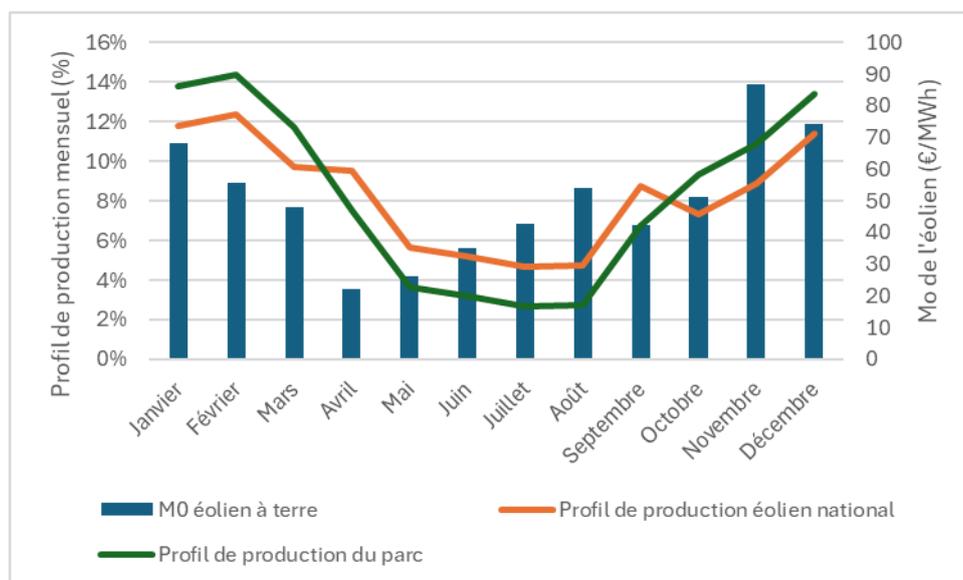
Il convient de noter que le passage à un  $M_0$  annuel reviendrait à remplacer  $P$  par le prix de marché de référence annuel ( $M_{0,A}$ )<sup>88</sup>. Retenir un paramètre  $P$  indépendant de l'évolution des prix de gros permet d'améliorer la visibilité du producteur sur ses revenus.

En outre, afin de limiter le risque pour le producteur d'une évolution imprévisible du profil des prix de gros, le ratio de performance du profil saisonnier pourrait être borné de manière symétrique et centré sur zéro en cas de «  $M_0$  pondéré » (cf. partie 0), par exemple entre - 10 % et + 10 %. Le calibrage de ces bornes est plus délicat en cas de «  $M_0$  non pondéré » (cf. partie 0).

A titre d'illustration, dans le cas d'un «  $M_0$  pondéré », si l'on considère que  $P$  est égal à 40 €/MWh et que le ratio de performance est borné entre - 10 % et + 10 %, le risque supplémentaire engendré par cette prime pour le producteur est borné entre - 4 €/MWh et + 4 €/MWh.

<sup>88</sup>  $\sum E_i * (T - M_{0,i}) + E_A * \left[ \frac{\sum_{i=1}^{12} E_i * M_{0,i}}{E_A * M_{0,A}} - 1 \right] * M_{0,A} = E_A * (T - M_{0,A})$

Figure 12 : Exemple relatif à la production d'un parc éolien à terre sur l'année 2024



NB : la représentation du profil de production mensuel du parc correspond à la part d'énergie produite par l'installation au sein de chaque mois.

La figure ci-dessus représente la production mensuelle d'un parc éolien à terre, qui produit en proportion davantage en hiver que le parc éolien à terre national (73 % de la production annuelle du parc est située entre octobre et mars alors que seulement 61 % de la production du parc national se situe dans cette période) :

- avec un  $M_0$  mensuel, le montant de complément de rémunération total par MWh versé à un parc avec le même profil saisonnier que le parc national (courbe orange) correspond en moyenne en 2024 au tarif de référence diminué de 53,1€/MWh ;
- le parc étudié (courbe verte) perçoit un complément de rémunération total par MWh correspondant en moyenne en 2024 au tarif de référence diminué de 56,3 €/MWh. Le parc perçoit donc sur l'ensemble de sa production annuelle 3,2 €/MWh de moins que la moyenne nationale (par exemple, avec un tarif de 90 €/MWh, un soutien de 68 €/MWh est versé en avril sur 8 % de la production annuelle du parc de l'exemple – contre 10 % pour le parc national – et en novembre un soutien de 3 €/MWh est versé sur 11 % de la production annuelle de ce parc – contre 9 % pour le parc national) ;
- le ratio de performance du parc selon la formule présentée ci-dessus est de +6 % ;
- avec  $P = 40$  €/MWh, le producteur perçoit une prime de +2,4 €/MWh. L'Etat restitue ainsi au producteur une partie du moindre complément de rémunération versé au producteur du fait d'un profil saisonnier plus avantageux.
- à noter qu'en plus de cette prime, les producteurs sont également soumis à un écart au  $M_0$  lié à leur profil de production infra-mensuel.

L'avantage de cette option par rapport à la modulation tarifaire (option 2 développée ensuite) est que l'incitation s'appuie sur l'évolution effective du profil saisonnier des prix de gros et non sur une anticipation au moment de l'attribution du contrat de soutien. Les incitations véhiculées aux producteurs sont ainsi assurées d'être cohérentes avec les besoins du système électrique, en particulier s'agissant des leviers d'optimisation à la disposition du producteur lors de la phase d'exploitation. Par exemple, dans le cas schématisé de prix de gros finalement plus élevés en été qu'en hiver, le producteur sera incité à placer ses maintenances hors de cette saison. Cette option peut engendrer un risque supplémentaire pour les producteurs en comparaison d'une modulation tarifaire (revenus moins prévisibles), mais qui reste contrôlé en fonction du calibrage retenu.

Cette option permet en effet de calibrer simplement, via la valeur de la prime  $P$ , l'équilibre souhaité entre incitations et risques véhiculés au producteur.

### Option 2 (non privilégiée) : Modulation tarifaire

La CRE a également étudié une option alternative, notamment évoquée par les filières lors d'un atelier dédié, consistant à moduler mensuellement le tarif de référence du complément de rémunération avec un facteur déterminé en amont de l'attribution du soutien. Une telle option inciterait le producteur à produire davantage lors des mois pendant lesquels on anticipe que le système électrique sera davantage sous tension, tout en maintenant un partage de risques équivalent à celui du dispositif actuel.

La prime à l'énergie du contrat de complément de rémunération se calculerait alors ainsi :

$$CR_i = E_i * (\alpha_i * T - M_{0,i})$$

Avec :

- $CR_i$  la prime à l'énergie du complément de rémunération versée pour le mois  $i$  ;
- $E_i$  l'énergie produite pendant le mois  $i$  ;
- $T$  le tarif de référence de l'installation déterminé ex ante, éventuellement indexé ;
- $\alpha_i$  le facteur de modulation pour un mois  $i$  déterminé ex ante ;
- $M_{0,i}$  le prix de marché de référence pour le mois  $i$ .

Le facteur de modulation serait déterminé par la puissance publique en amont de l'attribution du contrat de soutien, à partir d'anticipations des besoins du système électrique afin d'inciter le producteur à activer les leviers à sa disposition lors de la phase de développement du projet<sup>89</sup>.

S'agissant du partage de risques, la modulation tarifaire offre au producteur une visibilité de revenus plus grande qu'un pas de temps de calcul annuel. Néanmoins, le producteur est incité à activer les leviers à sa disposition lors de la phase d'exploitation, conformément aux besoins du système électrique tels qu'ils ont été anticipés au moment de l'attribution du complément de rémunération. En cas d'écarts entre ces prévisions et la réalité, il existe un risque de décalage entre l'incitation financière véhiculée au producteur et les besoins réels du système<sup>90</sup>.

**La difficulté à trouver un bon équilibre entre la fixation de coefficients de modulation qui renvoient, sur la durée, les bonnes incitations et la volonté de limiter le risque pour le producteur conduit la CRE à ne pas privilégier cette option.**

La CRE privilégie ainsi l'option 1 par rapport à l'option 2.

**Recommandation n°1 - Pour les filières éoliennes à terre, en mer, solaire photovoltaïque et hydroélectrique, la CRE recommande de conserver un pas de temps mensuel de calcul du prix de référence marché  $M_0$ , mais d'introduire une prime annuelle de performance (déjà recommandé dans son avis sur les cahiers des charges des procédures éolien en mer dites « AO7 » et « AO8 »<sup>91</sup>). Les appels d'offres portant sur les installations de plus grande taille pourraient être ciblés prioritairement (appels d'offres portant sur des installations éoliennes en mer, à terre et solaires au sol).**

<sup>89</sup> La différence entre un pas de temps annuel et la modulation tarifaire réside dans l'identité de l'entité en charge de l'estimation des profils annuels de prix de marché sur la durée du contrat : le producteur ou les pouvoirs publics.

<sup>90</sup> A titre d'illustration, si l'on anticipe une plus forte demande en électricité en hiver sur la durée du contrat et qu'en fin de contrat celle-ci devient plus importante en été, le producteur sera incité à continuer à placer ses maintenances en été alors que cela n'est plus souhaitable. Le contrat de complément de rémunération pourrait prévoir une actualisation des facteurs de modulation, par exemple à mi-contrat. De telles clauses de revoyure engendrent toutefois de fortes incertitudes pour le producteur.

<sup>91</sup> Délibération de la CRE n°2024-205 portant avis sur deux projets de cahiers des charges relatifs à la procédure de mise en concurrence avec dialogue concurrentiel n°2/2022 portant sur une installation d'éoliennes en mer posées de production d'électricité en Sud-Atlantique au large de l'île d'Oléron (« AO7 ») et à la procédure de mise en concurrence avec dialogue concurrentiel n°3/2022 portant sur un second projet d'installation d'éoliennes en mer posées au large de la Normandie au sein de la zone « Centre Manche » (« AO8 »).

## 6.2.2. Pondération retenue pour le calcul du $M_0$

Le prix de référence  $M_0$  des contrats de complément de rémunération est une moyenne de prix de gros qui peut éventuellement être pondérée par un profil de production de référence. Cette partie analyse les implications liées à l'évolution des modalités de cette pondération (englober plus ou moins d'installations pour définir le profil de production de référence).

### 6.2.2.1. Dispositions en vigueur

Le tableau ci-dessous synthétise la pondération retenue pour le calcul du  $M_0$  des contrats de complément de rémunération déjà attribués en France.

**Tableau 9 : pondération retenue pour le calcul du  $M_0$  s'agissant des contrats de complément de rémunération déjà attribués en France**

<p style="text-align: center;"><b><u><math>M_0</math> non – pondéré</u></b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Moyenne simple des prix de marché positifs sur chaque pas de temps du complément de rémunération</li> <li>• Le profil de production de référence considéré est alors une production constante sur l'ensemble des pas de temps (production en base), sauf lorsque les prix sont négatifs</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <b><u>Cogénération au gaz naturel</u></b></li> <li>• <b><u>Biogaz</u></b></li> <li>• <b><u>Biomasse</u></b></li> <li>• <b><u>Géothermie</u></b></li> <li>• <b><u>Petite hydroélectricité - arrêté tarifaire H16<sup>92</sup> ou appel d'offres avant 2024</u></b></li> </ul>
<p style="text-align: center;"><b><u><math>M_0</math> filière</u></b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Moyenne des prix de marché positifs pondérée par un profil de production représentatif de la filière sur chaque pas de temps du complément de rémunération<sup>93</sup></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <b><u>Solaire photovoltaïque</u></b> : ensemble du parc photovoltaïque de plus de 250 kW</li> <li>• <b><u>Eolien à terre</u></b> : ensemble du parc éolien à terre</li> <li>• <b><u>Petite hydroélectricité - appel d'offres dit « AO3 »</u></b> : ensemble du parc utilisant l'énergie hydraulique des lacs, des cours d'eau et eaux captées gravitairement situées sur le territoire métropolitain continental</li> <li>• <b><u>Eolien en mer - « AO3 Dunkerque »</u></b> : ensemble du parc éolien à terre et du parc éolien en mer</li> <li>• <b><u>Eolien en mer - « AO5 Sud Bretagne »</u></b> : ensemble du parc éolien en mer à l'exception de ceux situés sur la façade Méditerranée</li> </ul>
<p style="text-align: center;"><b><u><math>M_0</math> parc</u></b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Moyenne des prix de marché positifs pondérée par la production effective du parc objet du soutien</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <b><u>Eolien en mer - « AO4 Centre Manche 1 », « AO6 Méditerranée », « AO7 Oléron » et « AO8 Centre Manche 2 »</u></b></li> </ul>

<sup>92</sup> Arrêté du 13 décembre 2016 fixant les conditions d'achat et du complément de rémunération pour l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie hydraulique des lacs, des cours d'eau et des eaux captées gravitairement.

<sup>93</sup> Il s'agit donc d'un mix d'installations bénéficiant d'un contrat de complément de rémunération, d'un contrat d'obligation d'achat, voire d'aucun dispositif de soutien. Les installations situées en ZNI ne sont pas prises en compte.

### 6.2.2.2. Incitations pour le producteur

Les revenus totaux du producteur issus de la valorisation de l'électricité peuvent s'exprimer de la manière simplifiée suivante :

$$R_{tot} = R_{marchands} + R_{CR} = E * M + E * (T - M_0) \quad \text{Indépendant du producteur une fois le contrat attribué}$$

Les procédures concurrentielles dites AO4, AO6, AO7 et AO8 pour le développement de parcs éoliens en mer constituent les seuls contrats de complément de rémunération en France qui ne véhiculent aucune incitation à l'amélioration du prix moyen capté par le parc. En effet, le prix de marché de référence est défini comme la moyenne des prix spot pondérée par la production effective de l'installation. En commercialisant sa production intégralement sur le marché spot, le producteur bénéficie d'une rémunération correspondant à un tarif garanti ( $M_0 = M$  donc  $R_{tot} = E * T$ ) et n'a pas d'incitations à optimiser le profil de production du parc concerné. Une baisse du prix capté par l'installation ( $M$ ) est directement compensée par une hausse du complément de rémunération. Le dispositif est finalement similaire à un complément de rémunération qui serait défini à un pas de temps horaire (cf. partie 0).

**Cette situation est insatisfaisante compte tenu de la taille de ces parcs et du fait que ces contrats de complément de rémunération seront encore en vigueur en 2050. La CRE a ainsi recommandé, notamment dans le cadre de son avis récent<sup>94</sup> sur les cahiers des charges des procédures AO7 et AO8, d'adopter un  $M_0$  pondéré par la production de l'ensemble du parc éolien en mer français. Elle a aussi proposé une alternative consistant à conserver un  $M_0$  pondéré à la maille du parc mais à y adjoindre une « prime annuelle de performance », sur un modèle similaire à la prime proposée en partie 0 du présent rapport, qui permettrait de réintroduire une incitation pour les producteurs à optimiser le prix capté par leur installation au sein d'une année. L'intensité de l'incitation pourrait être calibrée par les pouvoirs publics par le biais d'un paramétrage simple.**

Dans l'ensemble des autres soutiens attribués, la définition du  $M_0$  peut être considérée comme indépendante du profil de production effectif du parc<sup>95</sup>. Le producteur peut donc augmenter ses revenus totaux en améliorant le prix capté par son installation via des choix d'optimisation lors de la phase de développement ou d'exploitation : à titre d'exemple, le placement d'une maintenance lorsque les prix sont faibles améliore le prix capté de l'installation ( $M$ ) (revenus supplémentaires pour le producteur<sup>96</sup>) mais n'aura aucune incidence sur les revenus issus du complément de rémunération.

**Les incitations du producteur à optimiser le profil de production de l'installation du contrat de complément de rémunération sont ainsi relativement proches de celles d'une installation sans mécanisme de soutien (au sein d'un pas de temps donné), dès lors que le profil de production de référence utilisé (production en base dans le cas d'un  $M_0$  non pondéré ou profil de production de l'ensemble de la filière considérée dans le cas d'un  $M_0$  filière) pour pondérer la moyenne des prix de marché est défini de façon suffisamment large.**

### 6.2.2.3. Comparaison des options de pondération selon les risques portés par le producteur

A des fins de simplification, cette sous-partie se focalise sur la différence d'appréciation des risques pour le producteur entre un «  $M_0$  filière » et un «  $M_0$  non pondéré », ces deux modalités de calcul du  $M_0$  conduisant le producteur à porter un risque d'écart au  $M_0$ . Pour rappel, un  $M_0$  pondéré par la production du parc n'engendrerait aucun risque d'écart pour le producteur.

<sup>94</sup> Délibération de la CRE du 29 août 2024 portant avis sur deux projets de cahiers des charges relatifs à la procédure de mise en concurrence avec dialogue concurrentiel n°2/2022 portant sur une installation d'éoliennes en mer posées de production d'électricité en Sud-Atlantique au large de l'île d'Oléron et à la procédure de mise en concurrence avec dialogue concurrentiel n°3/2022 portant sur un second projet d'installation d'éoliennes en mer posées au large de la Normandie au sein de la zone « Centre Manche ».

<sup>95</sup> Pour les principales filières, à l'exception des parcs éoliens en mer lors de leurs premières années de fonctionnement, la part de la production d'un parc donné sur l'ensemble du parc de référence considéré pour le calcul du  $M_0$  peut être considérée comme négligeable.

<sup>96</sup> L'agrégateur bénéficiera de cette hausse de prix capté et pourra le répercuter au producteur, cf. partie 4.2

### Mutualisation du risque d'écart au $M_0$ via un agrégateur

Dans le cas d'un  $M_0$  indépendant de la production du parc, le risque, pour un parc spécifique, de variation entre le prix capté et le prix de marché de référence (écart au  $M_0$ ) peut être mitigé par la mise en commun de la production de plusieurs installations au sein d'un même périmètre d'équilibre ; ce rôle est généralement assuré par un agrégateur (cf. partie 4.2). La mitigation de ce risque par l'agrégateur ne supprime pas néanmoins l'incitation pour le producteur à améliorer le prix capté par l'installation, telle que décrite dans la précédente sous-partie (cf. partie 4.2.6) :

- **dans le cas d'un «  $M_0$  filière »**, ce risque peut être mitigé si l'agrégateur parvient à composer un portefeuille d'agrégation qui comporte un nombre suffisamment important et surtout varié d'installations de cette même filière : le profil de production agrégé de ces installations pourra alors se rapprocher du profil de référence utilisé dans le calcul du  $M_0$ , correspondant à la production de l'ensemble du parc français de la filière considérée. Les agrégateurs peuvent parvenir à ce résultat si le nombre d'installations de la filière dans leur portefeuille est conséquent (par exemple s'agissant des filières de l'éolien à terre et du solaire photovoltaïque) ;
- **dans le cas d'un «  $M_0$  non pondéré »**, le risque de variation de l'écart au  $M_0$  peut difficilement être mitigé par l'agrégateur, même dans le cas d'une filière avec un nombre conséquent d'installations. Pour limiter son risque, l'agrégateur devra composer un portefeuille d'agrégation dont la production agrégée est la plus proche possible d'un ruban (production uniforme sur l'année). Bien qu'il puisse s'en approcher par le foisonnement de la production des différentes filières bénéficiant d'un complément de rémunération, le risque d'écart reste important. La prime de risque demandée par l'agrégateur est donc susceptible d'être plus importante que dans le cas d'un «  $M_0$  filière » dans le cas d'une filière caractérisée par un nombre conséquent d'installations avec des profils de production relativement homogènes (ce constat ne s'applique en particulier pas à la filière de la petite hydroélectricité).

### Risque de fluctuation de l'écart au $M_0$ sur la durée du contrat de soutien

En amont de sa décision d'investissement, le producteur doit estimer l'écart au  $M_0$  de son installation sur l'ensemble de la durée du contrat pour pouvoir anticiper les frais d'agrégation qui s'appliqueront lors des renouvellements successifs du contrat d'agrégation.

Dans le cas d'un  $M_0$  filière, le producteur (potentiellement avec l'appui d'un agrégateur) doit anticiper la valeur du profil de production de son installation compte tenu notamment des choix de développement retenus par rapport aux autres installations de sa filière, à la fois en matière de technologie et de localisation. Pour effectuer cette estimation, le porteur de projet doit ainsi anticiper au mieux :

- la corrélation de la production de son parc avec le reste du parc français et européen déjà installé et qui sera installé dans les années à venir : un parc dont le profil de production est décorrélé de celui du reste de la filière sera moins soumis au phénomène de cannibalisation que le reste de la filière. Cette estimation est plus aisée si les capacités installées de la filière sont déjà importantes, comme pour l'éolien à terre et le solaire photovoltaïque : le producteur a une bonne connaissance des caractéristiques du parc français lors de ses premières années de fonctionnement et la part de nouvelles installations croît progressivement, mais plus lentement que pour une filière naissante ;
- plus généralement, les besoins du système électrique sur la durée du contrat et la bonne adéquation, comparativement au reste de la filière, du profil de production de son installation par rapport à ces besoins. Par exemple, le producteur peut en théorie anticiper que la demande sera plus importante en hiver et développer un projet avec davantage de production lors de cette période ;
- le niveau des prix de gros, dans la mesure où le montant de l'écart au  $M_0$  en €/MWh dépend du niveau des prix de gros (l'écart au  $M_0$  s'exprime désormais souvent en % du  $M_0$  dans les contrats d'agrégation).

Compte tenu de l'horizon relativement lointain des contrats de soutien, ces estimations sont délicates.

Dans le cas d'un  $M_0$  non pondéré, le producteur devrait, de surcroît, anticiper l'écart entre le prix capté par des installations de sa filière et le prix moyen des marchés de gros.

Les filières comme l'éolien terrestre et le solaire photovoltaïque étant amenées à prendre une place plus importante dans les mix électriques français et européen seront, selon toute vraisemblance, touchées par un effet de « cannibalisation » des revenus perçus par les installations : lorsque la production d'un parc d'une de ces filières est importante, les prix seront généralement plus faibles que la moyenne du fait d'une forte production agrégée (dès lors que la filière en question représente une part importante du mix électrique français et européen et que le profil de production de l'ensemble de cette filière est relativement corrélé). Avec un  $M_0$  non pondéré, le producteur devrait faire une hypothèse sur toute la durée du contrat s'agissant de cet effet, à intégrer dans son plan d'affaires pour ajuster à la hausse le tarif demandé en conséquence.

Il convient de noter que la filière de l'éolien en mer devrait en théorie être moins touchée par le risque de cannibalisation que l'éolien à terre et le solaire photovoltaïque, du fait notamment d'un facteur de charge plus important.

