

## DÉLIBÉRATION N°2026-68

# Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 27 mars 2026 portant décision sur la méthodologie d'évaluation des charges de service public de l'énergie en France hexagonale

**Participaient à la séance : Emmanuelle WARGON, présidente, Victor ALONSO, Anthony CELLIER, Nadia FAURE et Didier REBISCHUNG, commissaires.**

## 1. Contexte et compétence de la Commission de régulation de l'énergie

L'article L. 121-9 du code de l'énergie dispose que « *chaque année, la Commission de régulation de l'énergie évalue le montant des charges [de service public de l'énergie]* ». L'article R. 121-31 dispose que la CRE procède également à la réévaluation des charges à compenser par le budget de l'Etat pour l'année en cours, pour les opérateurs en France hexagonale.

Les charges faisant l'objet d'une compensation au titre des charges de service public de l'énergie (CSPE) sont définies dans le code de l'énergie<sup>1</sup>. Différents types d'opérateurs peuvent ainsi être amenés à supporter des CSPE en France hexagonale<sup>2</sup> :

- s'agissant du soutien aux énergies renouvelables électriques, à la cogénération au gaz naturel et aux autres moyens thermiques en France hexagonale : EDF Obligation d'Achat (EDF OA), les entreprises locales de distribution (ELD), les organismes agréés et l'acheteur en dernier recours<sup>3</sup>. Ils peuvent être compensés des frais de gestion associés ;
- s'agissant du soutien à l'injection de biométhane : les acheteurs de biométhane injecté. Ils peuvent également être compensés des frais de gestion associés ;
- les fournisseurs d'électricité et de gaz peuvent supporter des charges liées aux dispositifs sociaux.

Dans ce contexte, la Commission de régulation de l'énergie (CRE) a défini la méthodologie consolidée d'évaluation des CSPE en France hexagonale dans sa délibération du 30 avril 2025<sup>4</sup>. Cette délibération constitue des lignes directrices opposables aux opérateurs supportant des CSPE. La CRE applique cette méthodologie chaque fois qu'elle procède à l'évaluation du montant des charges imputables aux missions de service public de l'énergie, sous réserve qu'aucune circonstance particulière ou aucune considération d'intérêt général ne justifie qu'il y soit dérogé. La méthodologie est susceptible d'être mise à jour, notamment en cas d'évolution de la réglementation ou de la pratique décisionnelle de la CRE.

<sup>1</sup> Articles L. 121-7 et suivants du code de l'énergie. Les modalités réglementaires sont définies aux articles R. 121-25 et suivants du même code.

<sup>2</sup> En application de l'article 181 de la loi de finances pour 2022, de l'article 37 de la loi de finances rectificative pour 2022 et de l'article 181 de la loi de finances pour 2023, les pertes de recettes supportées par les fournisseurs d'électricité ou de gaz naturel du fait du gel des tarifs réglementés de vente d'électricité et de gaz naturel constituent également des charges de service public de l'énergie ouvrant droit à compensation pour les opérateurs qui les supportent. La présente délibération et son annexe présentent la méthodologie d'évaluation des charges de service public de l'énergie en France hexagonale à l'exception des charges liées au gel tarifaire.

<sup>3</sup> Tel que prévu à l'article L. 314-26 du code de l'énergie : il s'agit de l'acheteur tenu de conclure un contrat d'achat de l'électricité produite par une installation sous complément de rémunération dans le cas où le producteur est dans l'incapacité de vendre sa production.

<sup>4</sup> [Délibération n°2025-114 de la CRE](#) du 30 avril 2025 portant décision sur la méthodologie d'évaluation des charges de service public de l'énergie en métropole continentale.

## 2. Modifications apportées par la présente délibération

La présente délibération vient modifier ou compléter la méthodologie définie dans la délibération du 30 avril 2025, s'agissant principalement :

- du changement du pas de temps considéré pour les références de prix spot de l'électricité ;
- de l'arrêt en prix de marché de l'électricité négatifs des installations sous obligation d'achat (OA) ;
- de la méthodologie de calcul du coût évité « énergie » constaté au titre de l'année précédente et de la méthodologie de calcul du coût évité « énergie » prévisionnel au titre de l'année en cours et de l'année suivante ;
- du calcul du coût évité relatif à la vente des garanties d'origine (GO) de biogaz ;
- de la méthodologie de calcul du coût évité « capacité ».