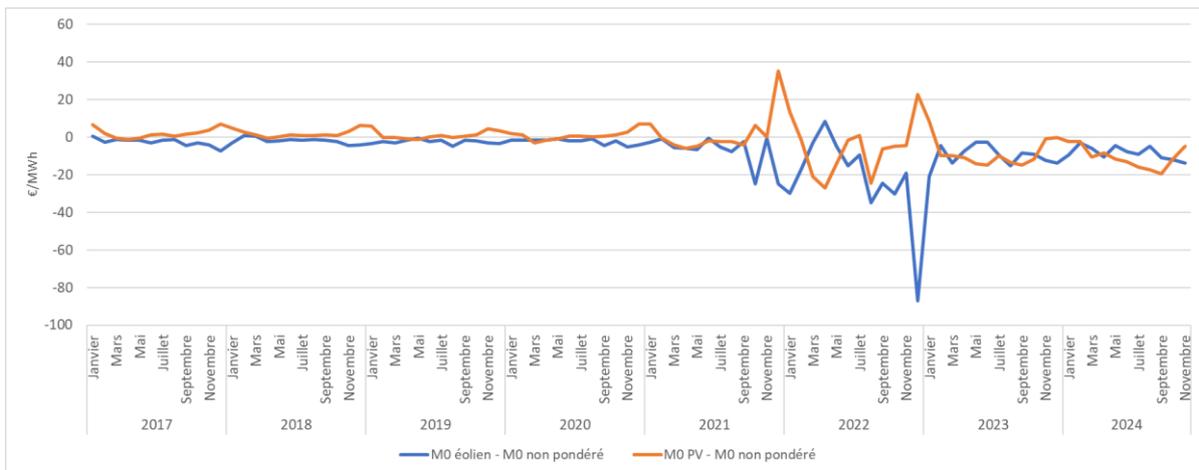
Pour les filières susceptibles d'être concernées par cet effet de cannibalisation, l'hypothèse sur son ampleur aurait une importance critique sur l'équilibre économique du projet et pourrait le mettre en difficulté si l'effet est plus important que prévu ou conduire à une rentabilité excessive du projet dans le cas inverse. Pourtant, l'ampleur de ce phénomène dépendra fortement du développement futur des filières en question en France et en Europe (selon les décisions des pouvoirs publics en la matière) et, en parallèle, du développement des moyens de flexibilité limitant son impact. **Ces deux aspects demeurent difficilement anticipables par un porteur de projet.**

Dans le cadre de la consultation de la CRE évoquée en partie 4.2, les réponses, notamment des agrégateurs confirment dans l'ensemble que le passage à un  $M_0$  non pondéré engendrerait des risques supplémentaires et serait de nature à augmenter les primes de risque appliquées par les agrégateurs, qui pourraient même ne plus être en mesure de remettre une offre au producteur pour porter ce risque. La CRE note néanmoins que, parmi les pays étudiés dans le benchmark (cf. partie 5.2), le  $M_0$  est non pondéré dans les dispositifs de soutien attribués au Danemark et aux Pays-Bas.

Analyse de la fluctuation de l'écart au  $M_0$  lors des années passées

Le graphique ci-dessous retrace l'écart entre le  $M_0$  mensuel pondéré par la production des filières du solaire photovoltaïque et de l'éolien à terre (définition retenue dans les contrats attribués) avec un  $M_0$  mensuel non pondéré sur la période 2017-2024.

**Figure 13 : Evolution mensuelle de l'écart au  $M_0$  en cas de passage à un  $M_0$  non pondéré**



Les écarts de revenus pour une installation liés au choix d'un  $M_0$  filière ou d'un  $M_0$  non pondéré étaient historiquement relativement modérés, et de second ordre par rapport aux revenus totaux d'une installation. En effet, entre janvier 2017 et juillet 2021, l'écart entre d'une part un  $M_0$  PV ou  $M_0$  éolien terrestre et d'autre part un  $M_0$  non pondéré oscille entre - 7,5 €/MWh et + 7,5 €/MWh (soit entre - 10% et + 10% des revenus par MWh pour une installation bénéficiant d'un tarif de 75 €/MWh)<sup>97</sup>.

En revanche, pendant la crise des prix de gros de l'énergie l'amplitude de ces variations a atteint des niveaux bien plus importants, avec des écarts du même ordre de grandeur que le tarif de référence dont bénéficient les installations : entre août 2021 et janvier 2023, ces écarts ont oscillé entre - 87 €/MWh et + 9 €/MWh pour l'éolien à terre et - 27 €/MWh et + 35 €/MWh pour le solaire photovoltaïque (soit entre - 116% et + 12% des revenus par MWh pour une installation éolienne et entre -36% et +47% pour une installation solaire photovoltaïque avec un tarif de référence de 75 €/MWh).

A partir de février 2023 et jusqu'en novembre 2024, l'écart est demeuré négatif et l'amplitude de la variation a diminué, tout en restant plus élevée qu'avant la crise : variations entre -3 €/MWh et - 15 €/MWh pour l'éolien à terre et entre 0 €/MWh et -19 €/MWh pour le solaire photovoltaïque. Tandis qu'historiquement, le prix capté par la filière photovoltaïque tendait à être supérieur au prix *baseload*, les effets de cannibalisation sont désormais suffisamment perceptibles pour que même un mois d'hiver, le prix moyen capté par la filière soit plus faible que le prix moyen spot, malgré une demande structurellement plus forte en journée.

**Tableau 10 : Impact de l'utilisation d'un  $M_0$  non pondéré par rapport à un  $M_0$  filière sur les revenus annuels de toutes les installations de la filière<sup>98</sup>**

	2020	2021	2022	2023	2024
Eolien terrestre	- 2,3 €/MWh	- 8,3 €/MWh	- 24,6 €/MWh	- 10,5 €/MWh	- 7,4 €/MWh
Solaire photovoltaïque	+ 0,3 €/MWh	- 2,1 €/MWh	- 9,3 €/MWh	- 11,1 €/MWh	-11,8 €/MWh

Ces écarts négatifs conséquents se seraient ajoutés aux écarts au  $M_0$  filière de chaque installation.

Certains producteurs, ayant des écarts au  $M_0$  filière négatifs, se sont trouvés dans des situations délicates lors de cette période de crise, du fait d'une hausse des frais d'agrégation. Avec un  $M_0$  non pondéré, la baisse supplémentaire des revenus en 2022 (estimée *a posteriori* à 24,6 €/MWh pour l'éolien à terre et 9,3 €/MWh pour le PV) aurait ainsi dégradé davantage la situation économique de ces parcs.

**Pour l'éolien terrestre, un  $M_0$  non pondéré aurait entraîné des conséquences très négatives lors de la crise des prix de gros de l'année 2022. Le constat est plus mitigé pour la filière du solaire photovoltaïque, mais la hausse de l'effet de cannibalisation depuis la crise rend difficilement envisageable le passage à un  $M_0$  non pondéré pour la filière solaire photovoltaïque.**

<sup>97</sup> Les écarts présentés se seraient appliqués de manière uniforme à l'ensemble des installations dans le cas d'un  $M_0$  non pondéré.

<sup>98</sup> Pour apprécier les impacts sur les revenus annuels d'un producteur d'un passage à un  $M_0$  non pondéré, il convient de tenir compte de la production mensuelle des installations (un écart négatif en été aura un impact plus important qu'un écart négatif en hiver s'agissant du solaire photovoltaïque par exemple). Le tableau détaille pour les cinq dernières années les variations de revenus annuels moyens lié aux écarts au  $M_0$  si l'on pondère les écarts mensuels entre le  $M_0$  non pondéré et le  $M_0$  filière par la production mensuelle de l'ensemble du parc sous complément de rémunération de chacune de ces deux filières.

#### 6.2.2.4. Comparaison des options de pondération du point de vue des pouvoirs publics

##### Impact des évolutions de la structure de prix sur le long terme

L'utilisation d'un  $M_0$  filière et non d'un  $M_0$  non pondéré transfère à l'Etat le risque de cannibalisation : en cas de diminution des revenus marchands des filières concernées, le montant des compléments de rémunération à verser par l'Etat (et donc les charges de service public de l'énergie) augmente dans le cas d'un  $M_0$  filière. L'utilisation d'un  $M_0$  filière fait ainsi peser un risque supplémentaire<sup>99</sup> sur le budget de l'Etat et détériore sa prévisibilité.

Il convient cependant de noter que dans le cas d'un  $M_0$  non pondéré, les producteurs prendraient des hypothèses relatives à la trajectoire de cannibalisation des revenus de leur filière, apprécieraient le risque associé et demanderaient un tarif de référence plus élevé en conséquence.

**L'ampleur du phénomène de cannibalisation dépendra du développement futur des filières en question en France et en Europe (selon les décisions des pouvoirs publics en la matière) et, en parallèle, du développement des moyens de flexibilité limitant son impact. Ces deux aspects demeurent difficilement anticipables avec précision par un porteur de projet.**

##### Cas des situations de très forte volatilité des prix de gros

Lors de la crise de 2022-2023, un  $M_0$  non pondéré pour les filières éoliennes à terre et photovoltaïque aurait conduit à des recettes plus élevées pour l'Etat sur la période de crise (compléments de rémunération davantage négatifs). Toutefois, cela aurait dégradé la situation économique de ces parcs, avec possiblement un effet sur leur production et donc *in fine* des recettes moindres pour l'Etat.

Pour les filières soumises à la cannibalisation, l'écart entre  $M_0$  filière et  $M_0$  non pondéré peut devenir très important lorsque les prix de gros sont très élevés. Si un  $M_0$  non pondéré était retenu pour ces filières, il pourrait être nécessaire, pour rendre le mécanisme de complément de rémunération plus résilient, de prévoir, dès l'attribution du contrat de complément de rémunération, un seuil d'écart entre le  $M_0$  non pondéré et le  $M_0$  filière au-delà duquel le producteur est compensé de cet écart. Cette compensation pourrait prendre la forme suivante dans le cas d'une fréquence de versement annuelle :

$$Compensation_{Etat \rightarrow Producteur} = MAX \left[ \sum_{i=1}^{12} E_i * (M_{0,non\ pondéré} - M_{0,filière} - Franchise[€/MWh]) ; 0 \right]$$

Avec une franchise définie comme une déviation au  $M_0$  maximale acceptable pour les porteurs de projets. A noter que cet écart entre  $M_0$  non pondéré et  $M_0$  filière s'ajoute à l'écart entre le prix capté du parc et le  $M_0$  filière.

Si une telle compensation était mise en place, il conviendrait d'introduire une disposition symétrique en cas de  $M_0$  filière plus élevé que le  $M_0$  non pondéré. Celle-ci prendrait la forme suivante :

$$Compensation_{Producteur \rightarrow Etat} = MIN \left[ \sum_{i=1}^{12} E_i * (M_{0,non\ pondéré} - M_{0,filière} + Franchise[€/MWh]) ; 0 \right]$$

<sup>99</sup> Les prévisions de charges de service public de l'énergie financées par le budget de l'Etat dépendent fortement des prévisions de la quantité d'électricité produite par les installations bénéficiant d'un contrat de complément de rémunération.

### Enjeux de comparabilité des filières bénéficiant d'un complément de rémunération

Dans le cas des appels d'offres technologiquement neutres, des projets de différentes filières sont mis en concurrence, notamment sur la base de propositions de tarifs de référence qui seront associés à des  $M_0$  filières différents. Pour un même niveau de tarif, le niveau de CSPE versé sera donc différent. Pour assurer une meilleure comparabilité de ces offres, il conviendrait en théorie d'adopter une formule de complément de rémunération unique correspondant à un  $M_0$  non pondéré. Cette évolution permettrait par ailleurs d'expérimenter sur des volumes attribués relativement faibles (500 MW/an), l'appréciation d'un  $M_0$  non pondéré par des producteurs PV et éolien à terre. La CRE a eu l'occasion de recommander cette évolution dans sa délibération du 27 juillet 2023 portant avis sur le cahier des charges modificatif de l'appel d'offres technologiquement neutre<sup>100</sup>.

### Recommandation n°2

**Pour la filière éolienne en mer**, la CRE recommande, depuis 2022, d'adopter un prix de référence marché  $M_0$  pondéré par la production de l'ensemble du parc éolien en mer français. Si un  $M_0$  pondéré à la maille du parc était conservé, il serait particulièrement important d'y adjoindre une prime annuelle de performance sur un modèle conforme à la recommandation n°1. La prime serait calculée sur la base d'un profil de référence de la production de la filière. Comme précisé *supra*, il serait a priori moins risqué de retenir une référence non pondérée pour l'éolien en mer qui est moins touché par le risque de cannibalisation que l'éolien à terre et le photovoltaïque du fait d'un facteur de charge plus important.

**Pour les filières de l'éolien à terre et du solaire photovoltaïque**, la CRE recommande :

- de **conserver un  $M_0$  pondéré par la production de la filière dans les appels d'offres et guichets ouverts spécifiques à ces filières**. Il semble pertinent de transférer à l'Etat le risque de cannibalisation des revenus de ces filières, sur lesquels le producteur n'a que peu la main. Par ailleurs cela améliore la robustesse du dispositif en période de forte volatilité des prix de gros très élevés ;
- d'**expérimenter un  $M_0$  non pondéré dans l'appel d'offres technologiquement neutre**, afin de permettre une meilleure comparabilité des offres et d'expérimenter, sur des volumes limités, la manière dont les producteurs apprécient le risque de cannibalisation et de faciliter le développement de projets couplés avec du stockage<sup>101</sup>.

**Pour les autres filières, la CRE recommande de conserver un  $M_0$  non pondéré. Le risque de cannibalisation des revenus est faible** : ces filières n'ont pas un poids suffisant pour exercer une influence notable sur le niveau des prix de gros. Par ailleurs, un  $M_0$  filière ne serait pas nécessairement représentatif de la production de chaque installation car celles-ci sont peu nombreuses et les profils de production plus disparates. Le  $M_0$  non pondéré semble ainsi être une option pertinente pour ces producteurs.

### Comparaison avec les PPA

Comme précisé *supra*, les PPA analysés par la CRE dans son observatoire dédié suivent quasiment un format de paiement selon la production (« *pay-as-produced* »). La cannibalisation va influencer le prix auquel ce type de PPA va pouvoir être négocié, dans la mesure où l'intérêt de l'acheteur à le signer diminue lorsque le prix capté par l'installation baisse. En revanche, une fois signés, les PPA « *pay-as-produced* » protègent le producteur du risque d'évolution de l'effet de cannibalisation.

<sup>100</sup> Délibération de la CRE n°2023-14 du 27 juillet 2023 portant avis sur un projet de modification du cahier des charges de l'appel d'offres portant sur la réalisation et l'exploitation d'installations de production d'électricité à partir d'énergie solaire photovoltaïque, hydroélectrique ou éolienne situées en métropole continentale, dit « appel d'offres technologiquement neutre ».

<sup>101</sup> Il pourrait être éventuellement envisagé de prévoir, au démarrage, un seuil symétrique donnant lieu à une compensation lorsque l'écart entre le  $M_0$  non pondéré et le  $M_0$  filière devient trop important.

### 6.2.3. Référence de prix de marché retenue

La référence de prix retenue pour le calcul du complément de rémunération va principalement avoir un impact sur la stratégie de commercialisation de l'électricité par le producteur : celui-ci va *a priori* chercher à répliquer au mieux cette référence, afin de limiter les risques d'écart.

#### 6.2.3.1. Dispositions en vigueur

Tous les contrats de complément de rémunération attribués, à l'exception des dispositifs de soutien à la filière de la cogénération à partir de gaz naturel<sup>102</sup> désormais abrogés, prévoient un prix de marché de référence ( $M_0$ ) correspondant à une moyenne, éventuellement pondérée (cf. partie 0), des prix positifs ou nuls pour livraison le lendemain (prix spot) constatés sur le marché français.

Afin de s'assurer un revenu stable et de limiter au maximum les écarts entre le prix moyen capté et le  $M_0$ , le producteur (ou, le cas échéant, l'agrégateur tiers chargé de la commercialisation de la production) a intérêt à répliquer au mieux le  $M_0$  tel que défini par le contrat de complément de rémunération. Comme le confirme la consultation de la filière menée par la CRE (cf. partie 4.2.2), la vente de la quasi-totalité de l'électricité produite par ces installations se fait ainsi sur le marché spot.

#### 6.2.3.2. Implications du développement des installations sous complément de rémunération sur la liquidité des marchés à terme et la prévisibilité des charges de service public de l'énergie

Dans le cadre de l'obligation d'achat, le principal acheteur obligé, EDF OA, commercialise actuellement plus de la moitié des volumes d'électricité de son périmètre de gestion à des prix à terme<sup>103</sup>, part dite « puissance quasi-certaine »<sup>104</sup>, sous la forme de produits calendaires, trimestriels et mensuels<sup>105</sup>. En particulier, les produits calendaires portant sur une année N sont vendus de manière continue pendant les deux années précédant la période de livraison (années N-2 et N-1).<sup>106</sup> L'énergie vendue sur les marchés à terme est actuellement calibrée pour qu'EDF OA soit vendeur d'électricité environ 90 % du temps sur le marché spot.

La commercialisation de l'électricité produite par les installations sous complément de rémunération est, elle, réalisée par les agrégateurs, très majoritairement sur le marché spot. Or, ces installations sont amenées à terme à représenter une part importante du mix électrique français en remplaçant progressivement des volumes soutenus sous le régime de l'obligation d'achat. La trajectoire prévue par le projet de PPE3 mis en consultation fin 2024 pourrait impliquer une production annuelle sous complément de rémunération de l'ordre de 190 TWh/an à horizon 2040, soit environ 35 % de l'électricité totale produite en France en 2024 (cf. partie 4.1.2 : estimation réalisée sur la base de l'avis du CGCSPE et, en particulier, de son avis sur le volet chiffrage du projet de PPE3 mis en consultation fin 2024). La prolongation des modalités actuelles de commercialisation de l'électricité produite par ces installations conduirait à une valorisation quasi-intégrale de ce volume sur le marché spot.

---

<sup>102</sup> Dans le cas de la cogénération au gaz naturel, la référence de prix de marché  $M_0$  utilisée pour un hiver contractuel correspond pour 20 % aux prix spot sur la période et pour 80 % à des produits à terme (M11, M12 et Q1) observés en amont de la période de livraison.

<sup>103</sup> Un prix à terme correspond au résultat d'une transaction relative à une livraison d'électricité ayant lieu avant la date de livraison. Il existe différentes maturités et différents types de produits à terme.

<sup>104</sup> Les modalités de valorisation de l'énergie sous obligation d'achat par EDF OA sont encadrées par la CRE, notamment par sa délibération n°2024-20 du 25 janvier 2024 portant décision sur la méthodologie d'évaluation des charges de service public de l'énergie en métropole continentale. Depuis 2014, la CRE distingue une part quasi-certaine de production, vendue à terme par EDF OA, et une part aléatoire, valorisée sur les marchés de court terme.

<sup>105</sup> Livraison d'un MWh réparti uniformément sur une année, un trimestre et un mois.

<sup>106</sup> La CRE a décidé le démarrage de la vente de produits calendaires à échéance N+3 à compter du second semestre 2025, pour livraison en 2028 (délibération de la CRE n°2024-224 du 12 décembre 2024 portant décision relative aux valeurs de la puissance équivalente quasi-certaine nécessaires pour le calcul du coût évité par l'électricité produite sous obligation d'achat en métropole continentale).

Dès aujourd'hui, le montant des charges de service public (CSPE) relatives aux contrats de complément de rémunération dépend entièrement de l'évolution des prix spot : cela expose fortement le budget de l'Etat aux évolutions des marchés de court terme et diminue la prévisibilité des CSPE. Dans une consultation publique lancée à l'automne 2024<sup>107</sup>, la CRE indiquait que l'écart entre la prévision initiale en année N-1 des CSPE associés au complément de rémunération et la mise à jour de la prévision en cours d'année N, toutes choses égales par ailleurs :

- était de 2,9 Mds€ au titre de 2022<sup>108</sup>. Cet écart aurait été de 2,1 Mds€ si 25 % de la production prévisionnelle soutenue avait fait l'objet d'une couverture à terme, et de 0,4 Md€ si cette part avait été portée à 75 % ;
- était de 4,2 Mds€ au titre de 2023<sup>109</sup>. Cet écart aurait été de 3,0 Mds€ si 25 % de la production prévisionnelle soutenue avait fait l'objet d'une couverture à terme, et de 0,6 Md€ si cette part avait été portée 75 %.

L'augmentation du volume des contrats de complément de rémunération renforcera cet effet. A titre d'illustration, la production annuelle sous complément de rémunération en 2028<sup>110</sup> est estimée à environ 50 TWh<sup>111</sup> (contre seulement 16 TWh en 2024). Une variation entre la prévision des prix spot et les prix spot réalisés de 1 €/MWh en moyenne sur cette année engendrera une variation des charges estimées au titre de 2028 d'environ 50 M€.

**La commercialisation de l'intégralité des volumes soutenus par un complément de rémunération sur le marché spot n'apparaît donc pas entièrement satisfaisante du point de vue 1) de la bonne gestion des finances publiques ainsi que 2) de la liquidité apportée sur les marchés à terme, notamment pour les consommateurs et les fournisseurs.**

Dans la suite de cette partie, la CRE analyse deux options permettant de réduire l'exposition du budget de l'Etat aux prix spot et de renforcer la liquidité des marchés de gros :

1. la mise en place de références de prix à terme dans la formule du complément de rémunération ;
2. la mise en place d'une stratégie de couverture à terme contre les variations des prix spot par une ou plusieurs entités pour le compte de l'Etat.

### **6.2.3.3. Option 1 : Introduction de références de prix de marché à terme dans la formule de calcul du complément de rémunération**

L'introduction de références de prix à terme dans le calcul du prix de marché de référence  $M_0$ , que les producteurs chercheraient a priori à répliquer, pourrait conduire à une mise en vente d'une partie des volumes de production sous complément de rémunération sur les marchés à terme.

Il s'agirait ainsi de définir le complément de rémunération de manière similaire à la définition retenue dans le cadre des contrats de complément de rémunération attribués dans le passé à la filière de la cogénération à partir de gaz naturel :

$$CR = E * (T - M_{0,SPOT/futurs})$$

Avec :

- E la production effective de l'installation ;
- $M_{0,SPOT/futurs}$  un prix de marché de référence pour une période de livraison spécifique, défini comme une moyenne de prix à terme pour la période de livraison observés en amont de celle-ci et éventuellement de prix spot.

<sup>107</sup> Consultation publique du 16 octobre 2024 relative à la valorisation à terme de l'électricité produite par les installations soutenues via les régimes de l'obligation d'achat et du complément de rémunération en métropole continentale.

<sup>108</sup> Année pour laquelle les prix spot se sont révélés plus élevés que les prix à terme.

<sup>109</sup> Année pour laquelle les prix spot se sont révélés plus faibles que les prix à terme.

<sup>110</sup> La production de 2028 doit déjà commencer à être couverte en 2026 en cas de lissage sur deux ans.

<sup>111</sup> Chiffre basé sur l'estimation réalisée dans le cadre de l'avis du CGSPE sur le volet budgétaire du projet de PPE3 mis en consultation fin 2024 (cf. partie 4.1.).

### Implications sur le risque porté par le producteur

Afin de réduire les variations de prévisions de CSPE d'une année sur l'autre et d'améliorer la prévisibilité du budget de l'Etat, il serait nécessaire de retenir, pour le calcul de  $M_0$  des références de prix observables à un horizon supérieur à un an avant la période de la livraison (évaluation à un rythme annuel des CSPE par la CRE). Par ailleurs, les produits utilisés comme référence doivent être suffisamment liquides pour que leur prix soit représentatif et répliquable par le producteur. En particulier, le produit calendaire base pour livraison uniforme sur une année pourrait être considéré :

- il n'existe pas de référence de prix mensuelle suffisamment liquide à un horizon supérieur à un an : l'utilisation d'une référence de prix annuelle (voire trimestrielle - les produits trimestriels ayant une liquidité suffisante à horizon 1 an) plutôt que mensuelle dans le calcul du  $M_0$  engendre cependant un risque d'écart à cette référence accru pour le producteur ;
- il n'existe actuellement pas de produit à terme liquide portant sur un profil type des différentes filières sous complément de rémunération : l'utilisation d'un prix « *baseload* » fait nécessairement porter au producteur le risque de cannibalisation des revenus de la filière.

**L'intégration de cette référence de prix dans le calcul de tout ou partie du  $M_0$  reviendrait alors à le calculer à partir d'un prix moyen annuel (voire trimestriel) non pondéré impliquant ainsi les risques associés à cela qui sont développés dans les parties 0 et 0.**

Par ailleurs, si le  $M_0$  se fondait, par exemple, intégralement sur la moyenne des prix constatés en année N-1 du produit calendaire *baseload* pour livraison en année N, l'agrégateur devrait parvenir à vendre uniformément pendant l'année N-1 le volume total d'électricité *in fine* produit, pour répliquer au mieux le  $M_0$ . Pour cela, il devrait anticiper la quantité totale d'électricité produite par l'installation sur l'année suivante. En pratique, une telle anticipation, même quelques mois avant le début de la période de livraison, serait délicate à réaliser, en particulier pour les filières dont la production dépend des conditions météorologiques, même si les agrégateurs peuvent bénéficier d'effets de foisonnement.

**L'intégration d'une part de prix à terme dans le calcul du  $M_0$  engendre donc un risque supplémentaire de répliquabilité de la référence pour l'agrégateur, lié à la difficulté de prévoir la production des installations d'une année sur l'autre et d'adapter la stratégie de vente à cette prévision.**

Les réponses obtenues lors de la consultation menée par la CRE fin 2022 (cf. partie 4.2) et en particulier celles des agrégateurs confirment que cette évolution engendrerait un risque supplémentaire considérable, notamment lié à la nature des produits standards échangés sur les marchés à terme qui ne correspondent pas à un profil renouvelable et de l'horizon de prévisibilité des énergies renouvelables. La CRE note par ailleurs que, parmi les pays étudiés dans le benchmark (cf. partie 5.2), aucun ne retient de prix à terme dans sa définition du prix de marché  $M_0$  pour les contrats de soutien aux énergies renouvelables.

Les réponses obtenues à la consultation publique menée par la CRE fin 2024<sup>112</sup> font état des mêmes inquiétudes vis-à-vis de l'introduction de références de prix à terme dans le complément de rémunération. Elles pointent également la difficulté d'agrégateurs – notamment de taille réduite – à répliquer des références de prix à terme (notamment s'il s'agit d'un lissage des cotations sur une période longue), et le transfert du risque de cannibalisation (l'agrégateur devant gérer les écarts entre la référence à terme calendaire *baseload* et la production des centrales de son portefeuille), ce qui se répercuterait ensuite par des tarifs de référence plus élevés.

---

<sup>112</sup> Consultation publique sur la valorisation à terme de l'électricité produite par les installations de production renouvelable soutenues par l'Etat.

### Implications sur les incitations pour le producteur

L'option de l'intégration de références de prix à terme dans la formule du complément de rémunération comporterait également des implications sur la gestion opérationnelle des installations. En effet, dans cette hypothèse, le niveau du complément de rémunération associé à la production pourrait être anticipé par le producteur en amont de la période de production avec un indice de confiance raisonnable<sup>113</sup>. Cela lui laisserait la possibilité de choisir délibérément de ne pas produire, dès lors que les volumes vendus à terme peuvent être rachetés à un prix de court terme inférieur à leur valorisation initiale, en particulier si l'écart dépasse le tarif de référence.

L'exemple suivant illustre cet arbitrage possible pour une installation donnée dont la production annuelle théorique est de 1 MWh et un tarif de référence  $T = 90 \text{ €/MWh}$ , avec les hypothèses suivantes :

- les coûts de production sont indépendants de la décision de s'arrêter ou non (coût marginal nul) ;
- le prix de référence marché  $M_0$  est défini à partir de la moyenne des cotations du produit calendaire base pour l'année N observé en année N-1 ;
- en année N-1, les cotations du produit calendaire base pour l'année N sont élevées (200 €/MWh en moyenne sur l'année). Le producteur vend 1 MWh de produit calendaire à 200 €/MWh ;
- les prix spot sur l'année sont en moyenne de 50 €/MWh). Dans cet exemple simplifié, les éventuels écarts entre le profil de production effectif et le profil des produits vendus à terme ne sont pas considérés.

**Cas 1 : le producteur ne coupe pas son installation pendant la période considérée.** Il perçoit alors un revenu total de 90 € correspondant au tarif de soutien (le producteur perçoit des revenus marchands de 200 € et le complément de rémunération donne lieu à un flux financier du producteur vers l'Etat de 110 €).

**Cas 2 : le producteur décide délibérément de ne pas produire et rachète au spot la production vendue à terme.** Il perçoit un revenu total de 150 € (200 € lié à la vente à terme diminué de 50 € lié au rachat au spot).

Dès lors que le tarif de référence du complément de rémunération est inférieur à l'écart entre les prix à terme et les prix de court terme ( $90 < 150 \text{ €/MWh}$  dans cet exemple), le producteur a un intérêt économique à ne pas produire pendant la période. Cette décision serait sous-optimale du point de vue du système électrique dans la mesure où une installation aux coûts marginaux nuls ne produit pas alors que les prix spot de l'électricité sont positifs (en moyenne à 50 €/MWh dans cet exemple). Cela représenterait également un manque à gagner pour le budget de l'Etat qui ne bénéficierait pas des recettes liées aux ventes à terme à des prix élevés (terme E nul)<sup>114</sup>.

**Ainsi, si la mise en place de références de prix à terme dans les contrats de complément de rémunération permettrait en théorie d'augmenter la liquidité des marchés à terme et de réduire l'exposition du budget de l'Etat aux évolutions des prix spot, elle conduirait également au portage d'un risque conséquent pour le producteur, pouvant renchérir considérablement le niveau du soutien demandé à l'Etat, et à d'éventuelles incitations contraires au fonctionnement optimal du système électrique en cas de très forte volatilité entre les prix à terme et les prix spot.**

**Cette solution impliquerait surtout pour l'Etat de prescrire la stratégie de ventes à terme à répliquer sur l'ensemble de la durée du contrat de soutien (nature des produits vendus et temporalité des ventes) : une modification en cours de contrat serait délicate, impliquant une flexibilité limitée. Par ailleurs, elle ne serait pas applicable pour le stock de contrats déjà engagés à fin 2024, qui représentera à terme une production allant jusqu'à 50 TWh/an (sauf modification substantielle des conditions contractuelles).**

---

<sup>113</sup> Une possibilité d'arbitrage similaire existe déjà dans le cas d'un  $M_0$  déterminé à partir des prix spot, car le producteur peut encore modifier sa production avant la livraison et racheter l'électricité vendue sur les marchés infra-journaliers. La capacité du producteur à modifier son programme de production à cette échéance est néanmoins plus limitée.

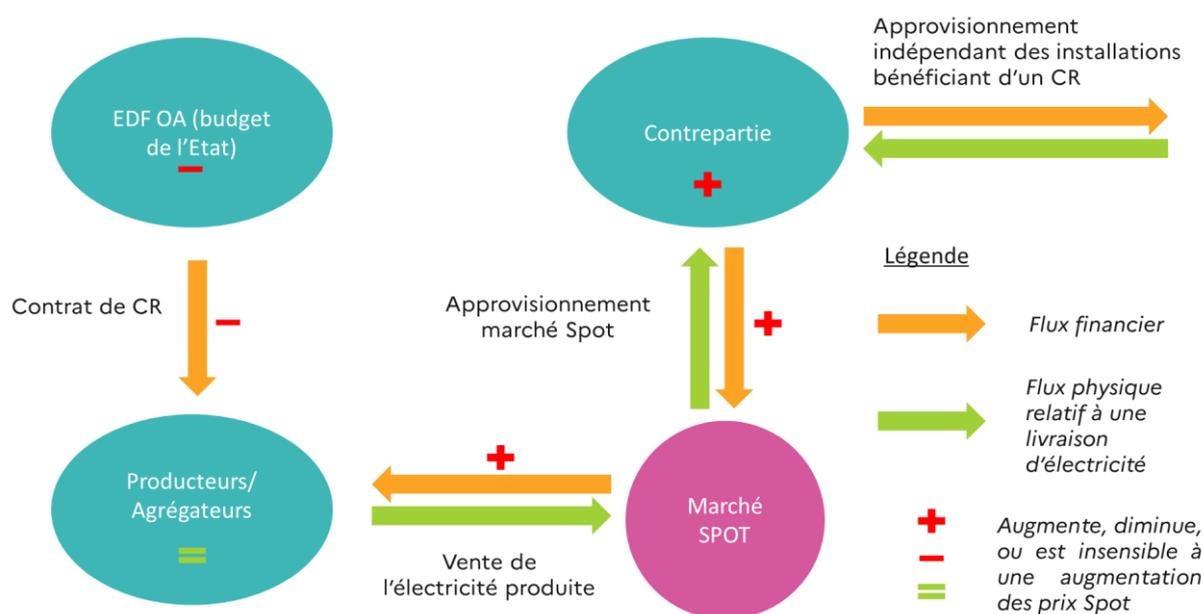
<sup>114</sup> Inversement, en cas d'augmentation du prix spot par rapport aux prix à terme, le producteur serait incité à augmenter la disponibilité de son parc ce qui est utile pour le système électrique.

#### 6.2.3.4. Option 2 : mise en place d'une stratégie de couverture centralisée des volumes sous complément de rémunération, sans modification des formules du complément de rémunération

La mise en place d'une stratégie centralisée de couverture à terme contre les variations des prix spot, mise en œuvre par une ou plusieurs entités agissant pour le compte de l'Etat, pourrait constituer une réponse aux différentes problématiques évoquées dans la partie précédente.

Dans le cadre du dispositif actuel, EDF OA est l'unique cocontractant des contrats de complément de rémunération : son rôle se limite à la bonne exécution des flux financiers prévus par ces contrats, mission pour laquelle il est compensé via les CSPE. En cas de diminution des prix spot, les flux financiers vers les producteurs et le montant de la compensation de l'Etat augmente et inversement, comme le montre la représentation schématique suivante :

Figure 14 : Flux physiques et financiers dans le schéma de complément de rémunération actuel

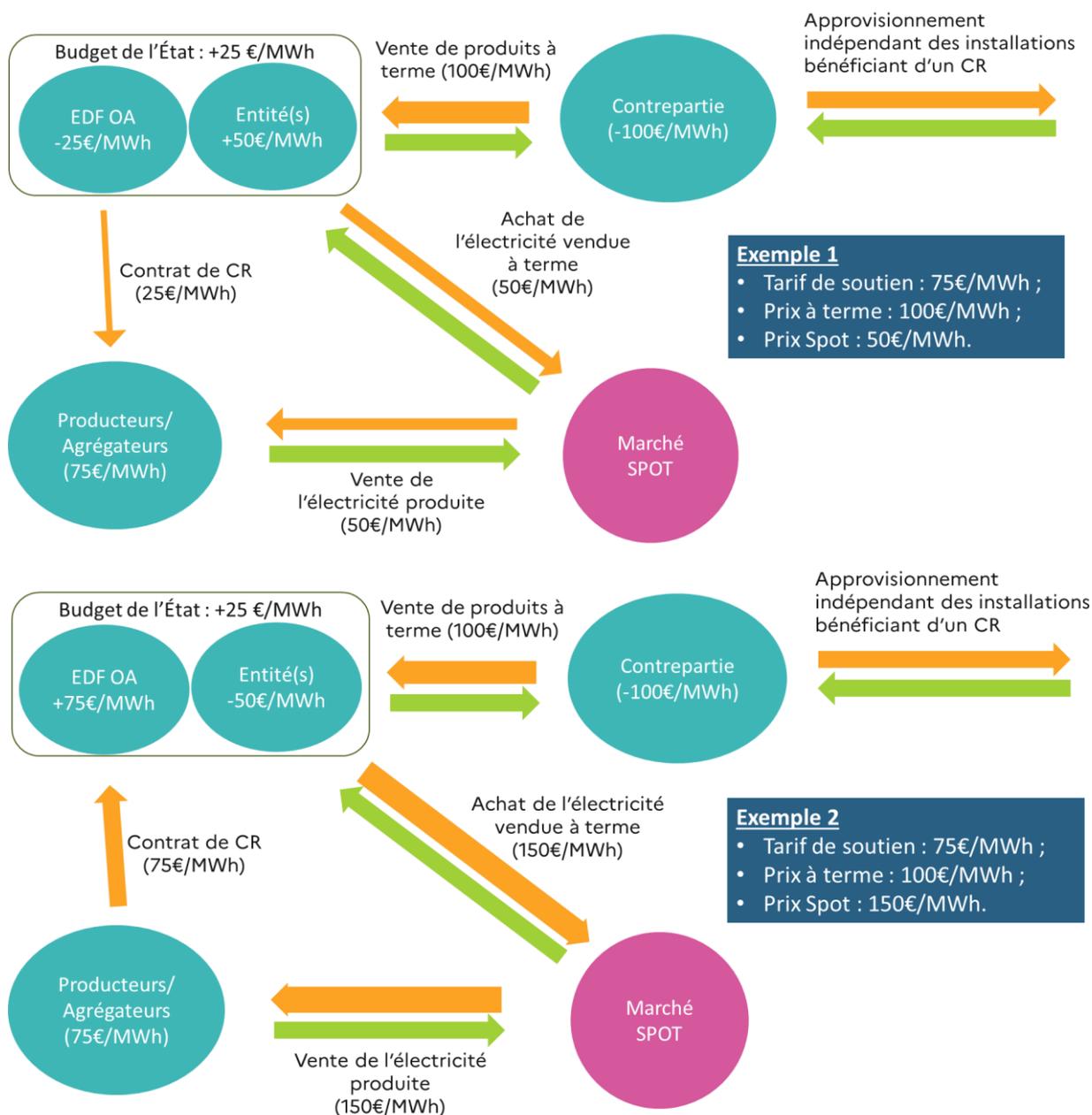


Au-delà du rôle de cocontractant d'EDF OA, une ou plusieurs entités agissant pour le compte de l'Etat pourraient exécuter une stratégie de couverture à terme des volumes sous complément de rémunération pour réduire l'exposition du budget de l'Etat aux évolutions des marchés de court terme. L'exercice de cette mission donnerait elle aussi lieu à une compensation de la part de l'Etat.

Cette stratégie de couverture pourrait être réalisée par le biais de transactions de produits physiques ou financiers : au premier ordre les deux options aboutiraient à un résultat relativement similaire.

- **Produit physique :** la ou les entités désignées vendent à terme des volumes d'énergie dont elles ne disposent pas physiquement, avec pour objectif de racheter l'intégralité des volumes vendus sur le marché spot, afin de disposer *in fine* d'un périmètre à l'équilibre. Les produits à terme pourraient notamment être vendus par le biais d'enchères spécifiques (aucun volume physique n'est échangé aujourd'hui sur une plateforme de marché organisée), telles que celles organisées par EDF OA actuellement dans le cas de la valorisation de l'énergie sous obligation d'achat. S'agissant des achats au spot, des volumes suffisants devraient a priori être disponibles sur le marché, dans la mesure où la production des installations sous complément de rémunération est valorisée principalement sur ce marché par les agrégateurs. Ce schéma fait toutefois porter à la ou les entités désignées (et *in fine* à l'Etat) le risque de ne pas pouvoir racheter l'électricité vendue sur le marché spot en situation de fortes tensions du système électrique.

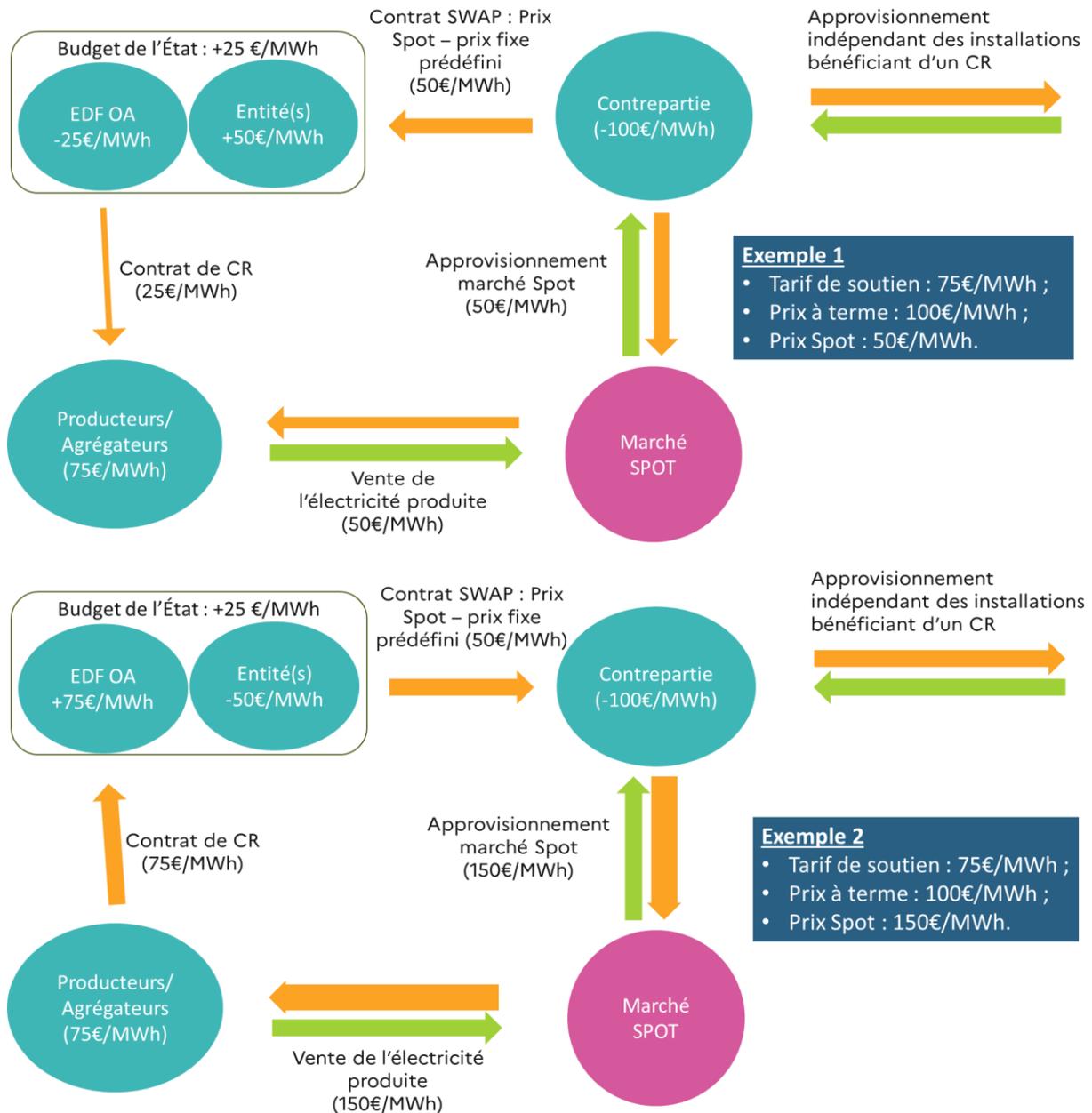
Figure 15 : Figure récapitulative des flux physiques et financiers dans le cas d'une couverture physique du complément de rémunération en cas de baisse puis de hausse des prix spot par rapport aux prix à terme



- **Produits financiers :** la vente de produits financiers correspond à la différence entre un prix à terme et les prix spot moyens réalisés *in fine* sur la période concernée (contrats à terme à livraison financière – « Futures » ou « Swap »). Les produits financiers correspondent aux produits standards échangés sur la bourse EEX et plus généralement à la majorité des volumes échangés à terme sur le marché français<sup>115</sup>. Une ou plusieurs entités agissant pour le compte de l'Etat seraient chargées de vendre ces produits sur le marché pour le compte de l'Etat.

<sup>115</sup> Cf. partie 3. du rapport de surveillance et le fonctionnement des marchés de gros de l'électricité et du gaz naturel en 2023 de la CRE.

Figure 16 : Figure récapitulative des flux physiques et financiers dans le cas d'une couverture financière du complément de rémunération en cas de baisse puis de hausse des prix spot par rapport aux prix à terme



En théorie, les deux options (valorisation de produits physiques ou financiers) aboutiraient à un résultat relativement similaire s'agissant de la couverture du budget de l'Etat face aux évolutions des prix spot :

- en cas de baisse des prix spot, devenant notamment inférieurs aux prix à terme sur la même période, les montants à verser par EDF OA au titre du complément de rémunération augmentent par rapport à la prévision ; la hausse associée des CSPE est toutefois compensée pour tout ou partie par un gain financier lié à la stratégie de couverture (rachat sur le marché spot à des prix plus faibles que le prix des ventes à terme initiales ou gains financiers liés au Swap) ;

- en cas d'augmentation des prix spot, devenant notamment supérieurs aux prix à terme, la stratégie de couverture engendre une perte financière, mais les sommes à verser au titre du complément de rémunération diminuent ; les deux effets se compensent tout comme dans le cas d'une baisse des prix spot.

Par ailleurs, au-delà, d'une plus grande prévisibilité du budget de l'Etat, une telle stratégie de couverture permet de proposer à la vente des volumes plus importants sur les marchés à terme.