L'ensemble de la méthodologie applicable est accessible en annexe de cette délibération. Les modifications apportées par la présente délibération sont surlignées, afin d'être facilement identifiées.

### 2.1. Changement du pas de temps considéré pour les références de prix spot de l'électricité

La présente délibération inclut un changement du pas de temps considéré pour les références de prix spot de l'électricité, à la suite de la modification du pas de fonctionnement du marché spot à 15 minutes depuis le 1<sup>er</sup> octobre 2025.

### 2.2. Modulation à la baisse de la production des installations sous OA en cas de prix de marché de l'électricité négatifs

Le II de l'article 175 de la loi de finances pour 2025 et les arrêtés d'application du 22 décembre 2025 et du 19 mars 2026 permettent aux acheteurs obligés de demander l'arrêt ou la limitation de production de parcs sous OA dans un objectif de réduction des CSPE<sup>5</sup>. La CRE précise dans la présente délibération le calendrier dans lequel les acheteurs obligés se saisissent de cette possibilité, les principes opérationnels de mise en œuvre de ces demandes d'arrêt et établit le cadre de compensation associé.

La délibération de la CRE du 26 février 2026<sup>6</sup> prévoit que « *seules les installations au périmètre d'EDF Obligation d'Achat peuvent à ce stade être soumises à des demandes d'arrêts.* »

La présente délibération indique qu'EDF OA demande des modulations à la baisse aux installations éoliennes en mer comme le cadre réglementaire en vigueur le prévoit<sup>7</sup>. En pratique, EDF OA demande déjà des modulations à la baisse pour trois installations éoliennes en mer depuis mai 2025, sur la base d'avenants signés volontairement par les producteurs concernés.

La présente délibération précise également qu'EDF OA demandera les premières modulations à la baisse d'installations photovoltaïques ou éoliennes à terre sur son périmètre seulement à partir du 15

---

<sup>5</sup> Le cadre réglementaire permet de demander une modulation à la baisse aux installations PV sous OA de puissance installée supérieure à 10 MWc et aux installations éoliennes à terre et en mer sous OA de puissance installée supérieure à 10 MW (hors projet pilotes éoliens en mer).

<sup>6</sup> Délibération de la CRE n°2026-53 du 26 février 2026 portant décision sur les règles de la comptabilité appropriée applicables aux opérateurs supportant des charges de service public de l'énergie pour la déclaration des charges constatées et sur le format de déclaration des charges prévisionnelles.

<sup>7</sup> Pour les installations éoliennes en mer, les demandes de modulation à la baisse sont possibles à compter de la date qui intervient le plus tôt entre le premier jour du mois suivant l'activation du contrat de la dernière tranche de l'installation et le premier jour du mois suivant le premier anniversaire de l'activation du premier contrat de tranche de cette installation.

avril 2026 (une modulation le 15 avril 2026 implique une consigne d'arrêt envoyée le 14 avril 2026)<sup>8</sup> afin de concilier l'objectif de réduction des CSPE avec un lancement du dispositif dans de bonnes conditions opérationnelles pour EDF OA et pour les producteurs.

Les installations concernées par les demandes d'arrêt sont ajoutées progressivement au dispositif opérationnel selon une méthode respectant des principes objectifs et non-discriminatoires qui sera communiquée par EDF OA à la CRE. Par ailleurs, les installations photovoltaïques d'une puissance installée entre 10 MWc et 12 MWc pour lesquelles les demandes de modulation à la baisse ne sont possibles que depuis le 26 mars 2026 ne seront pas intégrées prioritairement dans la phase de démarrage du dispositif.

S'agissant des ELD et des organismes agréés, la CRE confirme qu'elle n'attend pas à ce stade que ces opérateurs se saisissent de la possibilité de demander des modulations de production, mais qu'elle pourrait envisager à partir de 2027 d'établir un cadre de compensation permettant à ces acteurs d'exploiter la possibilité de demander aux producteurs de moduler à la baisse la production des parcs sous OA si les gains espérés en termes de CSPE au regard notamment du retour d'expérience observé au périmètre d'EDF OA sont plus élevés que le coût associé de mise en œuvre opérationnelle. La présente délibération précise également que si un opérateur souhaitait se saisir de cette possibilité avant qu'un cadre de compensation soit établi par la CRE, cet opérateur devra en amont fournir une analyse coûts-bénéfices démontrant que la mise en œuvre des demandes de modulation à la baisse induit des économies de CSPE.

## **2.3. Méthodologie de calcul du coût évité « énergie »**

### **2.3.1. Modification de la terminologie relative aux parts vendue à terme et court-terme pour la détermination du coût évité au périmètre d'EDF OA**

Au périmètre d'EDF OA, qui gère un nombre d'installations sous obligation d'achat beaucoup plus conséquents que les autres opérateurs, la CRE distingue la valorisation de l'énergie réalisée sur les marchés de l'électricité à terme de la valorisation réalisée sur les marchés de court-terme.

La précédente méthodologie établissant la part de production sous OA vendue à terme avait pour cible de ne pas dépasser la production effective plus de 10 % du temps. Ainsi, cette part était identifiée auparavant comme la « part quasi-certaine » et le surplus de production, vendu sur les marchés de court-terme, comme la « part aléatoire ».

Afin d'améliorer la prévision des CSPE, la délibération du 16 décembre 2025<sup>9</sup> a modifié cette méthodologie, avec pour objectif de minimiser les positions nettes d'EDF OA sur le marché spot : cela implique donc qu'EDF OA en espérance achète (en cas de production inférieure à la part vendue à terme) autant qu'il ne vende (en cas de production inférieure à la part vendue à terme). En conséquence, la CRE modifie la terminologie s'appliquant à cette répartition de l'énergie sous OA valorisée dans la présente délibération, remplaçant la « part quasi-certaine » par la « part vendue à terme » et la « part aléatoire » par la « part court-terme ».

### **2.3.1. Modification de la méthodologie de calcul du coût évité constaté pour la part de l'énergie sous OA vendue à terme par EDF OA**

Les indicateurs de performance des appels d'offres organisés par EDF OA dans le cadre de la valorisation à terme de l'énergie sous OA sont définis au paragraphe 2.2.3.12.2.3.1 de la méthodologie. Le premier de ces indicateurs permet d'apprécier, pour chaque produit vendu, l'écart entre le prix moyen pondéré constaté aux appels d'offres et les cotations moyennes observées sur la plateforme EEX. La présente délibération remplace cet indicateur par une évaluation de l'écart entre le prix moyen pondéré

<sup>8</sup> Afin de tester le fonctionnement de l'interface permettant la transmission des consignes entre EDF OA et le producteur, des consignes « test » n'impliquant pas une demande d'arrêt des installations pourront être envoyées aux producteurs en amont de cette date.

<sup>9</sup> Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 16 décembre 2025 portant décision relative aux valeurs de la puissance vendue à terme pour le calcul du coût évité par l'électricité produite sous obligation d'achat en métropole continentale.

constaté aux appels d'offres et les cotations moyennes observées sur EEX pondérées par les volumes vendus aux appels d'offres.

Cette délibération introduit également un nouvel indicateur portant sur la quantité et la nature des éventuels invendus enregistrés par EDF OA.

### **2.3.2. Modification du profilage du coût évité court-terme prévisionnel (année en cours et année suivante)**

#### **2.3.2.1. EDF OA**

Les paragraphes 2.2.4.2 et 2.2.5.2 de la méthodologie fixent les principes de calcul du coût évité prévisionnel. La délibération du 30 avril 2025 prévoit que la référence de coût évité court-terme prévisionnel est profilée sur la base de l'historique des prix captés par le profil de production réalisé du parc sous OA au périmètre d'EDF OA. La présente délibération introduit deux évolutions.

D'une part, s'agissant du calcul du coût évité court-terme au titre de l'année en cours (partie 2.2.4.2), la présente délibération applique désormais, pour les mois de janvier à mai, un prix de court terme tel que défini dans la partie dédiée au calcul du coût évité court-terme constaté (partie 2.2.3.2). Ce prix est appliqué aux volumes valorisés par EDF OA sur les marchés de court terme (marché spot, marché intrajournalier, écarts). Cette modification est cohérente avec la méthodologie retenue dans la délibération annuelle d'évaluation des CSPE du 10 juillet 2025<sup>10</sup>. Elle permet d'affiner le calcul du coût évité court-terme au titre de l'année en cours, afin de s'approcher de la valorisation réelle pouvant être réalisée par EDF OA.