La stratégie de couverture centralisée selon l'option 2 nécessiterait de définir le type de produit utilisé comme référence dans le cadre de la compensation et le dimensionnement des volumes, tout comme dans le cadre de la stratégie de couverture mise en place pour les volumes sous obligation d'achat. Cette stratégie pourrait être mise à jour sur une base régulière et s'appliquer à l'ensemble des volumes sous complément de rémunération alors que dans l'option 1, la stratégie de couverture doit être déterminée au moment de l'attribution du contrat et ne peut plus être modifiée ensuite (par ailleurs l'option 1 ne peut pas s'appliquer aux contrats déjà engagés).

**Recommandation n°3 – Pour toutes les filières**, la CRE recommande de conserver un prix de référence marché  $M_0$  calculé intégralement comme une moyenne de prix spot, mais de mettre en place une stratégie de couverture par l'Etat des volumes soutenus pour les contrats de complément de rémunération déjà engagés ainsi que pour les futurs contrats (option 2).

Elle privilégie ainsi l'option 1 par rapport à l'option 2, toutes deux décrites ci-dessus, pour les raisons suivantes :

- la diminution de l'exposition du budget de l'Etat au prix spot et l'augmentation de la liquidité sur les marchés à terme sont similaires dans les deux options ; la couverture centralisée laisse néanmoins davantage de flexibilité pour modifier la stratégie de couverture (volumes et produits vendus) en cours de contrat, permet de bénéficier d'un meilleur foisonnement des profils de production (réduisant le coût global de la couverture) et est la seule option envisageable pour les volumes sous complément de rémunération déjà contractualisés ;
- une stratégie de couverture centralisée (option 2) permet de décorrélérer la couverture de la gestion opérationnelle de l'actif effectuée par le producteur : aucune incitation potentiellement négative du point de vue du bon fonctionnement du système électrique n'est donc possible.

Dans sa consultation susmentionnée lancée à l'automne 2024, la CRE a interrogé les parties prenantes à ce sujet : la quasi-totalité des acteurs ayant répondu privilégiait également la seconde option,

Il convient de noter qu'en conservant un  $M_0$  calculé sur la base d'un prix moyen pondéré par la production pour les filières du solaire photovoltaïque et de l'éolien à terre (cf. partie 0), l'option 2 avec une stratégie de vente des produits actuellement échangés sur les marchés à terme ne réduit pas l'exposition du budget de l'Etat au risque de cannibalisation des revenus de ces filières. En effet, il n'existe actuellement pas de produit à terme liquide portant sur un profil type de ces filières.

**La CRE poursuit ainsi actuellement les échanges avec (i) les pouvoirs publics pour adapter le cadre juridique applicable et (ii) avec les acteurs de marché afin de préciser les modalités optimales de mise en œuvre, avec un objectif de démarrage des ventes en 2026 en cas de décision favorable des pouvoirs publics.**

### **Comparaison avec les PPA**

Comme précisé *supra*, les PPA analysés par la CRE dans son observatoire dédié suivent quasi-uniquement un format de paiement selon la production (« *pay-as-produced* »). Dans ce schéma, le producteur n'est pas soumis à un risque d'évolution entre les prix à terme et les prix spot et n'est jamais incité à réduire sa production (hormis lorsque les prix spot sont négatifs si le PPA intègre une clause explicite couvrant ce cas), puisque sa rémunération est fixe par unité d'énergie produite.

### 6.3. Traitement des prix de gros négatifs

Il est sous-optimal du point de vue du système électrique qu'une installation produise lors des heures pendant lesquelles le prix spot de l'électricité est inférieur à son coût marginal de court terme<sup>116</sup> : une autre installation aurait pu être mobilisée pour un coût moindre afin de répondre à la même demande<sup>117</sup>.

Pour certaines heures, il est possible que les prix spot deviennent négatifs lorsque certains producteurs préfèrent payer pour écouler leur production plutôt que d'arrêter leur centrale. En effet l'arrêt de certains moyens de production pour quelques heures étant onéreux du fait de leurs contraintes techniques ou économiques (coûts de redémarrage, seuil technique de puissance minimum à respecter, durée minimale incompressible d'arrêt...), le producteur limite alors ses coûts en choisissant de produire à perte pendant quelques heures plutôt que d'arrêter son moyen de production et de subir des pertes supérieures.

S'agissant des filières de l'éolien, du solaire photovoltaïque et de l'hydraulique au fil de l'eau, les coûts sont relativement indépendants de la quantité produite et la décision d'arrêter la production lors d'une heure donnée n'a a priori pas ou peu d'influence sur la capacité de production future<sup>118</sup> : le coût marginal de court terme est ainsi proche de 0 €/MWh. Une fois les parcs de ces filières en service, il est optimal du point de vue du système électrique de maximiser leur production lorsque les prix spot sont positifs et de les arrêter lorsque les prix sont négatifs.

Le passage de l'obligation d'achat au complément de rémunération a permis la mise en place d'incitations fortes à l'arrêt des installations soutenues lors des heures pendant lesquelles le prix spot de l'électricité devient négatif.

#### 6.3.1. Dispositions en vigueur

##### 6.3.1.1. Versement du complément de rémunération

L'ensemble des contrats de complément de rémunération attribués prévoient une définition de l'énergie produite E (prise en compte dans le calcul de la prime à l'énergie du complément de rémunération) fondée sur le volume total d'électricité produit par l'installation lors des heures pendant lesquelles le prix spot est positif ou nul.

Ainsi, en cas de production pendant les heures de prix spot négatifs, le producteur perçoit un revenu négatif lié à la valorisation de l'électricité produite sur le marché mais ne perçoit pas de complément de rémunération. Dans la mesure où les coûts liés à l'arrêt de l'installation peuvent être considérés comme proches de zéro pour un grand nombre d'installations soutenues, le producteur est incité à arrêter la production de son installation pour éviter de générer un revenu total négatif.

##### 6.3.1.2. Définition de la prime pour prix négatifs

Dans la mesure où le complément de rémunération n'est versé que lors des heures pendant lesquelles les prix spot sont positifs, la quantité d'électricité produite pendant les heures de prix de marché positifs pendant toute la durée du contrat de soutien doit être estimée au stade de la participation à l'appel d'offres puis au stade du bouclage financier du projet. Or, il existe une forte incertitude sur les occurrences de prix spot négatifs sur la durée du contrat, ainsi que sur le potentiel de production du parc qui serait perdu lors de ces heures.

L'Etat a fait le choix de prendre en partie à sa charge en partie ce risque d'occurrence de prix négatifs, en mettant en place une prime annuelle versée aux producteurs à partir d'un certain seuil d'occurrences de prix spot négatifs (« franchise »). Cette prime est calculée comme suit :

$$Prime = P_{max} * n_{prix\ négatifs} * fc * T$$

<sup>116</sup> Ce coût peut correspondre à i) un coût technique lié à l'accroissement de la production (par exemple le coût du combustible nécessaire à la production) ou ii) un coût d'opportunité lié aux implications de la décision de production sur la production future.

<sup>117</sup> Le prix de marché de l'électricité reflète en effet en théorie le coût auquel un moyen de production supplémentaire peut être mobilisé ou peut s'éteindre pour une heure donnée.

<sup>118</sup> Il est possible que des arrêts/reprises fréquents de la production de ces parcs puisse accélérer leur usure. Cet effet n'a pas encore été démontré à ce stade.

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. Seules les heures situées entre 08h00 et 20h00 sont comptabilisées pour la filière solaire photovoltaïque (cette plage correspond approximativement aux heures où ces installations sont susceptibles de produire) ;
- $fc$  un facteur de charge représentatif de la filière à laquelle appartient l'installation pendant les heures de prix négatifs concernées par la prime.

La prime pour prix négatifs correspond ainsi à une rémunération au niveau du tarif de référence d'une approximation normative du potentiel de production lors d'une heure de prix négatifs. Cette formule prévoit cependant une franchise d'heures de prix négatifs qui ne font pas l'objet d'une compensation. Au premier ordre et à l'exception de cette franchise, il est ainsi possible de considérer qu'un complément de rémunération permet de rémunérer l'ensemble du potentiel de production de l'installation au niveau du tarif de référence<sup>119</sup>.

**La condition de non-production pour le versement de la prime pour prix négatifs constitue une seconde incitation pour le producteur à arrêter la production de son installation lors des heures de prix négatifs.**

Le détail des paramètres retenus pour les contrats de complément de rémunération attribués (facteur de charge normatif et franchise d'heures de prix négatifs) est résumé par filière dans le tableau ci-dessous.

**Tableau 11 : Calibrage de la prime de prix négatifs pour les différents contrats de complément de rémunération attribués**

	Facteur de charge normatif	Franchise
Eolien à terre	Entre 23 % et 35 % <sup>120</sup>	20 heures
Solaire	50 %	15 heures
Eolien en mer	Entre 70 % et 100 % <sup>121</sup>	40 heures
Hydroélectricité	Entre 40 % et 60 % <sup>122</sup>	70 heures
Biomasse/Biogaz	100 %	70 heures
Géothermie	100 %	80 heures
Cogénération au gaz naturel <sup>123</sup>	100 %	70 heures

<sup>119</sup> La rémunération de la production dépend aussi du niveau des frais d'agrégation qui sont négligés ici.

<sup>120</sup> Le paramètre de 23 % concerne les installations bénéficiant de l'arrêté du 13 décembre 2016 (« E16 »). Tous les autres contrats de soutien (contrats E17 et contrats octroyés dans le cadre d'appels d'offres) prévoient un facteur de charge de 35 %.

<sup>121</sup> Le cahier des charges de l'appel d'offres dit « AO3 Dunkerque » prévoit un facteur de charge de 100 %, tandis les appels d'offres postérieurs prévoient un facteur de charge de 70 %.

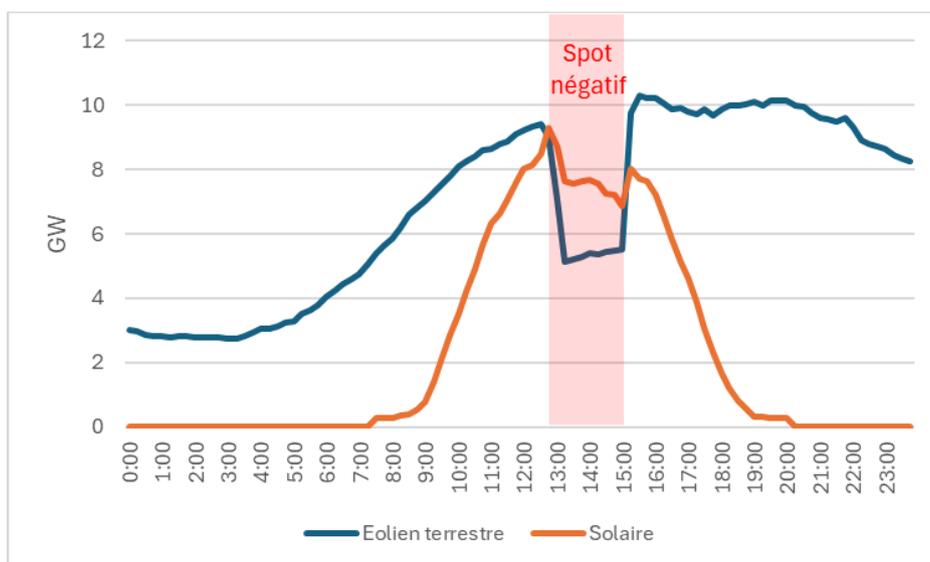
<sup>122</sup> Facteur de 40% dans le cahier des charges de l'appel d'offres dit PPE2 dont la première période s'est tenue en 2023. Les autres soutiens attribués prévoient un facteur de 60%.

<sup>123</sup> A noter que le décompte des heures de prix négatifs est réalisé uniquement pendant l'« hiver contractuel », correspondant à la période entre le 30 septembre et le 30 avril.

### 6.3.1.3. Illustration de l'adaptation actuelle des productions éolienne à terre et solaire photovoltaïque sur un épisode de prix négatifs

Le graphique ci-dessous représente la production agrégée française des filières de l'éolien à terre et du solaire photovoltaïque lors de la journée du 20 octobre 2024, marquée par deux heures de prix spot négatifs.

**Figure 17 : Production française agrégée lors de la journée du 20 octobre 2024 (installations sous complément de rémunération, sous obligation d'achat et non soutenues)**



**Tableau 12 : Prix horaires sur le marché spot entre 11h et 17h lors de la journée du 20 octobre 2024**

Tranche horaire	11h-12h	12h-13h	13h-14h	14h-15h	15h-16h	16h-17h
Prix spot (€/MWh)	0,08	0,00	-0,98	-2,01	0,00	0,03

Lors de la journée du 20 octobre 2024, les prix spot étaient strictement négatifs de 13h00 à 15h00. Les installations bénéficiant d'un complément de rémunération avaient ainsi une forte incitation à arrêter leur production sur cette période. Il convient de noter que ces installations représentent une part minoritaire de la production totale actuelle des filières de l'éolien à terre et du solaire photovoltaïque, composées majoritairement d'installations sous obligation d'achat (cf. partie 4.1).

On constate sur cette journée une baisse de la puissance moyenne des productions éolienne à terre et photovoltaïque de respectivement 3,9 GW et 1,7 GW entre la tranche horaire 12h30 - 12h45 et la tranche horaire 13h00 - 13h15. Cette puissance plus faible s'est maintenue jusqu'à 15h00, avant d'augmenter à nouveau de respectivement 4,8 GW et 0,9 GW entre la tranche horaire 14h45 - 15h00 et la tranche horaire 15h15 - 15h30.

Cette baisse de production s'explique principalement par la bonne réactivité des parcs éoliens à terre et solaires photovoltaïques sous complément de rémunération, qui s'est notamment améliorée entre 2023 et 2024, comme le montre le tableau ci-dessous.

**Tableau 13 : Proportion moyenne de la puissance installée des installations en CR qui s'éteint entièrement en cas de prix négatifs<sup>124</sup>**

Filière	2024	Puissance installée en CR en 2024 (MW)	Comparatif 2023
Eolien à terre	89 %	6 308	77 %
Solaire photovoltaïque	83 %	4 687	64 %
Hydraulique	48 %	49	48 %

Les chiffres présentés correspondent à la puissance moyenne des arrêts complets pour chaque heure de prix spot négatifs : une production lors d'une heure à prix négatif, même minime, implique que l'installation n'est pas comptabilisée comme complètement arrêtée lors de cette heure. La proportion d'installations qui n'arrête jamais sa production<sup>125</sup> lors des heures à prix négatif est très faible pour l'éolien (<1 %) et légèrement plus élevée pour le solaire photovoltaïque (de l'ordre de 8 %).

Il convient cependant de noter que la part de petites installations hydrauliques sous complément de rémunération qui arrête sa production en période de prix négatif est sensiblement plus faible et ne s'est pas améliorée entre 2023 et 2024.

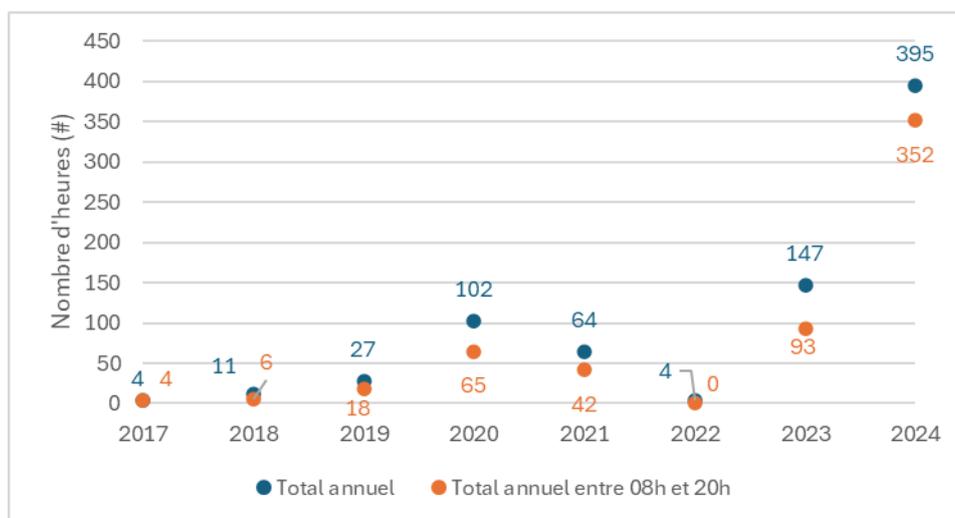
#### 6.3.1.4. Ampleur du phénomène de prix négatifs et versements de la prime pour prix négatifs

Le graphique ci-dessous représente le nombre d'occurrences de prix spots négatifs par an depuis 2017. Ce nombre a largement augmenté depuis deux ans : 147 heures en 2023, soit 1,7 % des heures de l'année, et 395 heures en 2024, soit 4,5 % des heures de l'année.

<sup>124</sup> Statistique calculée à partir du nombre d'heures de prix négatif utilisé pour la facturation de la prime de prix négatif.

<sup>125</sup> Sont considérées les installations pour lesquelles les occurrences d'arrêt sont inférieures à 10% des heures de prix négatif.

Figure 18 : Nombre annuel d'heures de prix spot négatifs



S'agissant des filières de l'éolien à terre et du solaire photovoltaïque, représentant actuellement les volumes de production sous complément de rémunération les plus importants, les franchises d'heures non compensées **Erreur ! Source du renvoi introuvable.** ont été dépassées pour la première fois en 2019 puis largement lors des années suivantes (exception faite de 2022), engendrant ainsi le versement de la prime de prix négatifs prévue dans les contrats de soutien pour les installations qui n'ont pas produit lors de ces heures.

Les montants de primes pour prix négatifs versés s'élèvent au total à 13,4 M€ au titre de l'année 2023.

### 6.3.2. Propositions d'évolutions de la compensation de la production en heures de prix négatifs

Le 26 novembre 2024, la CRE a publié une analyse sur le phénomène de prix de l'électricité négatifs et des recommandations relatives aux dispositifs de soutien aux énergies renouvelables<sup>126</sup>. Le présent rapport complète cette analyse sur certains points et évoque brièvement les recommandations déjà explicitées dans ce document.

#### 6.3.2.1. Seuil de prix spot pour le versement du complément de rémunération

Le seuil de prix spot (« seuil d'arrêt ») en deçà duquel le complément de rémunération n'est pas versé est fixé à 0 €/MWh pour l'ensemble des contrats de complément de rémunération.

**Ce seuil paraît cohérent pour les parcs éoliens à terre, en mer, photovoltaïques et hydrauliques au fil de l'eau dont les coûts de production marginaux de court terme sont proches de zéro.**

Néanmoins, ce seuil de 0 €/MWh pourrait ne pas être nécessairement bien adapté pour les contrats attribués relatifs aux filières de cogénération à partir de gaz naturel, de biogaz ou de biomasse. En effet, d'une part i) ces installations consomment du combustible dont le coût n'est pas nul : le coût marginal de court terme est donc positif et, d'autre part, ii) ces installations peuvent être sujettes à des contraintes non négligeables relatives à l'arrêt de leur installation (par exemple : difficultés pour redémarrer rapidement le cycle biologique dans le cas de la production de biogaz et plus généralement une éventuelle nécessité d'approvisionner le client chaleur sans interruption) : le coût marginal de court terme lié à l'arrêt de la production peut être négatif dans certains cas et dépend de la durée de l'arrêt.

<sup>126</sup> <https://www.cre.fr/documents/rapports-et-etudes/analyse-de-la-cre-sur-le-phenomene-de-prix-de-lelectricite-negatifs-et-recommandations-relatives-aux-dispositifs-de-soutien-aux-energies-renouvelables.html>

**La CRE considère que le seuil de 0 €/MWh pour le versement du complément de rémunération est pertinent pour les filières du solaire photovoltaïque, de l'éolien à terre et en mer et de la petite hydroélectricité.**

Si de nouveaux contrats de complément de rémunération étaient attribués pour d'autres filières, il conviendrait d'analyser plus finement le niveau adéquat du seuil à établir.

### **6.3.2.2. Condition de non-production pour le versement de la prime pour prix négatifs**

Le producteur perçoit une prime pour prix négatifs dès lors que le prix spot est strictement inférieur à 0 €/MWh et à condition que l'installation ne produise pas. Cette condition de non-production a permis de bien exploiter la flexibilité à la baisse des installations soutenues au bénéfice du système électrique, dans un contexte de multiplication des occurrences de prix négatifs. Elle a néanmoins pu conduire à des arrêts simultanés d'un grand nombre d'installations, nécessitant un recours important par RTE à ses réserves d'équilibrage de court terme. **Cette problématique est liée à la condition de non-production prévue par la prime et non au principe même d'une compensation.**

Dans sa note susmentionnée relative aux prix négatifs, la CRE a émis plusieurs recommandations relatives à cette condition de non-production. **Ces recommandations ont été reprises par l'article 175 de la loi de finance pour 2024 et seront effectives lorsque les textes d'application seront adoptés.**

**Dans la zone de prix ]- 0,1 €/MWh ; 0 €/MWh[, la prime pour prix négatifs sera versée indépendamment de la production effective de l'installation pour les futurs contrats ainsi que les contrats existants.** Cela devrait permettre de limiter les frais d'agrégation pour les producteurs tout en améliorant l'équilibrage global du système.

**Un talon de production sera autorisé lors des heures à prix négatifs sans remettre en cause le versement de la prime pour prix négatifs pour les futurs contrats ainsi que les contrats existants.** Ce talon, qui pourrait consister en un faible pourcentage de la puissance installée, devrait faciliter l'arrêt et le redémarrage des installations.

Les améliorations du dispositif évoquées ci-dessus, devraient rendre plus progressifs les arrêts et redémarrages des actifs concernés. A la lumière d'un premier retour d'expérience sur la mise en place de ces évolutions, la CRE étudiera avec RTE les éventuelles solutions complémentaires à mettre en place pour lisser davantage l'impact sur le réseau de ces arrêts lors de prix négatifs.

### **6.3.2.3. Période temporelle de prix négatifs au-delà de laquelle le complément de rémunération n'est pas versé**

Les compléments de rémunération attribués en France prévoient l'absence de versement du complément de rémunération pour la production intervenant pendant chaque heure où le prix spot est négatif. Par ailleurs, la prime pour prix négatifs n'est pas versée si l'installation produit lors de ces heures. Ces dispositions impliquent que le producteur est incité à couper sa production dès lors qu'un pas de temps sur le marché spot est caractérisé par un prix négatif : en effet, le pas de temps du marché journalier (MTU – « *Market Time Unit* ») est actuellement d'une heure.

Il convient de noter que le pas de temps minimal sur lequel les installations sont incitées à couper leur production (une heure en France) est plus faible que dans plusieurs autres pays comme l'Allemagne ou les Pays-Bas, pour lesquels la prime à l'énergie n'est pas versée pour la production intervenant pendant les plages de temps où les prix ont été négatifs pendant plusieurs heures consécutives (cf. partie 5.2). La production écrêtée fait néanmoins l'objet d'une compensation en France, ce qui ne semble pas être le cas dans les autres pays étudiés.

**Par ailleurs, le pas de temps du marché journalier doit passer d'une heure à 15 minutes courant 2025 en France comme dans les autres pays européens<sup>127</sup>.**

---

<sup>127</sup> En application du Règlement (UE) 2019/943 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité (Règlement électricité), le pas de temps de règlement des déséquilibres ou « écarts » (ISP – « *Imbalance Settlement* »)

Le passage du marché spot à un pas de temps 15 minutes pose la question de l'adaptation des contrats existants et des nouveaux contrats à ce pas de temps. En particulier, la question de savoir si le contrat de complément de rémunération doit inciter les producteurs à stopper leur production pour chaque pas de temps 15 minutes pour lequel le prix spot est négatif se pose.

A cet effet, la CRE a lancé une consultation publique jusqu'au 9 avril 2025 relative aux modalités d'adaptation des contrats de complément de rémunération au passage du marché électrique spot au pas de temps 15 minutes<sup>128</sup>. **A l'issue de cette consultation, la CRE a recommandé au gouvernement de modifier l'ensemble des contrats de compléments de rémunération, existants et nouveaux, afin que la prime pour prix négatifs soit versée dès lors que l'installation n'a pas produit lorsque les prix spot sont négatifs sur 15 minutes à partir du 1<sup>er</sup> avril 2026<sup>129</sup>.**

#### 6.3.2.4. Calibrage de la prime pour prix négatifs

La prime pour prix négatifs prévue par les dispositifs de soutien attribués constitue une couverture de risque par l'Etat, permettant de limiter l'impact de la survenance de prix négatifs sur les revenus d'une installation. **Une telle prime ne semble pas prévue dans les dispositifs de complément de rémunération des pays étudiés dans le benchmark de la partie 5.2. Le dispositif allemand prévoit néanmoins un allongement du contrat de soutien correspondant à la durée des périodes d'arrêt en prix négatifs.**

**La CRE ne questionne pas dans ce rapport le principe de la compensation, qui est actuellement relativement spécifique, sous cette forme, au dispositif français.** En l'absence de compensation, les producteurs reporteraient la perte de revenus lors des heures de prix négatif sur le soutien demandé lors des heures de prix positifs via un tarif de référence demandé plus élevé. Le principe d'une compensation permet par ailleurs de réduire le risque lié aux anticipations complexes d'occurrences de prix négatifs sur le long terme, et ainsi les primes de risque demandés par les producteurs. **La suppression de cette compensation aurait donc un effet haussier sur le tarif de référence demandé par les producteurs.**

La CRE a principalement étudié dans ce rapport le bon calibrage de la compensation : si une compensation partielle des producteurs peut s'avérer bénéfique dans certaines situations (incitation par exemple au couplage solaire + stockage, point développé ci-dessous), une compensation excessive nuirait à l'efficacité du dispositif d'un point de vue budgétaire.

---

Period ») est passé de 30 à 15 minutes le 1er janvier 2025. A cette fin, le Règlement électricité impose aux opérateurs désignés du marché de l'électricité (NEMO) de donner la possibilité aux acteurs de marché d'échanger, sur les marchés journaliers (« marché spot ») et infra-journaliers, des produits portant sur des intervalles de temps au moins aussi courts que la période de règlement des déséquilibres, soit 15 minutes.

<sup>128</sup> <https://www.cre.fr/documents/consultations-publiques/adaptation-des-contrats-de-complement-de-remuneration-au-pas-de-temps-15-minutes.html>

<sup>129</sup> Délibération n°2025-153 de la CRE du 11 juin 2025 portant communication relative à des recommandations d'adaptation des contrats de complément de rémunération au pas de temps 15 minutes.

### Calibrage de la prime pour prix négatifs dans sa logique actuelle – perte de production à compenser en heures de prix négatifs

**Recommandation n°4 –** : Tout d’abord, la CRE considère qu’il n’existe pas de raisons apparentes pour lesquelles la franchise d’heures non compensées devrait être différente selon les filières (entre 20 et 80 heures selon les filières). Elle recommande donc de prévoir une franchise uniforme pour l’ensemble des nouveaux dispositifs de soutien attribués, par exemple une franchise de 30 heures. Conserver une franchise, même faible, permet notamment de réduire la charge opérationnelle liée à l’application des contrats lors des années pendant lesquels le nombre d’heures à prix négatifs est faible.

La prime pour prix négatifs prévoit une compensation du producteur sur la base d’une estimation normative de la perte de production de l’installation lié à un arrêt lors des heures de prix spot négatifs. Cette perte de production est rémunérée au tarif de référence prévu dans le contrat.

La forte hausse du nombre d’heures à prix négatifs en 2023 et en 2024 a renforcé l’enjeu lié au bon calibrage de cette prime. Dans un objectif d’efficacité de la dépense publique et de bonne couverture du risque pour le producteur, la production normative compensée doit être la plus proche possible du potentiel de production de l’installation lors des heures de prix négatifs. Un calibrage trop élevé de ce facteur de charge normatif pourrait conduire à des sursurémunérations pour les installations bénéficiant de cette prime.

L’enjeu du bon dimensionnement de cette prime serait renforcé si ce mode de rémunération normatif était employé à l’avenir de manière plus large : par exemple un versement de cette prime plutôt que du complément de rémunération lorsque le prix spot est positif mais que les prix Infra-journaliers sont négatifs, afin de ne pas engendrer de distorsions des marchés Infra-journaliers (cf. partie 3.1.3).

L’estimation de la perte de production à partir d’un facteur de charge **i) stable** sur toute la durée du contrat de complément de rémunération et **ii) unique** pour chaque filière **n’apparaît pas comme pleinement satisfaisante**. En effet, la perte de production des producteurs lors des épisodes de prix négatifs dépend de nombreux facteurs qui ne sont pas pris en compte dans le dispositif actuel :

- la disparité des facteurs de charge au sein d’une filière : le facteur de charge annuel moyen d’une installation dépend largement de la localisation de l’installation et des technologies utilisées ;
- la corrélation entre la production des installations soutenues et la survenance d’épisode de prix négatifs : s’agissant des filières photovoltaïque, éolien à terre et éolien en mer, il existe une corrélation positive entre la production des installations soutenues par la prime et la survenance de prix spot négatifs : dans la mesure où ces filières représentent une part non négligeable des capacités de production en France et en Europe, elles auront un impact de plus en plus significatif sur la formation des prix spot. Par exemple, la plage horaire 12h - 16h (plage de production maximale pour le solaire photovoltaïque) concentrait près de la moitié des heures de prix négatifs entre 2023 et la fin du premier semestre 2024. Cette corrélation positive est difficilement quantifiable et peut évoluer sur la durée du contrat de soutien.

**Recommandation n°4 –** : Une compensation des installations dans le cadre de la prime pour prix négatifs fondée sur une estimation plus dynamique de la perte de production est souhaitable. Elle pourrait notamment tenir compte de la disparité des facteurs de charge au sein des filières et de l’évolution de la corrélation entre la survenance de prix négatifs et la production de chacune des filières.

La CRE a identifié trois méthodes qui permettraient de répondre à cet objectif. Chacune d’entre elles semble préférable à la méthodologie actuelle, mais s’avère plus ou moins pertinente selon les filières.

- 1 Estimation fondée sur la production du parc sous obligation d'achat : les installations sous obligation d'achat n'ont, en général, pas d'incitation à stopper leur production lors des épisodes de prix négatifs. Le facteur de charge moyen de ces installations peut alors être utilisé comme référence pour estimer la perte de production des installations sous complément de rémunération qui stoppent leur production lors de ces heures<sup>130</sup>. Cette méthode permet de tenir compte de la corrélation entre la production de la filière et la survenance de prix négatifs, mais pas de la disparité des facteurs de charge au sein de la filière. Elle est donc davantage adaptée à des filières dont les installations ont des profils de production assez similaires, comme le solaire photovoltaïque. Par ailleurs, elle nécessite de disposer d'un stock d'installations sous obligation d'achat suffisamment important et représentatif à horizon 20 ans pour pouvoir être utilisée sur toute la durée des contrats de complément de rémunération attribués.
- 2 Estimation fondée sur une méthode dite des « trapèzes » : la perte de production sur l'épisode de prix négatifs serait estimée à partir de la moyenne entre la production de l'installation lors de l'heure située avant l'épisode de prix négatifs et celle située après cet épisode. Pour limiter l'influence du temps nécessaire à l'arrêt et au redémarrage de la production sur la production de référence prise en compte, les quarts d'heure précédant et succédant à l'épisode seraient exclus du calcul. Cette méthode permet de prendre en compte la disparité des facteurs de charge au sein de la filière, avec une estimation propre à chaque parc. Par ailleurs, elle tient compte partiellement de la corrélation entre la production de l'installation et la survenance d'épisodes de prix négatifs de manière dynamique sur l'ensemble de la durée du contrat :
  - a. la variation du potentiel de production d'une installation est limitée d'une heure sur l'autre : si la production de la filière est un facteur explicatif de la survenance de l'épisode de prix négatifs, la production de la filière est relativement proche lors de l'heure qui précède et celle qui suit l'épisode de prix négatif et le prix spot lors de ces heures aura été positif mais relativement faible ;
  - b. cette corrélation ne serait néanmoins pas pleinement prise en compte : si l'on prend l'exemple de 2024, presque 70 % des heures à prix négatifs étaient situées entre 12h et 17h avec des épisodes de plusieurs heures consécutives sur tout ou partie de cette période. Si l'on applique par exemple la méthode des trapèzes pour le photovoltaïque, la compensation pour un épisode qui aurait lieu sur la période 12h-17h aurait été calculée sur la production moyenne des parcs sur la tranche horaire 11h-12h et 17h-18h. Cela aurait conduit à sous-estimer la perte de production pour cette filière.

La qualité de l'estimation de la perte de production dans le cadre de cette méthode dépend par ailleurs de la durée des épisodes de prix négatifs. Lors de longues séquences d'heures consécutives à prix négatifs, le potentiel de production moyen sur la période peut davantage différer par rapport la référence prise en compte. A noter que cette imperfection de prévision dépend de la variabilité de la production propre à chaque filière. Par exemple, la variation de production d'une demi-heure sur l'autre pour la filière de l'éolien à terre est plus faible que pour la filière solaire photovoltaïque : la CRE estime que pour l'éolien à terre la variation de puissance d'une demi-heure sur l'autre est inférieure à 5 % de la puissance installée plus de 90 % du temps alors qu'elle est inférieure à 11 % pour le solaire photovoltaïque<sup>131</sup>.

---

<sup>130</sup> A noter que l'article 175 de la loi de finances pour 2025 prévoit désormais la possibilité de demander aux parcs de plus de 10 MW bénéficiant d'un contrat d'obligation d'achat d'arrêter leur production en cas de prix spot négatif. Il faudrait donc retirer ces parcs de la référence retenue.

<sup>131</sup> L'analyse est réalisée à partir d'exemples de courbes de charge pour un panel d'installations. Seules les variations de production entre deux demi-heures consécutives pendant lesquelles la production de l'installation est non nulle sont prises en compte.

- 3 Estimation fondée sur les caractéristiques de l'installation et les conditions météorologiques : l'estimation de la perte de production lors des épisodes de prix négatifs la plus précise consisterait à estimer, pour chaque installation, son potentiel de production à partir d'une donnée opposable relative aux conditions météorologiques précises au niveau du site et d'une courbe de production qui dépend des caractéristiques techniques de l'installation. Une méthode de ce type impliquerait une charge opérationnelle conséquente pour définir la courbe de production de chaque parc, s'assurer de la pertinence des données météorologiques et assurer une facturation selon une méthode propre à chaque parc. Une version simplifiée de cette méthode consisterait à estimer un facteur de charge moyen pour toutes les installations de la même filière situées dans une même zone géographique à partir uniquement de données météorologiques. Cette méthode simplifiée ne permettrait pas de tenir compte des disparités de facteur de charge du fait des caractéristiques techniques qui peuvent être importantes au sein de certaines filières, mais aurait l'avantage d'être bien plus simple à mettre en œuvre pour des filières caractérisées par un nombre important d'installations.

**S'agissant de la filière de l'éolien en mer**, la CRE considère qu'une méthode de compensation fondée sur les caractéristiques techniques de chaque parc et des conditions météorologiques serait la plus pertinente, et réalisable en pratique vu le nombre restreint de parcs. Elle serait néanmoins difficilement applicable pour l'ensemble des filières compte tenu des difficultés opérationnelles qu'elle soulève.

**S'agissant de la filière du solaire photovoltaïque**, la CRE considère qu'une estimation des facteurs de charge de toutes les installations situées dans une même zone géographique de manière dynamique, à partir des installations sous obligation d'achat qui ne disposent pas d'incitations à s'arrêter et qui n'autoconsomment pas serait pertinente. La CRE a déjà recommandé cette méthode dans le cadre de ses avis sur les arrêtés tarifaires dits « S21 bâtiment » et « S25 Sol »<sup>132</sup> :

- la disparité des facteurs de charge au sein de la filière liée aux caractéristiques techniques de l'installation hors localisation est plus limitée que pour d'autres filières : les installations sous obligation d'achat en autoconsommation devraient être exclues de la référence pour éviter de sous-estimer le facteur de charge ;
- il serait éventuellement possible de prendre en compte comme référence uniquement les parcs sous obligation d'achat situés, par exemple, dans le même département que l'installation visée ;
- le stock de contrats sous obligation d'achat de cette filière sans incitation à s'arrêter lors des prix négatifs est durable ;
- la filière solaire photovoltaïque est celle pour laquelle le nombre de contrats attribués devrait être le plus élevé (installations de plus petites tailles notamment), d'où des difficultés à mettre en place des méthodes plus fines.

Alternativement une version simplifiée de la méthode recommandée pour l'éolien en mer, s'appuyant sur une estimation dynamique des facteurs de charge de toutes les installations situées dans une même zone géographique à partir uniquement des données météorologiques pourrait être envisagée.

**S'agissant de la filière de l'éolien à terre**, une méthode dite des « trapèzes » semble la plus pertinente :

- elle permet de prendre en compte la disparité des facteurs de charge au sein des filières avec une estimation propre à chaque installation ;
- la qualité de l'estimation de la perte de production serait a priori grandement améliorée par rapport à la situation actuelle et les éventuelles imperfections de prévision de production dans

<sup>132</sup> Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 6 mars 2025 portant avis sur un projet d'arrêté modifiant l'arrêté du 6 octobre 2021 fixant les conditions de soutien aux installations photovoltaïques sur bâtiment, hangar ou ombrière d'une puissance crête installée inférieure ou égale à 500 kilowatts et sur un projet d'arrêté fixant les conditions de soutien aux installations photovoltaïques au sol d'une puissance crête installée inférieure ou égale à un mégawatt.

le cas de séquences longues d'heures à prix négatifs peuvent être prise en compte par les candidats au sein de leurs plans d'affaires ;

- cette méthode ne serait cependant implémentable qu'à moyenne échéance, dans la mesure où elle nécessiterait des développements importants de la part des gestionnaires de réseau et d'EDF OA ; une analyse des coûts et bénéfices plus détaillée devrait alors être menée.

Alternativement, la méthode simplifiée évoquée ci-dessus, à partir des données météorologiques d'une zone géographique donnée, pourrait également être mise en œuvre, mais serait moins satisfaisante que pour le solaire photovoltaïque, du fait de disparités importantes de facteurs de charge selon les caractéristiques techniques des projets.

**Si ces méthodes ne devaient pas être suivies, ou en attendant leur mise en œuvre opérationnelle, la CRE recommande une baisse des facteurs de charges normatifs constants retenus**, aux niveaux détaillés ci-dessous. La corrélation entre prix négatifs et production de la filière étant très incertaine sur la durée du contrat, il convient de retenir une borne basse, afin de **prévenir toute compensation excessive de la part de l'Etat**. Les valeurs recommandées par la CRE sont donc fondées sur une marge de sécurité d'environ - 5% par rapport à une estimation représentative de la perte de production des nouveaux projets attribués lors des heures de prix négatifs pour une année similaire à 2024 (donc marquée par de fortes occurrences de prix négatifs) :

- **45% pour le solaire photovoltaïque pour les heures situées entre 8h et 20h<sup>133</sup>, contre 50 % dans les dispositifs de soutien actuellement attribués ;**
- **30% pour l'éolien à terre<sup>134</sup>, contre 35 % dans les dispositifs de soutien actuellement attribués ;**
- **50% pour l'éolien en mer<sup>135</sup>, contre 70 % dans les dispositifs de soutien actuellement attribués.**

**Enfin, la CRE recommande de conserver un facteur de charge normatif constant et unique pour les autres filières (notamment la petite hydroélectricité)** dans la mesure où l'enjeu financier pour les finances publiques est plus limité et les profils de production très disparates. S'agissant de la petite hydroélectricité, un facteur de charge de 40 % lors de ces heures paraît adapté<sup>136</sup>.

### **Comparaison avec les PPA**

Dans son observatoire dédié, la CRE avait indiqué qu'environ la moitié des contrats de son panel d'étude incluaient des incitations à s'arrêter en périodes de prix négatifs.

Certains contrats prévoient l'équivalent d'une prime pour prix négatifs, versée si l'installation ne produit pas lors des épisodes de prix négatifs (avec ou sans franchise de non-versement selon les contrats), celle-ci peut alors être calibrée comme un pourcentage de la puissance installée ou de manière plus dynamique, selon les contrats. Une pénalité peut également être prévue lorsque l'installation produit pendant de telles périodes.

<sup>133</sup> La valeur calculée pour 2024 est de 50% lors des heures diurnes : le parc sous obligation d'achat produit en moyenne 81 % de plus lors des heures à prix négatifs, ce facteur est ensuite appliqué au facteur de charge moyen de 28 % lors des heures situées entre 8h et 20h pour tenir compte du facteur de charge moyen des projets actuellement attribués.

<sup>134</sup> La valeur calculée pour 2024 est de 35 % : le parc sous OA produit en moyenne 23% de plus lors des heures à prix négatifs, ce facteur est ensuite appliqué à un facteur de charge moyen de 29 % pour tenir compte du facteur de charge moyen des projets actuellement attribués.

<sup>135</sup> La valeur calculée pour 2024 est de 55 % : le parc sous OA produit en moyenne 11 % de plus lors des heures à prix négatifs, ce facteur est ensuite appliqué à un facteur de charge moyen de 50 % pour tenir compte du facteur de charge moyen des projets actuellement attribués.

<sup>136</sup> Ce facteur de charge correspond à celui des projets actuellement attribués. La CRE n'a pas observé en 2024 de surproduction du parc hydraulique sous OA lors des heures de prix négatifs.

Expérimentation d'une compensation partielle pour un appel d'offres portant sur la filière du solaire photovoltaïque

L'analyse dans cette partie porte uniquement sur la filière photovoltaïque, pour laquelle un couplage avec une batterie semble le plus pertinent. En effet, la diminution de la puissance de raccordement permise par une batterie est plus élevée pour le solaire que pour l'éolien, du fait de cycles de variation de production beaucoup plus courts pour cette dernière technologie. Le développement de ces projets couplés permettrait d'améliorer le prix capté par cette filière et ainsi de diminuer le coût du soutien public pour l'ensemble de la filière.

Le modèle économique d'une batterie couplée à une installation de production dépend de plusieurs sources de revenus, notamment des revenus liés à des arbitrages relatifs aux prix de gros (optimisation de l'écart à la référence de marché  $M_0$ ), à la réduction possible des coûts de raccordement ainsi qu'à la participation aux services systèmes.

En plus de ces sources de revenus/moindres dépenses, l'ajout d'une batterie permettrait aussi de maximiser la quantité d'électricité sur laquelle le complément de rémunération est versé, en déplaçant de la production qui serait normalement écrêtée lors des heures de prix négatifs. Le surplus de revenus engendré dépend du niveau du tarif de soutien : plus le tarif est élevé plus l'intérêt du couplage est fort. Par ailleurs, le risque associé à ces revenus dépend du mode de compensation : en cas de versement lié à la prime pour prix négatifs, le potentiel de production déplacé est doublement rémunéré au niveau du tarif de référence.

**Tableau 14 : Influence de la survenance d'heures de prix négatifs selon la compensation ou non des producteurs**

	Absence de compensation	Compensation du potentiel de production en prix négatif
PV	<p>Le potentiel de production lors des heures de prix négatifs n'est pas rémunéré.</p> <p><b>Les revenus du projet dépendent négativement du nombre d'heures de prix négatifs.</b></p>	<p>Le potentiel de production écrêté lors des heures de prix négatif est rémunéré par le biais de la prime pour prix négatifs.</p> <p><b>Les revenus du projet ne dépendent pas du nombre d'heures de prix négatifs.</b></p>
PV + batterie	<p>Le potentiel de production déplacé en dehors des heures de prix négatifs est rémunéré par le complément de rémunération.</p> <p><b>Les revenus du projet ne dépendent pas du nombre d'heures de prix négatifs, s'il parvient à déplacer l'intégralité de sa production en dehors des périodes de prix négatifs.</b></p>	<p>Le potentiel de production déplacé en dehors des heures de prix négatifs est doublement rémunéré (prime pour prix négatifs + complément de rémunération).</p> <p><b>Les revenus du projet dépendent positivement du nombre d'heures de prix négatifs.</b></p>

Lorsque le dispositif prévoit une compensation du potentiel de production écrêtée, un projet PV + batterie va être doublement rémunéré sur la production qu'il parvient à déplacer en dehors des heures de prix négatifs. En effet, il perçoit la prime pour prix négatifs sur ce potentiel de production ainsi qu'un complément de rémunération. Cette double rémunération permet d'améliorer la rentabilité du projet, mais celle-ci est relativement incertaine, car elle dépend du nombre d'heures de prix négatifs.

Une compensation partielle des producteurs en cas de prix négatifs permet de diminuer les incertitudes associées à ces revenus pour les projets couplant solaire photovoltaïque et batterie (l'influence du nombre d'heures de prix négatifs sur les revenus du projet est moindre). Celle-ci pourrait prendre la forme d'une franchise plus élevée d'heures de prix négatifs non compensées par l'Etat, par exemple 300 heures., Alternativement, garder une franchise basse et diviser par deux le montant compensé, en considérant qu'un projet couplé avec une batterie parvient à déplacer environ la moitié de la production qui serait normalement écrêtée, pourrait avoir un effet similaire. Enfin, il serait possible d'expérimenter un appel d'offres sans prime pour prix négatifs, ce qui pourrait cependant fortement augmenter les primes de risques des projets.