S'agissant des références de prix appliquées pour les mois de juin à décembre de l'année en cours ainsi que pour l'ensemble de l'année suivante, la méthodologie reposait jusqu'ici sur un historique de cinq années, jugé représentatif, notamment pour établir le profil de prix capté du parc sous OA. Toutefois, l'évolution significative de la composition du parc sous OA au fil des années ainsi que des profils de prix captés par certaines filières par rapport aux prix spot moyens a conduit la CRE à considérer des durées d'historique différentes selon les années<sup>11</sup>. La présente délibération ne prévoit ainsi plus de durée fixe d'historique prédéterminée : celle-ci sera désormais définie chaque année dans la délibération annuelle d'évaluation des CSPE.

#### **2.3.2.2. ELD, organismes agréés et acheteur en dernier recours**

Les paragraphes 2.3.3 et 2.3.4 de la méthodologie fixent les principes de calcul du coût évité prévisionnel pour les ELD, les organismes agréés et l'acheteur en dernier recours. De la même manière que pour EDF OA, la présente délibération ne prévoit plus de durée fixe d'historique à considérer pour les références de prix appliquées pour les mois de juin à décembre de l'année en cours ainsi que pour l'ensemble de l'année suivante. Cette durée d'historique sera également définie chaque année dans la délibération annuelle d'évaluation des CSPE.

### **2.4. Modifications de la méthodologie de valorisation des garanties d'origine pour les acheteurs de biométhane injecté**

Pour les contrats d'achat conclus avant le 9 novembre 2020, le biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel peut conduire à l'émission d'une attestation de garantie d'origine (GO) à la demande de l'acheteur de biométhane<sup>12</sup>. Une part (75 % dans le cas général<sup>13</sup>) de la valorisation de ces GO par les

---

<sup>10</sup> Paragraphe 1.1.2.1 de l'annexe 2 de la délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 10 juillet 2025 relative à l'évaluation des charges de service public de l'énergie à compenser en 2026 et à la réévaluation des charges de service public de l'énergie à compenser en 2025.

<sup>11</sup> A titre d'exemple, la délibération CSPE du 10 juillet 2025 retenait un historique de 2 ans (cf. paragraphe 1.1.2.2 de l'annexe 2 de la délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 10 juillet 2025 relative à l'évaluation des charges de service public de l'énergie à compenser en 2026 et à la réévaluation des charges de service public de l'énergie à compenser en 2025).

<sup>12</sup> Pour les contrats conclus après le 9 novembre 2020, les GO sont émises directement au bénéfice de l'Etat.

<sup>13</sup> Cette part est fixée à 0 % lorsque le biométhane est utilisé en tant que carburant pour véhicules.

acheteurs vient en déduction des charges qui leurs sont versées par l'Etat (cette valorisation constitue pour les acheteurs un coût évité).

La CRE a constaté, au cours des précédents exercices de contrôle des déclarations de CSPE, des déclarations de valorisation à des prix très faibles (voire nuls) de ces GO. Afin de s'assurer que la valorisation soit cohérente avec la valeur économique réelle des GO, elle a fait évoluer en 2025 la méthodologie de calcul de la réversion du montant des GO<sup>14</sup>. Cette méthodologie introduit une valeur plancher normative du montant de valorisation des GO pour chaque année civile, fondée sur le prix des enchères en France organisées par EEX<sup>15</sup>. Elle a été appliquée pour la première fois dans le cadre de l'exercice mené en 2025 d'évaluation des CSPE<sup>16</sup>. Les modalités d'application de cette valeur plancher diffèrent selon la date de signature des contrats de vente de GO ; elle ne s'applique pas de manière rétroactive aux contrats de vente de GO signés avant la date de publication de la délibération portant décision sur la méthodologie CSPE, soit le 6 mai 2025.

Depuis, la CRE a mené des analyses complémentaires s'agissant des nouvelles contractualisations pluriannuelles à prix fixe de vente de GO. En effet, la méthodologie actuelle définit une valeur plancher de la valorisation de la GO à une granularité annuelle, ce qui peut induire des difficultés pour les acheteurs de biométhane souhaitant signer des contrats de vente pluriannuels de GO à prix fixe, notamment auprès de clients industriels engagés dans une démarche de décarbonation.

A l'automne 2025, les acheteurs de biométhane injecté ont transmis à la CRE des informations sur les contractualisations pluriannuelles à prix fixe de GO. Ces éléments ont permis de confirmer l'existence d'un nombre et d'un volume conséquents de contractualisations pluriannuelles à prix fixe de GO, dont la durée avoisinerait en moyenne (pondération par les volumes) 5 ans. De plus, si certains acheteurs ont continué à signer des contrats pluriannuels à prix fixe depuis l'entrée en vigueur de la nouvelle méthodologie, ils ont fait part aux services de la CRE de leurs difficultés et de la baisse des contractualisations de ce type sur l'année 2025.

Afin de ne pas freiner ce mode de contractualisation, la CRE fait évoluer la méthodologie de calcul de la valorisation des GO pour le calcul du coût évité des acheteurs obligés de biométhane, afin que les contractualisations pluriannuelles à prix fixe de vente de GO se voient appliquer une valeur normative plancher fixe sur une durée maximale de 5 ans.

La méthodologie de valorisation des GO pour les acheteurs de biométhane injecté, détaillée au paragraphe 2.4.4 de la méthodologie, est désormais la suivante :

- pour les contrats de vente de GO conclus ou ayant fait l'objet d'un avenant modifiant le prix de vente de la GO, le volume ou la durée de contractualisation à compter du 6 mai 2025 et plus généralement pour toutes les valorisations de GO (quelle que soit la forme de valorisation) à compter du 6 mai 2025, la réversion du montant des GO est calculée en tenant compte d'une valeur plancher normative :
  - celle-ci est définie comme la moyenne arithmétique des prix de référence<sup>17</sup> des enchères portant sur les GO de biogaz organisées par EEX en France s'étant tenues au cours de l'année précédant l'année au titre de laquelle les charges sont déclarées.
  - dans le cas particulier des contrats de vente de GO pluriannuels à prix fixe, la valeur plancher normative qui s'applique correspond à la moyenne arithmétique des prix moyens pondérés des enchères portant sur les GO de biogaz organisées par EEX en France s'étant tenues au cours de l'année précédant l'année de signature du contrat de vente de GO ou d'un avenant modifiant le prix de vente de la GO, le volume ou la durée de contractualisation<sup>18</sup>. Cette valeur plancher normative est fixée pour la durée la plus courte entre la durée résiduelle du contrat (ou la durée pendant laquelle le

<sup>14</sup> Délibération de la CRE n°2025-114 du 30 avril 2025 portant décision sur la méthodologie d'évaluation des charges de service public de l'énergie en métropole continentale.

<sup>15</sup> <https://www.eex.com/en/markets/energy-certificates/encheres-de-garanties-dorigine-de-biogaz>

<sup>16</sup> Délibération de la CRE n°2026-180 du 10 juillet 2025 relative à l'évaluation des charges de service public de l'énergie à compenser en 2026 et à la réévaluation des charges de service public de l'énergie à compenser en 2025.

<sup>17</sup> Celui-ci est publié par EE.

<sup>18</sup> Ainsi, la valeur plancher normative qui s'applique à un contrat change si celui-ci fait l'objet d'un avenant modifiant le prix de vente de la GO, le volume ou la durée de contractualisation.

contrat ne fait pas l'objet d'avenant modifiant le prix de vente, le volume ou la durée de contractualisation) et 5 ans ;

- pour les contrats de vente de GO conclus ou ayant fait l'objet d'un avenant modifiant le prix de vente de la GO, le volume ou la durée de contractualisation avant le 6 mai 2025 et plus généralement pour toutes les valorisations de GO (quelle que soit la forme de valorisation) avant le 6 mai 2025, toute déclaration de valorisation nulle des GO sera écartée ;
  - en outre, si le niveau de valorisation déclaré des GO n'est pas jugé cohérent avec les conditions de marché en ce qu'il s'écarte de la valeur plancher normative telle que définie ci-dessus, il appartient aux acheteurs de biométhane de fournir des pièces justificatives du niveau de valorisation des GO. Si les documents fournis ne permettent pas de justifier de la cohérence du niveau de valorisation déclaré avec les conditions de marché, la valeur plancher normative telle que définie ci-dessus sera appliquée le cas échéant.

Par ailleurs, dans tous les cas, lorsque les GO sont valorisées sous forme de vente directe à des entités appartenant au même groupe de sociétés que l'acheteur de biométhane (au sens de l'Insee), la valorisation des GO qui doit être déclarée est celle de la dernière transaction réalisée entre l'entité appartenant au même groupe de société susmentionnée et l'acheteur externe à cette entité susmentionnée.