Cette expérimentation permettrait par ailleurs de diminuer l'exposition du budget de l'Etat à la survenance de prix négatifs et d'apprécier l'effet d'une diminution de cette compensation sur les tarifs proposés par les projets photovoltaïque sans stockage qui se présenteraient à cet appel d'offres.

**Recommandation n°5 –** : La CRE considère indispensable de mener une expérimentation sur un appel d'offres existant portant sur des installations photovoltaïques, prévoyant une compensation seulement partielle des producteurs. Cette expérimentation serait davantage adaptée aux projets couplant solaire photovoltaïque et batteries. Seules les modalités du contrat de complément de rémunération seraient modifiées et aucun volume réservé ne serait prévu spécifiquement pour ces projets.

Cette compensation partielle pourrait prendre la forme :

- d'une franchise plus élevée d'heures de prix négatifs non compensées par l'Etat, par exemple 300 heures. Dans ce cadre, un projet photovoltaïque sans stockage pourrait perdre entre 0 et 300 heures de rémunération de sa production, ce qui représente 7 % des heures entre 8h et 20h<sup>137</sup> ;
- ou d'une division, par exemple par deux, du niveau de compensation.

En matière de calendrier, un délai suffisant devrait être laissé au porteur de projets afin de disposer des autorisations nécessaires à de tels projets couplés (un an par exemple).

## 6.4. Energie produite E

### 6.4.1. Dispositions en vigueur

Pour l'ensemble des contrats de complément de rémunération attribués, l'indicateur de quantité d'énergie E utilisé dans le calcul du complément de rémunération correspond à la production effective de l'installation constatée par le gestionnaire de réseau diminuée de la consommation des auxiliaires nécessaires au fonctionnement de l'installation. Ce volume fait l'objet de retraitements normatifs :

- l'éventuelle production lors des heures de prix spot négatifs n'est pas prise en compte dans le calcul de E. Par ailleurs, si l'installation ne produit pas lors de ces heures, elle peut bénéficier d'une prime de prix négatifs correspondant à la rémunération d'une estimation normative de l'énergie « non-produite » au tarif de référence (cf. partie 6.3 **Erreur ! Source du renvoi introuvable.** et les recommandations de la CRE pour améliorer la méthode d'estimation de cette énergie non produite) ;
- en application de l'article 175 de la loi de finances pour 2025, les corrections de production réalisées par le gestionnaire de réseau de transport notamment dans le cadre de l'éventuelle participation de l'installation aux services système et au mécanisme d'ajustement seront comptabilisées dans le calcul de E pour l'ensemble des contrats à partir d'une date définie dans un arrêté à venir<sup>138</sup>. Le producteur sera ainsi rémunéré sur la base de la production théorique

<sup>137</sup> La prime pour prix négatifs pourrait expérimentalement également être supprimée, ce qui pourrait cependant fortement augmenter les primes de risque des projets.

<sup>138</sup> Cet article prévoit le même principe pour tous les contrats d'obligation d'achat : les corrections seront prises en compte pour calculer l'énergie rémunérée.

de l'installation si elle n'avait pas réalisé la variation de production demandée par le gestionnaire de réseau (cf. partie suivante).

Il convient de noter qu'un dispositif de complément de rémunération basé entièrement sur une énergie normative a été mis en place récemment pour l'éolien en mer en Belgique (« *capability based CfD* ») et est actuellement discuté dans d'autres pays européens comme en Allemagne. Avec les deux aspects évoqués ci-dessus, le dispositif français s'approche déjà de ce modèle de complément de rémunération.

### 6.4.2. Énergie corrigée et participation aux mécanismes d'équilibrage

Les contrats de complément de rémunération attribués jusqu'à récemment ne prévoient pas de traitement spécifique des activations d'énergie d'équilibrage liées à la participation aux services système ou au mécanisme d'ajustement.

Dans la mesure où le producteur ne reçoit pas de complément de rémunération lorsqu'il effectue un ajustement à la baisse (car il n'injecte pas d'électricité pour le volume ajusté), sa participation au mécanisme d'ajustement dépend du montant du complément de rémunération auquel il renonce en s'activant à la baisse et non pas des coûts techniques d'un arrêt de production<sup>139</sup>. Le niveau des offres proposées sur le mécanisme d'ajustement par les installations de production d'électricité renouvelable dépend donc des conditions de marché – et plus spécifiquement de la référence de prix de marché  $M_0$  – et du tarif de référence dont elles bénéficient.

L'évolution prévue par l'article 175 de la loi de finances pour 2025 permettra d'insensibiliser la participation du producteur au mécanisme d'ajustement et aux services système à la situation du marché (prix spot élevés ou non). Elle apporte donc une plus grande cohérence économique à la participation des installations de production d'électricité renouvelable au mécanisme d'ajustement notamment et évite d'éventuels comportements opportunistes en cas de prix de gros élevés<sup>140</sup>. Cette évolution pourrait donc conduire à une activation plus fréquente du parc renouvelable sur le mécanisme d'ajustement (remontée dans le *merit-order*, potentiellement à la place de moyens plus carbonés).

**Recommandation n°6 – La CRE recommande de prendre en compte l'énergie corrigée (prise en compte des activations d'énergie d'équilibrage liées à la participation des installations aux services système ou au mécanisme d'ajustement) pour le versement du complément de rémunération.** L'article 175 de la loi de finances pour 2024 prévoit cette évolution pour l'ensemble des contrats de complément de rémunération (déjà engagés et nouveaux), ce qui devrait faciliter la participation du parc renouvelable au mécanisme d'ajustement notamment.

#### Comparaison avec les PPA

Les PPA que la CRE a analysés dans le cadre de son observatoire dédié présentent des modalités contractuelles diverses. Pour certains contrats, l'énergie achetée est définie comme l'énergie relevée au compteur. Certains PPA permettent néanmoins d'effectuer des régularisations selon des rejeux prévus dans les règles MA-RE, permettant ainsi au producteur de participer au mécanisme d'ajustement en parallèle des engagements qu'il a vis-à-vis du PPA.

<sup>139</sup> Théoriquement proches de zéro dans le cas d'installations de production d'électricité renouvelable : il convient cependant de noter que le coût technique d'un arrêt de production n'est pas le seul déterminant de la tarification d'une offre déposée sur le mécanisme d'ajustement.

<sup>140</sup> Par exemple, si le producteur a un tarif de référence inférieur au prix de marché sur un pas de temps, il pourrait être incité à déposer une offre ayant de bonnes chances d'être activée sur le mécanisme d'ajustement pour ne pas avoir à rembourser à l'Etat la différence positive entre le prix de marché et le tarif de référence.

## 6.5. Prime de gestion $P_{gestion}$

Le portage des coûts de commercialisation de l'électricité produite sous complément de rémunération incombe directement au producteur dans le cadre d'un contrat de complément de rémunération<sup>141</sup>. En pratique, le producteur délègue cette commercialisation à un agrégateur, qui lui facture des frais d'agrégation pour ce service.

Dans le cadre du paramétrage d'un dispositif de complément de rémunération, il convient ainsi de s'interroger (i) sur le poids de ces frais dans le coût d'un projet et (ii) sur la vocation du contrat de soutien à compenser tout ou partie de leur montant.

### 6.5.1. Dispositions en vigueur

Les arrêtés tarifaires encadrant l'octroi d'un contrat de complément de rémunération prévoient une compensation des frais de gestion selon une valeur normative fixe en €/MWh multipliée par la quantité d'électricité produite :

- 1 €/MWh pour la filière de la cogénération au gaz naturel ;
- 2 €/MWh pour les filières de la petite hydroélectricité, de la géothermie et de la production d'électricité à partir de biogaz ;
- 2,8 €/MWh pour les filières de l'éolien à terre et du solaire photovoltaïque<sup>142</sup>.

Pour ces contrats, le complément de rémunération s'exprime de la manière suivante :

$$CR = E * (T - M_0 + P_{gestion}) - Nb_{capa} * Pref_{capa}$$

avec :

- CR la prime à l'énergie du complément de rémunération ;
- E l'énergie produite ;
- T le tarif de référence de l'installation déterminé à l'avance et fixe en €/MWh ;
- $P_{gestion}$  la prime de gestion fixe déterminée à l'avance et fixe en €/MWh ;
- $M_0$  le prix de marché de référence ;
- $Nb_{capa}$  et  $Pref_{capa}$  un retranchement normatif des revenus capacitaires (cf. partie 3.2.2.1).

Les compléments de rémunération attribués par mise en concurrence (appel d'offres simple ou dialogue concurrentiel) ne bénéficient, eux, d'aucune compensation explicite des frais de gestion, puisque ces derniers peuvent être estimés par le producteur sur la durée du contrat et directement intégrés dans les tarifs de référence proposés par les candidats.

**Il convient de noter qu'une compensation des frais de gestion selon le produit d'une valeur normative fixe en €/MWh et de la quantité d'électricité produite est équivalente à une augmentation du même montant du tarif de référence.**

### 6.5.2. Les différentes briques composant les frais d'agrégation (cf. partie 4.2)

Pour rappel, les frais d'agrégation peuvent généralement se décomposer en plusieurs briques :

- l'« écart au  $M_0$  » ;
- le coût d'équilibrage ;

---

<sup>141</sup> Ces coûts sont portés par le cocontractant dans le cadre d'un contrat d'obligation d'achat.

<sup>142</sup> Dans le projet d'arrêté photovoltaïque au sol sur lequel la CRE s'est exprimée dans sa délibération n°2024-195 du 24 octobre 2024.

- les « **frais de gestion** » (frais d'accès aux marchés notamment) et la « **marge commerciale de l'agrégateur** ».

L'écart au  $M_0$  peut être positif ou négatif selon les installations : les parcs avec un écart au  $M_0$  suffisamment positif peuvent ainsi bénéficier de frais d'agrégation qui sont au global négatifs, représentant ainsi une recette supplémentaire pour le producteur<sup>143</sup>. Cette brique de coût dépend généralement du niveau moyen des prix de gros : la pratique du marché de l'agrégation, notamment dans un contexte post-crise, montre que l'écart au  $M_0$  s'exprime désormais usuellement en pourcentage du niveau moyen des prix de gros. Il convient de noter que l'existence de l'écart au  $M_0$  permet d'inciter les producteurs à optimiser la valeur de leur profil de production. Cette brique, très variable selon les installations, n'a ainsi pas vocation à faire l'objet d'une compensation explicite via une prime de gestion.

Les **coûts d'équilibrage** représentent, eux, nécessairement un coût pour le producteur. Le montant de ces coûts, généralement supportés par l'agrégateur et refacturés au producteur, dépend de différents facteurs :

- la structure du marché de l'agrégation ;
- la qualité des prévisions de production de l'installation ;
- le niveau du prix de règlement des écarts : le coût d'un écart de prévision à la maille du périmètre d'équilibre augmente avec le niveau du prix de règlement des écarts, qui est généralement corrélé au prix spot.

Pour la plupart des installations, la majeure partie des frais d'agrégation (écart au  $M_0$  + coûts d'équilibrage) sont ainsi corrélés positivement au niveau moyen des prix de gros. Cette dépendance des frais d'agrégation au niveau moyen des prix de gros a conduit les producteurs, pendant la crise récente, à requérir l'intégration, dans le dispositif de complément de rémunération, d'une compensation spécifique et adaptée des coûts d'équilibrage : en lien avec cette demande, la CRE analyse, dans la sous-partie suivante, les implications d'une telle évolution.

Les autres briques composant les frais d'agrégation, qui ne dépendent a priori pas du niveau des prix de gros, peuvent être intégrées directement au tarif de référence (par le producteur dans le cadre d'une mise en concurrence ou par la puissance publique dans le cadre d'un arrêté tarifaire) au même titre que les autres coûts d'un projet.

### **6.5.3. Analyse de la possibilité de mise en place d'une compensation spécifique de la composante « coûts d'équilibrage » des frais d'agrégation**

Si l'Etat décidait de mettre en place une compensation explicite des coûts d'équilibrage aux producteurs, comme suggéré par plusieurs producteurs pendant la crise des prix de gros, il serait nécessaire de s'assurer qu'une telle mesure ne perturbe pas la bonne organisation du marché de l'agrégation et les incitations, pour les producteurs/agrégateurs, à assurer la qualité des prévisions de production. Une éventuelle compensation devrait ainsi nécessairement être normative (indépendante des coûts effectivement payés par le producteur), afin de maintenir une incitation pour les producteurs à contractualiser avec les agrégateurs qui leur proposeront les coûts les plus faibles.

La présente sous-partie analyse les implications de l'introduction, au sein du complément de rémunération, d'une compensation explicite des coûts d'équilibrage, proportionnelle au niveau moyen des prix de gros selon un pourcentage défini normativement. Cette évolution prendrait la forme d'une prime de gestion ajoutée au complément de rémunération et égale à  $P_{gestion} * M_0 : P_{gestion}$  (en %), qui représenterait une estimation normative de la corrélation entre les coûts d'équilibrage et le niveau moyen des prix spot sur la durée du contrat.

---

<sup>143</sup> L'ampleur de cet écart peut dépendre du paramétrage d'autres éléments du complément de rémunération, développés par ailleurs dans la présente partie.

### 6.5.3.1. Effet sur les incitations pour les producteurs

Pour la plupart des installations, les coûts d'agrégation dépendent positivement du niveau moyen des prix de gros de l'électricité (sauf dans le cas où un écart au  $M_0$  positif pour le producteur serait supérieur au coût d'équilibrage). Le complément de rémunération, dans sa forme actuelle, permet de neutraliser la dépendance des revenus du producteur au niveau moyen des prix de gros. Ainsi, la marge brute d'exploitation de l'installation (les revenus diminués des coûts d'exploitation) est inversement corrélée au niveau moyen des prix de gros.

A titre d'illustration, une installation avec un tarif de référence de 100 €/MWh et des coûts d'équilibrage facturés à 3 % des prix spot moyens perçoit des revenus nets de ces frais de l'ordre de 99 €/MWh en 2020 (prix spot moyen de l'ordre de 33 €/MWh) mais de 92 €/MWh en 2022 (prix spot moyen de l'ordre de 280 €/MWh).

Paradoxalement, dès lors que cela ne détériore pas l'écart au  $M_0$  de l'installation, le producteur peut être incité à produire davantage lorsque les prix de gros moyens sont faibles. Par exemple, si une maintenance lourde de plusieurs mois est nécessaire, mais que le producteur dispose d'une certaine flexibilité sur la date de cette maintenance, il pourrait avoir intérêt à la réaliser et perdre de la production lors d'une année pendant laquelle les prix moyens sont élevés (marge plus faible) que lors d'une année lors de laquelle les prix moyens sont faibles, ce qui ne serait pas optimal du point de vue du système électrique. **Cet effet est néanmoins très limité dans des conditions de marché normales et dépend des anticipations réellement possibles, de la part du producteur/agrégateur, des prix spot futurs.**

Une compensation des coûts d'équilibrage exprimée en fonction des prix de gros moyen ( $x$  % de  $M_0$ ) permettrait théoriquement de faire dépendre positivement la marge d'un nombre plus important de parcs au prix moyen des prix de gros et ainsi d'aligner davantage les incitations du producteur avec les besoins de système électrique.

### 6.5.3.2. Effet sur le niveau de risque porté par les producteurs

La marge brute d'exploitation de l'installation permet le remboursement et la rémunération des investissements. La dépendance de celle-ci aux prix spot moyens, qui peuvent être très volatils, rend ainsi les investissements dans de nouvelles installations plus risqués pour les prêteurs et actionnaires. Limiter cette dépendance s'agissant spécifiquement des coûts d'équilibrage pourrait améliorer les conditions de financement de nouveaux projets et donc les niveaux de soutien demandés par les producteurs à l'Etat.

La crise récente de 2022-2023 a généré des difficultés relatives à la couverture des frais d'agrégation dans le cadre des contrats de compléments de rémunération déjà attribués (aucune prime de gestion explicite ou prime de gestion fixe). En effet, la grande majorité des contrats signés dans les premières années de mise en place du dispositif reposaient sur la facturation, par l'agregateur, de frais fixes d'agrégation, non dépendants des prix spot, dans un contexte où ceux-ci étaient stables et relativement bas. Ainsi, certains agrégateurs ont pu se trouver en difficulté du fait de la forte hausse des coûts d'équilibrage à court terme. Par ailleurs, dans le cadre du renouvellement de leurs contrats d'agrégation, les producteurs n'ont souvent pas pu retrouver des conditions identiques à leurs contrats initiaux, notamment avec l'application par les agrégateurs de frais variables (pourcentage des prix de marché constatés), tandis que ce risque n'avait pas été anticipé au stade de l'élaboration des plans d'affaires.

L'introduction d'une compensation proportionnelle aux prix de gros moyen permettrait de réduire le risque porté par les producteurs, en réduisant la dépendance de la marge au niveau moyen des prix de gros. Le calibrage permettant de réduire au maximum cette dépendance nécessiterait une estimation sur la durée du contrat du coût d'équilibrage moyen exprimé en pourcentage des prix de gros moyen ( $x$  % de  $M_0$ ). Les frais d'agrégation dépendraient toujours du niveau des prix de gros du fait de la brique « écart au  $M_0$  » ; les risques seraient néanmoins réduits pour une majorité de parcs.

### 6.5.3.3. Effet sur les finances publiques

L'introduction d'une couverture explicite des coûts d'équilibrage, proportionnelle au niveau moyen des prix de gros, tendrait à avoir un effet stabilisateur sur les montants versés ou perçus par l'Etat au titre du complément de rémunération, car elle varierait de manière inverse à la prime à l'énergie ( $T-M_0$ ). Par exemple, en considérant un tarif de référence de 100 €/MWh :

- sans compensation explicite : le montant perçu par l'Etat est de +100 €/MWh si le  $M_0$  est de 200 €/MWh et le montant versé est de -50 €/MWh si le  $M_0$  est de 50 €/MWh, soit un différentiel de 150 €/MWh ;
- avec une compensation explicite de  $1 \% * M_0$  : le montant perçu par l'Etat est de +98 €/MWh si le  $M_0$  est de 200 €/MWh et le montant versé est de -50,5 €/MWh si le  $M_0$  est de 50 €/MWh, soit un différentiel de 148,5 €/MWh<sup>144</sup>.

**Cette évolution serait donc plutôt de nature à réduire la sensibilité du budget de l'Etat à l'évolution des prix spot<sup>145</sup> ; en tout état de cause elle ne viendrait pas l'augmenter.**

En outre, l'ajout de cette prime devrait avoir directement un effet sur le tarif de référence : le revenu supplémentaire engendré par l'introduction d'une prime de gestion devrait être soustrait du calibrage du tarif de référence T (calibrage par la puissance publique dans le cadre d'un guichet ouvert ou par le producteur directement dans son plan d'affaires dans le cadre d'une procédure de mise en concurrence). Si cet effet est bien pris en compte, l'ajout de cette prime serait neutre pour les finances publiques en espérance. Dans la mesure où cette prime réduit le risque des producteurs (moindre sensibilité de la marge au niveau moyen des prix de marché), son introduction pourrait se traduire par une baisse des primes de risque demandées et donc une baisse des coûts de financement. **Si ces deux ajustements sont bien pris en compte, l'introduction de cette prime, devrait donc plutôt générer une baisse, certes minime, du coût du soutien pour le budget de l'Etat.**

**Recommandation n°7** – La CRE estime qu'une prime proportionnelle aux prix spot de l'électricité pourrait être introduite dans les nouveaux contrats de soutien attribués (appel d'offres et arrêté tarifaires), à un niveau visant à couvrir en partie les coûts d'équilibrage qui seraient proposés par un agrégateur « efficace ». Dans le cadre des arrêtés tarifaires, cette part proportionnelle pourrait s'ajouter à une part fixe pour la prime de gestion ou alternativement, le tarif pourrait être calibré de manière à intégrer directement les frais de gestion qui seraient couverts par cette part fixe.

Sachant qu'il existe une forte incertitude sur l'évolution du niveau des coûts d'équilibrage à l'avenir, **il apparaîtrait préférable d'opter pour un calibrage « prudent » de 1 % du  $M_0$**  (qui semble aujourd'hui inférieur aux coûts d'équilibrage pour un agrégateur classique), **augmentant les chances que les gains évoqués pour les finances publiques se matérialisent bien.**

Les coûts d'équilibrage n'étant pas parfaitement corrélés au niveau des prix spot, le producteur<sup>146</sup> resterait néanmoins toujours soumis à un risque d'évolution de ces coûts.

Il convient de noter que la mise en place d'une telle compensation aurait a priori pour conséquence d'inciter l'ensemble des agrégateurs à adopter et pérenniser une facturation d'une partie des frais d'agrégation en pourcentage du  $M_0$ .

### **Comparaison avec les PPA**

La plupart des montages contractuels analysés par la CRE dans son observatoire dédié sont de format « *pay-as-produced* » et font porter le coût d'équilibrage à l'acheteur. Dans ces conditions, le producteur ne porte aucun risque relatif à une évolution des coûts d'équilibrage.

<sup>144</sup> A noter que dans ce cas, l'évolution est en moyenne défavorable pour les finances publiques par rapport au premier cas car le tarif de référence est supposé identique, ce qui est faux en théorie (du fait de la réduction du risque pour les producteurs).

<sup>145</sup> Cette dépendance peut néanmoins être réduite par ailleurs par une stratégie de couverture à terme (cf. partie 7.2.2.3). Cette stratégie de couverture devrait alors prendre en compte une éventuelle prime dépendante des prix spot si cette dernière venait à être introduite.

<sup>146</sup> Via les coûts d'équilibrage appliqués par l'agrégateur.

## **6.6. Traitement des revenus capacitaires $Nb_{\text{capa}} \times \text{Pref}_{\text{capa}}$**

### **6.6.1. Règles de certification en vigueur du mécanisme de capacité relatives à la production sous complément de rémunération**

Depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2017 (démarrage de la première année de livraison du mécanisme de capacité), le mécanisme de capacité permet d'offrir une source de revenus supplémentaires à l'ensemble des installations bénéficiant d'un complément de rémunération. En effet, dans le cadre d'un complément de rémunération, le producteur a la responsabilité de la certification de son installation et peut ensuite valoriser les garanties de capacité associées. Pour cela, les producteurs font généralement appel à un agrégateur (cf. partie 4.2). Dans le cadre du dispositif d'obligation d'achat, c'est l'acheteur obligé qui porte la responsabilité de réaliser ces opérations.

#### **6.6.1.1. Régime dérogatoire de certification**

Les règles du mécanisme de capacité prévoient, pour toutes les installations, une obligation de certification.

Les filières photovoltaïque et éoliennes à terre et en mer sont soumises au régime dérogatoire de certification, qui implique une certification selon une méthode normative. Les règles du mécanisme de capacité prévoient par ailleurs que sont éligibles à ce régime les installations dont la source d'énergie primaire est soumise à un aléa météorologique conférant un caractère fatal à la production (notamment l'hydraulique au fil de l'eau). **La majorité des installations bénéficiant du dispositif de complément de rémunération sont ainsi certifiées via ce régime.**

Pour une année de livraison, le niveau de capacité certifié (NCC) d'une entité de certification (EDC) contenant une ou plusieurs installations correspond alors à un historique de production moyenné sur plusieurs années de la ou des installation(s) lors des heures de la période PP2<sup>147</sup>.

Pour ces installations, le niveau de capacité effectif (NCE) pour une année de livraison donnée est égal au produit entre le NCC et le taux de disponibilité effectif (TDE) sur cette année. Ce TDE est en théorie calculé comme la proportion d'heures pendant lesquelles l'installation est disponible sur la période PP2 : une installation certifiée sur la base de la méthode normative est considérée comme disponible si elle est en mesure de produire de l'électricité lorsque sa source d'énergie primaire est présente (cette disponibilité est contrôlée par le gestionnaire de réseau auquel l'installation est raccordée). Lorsque l'installation est en service, si le producteur n'effectue pas de maintenances lors des jours PP2, le NCE de l'installation correspond nécessairement au NCC : les revenus capacitaires du producteur ne sont ainsi pas soumis au risque d'aléa météorologique. Il convient toutefois de noter qu'une plus grande disponibilité effective de l'installation lors des jours PP2 (par exemple du fait d'un productible en moyenne plus important sur les jours PP2 où une prise en compte de ces jours dans la stratégie de maintenance) aura un impact positif sur le NCC des années suivantes.

Pour une année de livraison donnée, si le producteur a valorisé l'intégralité du NCC mais que le NCE de l'installation est plus faible que le NCC, il doit procéder à un rééquilibrage en rachetant les garanties de capacité correspondant à la différence entre la disponibilité certifiée et la disponibilité effective, ou sera redevable d'un écart en capacité négatif<sup>148</sup>.

#### **6.6.1.2. Régime générique de certification**

Le régime générique de certification concerne l'ensemble des installations qui ne sont pas soumises ou éligibles au régime dérogatoire de certification. Ce régime implique une certification selon une méthode de calcul basée sur le réalisé pendant l'année de livraison objet de la certification.

Pour une année de livraison, le niveau de capacité certifié (NCC) d'une entité de certification (EDC) contenant une ou plusieurs installations correspond alors à la meilleure estimation du ou des producteurs de la puissance qui sera disponible sur la période PP2.

---

<sup>147</sup> La période de pointe PP2 est un ensemble d'heures tirées par RTE et censées correspondre à des périodes de tension sur le système électrique.

<sup>148</sup> RTE met à disposition du producteur un NCE estimé avant le 30 juin AL+1, soit avant la date limite pour procéder à une demande de rééquilibrage, fixée au 30 septembre 2026. RTE met à disposition le NCE définitif avant le 1<sup>er</sup> mars AL+3.

Le NCE correspond ensuite à la disponibilité effective de la ou des installation(s) sur la période PP2 : celle-ci dépend notamment de la disponibilité effective de l'énergie primaire contrairement au calcul du NCE dans le cas de la méthode de certification dérogatoire.

## **6.6.2. Prise en compte des revenus capacitaires dans les dispositifs de soutien en vigueur**

### **6.6.2.1. Formule retenue en cas de retranchement explicite des revenus capacitaires**

Plusieurs dispositifs de soutien (détail dans les sous-parties suivantes) prévoient un retranchement explicite du montant du complément de rémunération des revenus capacitaires de l'installation, selon la formule suivante :

$$CR = E * (T - M_0) - Nb_{capa} * P_{ref\ capa}$$

Avec :

- $P_{ref\ capa}$  un prix de référence représentatif du prix des garanties de capacité échangées pour l'année de livraison considérée. Dans la plupart des contrats attribués, il est défini :
  - comme la moyenne arithmétique des prix observés lors des sessions d'enchères organisées pendant l'année civile précédant l'année de livraison AL (AL-1). Ainsi, si le producteur, ou l'agrégateur mandaté à cet effet, répartit parfaitement la vente de l'ensemble des garanties de capacité associées à l'installation entre les différentes enchères organisées en AL-1, alors le prix moyen des garanties de capacité vendues correspondra à  $P_{ref\ capa}$  ;
  - comme le prix de la dernière enchère précédant l'année de livraison pour l'éolien en mer, à partir de la procédure dite « AO5 Sud Bretagne »<sup>149</sup> et pour les différentes périodes de l'appel d'offres en cours relatifs à la petite hydroélectricité<sup>150</sup>. Le producteur, ou l'agrégateur mandaté à cet effet, a donc simplement à vendre l'ensemble des garanties de capacité à cette enchère pour répliquer  $P_{ref\ capa}$  ;
- $Nb_{capa}$  un nombre de garanties de capacité associé à l'installation pour une année de livraison donnée. Pour les installations certifiées selon le régime dérogatoire de certification (majorité des installations soutenues),  $Nb_{capa}$  correspond à une reconstitution du niveau de capacité certifié initial de l'installation (avant d'éventuels rééquilibrages). Ainsi, en l'absence de rééquilibrages capacitaires, il est possible de répliquer exactement le terme normatif  $Nb_{capa} * P_{ref\ capa}$ , de telle sorte que les revenus totaux du producteur deviennent en quelque sorte indépendants des revenus capacitaires.

### **6.6.2.2. Guichets ouverts**

Le code de l'énergie prévoit, pour l'ensemble des contrats de compléments de rémunération attribués par guichet ouvert (cf. partie 3.2), un retranchement explicite des revenus capacitaires de l'installation du montant du complément de rémunération.

Ce retranchement explicite permet de faciliter le calibrage du tarif de référence du complément de rémunération par la puissance publique. En effet, conformément à l'article R. 314-37 du code de l'énergie, T est déterminé de façon à prendre en compte l'ensemble des coûts et recettes d'une installation performante et représentative de la filière considérée. Sans ce retranchement explicite prévu par la formule du complément de rémunération, les pouvoirs publics devraient estimer les revenus capacitaires sur la durée du contrat afin de dimensionner le tarif de référence en conséquence.

---

<sup>149</sup> Dialogue concurrentiel n°1/2021 portant sur des installations éoliennes flottantes de production d'électricité en mer dans une zone au large du sud de la Bretagne.

<sup>150</sup> Appel d'offres portant sur la réalisation et l'exploitation d'installations hydroélectriques - Développement de la petite hydroélectricité.

### 6.6.2.3. Procédures concurrentielles

Selon les procédures concurrentielles considérées, le traitement des revenus capacitaires est différent :

- les procédures portant sur les installations des filières éolien en mer, hydraulique, biogaz, biomasse ainsi que l'appel d'offres relatif à la CCG de Landivisiau<sup>151</sup> prévoient un retranchement *ex post* des revenus capacitaires sur un modèle similaire aux guichets ouverts ;
- les procédures portant sur les installations des filières éolien à terre et photovoltaïque ne prévoient aucun retranchement des revenus capacitaire.

Lorsqu'ils participent à une procédure concurrentielle, les candidats proposent un tarif de référence leur garantissant un niveau de rentabilité prévisionnel satisfaisant. Pour établir le niveau du tarif de référence, les candidats doivent ainsi construire un plan d'affaires prenant en compte l'ensemble des revenus et coûts prévisionnels de l'installation. Lorsque les revenus capacitaires ne sont pas retranchés explicitement du complément de rémunération, les candidats doivent donc construire une hypothèse s'agissant de ces revenus sur toute la durée du contrat (20 ans en général) et les retrancher du tarif de référence proposé, ou prendre le risque de ne pas être compétitif par rapport à leurs concurrents.

### 6.6.3. Incitations/risques pour le producteur selon les modalités de prise en compte des revenus capacitaires dans la formule du complément de rémunération

#### 6.6.3.1. Incitations pour le producteur

Quelles que soient les modalités de prise en compte explicite ou non des revenus capacitaires dans la formule du complément de rémunération, les incitations véhiculées par le mécanisme de capacité sont bien retransmises aux producteurs/à leurs agrégateurs (incitation à maximiser la disponibilité sur la période PP2, soit éviter d'effectuer des maintenances pour les installations certifiées selon le régime dérogatoire).

#### 6.6.3.2. Risques portés par le producteur et impact sur les finances publiques

Il convient tout d'abord de noter que les revenus capacitaires dont pourra bénéficier une installation renouvelable sur la durée sont incertains du fait :

- des évolutions à venir des modalités du mécanisme de capacité français ;
- des variations du prix des garanties de capacité (en particulier, le prix du règlement des écarts en capacité « PREC » s'est établi depuis le lancement du mécanisme entre les deux extrêmes suivants : 0 €/MW pour l'année de livraison 2025 et 60 000 €/MW pour 2023).

Le tableau ci-dessous présente une estimation des revenus capacitaires maximums divisés par la production annuelle pour une installation représentative de chaque filière, avec un prix capacitaire à 60 000€/MW (prix « plafond » du mécanisme de capacité entre 2020 et 2025)<sup>152</sup>.

---

<sup>151</sup> Appel d'offres portant sur l'attribution d'un complément de rémunération fixe en €/MW.

<sup>152</sup> A noter que si le prix des garanties de capacité est nul, le revenu associé l'est aussi.

**Tableau 15 : Hypothèse de taux de certification et estimation des revenus capacitaires maximaux associés par filière**

Filière	Hypothèse de taux de certification (NCC/P <sub>installée</sub> ) <sup>153</sup>	Estimation des revenus capacitaires maximum par MWh avec un prix des garanties de capacité de 60 000€/MW
Eolien à terre	18 %	5,1 €/MWh
Eolien en mer	35 %	5,3 €/MWh
Photovoltaïque	3 %	1,5 €/MWh
Hydraulique	40 %	6,9 €/MWh
Biomasse/Biogaz	50 %	6,0 €/MWh

L'ordre de grandeur des revenus capacitaires maximaux est ainsi non négligeable (à l'exception du solaire photovoltaïque) par rapport à la rémunération de l'énergie produite, même pour des installations renouvelables.

Le retranchement explicite des revenus capacitaires dans la formule du complément de rémunération offre au producteur un certain degré de protection contre l'évolution du prix de la capacité :

- sans retranchement explicite des revenus capacitaires : dans le cadre d'un guichet ouvert, la puissance publique doit considérer une hypothèse de prix de la capacité sur toute la durée du contrat pour dimensionner le niveau du tarif de référence et, dans le cas d'une procédure de mise en concurrence, c'est le producteur qui doit prendre cette hypothèse pour dimensionner le tarif de référence proposé. D'éventuels écarts entre les prix constatés *in fine* et les hypothèses de prix sur 20 ans retenues au moment de l'attribution du complément de rémunération font peser une incertitude sur l'équilibre économique du projet (cela peut conduire les producteurs à être particulièrement prudents sur cette hypothèse et ainsi engendrer des sur-rémunérations si les prix capacitaires sont finalement plus élevés, cf. analyse ci-dessous) ;
- avec un retranchement explicite des revenus capacitaires : une baisse des revenus lié à une baisse du prix des garanties de capacité est compensée par une hausse du montant du complément de rémunération et inversement.

Les plans d'affaires fournis par les candidats des appels d'offres PPE2 des filières éoliennes à terre et solaire permettent d'évaluer la manière dont ces derniers appréhendent les revenus capacitaires et les intègrent ou non à leurs offres.

S'agissant de la filière de l'éolien à terre<sup>154</sup> :

- pour près de la moitié des dossiers, les candidats n'ont pas pris en compte de revenus capacitaires dans leurs plans d'affaires ;
- les autres dossiers intègrent des revenus capacitaires avec des hypothèses relativement dispersées. En moyenne ces derniers sont de 3 255 €/MW installé/an sur la durée du contrat (1<sup>er</sup> quartile à 2 112 €/MW installé/an et 3<sup>e</sup> quartile à 4 000 €/MW installé/an. Cette dispersion s'explique principalement par des différences d'hypothèses s'agissant du prix de valorisation des garanties de capacité<sup>155</sup>.

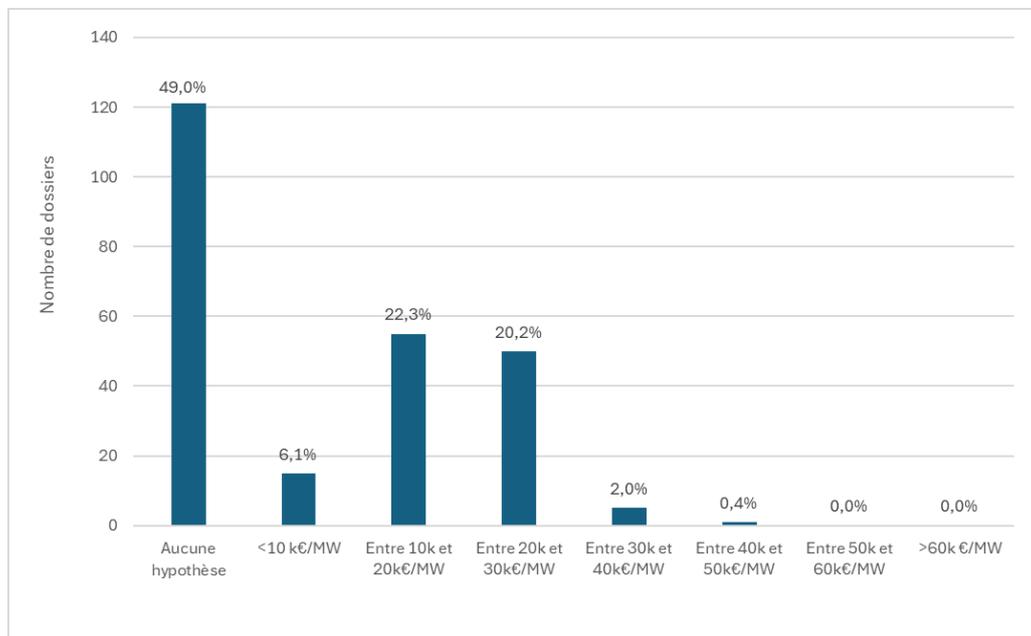
<sup>153</sup> Pour les filières hors éolien en mer, l'hypothèse de taux de certification retenue est représentative du NCC total par filière divisé par la puissance installée en 2023. Par ailleurs, elle est cohérente avec le ratio à la maille du portefeuille sous obligation d'achat géré par EDF OA. Ces ratios pourraient évoluer en cas d'évolution des règles du mécanisme de capacité. Pour l'éolien en mer, les installations actuellement en service (obligation d'achat) présentent des facteurs de charge significativement différents des installations qui seront en complément de rémunération : l'hypothèse correspond donc à une hypothèse cohérente avec celles retenues par les candidats aux derniers appels d'offres instruits par la CRE.

<sup>154</sup> Analyse réalisée sur l'ensemble des dossiers portant sur des installations éoliennes à terre que la CRE a proposé de retenir entre la 1<sup>ère</sup> et la 6<sup>e</sup> période de l'appel d'offres PPE2 Eolien à terre et aux 1<sup>ère</sup> et 2<sup>e</sup> périodes de l'appel d'offres PPE Neutre. L'échantillon représente 247 dossiers.

<sup>155</sup> 77 % des dossiers présentent un taux de certification prévisionnel entre 15 % et 20 %.

La figure suivante illustre la répartition des hypothèses de valorisation de la capacité certifiée en prenant une hypothèse de taux de certification unique de 18% pour tous les projets.

**Figure 19 : Hypothèses de valorisation de la capacité certifiées prises par les candidats aux appels d'offres éolien à terre entre fin 2021 et fin 2023**



S'agissant de la filière du solaire photovoltaïque<sup>156</sup>:

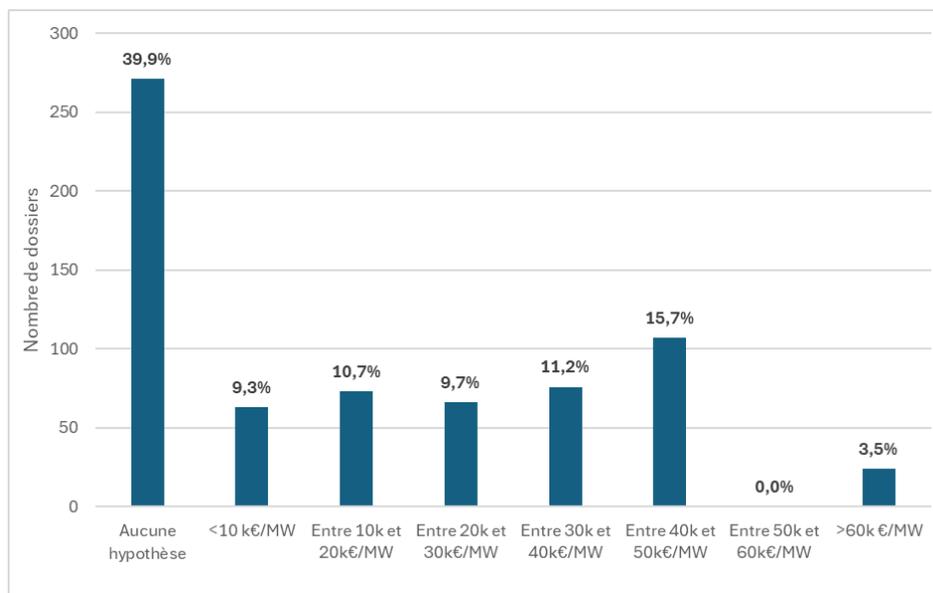
- dans plus d'un tiers des dossiers, les candidats n'ont pas pris en compte de revenus capacitaires dans leurs plans d'affaires ;
- les autres dossiers intègrent des revenus capacitaires encore plus dispersés que pour l'éolien. En moyenne ces derniers sont de 1 026 €/MW installé/an sur la durée du contrat : le premier quartile est de 540 €/MW/an et le troisième quartile est de 1 286 €/MW installé/an. Cette dispersion s'explique principalement par des différences d'hypothèses s'agissant du prix de valorisation des garanties de capacité<sup>157</sup>.

La figure suivante illustre la répartition des hypothèses de valorisation de la capacité certifiée en prenant une hypothèse de taux de certification unique de 3 % pour tous les projets. Les projets intégrant une hypothèse de prix capacitaire supérieure à 60 k€/MW correspondent à des projets avec une hypothèse de taux de certification très élevés qui semblent irréalistes pour la filière photovoltaïque.

<sup>156</sup> Analyse réalisée sur l'ensemble des dossiers portant sur des installations photovoltaïques que la CRE a proposé de retenir entre la 1<sup>ère</sup> et la 6<sup>e</sup> période de l'appel d'offres PPE2 PV Bâtiment, entre la 1<sup>ère</sup> et la 5<sup>e</sup> période de l'appel d'offres PPE2 PV Sol à et aux 1<sup>ère</sup> et 2<sup>e</sup> périodes de l'appel d'offres PPE2 Neutre. L'échantillon représente 687 dossiers. Les résultats sont exprimés en euros courants.

<sup>157</sup> 66 % de ces dossiers présentent un taux de certification entre 2 % et 4 %.

**Figure 20 : Hypothèses de valorisation de la capacité certifiée prises par les candidats aux appels d'offres de la filière solaire photovoltaïque entre fin 2021 et fin 2023**



**Les analyses démontrent la complexité, pour les candidats aux procédures concurrentielles, de chiffrer les revenus capacitaires dans les plans d'affaires de leurs offres :**

- une part significative des candidats ne prennent aucune hypothèse relative aux revenus capacitaires : ils ne les prennent donc pas en compte pour définir le tarif auquel ils candidatent et ces revenus viennent gonfler la marge qu'ils avaient fixée initialement ;
- les autres prennent des hypothèses très disparates ce qui illustre le manque de visibilité des candidats sur l'évolution du prix de la capacité. Cette forte incertitude peut ainsi les amener à intégrer des primes de risques supplémentaires.

Le non-retranchement des revenus capacitaires représente donc soit i) un surcoût budgétaire direct (ces revenus ne sont pas pris en compte dans le dimensionnement du tarif) soit ii) un risque supplémentaire pour le candidat susceptible d'augmenter les primes de risque demandées et *in fine* le niveau de soutien.

**Recommandation n°8** – Comme elle a déjà eu l'occasion de le recommander dans plusieurs délibérations au cours des dernières années, **la CRE recommande de retrancher les revenus capacitaires dans les formules du complément de rémunération pour l'ensemble des nouveaux contrats attribués. Le producteur conserverait la responsabilité de la certification de son installation.**

La CRE avait notamment consulté les représentants des filières sur cette thématique en 2022 : l'un des principaux points remontés par les répondants était la **nécessité d'ajuster les prix plafonds des appels d'offres pour tenir compte de cette évolution**, de nature à renchérir le niveau de tarif de soutien demandé (bien qu'elle permette bien *in fine* de baisser le coût du soutien pour l'Etat). **Ces derniers pourraient par exemple être augmentés de l'ordre de 2 à 3 €/MWh pour l'éolien à terre et de 0,5 à 1 €/MWh pour le solaire photovoltaïque<sup>158</sup>.**

Par ailleurs, l'uniformisation des formules des contrats de complément de rémunération attribués par procédure concurrentielle ou par guichet ouvert via une prise en compte explicite des revenus capacitaires faciliterait l'appréhension de ces différents contrats par les producteurs et agrégateurs.

<sup>158</sup> Fourchettes calculées à partir d'hypothèse centrales de taux de certification de 18% et 3% et facteur de charge de 2100 hepp et 1200 hepp pour respectivement l'éolien à terre et le solaire photovoltaïque et une hypothèse de prix de la capacité de 30 000€/MW correspondant à la moitié du prix maximum.

### **Comparaison avec les PPA**

Dans près de trois quarts des montages contractuels analysés par la CRE dans son observatoire dédié, le PPA inclut la vente à l'acheteur des garanties de capacité associé à l'installation et ces dernières sont directement incluses dans le prix de vente par MWh. Le producteur n'est ainsi pas exposé au risque d'évolution du prix des garanties de capacité, tout comme dans l'évolution préconisée par la CRE.

## **6.7. Autres modalités contractuelles des contrats de complément de rémunération**

### **6.7.1. Durée du contrat de complément de rémunération**

L'article L. 314-22 du code de l'énergie précise que la durée des contrats de complément de rémunération, est définie de chaque arrêté dans une limite de vingt ans. S'agissant des appels d'offres, cette durée est précisée dans le cahier des charges et n'est pas contrainte par le code de l'énergie.