## **2.5. Méthodologie de calcul du coût évité « capacité »**

L'article 19 de la loi de finances pour 2025 a réformé le mécanisme de capacité français, qui prend fin en 2026<sup>19</sup>. Le nouveau mécanisme de capacité, régi par les articles L. 316-1 à L. 316-13, et R. 316-1 à R. 316-42 du code de l'énergie sera mis en œuvre à partir du 1<sup>er</sup> novembre 2026. Les règles du mécanisme de capacité ont été fixées par arrêté du 18 mars 2026.

La première période de livraison (PL) de ce mécanisme aura lieu du 1<sup>e</sup> novembre 2026 au 31 mars 2027. Conformément à l'article L. 316-8 du code de l'énergie, dans le cadre du dispositif de l'obligation d'achat (OA), les acheteurs obligés et les organismes agréés ont l'obligation de certifier les capacités des installations d'énergies renouvelables ou de cogénération de leur périmètre. La contractualisation des volumes certifiés par les acheteurs obligés et les organismes agréés engendrera un coût évité « capacité » durant le mois de mai suivant la fin de la PL, qui sera déduit des charges compensées aux opérateurs. Pour la première PL, ce coût évité sera donc généré durant le mois de mai 2027.

La présente délibération détaille, au paragraphe 3.3 de la méthodologie, le calcul du coût évité capacité dans le cadre du nouveau mécanisme de capacité pour EDF OA, les ELD et les organismes agréés. Le mécanisme de capacité actuel continue de générer un coût évité pour les opérateurs, jusqu'à la régularisation des écarts de l'année de livraison 2026, qui aura lieu en 2029 (paragraphe 3.2.3 de la méthodologie). Ainsi, les méthodologies de calcul du coût évité capacité du mécanisme de capacité actuel et du nouveau mécanisme de capacité coexisteront dans la méthodologie jusqu'à la prise en compte de ces écarts.

---

<sup>19</sup> Loi n° 2025-127 du 14 février 2025 de finances pour 2025.



## **Décision de la CRE**

En application de l'article L. 121-9 du code de l'énergie, la Commission de régulation de l'énergie (CRE) adopte la méthodologie d'évaluation des charges de service public de l'énergie en France hexagonale portée en annexe de la présente délibération.

Cette méthodologie a vocation à être appliquée chaque fois que la CRE procède à l'évaluation du montant des charges de service public de l'énergie en France hexagonale, sous réserve qu'aucune circonstance particulière ou aucune considération d'intérêt général ne justifie qu'il y soit dérogé.

La présente délibération sera publiée sur le site internet de la CRE et transmise aux ministres chargés de l'économie et de l'énergie.

**Délibéré à Paris, le 27 mars 2026.**

**Pour la Commission de régulation de l'énergie,**

**La présidente,**

**Emmanuelle WARGON**

# Annexe : Méthodologie d'évaluation des charges de service public de l'énergie en France hexagonale

## Sommaire

|                                                                                                                                                                                              |           |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------|
| <b>1. Contexte .....</b>                                                                                                                                                                     | <b>11</b> |
| <b>2. Valorisation de l'énergie des installations sous obligation d'achat acquise en France hexagonale .....</b>                                                                             | <b>12</b> |
| <b>2.1. Modalités générales .....</b>                                                                                                                                                        | <b>12</b> |
| <b>2.2. Périmètre d'EDF OA .....</b>                                                                                                                                                         | <b>12</b> |
| <b>2.2.1. Distinction entre la part vendue à terme et la part court-terme au sein du périmètre d'équilibre dédié à l'OA .....</b>                                                            | <b>12</b> |
| <b>2.2.2. Gestion du périmètre d'équilibre dédié à l'OA et qualité de prévision .....</b>                                                                                                    | <b>14</b> |
| <b>2.2.3. Méthodologie de calcul du coût évité constaté au titre de l'année précédente .....</b>                                                                                             | <b>17</b> |
| <b>Méthodologie de calcul du coût évité prévisionnel au titre de l'année en cours</b>                                                                                                        | <b>18</b> |
| <b>2.2.4. s .....</b>                                                                                                                                                                        | <b>18</b> |
| <b>2.2.5. Méthodologie de calcul du coût évité prévisionnel au titre de l'année suivante .....</b>                                                                                           | <b>20</b> |
| <b>2.3. Périmètre des ELD, des organismes agréés et de l'acheteur en dernier recours .....</b>                                                                                               | <b>21</b> |
| <b>2.3.1. Rappels relatifs à la notion de coût évité pour ces opérateurs .....</b>                                                                                                           | <b>21</b> |
| <b>2.3.2. Méthodologie de calcul du coût évité constaté au titre de l'année précédente .....</b>                                                                                             | <b>22</b> |
| <b>2.3.3. Méthodologie de calcul du coût évité prévisionnel au titre de l'année en cours</b>                                                                                                 | <b>23</b> |
| <b>2.3.4. Méthodologie de calcul du coût évité prévisionnel au titre de l'année suivante .....</b>                                                                                           | <b>25</b> |
| <b>2.4. Périmètre des acheteurs de biométhane .....</b>                                                                                                                                      | <b>26</b> |
| <b>2.4.1. Méthodologie de calcul du coût évité constaté au titre de l'année précédente .....</b>                                                                                             | <b>26</b> |
| <b>2.4.2. Méthodologie de calcul du coût évité prévisionnel au titre de l'année en cours</b>                                                                                                 | <b>26</b> |
| <b>2.4.3. Méthodologie de calcul du coût évité prévisionnel au titre de l'année suivante .....</b>                                                                                           | <b>27</b> |
| <b>2.4.1. Réversion des garanties d'origines de biogaz pour l'année précédente (charges constatées), ainsi que pour l'année en cours et l'année suivante (charges prévisionnelles) .....</b> | <b>28</b> |



|                                                                                                                                                                                                                                                                 |           |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------|
| <b>3. Valorisation de la capacité attachée aux installations de production d'électricité sous OA dans le cadre du mécanisme de capacité</b>                                                                                                                     | <b>31</b> |
| 3.1. Valorisation de la capacité issue de la certification des installations dont la production est valorisée en référence aux tarifs de cession (cas de certaines ELD)                                                                                         | 31        |
| 3.2. Mécanisme de capacité en vigueur jusqu'au 31 mars 2026                                                                                                                                                                                                     | 31        |
| 3.2.1. Valorisation des garanties de capacité issues de la certification des installations dont la production est valorisée en référence aux prix de marché de gros (cas d'EDF OA, de certaines ELD, des organismes agréés et de l'acheteur en dernier recours) | 31        |
| 3.2.1. Prise en compte des rééquilibres                                                                                                                                                                                                                         | 34        |
| 3.2.1. Prise en compte du coût des écarts pour les garanties de capacité                                                                                                                                                                                        | 34        |
| 3.2.1. Prise en compte d'une incitation à la certification                                                                                                                                                                                                      | 35        |
| 3.2.2. Valorisation des garanties de capacité dans le cas de la cession d'un contrat d'OA                                                                                                                                                                       | 35        |
| 3.3. Mécanisme de capacité en vigueur du 1 <sup>er</sup> novembre 2026 au 31 mars 2036                                                                                                                                                                          | 35        |
| 3.3.1. Valorisation de la capacité issue de la certification des installations dont la production est valorisée en référence aux prix de marché de gros (cas d'EDF OA, de certaines ELD, des organismes agréés et de l'acheteur en dernier recours)             | 35        |
| 3.3.2. Prise en compte des échanges sur le marché secondaire                                                                                                                                                                                                    | 39        |
| 3.3.3. Prise en compte du coût des écarts pour la capacité                                                                                                                                                                                                      | 39        |
| 3.3.4. Prise en compte d'une incitation à la certification                                                                                                                                                                                                      | 40        |
| 3.3.5. Valorisation de la capacité dans le cas de la cession d'un contrat d'OA à un organisme agréé                                                                                                                                                             | 40        |
| <b>4. Charges supportées par EDF OA associées à la gestion des contrats de complément de rémunération</b>                                                                                                                                                       | <b>41</b> |
| <b>5. Prise en compte des frais de conclusion et de gestion des contrats de soutien, ainsi que des frais de mise sur le marché de la production sous OA</b>                                                                                                     | <b>42</b> |
| 5.1. Frais de conclusion et de gestion administrative des contrats d'OA et de complément de rémunération et frais de mise sur le marché de la production sous OA pour EDF OA                                                                                    | 42        |
| 5.2. Frais de conclusion et de gestion administrative des contrats d'OA pour les ELD, les organismes agréés, les acheteurs de biométhane et l'acheteur en dernier recours                                                                                       | 42        |
| 5.2.1. Plafonnement des frais de gestion administrative des contrats                                                                                                                                                                                            | 43        |
| 5.2.2. Plafonnement des frais de conclusion des contrats                                                                                                                                                                                                        | 43        |