**En pratique, la quasi-totalité des contrats de complément de rémunération attribués bénéficie d'un contrat d'une durée initiale de 20 ans.**

Deux exceptions sont à noter :

- les projets lauréats de l'appel d'offres dédié à l'autoconsommation<sup>159</sup> bénéficient d'un contrat d'une durée de 10 ans ;
- les projets éoliens terrestres bénéficiant de l'arrêté tarifaire « E16 »<sup>160</sup> bénéficient d'un contrat d'une durée de 15 ans.

En cas de retard dans la mise en service de l'installation par rapport aux délais prévus lors de l'attribution du soutien, la durée initiale du contrat de complément de rémunération peut être réduite selon des modalités qui sont précisées pour chaque dispositif. Généralement, cette diminution correspond à la durée du retard.

Il convient de noter que la durée de 20 ans est plus courte que la durée de vie technique des installations, qui peut a priori s'étendre jusqu'à 25-35 ans selon les filières.

### **6.7.2. Indexation du tarif de référence**

#### **6.7.2.1. Coefficient d'indexation L**

L'ensemble des contrats de complément de rémunération attribués prévoient une indexation du tarif de référence postérieure à la prise d'effet du contrat (« coefficient d'indexation L »)<sup>161</sup>. L'objectif est de diminuer le risque relatif à l'évolution des coûts d'exploitation des parcs soutenus via une indexation d'une partie du tarif de référence. En théorie, le pourcentage indexé est censé représenter la part des coûts d'exploitation ou OPEX dans le coût complet d'une installation. En effet, après la mise en service de l'installation et la prise d'effet du contrat de complément de rémunération, seuls les coûts d'exploitation sont censés évoluer.

**Recommandation n°9 – La CRE est favorable à la couverture du risque d'évolution des coûts d'exploitation par l'Etat. Néanmoins, elle recommande de réinterroger de manière régulière les formules et indices retenus pour le calcul de l'indexation des nouveaux contrats de complément de rémunération attribués, afin de s'assurer que ces dernières demeurent alignées avec la répartition entre coûts d'investissement et coûts d'exploitation dans les coûts complets des installations.**

---

<sup>161</sup> Les contrats d'obligation d'achat bénéficient d'une indexation similaire. Cette indexation est prévue par l'article R314-37 du code de l'énergie pour les guichets ouverts.

Dans son avis sur le cahier des charges relatif à la procédure éolienne en mer « AO5 »<sup>162</sup>, la CRE a notamment recommandé de diminuer la part variable de l'indexation L de 30 % à 20 %, afin de refléter plus fidèlement la part des coûts d'exploitation dans le coût complet de l'installation. Cette nouvelle pondération est désormais en vigueur pour la filière depuis la procédure « AO5 ».

### 6.7.2.2. Coefficient d'indexation K

Certains dispositifs de soutien via le régime du complément de rémunération prévoyaient dès leur lancement, en 2016, une indexation du tarif de référence antérieure à la prise d'effet du contrat (« coefficient d'indexation K »), et notamment les arrêtés tarifaires « H16 »<sup>163</sup> (petite hydroélectricité) et « C16 »<sup>164</sup> (cogénération à partir de gaz naturel)<sup>165</sup>. L'ensemble des cahiers des charges portant sur des installations éoliennes en mer et publiés depuis la mise en place en France du complément de rémunération prévoit également une telle indexation par un coefficient K avant la mise en service des installations.

A partir de fin 2022, une indexation similaire a été adoptée pour l'ensemble des contrats de complément de rémunération attribués pour les filières du solaire photovoltaïque, de l'éolien à terre et de la petite hydroélectricité (à l'exception de l'appel d'offres susmentionné dédiés aux installations en autoconsommation), dans un contexte de hausse des coûts d'investissement et de financement.

L'objectif de l'indexation K est de réduire les risques du projet sur cette période, dans la mesure où les éventuelles évolutions de coûts du projet (coûts d'investissement et coûts d'exploitation prévisionnels) du fait de l'inflation et de l'évolution des coûts de financement sont compensées de manière normative par une évolution des revenus du producteur<sup>166</sup>. En effet, il existe un écart entre la date à laquelle le producteur sécurise le montant du tarif de référence de son contrat de complément de rémunération et la date à laquelle il sécurise ses coûts (bouclage financier). Lors de l'attribution du soutien, l'ensemble des coûts peuvent, en théorie, évoluer : la part du tarif devant faire l'objet d'une indexation antérieure à la mise en service devrait ainsi en théorie être de 100 %, ce qui est désormais plus ou moins le cas dans la plupart des dispositifs de soutien concernés.

---

<sup>162</sup> Délibération de la CRE du 2 mars 2023 portant avis sur le projet de cahier des charges relatif à la procédure de mise en concurrence avec dialogue concurrentiel n°1/2021 portant sur des installations éoliennes flottantes de production d'électricité en mer dans une zone au large du sud de la Bretagne

<sup>163</sup> Arrêté du 13 décembre 2016 fixant les conditions d'achat et du complément de rémunération pour l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie hydraulique des lacs, des cours d'eau et des eaux captées gravitairement.

<sup>164</sup> Arrêté du 3 novembre 2016 fixant les conditions d'achat et du complément de rémunération pour l'électricité produite par les installations de cogénération d'électricité et de chaleur valorisée à partir de gaz naturel implantées sur le territoire métropolitain continental et présentant une efficacité énergétique particulière

<sup>165</sup> L'article R. 314-37 du code de l'énergie précise que les guichets ouverts peuvent prévoir un ajustement automatique du tarif de référence applicable aux nouvelles demandes de contrat de complément de rémunération, qui pourra dépendre du rythme de développement de la filière.

<sup>166</sup> Dans le cadre des procédures de mise en concurrence relatives à l'éolien à mer, la couverture contre le risque d'évolution des taux ne passe pas par l'indexation K mais par un mécanisme *ad hoc* de recalage du tarif.

**Recommandation n°9** – A la fin de l'année 2022, dans un contexte de forte hausse des coûts des filières renouvelables, la CRE s'est exprimée en faveur de la mise en place d'une indexation par un coefficient K (avant la mise en service des installations) dans la plupart des dispositifs de soutien et a fortement contribué à la définition de ses modalités. Une telle mesure devrait contribuer, à l'avenir, à éviter des situations dans lesquelles des évolutions de coûts non anticipables conduiraient à l'arrêt d'un nombre important de projets.

**Comme pour l'indexation par le coefficient L, la CRE recommande de réinterroger régulièrement les indices retenus et leur pondération, afin de s'assurer que ces derniers reflètent bien l'évolution du coût des filières.** Par ailleurs, la CRE réitère sa recommandation pour l'ensemble des appels d'offres portant sur des installations de production d'électricité renouvelable terrestre<sup>167</sup>, que les candidats puissent indiquer dans leur offre le nombre de mois en amont de la mise en service (forcément supérieur à 12) à prendre en compte pour la durée d'application de l'indexation K, afin que celle-ci corresponde au mieux au calendrier de développement de chaque projet et à la stratégie de sécurisation des coûts de chaque acteur.

### 6.7.3. Garanties d'origine associées à la production des installations

L'article L. 311-21 du code de l'énergie prévoit que l'électricité produite pour laquelle une garantie d'origine a été émise par le producteur ne peut ouvrir droit au bénéfice de l'obligation d'achat ou du complément de rémunération.

Toutes les installations de production d'électricité à partir de sources renouvelables et qui bénéficient d'un soutien public (obligation d'achat ou complément de rémunération) sont inscrites sur le registre des garanties d'origine au nom de l'Etat. Ainsi, sur la durée du contrat de soutien, toutes les garanties d'origine liées à la production de ces installations sont émises au bénéfice de l'Etat. Ce dernier peut en valoriser tout ou partie. Le 6<sup>e</sup> rapport annuel du Comité de gestion des charges de service public de l'électricité<sup>168</sup> estime que la vente des garanties d'origine liées aux engagements de l'Etat à fin 2024 sur la période 2025-2052 pourrait engendrer au total des recettes entre 1 Md€ et 7 Mds€ selon le prix de la garantie d'origine (estimé dans le rapport entre 0,67 €<sub>2024</sub>/MWh et 4,37 €<sub>2024</sub>/MWh).

### 6.7.4. Déplafonnement des contrats de complément de rémunération

En tant que dispositif symétrique, le complément de rémunération en France prévoit un flux financier du producteur vers EDF OA et *in fine* au bénéfice de l'Etat lorsque le prix de marché de référence M<sub>0</sub> excède le tarif de référence.

Un plafonnement des contrats de complément de rémunération attribués par guichet ouvert a cependant été introduit dans le cadre de la mise en œuvre du dispositif du complément de rémunération, par le décret n°2016-682 du 27 mai 2016, dont l'article 3<sup>169</sup> disposait : « *Dans les cas où la prime à l'énergie mensuelle mentionnée à l'article R. 314-34 est négative, le producteur est redevable de cette somme dans la limite des montants totaux perçus depuis le début du contrat au titre du complément de rémunération.* » Le décret n°2021-1691 du 17 décembre 2021 a supprimé ce plafonnement pour les guichets ouverts permettant l'octroi d'un soutien sous forme de contrat de complément de rémunération, rendant ainsi le complément de rémunération totalement symétrique.

---

<sup>167</sup> Délibération de la CRE n°2024-188 du 16 octobre 2024 portant décision relative à l'instruction des dossiers de candidature à la 8<sup>e</sup> période de l'appel d'offres portant sur la réalisation et l'exploitation d'installations de production d'électricité à partir de l'énergie mécanique du vent implantées à terre.

<sup>168</sup> Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 27 mars 2025 portant décision relative à l'instruction des dossiers de candidature à la 9<sup>e</sup> période de l'appel d'offres portant sur la réalisation et l'exploitation d'installations de production d'électricité à partir de l'énergie mécanique du vent implantées à terre.

<sup>169</sup> Codifié à l'article R.314-49 du code de l'énergie.

S'agissant des appels d'offres, les premières périodes des appels d'offres « CRE4 » prévoyaient également un plafonnement des versements dus par les producteurs, rendant le dispositif de complément de rémunération asymétrique. La suppression du plafonnement, de manière similaire au décret du 17 décembre 2021 susmentionné, a été introduite à différents moments selon les appels d'offres considérés (certains appels d'offres comme l'appel d'offres « Biomasse »<sup>170</sup> intégraient dès la première période un déplafonnement total des contrats de complément de rémunération).

Par ailleurs, l'article 230 de la loi de finances pour 2024<sup>171</sup> a introduit un déplafonnement total de l'ensemble des contrats de complément de rémunération à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2022, jusqu'à leur échéance. Cette disposition a été censurée par le Conseil Constitutionnel dans sa décision n°2024-1119/1125 en date du 24 janvier 2025. Il a jugé que les dispositions étaient inconstitutionnelles au motif qu'elles portaient une atteinte disproportionnée au droit au maintien des conventions légalement conclues. Le Conseil constitutionnel a reporté l'abrogation des dispositions litigieuses au 31 décembre 2025, afin d'éviter les conséquences manifestement excessives qu'entraînerait une abrogation immédiate et de permettre au législateur de tirer les conséquences de la déclaration d'inconstitutionnalité des dispositions contestées, en mettant un mécanisme de déplafonnement conforme à la constitution.

Dans sa délibération relative à l'évaluation annuelle des CSPE pour 2023<sup>172</sup>, la CRE s'est prononcée en faveur du déplafonnement des contrats de complément de rémunération existants, en considérant que les sommes perçues par les producteurs au-delà des niveaux de tarif de référence constituent des rentes indues, s'éloignant du principe d'une rémunération raisonnable<sup>173</sup> sur la durée des contrats de complément de rémunération.

Au titre de 2022 et de 2023, ces sommes représentent environ 1,9 Mds€.

### 6.7.5. Modalités de facturation

Les conditions générales des contrats de complément de rémunération prévoient que le producteur a la charge d'établir les factures ou avoirs donnant lieu aux flux financiers relatifs à ces contrats. EDF OA a ensuite la charge de contrôler ces factures.

Dans le cas des compléments de rémunération dont le pas de temps est mensuel, les factures ou les avoirs doivent être envoyés mensuellement pour le règlement de la prime à l'énergie et de l'éventuelle prime de gestion en s'appuyant sur les données suivantes :

- la production mensuelle de l'installation lors des heures où le prix spot est positif ( $E_i$ ), donnée transmise par le gestionnaire de réseau au producteur par le biais d'EDF OA ;
- le prix de marché de référence  $M_{0,i}$ , calculé par la CRE et publié sur son site internet.

Une facture ou un avoir de régularisation annuelle doit ensuite être envoyé entre le 15 février et le 15 mars de l'année suivante comprenant :

- d'éventuelles régularisations fondées sur une évolution des données de production mensuelle  $E_i$  ou du prix de marché de référence  $M_{0,i}$  ;
- le paiement de la prime pour prix négatifs sur la base du nombre d'heures de prix négatifs pendant lesquelles l'installation n'a pas produit ( $n_{\text{prix négatifs}}$ ), transmise par le gestionnaire de réseau au producteur par le biais d'EDF OA ;
- le retranchement éventuel des revenus capacitaires dont le calcul est basé (i) sur un prix de référence  $P_{\text{ref capa}}$  prévu par le contrat et publié par la CRE et (ii) un niveau de capacité certifié de référence relatif à l'installation ( $Nb_{\text{capa}}$ ) transmis par le gestionnaire de réseau au producteur par le biais d'EDF OA.

<sup>170</sup> <https://www.cre.fr/Documents/Appels-d-offres/appele-d-offres-portant-sur-la-realisation-et-l-exploitation-d-installations-de-production-d-electricite-a-partir-de-biomasse>.

<sup>171</sup> LOI n° 2023-1322 du 29 décembre 2023 de finances pour 2024.

<sup>172</sup> Délibération de la CRE n°2022-202 du 13 juillet 2022 relative à l'évaluation des charges de service public de l'énergie pour 2023.

<sup>173</sup> Ce principe est prescrit par les articles L. 314-4 et L. 314-20 du code de l'énergie.

Dans le cas d'un flux financier d'EDF OA vers le producteur, EDF OA doit régler la facture transmise dans un délai de 30 jours.

Dans le cas d'un flux financier du producteur vers EDF OA, le producteur dispose d'un délai de 30 jours à compter de la réception des données nécessaires pour émettre un avoir. Il dispose ensuite d'un délai supplémentaire de 30 jours à compter de l'émission de l'avoir pour réaliser le règlement à EDF OA.

En cas de manquement à ces délais, chacune des parties s'expose à des pénalités.

#### **6.7.6. Existence d'un acheteur de dernier recours**

L'article L. 314-26 du code de l'énergie prévoit que l'autorité administrative peut désigner un acheteur de dernier recours tenu de conclure un contrat d'obligation d'achat pour les installations en complément de rémunération qui justifient l'impossibilité de vendre leur électricité. L'achat de cette électricité ne peut engendrer un niveau de rémunération supérieur à 80 % de la rémunération totale qui aurait été tirée de la vente de l'électricité produite sur le marché et du versement du complément de rémunération.

L'article R. 314-51 du même code précise les modalités de désignation de cet acheteur et l'article R. 314-52 précise notamment que le contrat conclu avec l'acheteur en dernier recours ne peut excéder trois mois mais peut être renouvelé sur demande du producteur, sous réserve qu'il démontre qu'il n'a pas réussi à contractualiser avec un agrégateur tiers.

A date, aucun acheteur de dernier recours n'a été désigné par l'autorité administrative.

**Le CRE estime que le marché de l'agrégation est suffisamment développé pour que la mise en œuvre effective de ce dispositif ne soit pas nécessaire (cf. partie 4.2).** Il semble peu probable qu'un producteur soit en mesure de justifier une impossibilité de commercialiser son électricité : celle-ci peut toujours être commercialisée avec un risque limité pour l'agrégateur s'il rémunère le producteur en fonction du prix effectivement capté par l'installation sur le marché spot au lieu d'un prix correspondant au prix de référence du complément de rémunération qui correspond à la pratique actuelle.

**Il conviendra néanmoins de demeurer attentif à ce point dans le cadre de l'abaissement à 200 kW, au plus tard en 2026, du seuil de puissance à partir duquel les installations sont soutenues par le biais d'un complément de rémunération (cf. parties 3.1 et 0). Si des installations rencontraient en pratique des difficultés à trouver un agrégateur, il pourrait être pertinent pour l'Etat de désigner un tel acheteur de dernier recours.**

## Table des illustrations

<i>Figure 1 : Répartition par filière des nouveaux engagements de l'Etat pris en 2023-2024 en production annuelle prévisionnelle (TWh/an) soutenue sous le régime de l'obligation d'achat et du complément de rémunération (avant application de taux de chute prévisionnels)</i>	5
<i>Figure 2 : Répartition des engagements de l'Etat à fin 2024 en production soutenue sous le régime de l'obligation d'achat et du complément de rémunération</i>	5
<i>Figure 3 : Exemple stylisé des revenus d'un producteur bénéficiant d'une prime variable symétrique</i>	24
<i>Figure 4 : Répartition par filière des nouveaux engagements de l'Etat pris en 2023-2024 en production annuelle prévisionnelle (TWh/an) soutenue sous le régime de l'obligation d'achat et du complément de rémunération (avant application de taux de chute prévisionnels)</i>	36
<i>Figure 5 : Répartition des engagements de l'Etat à fin 2024 en production soutenue sous le régime de l'obligation d'achat et du complément de rémunération</i>	37
<i>Figure 6 : Evolution de la répartition par filière de la production des installations bénéficiant d'un contrat de complément de rémunération engagé avant fin 2024</i>	37
<i>Figure 7 : Répartition des engagements de l'Etat nécessaires à l'atteinte des objectifs PPE3 « bas » (projet de PPE3 mis en consultation fin 2024), en production soutenue sous le régime de l'obligation d'achat et du complément de rémunération (sous l'hypothèse d'un faible développement des installations via des contrats de type PPA)</i>	39
<i>Figure 8 : Exemple stylisé des revenus d'un producteur bénéficiant d'une prime fixe proportionnelle à l'électricité produite mais indépendante des prix de gros de l'électricité</i>	50
<i>Figure 9 : Exemple stylisé d'un producteur bénéficiant d'une prime variable asymétrique dépendant du niveau des prix de gros de l'électricité</i>	52
<i>Figure 10 : Exemple stylisé des revenus d'un producteur bénéficiant d'une prime variable symétrique dépendant du niveau des prix de gros de l'électricité</i>	53
<i>Figure 11 : Exemple stylisé des revenus d'un producteur bénéficiant d'une prime variable dépendant des prix de gros de l'électricité et basée sur un corridor de tarif</i>	54
<i>Figure 12 : Exemple relatif à la production d'un parc éolien à terre sur l'année 2024</i>	67
<i>Figure 13 : Evolution mensuelle de l'écart au <math>M_0</math> en cas de passage à un <math>M_0</math> non pondéré</i>	72
<i>Figure 14 : Flux physiques et financiers dans le schéma de complément de rémunération actuel</i>	80
<i>Figure 15 : Figure récapitulative des flux physiques et financiers dans le cas d'une couverture physique du complément de rémunération en cas de baisse puis de hausse des prix spot par rapport aux prix à terme</i>	81
<i>Figure 16 : Figure récapitulative des flux physiques et financiers dans le cas d'une couverture financière du complément de rémunération en cas de baisse puis de hausse des prix spot par rapport aux prix à terme</i>	82
<i>Figure 17 : Production française agrégée lors de la journée du 20 octobre 2024 (installations sous complément de rémunération, sous obligation d'achat et non soutenues)</i>	86
<i>Figure 18 : Nombre annuel d'heures de prix spot négatifs</i>	88
<i>Figure 19 : Hypothèses de valorisation de la capacité certifiées prises par les candidats aux appels d'offres éolien à terre entre fin 2021 et fin 2023</i>	106
<i>Figure 20 : Hypothèses de valorisation de la capacité certifiée prises par les candidats aux appels d'offres de la filière solaire photovoltaïque entre fin 2021 et fin 2023</i>	107

<b>Tableau 1 : Répartition par filière des volumes en service soutenus par un contrat d'obligation d'achat ou un contrat de complément de rémunération en 2024</b>	<b>4</b>
<b>Tableau 2 : Proportion moyenne de la puissance installée des installations en CR qui s'éteint entièrement en cas de prix négatifs</b>	<b>8</b>
<b>Tableau 3 : Incitations et risques véhiculés par le dispositif de complément de rémunération français par rapport au régime d'obligation d'achat</b>	<b>26</b>
<b>Tableau 4 : Modalités d'attribution et formes des dispositifs de soutien pour les nouvelles installations de production d'électricité renouvelable en France métropolitaine continentale</b> <i>Erreur ! Signet non défini.</i>	
<b>Tableau 5 : Répartition par filière des volumes en service soutenus par un contrat d'obligation d'achat ou un contrat de complément de rémunération en 2024</b>	<b>35</b>
<b>Tableau 6 : Evolution de la répartition par filière de la puissance cumulée des installations bénéficiant d'un contrat de complément de rémunération engagé avant fin 2024</b>	<b>38</b>
<b>Tableau 7 : Principales caractéristiques des compléments de rémunération attribués dans les pays couverts par l'analyse comparée</b>	<b>58</b>
<b>Tableau 8 : Pas de temps retenu pour le calcul du <math>M_0</math> des contrats de complément de rémunération déjà attribués en France</b>	<b>62</b>
<b>Tableau 9 : pondération retenue pour le calcul du <math>M_0</math> s'agissant des contrats de complément de rémunération déjà attribués en France</b>	<b>69</b>
<b>Tableau 10 : Impact de l'utilisation d'un <math>M_0</math> non pondéré par rapport à un <math>M_0</math> filière sur les revenus annuels de toutes les installations de la filière</b>	<b>73</b>
<b>Tableau 11 : Calibrage de la prime de prix négatifs pour les différents contrats de complément de rémunération attribués</b>	<b>85</b>
<b>Tableau 12 : Prix horaires sur le marché spot entre 11h et 17h lors de la journée du 20 octobre 2024</b>	<b>86</b>
<b>Tableau 13 : Proportion moyenne de la puissance installée des installations en CR qui s'éteint entièrement en cas de prix négatifs</b>	<b>87</b>
<b>Tableau 14 : Influence de la survenance d'heures de prix négatifs selon la compensation ou non des producteurs</b>	<b>95</b>
<b>Tableau 15 : Hypothèse de taux de certification et estimation des revenus capacitaires maximaux associés par filière</b>	<b>105</b>