|                                                                                                                                                                                                          |           |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------|
| <b>5.3. Frais de mise sur le marché de l'énergie pour les opérateurs supportant des charges de service public en matière d'électricité (ELD, organismes agréés et acheteur en dernier recours) .....</b> | <b>43</b> |
| <b>5.4. Frais de mise sur le marché de l'énergie pour les acheteurs de biométhane .....</b>                                                                                                              | <b>44</b> |
| 5.4.1. Frais liés à la revente sur les marchés des volumes de biométhane injecté achetés.....                                                                                                            | 44        |
| 5.4.2. Frais liés à l'émission et à la valorisation des GO de biogaz.....                                                                                                                                | 44        |
| <b>6. Prise en compte des frais liés aux dispositifs sociaux en France hexagonale.....</b>                                                                                                               | <b>46</b> |
| 6.1. Dispositions applicables aux bénéficiaires d'une compensation en cas de participation au fonds de solidarité logement .....                                                                         | 46        |
| 6.2. Dispositions applicables aux bénéficiaires du chèque énergie.....                                                                                                                                   | 46        |

## 1. Contexte

Différents types d'opérateurs peuvent être amenés à supporter des charges de service public de l'énergie en France hexagonale :

- s'agissant du soutien aux énergies renouvelables électriques, à la cogénération gaz naturel et aux autres moyens thermiques en France hexagonale : EDF Obligation d'Achat (ci-après « EDF OA »), les entreprises locales de distribution (ci-après « ELD »), les organismes agréés et l'acheteur en dernier recours<sup>20</sup>. Ils peuvent être compensés des frais de gestion associés ;
- s'agissant du soutien à l'injection de biométhane : les fournisseurs de gaz ou les ELD. Ils peuvent également être compensés des frais de gestion associés ;
- les fournisseurs d'électricité et de gaz peuvent supporter des charges liées aux dispositifs sociaux.

La CRE évalue annuellement les charges de service public de l'énergie au titre de différentes années :

- les charges constatées au titre de l'année précédente, ainsi que les reliquats au titre des années antérieures ;
- les charges prévisionnelles mises à jour au titre de l'année en cours ;
- les charges prévisionnelles au titre de l'année suivante.

Les opérateurs transmettent chaque année à la CRE leur déclaration de charges constatées avant le 31 mars et leurs déclarations de charges prévisionnelles avant le 30 avril. Ces déclarations sont établies en conformité avec la délibération annuelle de la CRE portant décision sur les règles de la comptabilité appropriée applicables aux opérateurs supportant des charges de service public de l'énergie pour la déclaration des charges constatées et sur le format de déclaration des charges prévisionnelles. La CRE calcule sur cette base les charges devant être compensées à l'opérateur par l'Etat ou reversées par l'opérateur pour l'année suivante.

---

<sup>20</sup> Tel que prévu à l'article L. 314-26 du code de l'énergie : il s'agit de l'acheteur tenu de conclure un contrat d'achat de l'électricité produite par une installation sous complément de rémunération dans le cas où le producteur est dans l'incapacité de vendre sa production.

## 2. Valorisation de l'énergie des installations sous obligation d'achat acquise en France hexagonale

### 2.1. Modalités générales

En application des articles L. 121-7 et L.121-36 du code de l'énergie, le montant des surcoûts compensés résultant de l'obligation d'achat (ci-après « OA ») pour un ensemble donné d'installations de production électrique ou pour un ensemble d'installations de production de biométhane injecté est égal à la différence entre :

- le prix d'acquisition de l'électricité ou du biométhane injecté produit<sup>21</sup> par l'ensemble d'installations concernées, payé en exécution des contrats d'OA portant sur ces installations (« coût d'achat ») ;
- la somme du coût évité par l'acquisition de cette électricité ou de ce biométhane injecté (« coût évité énergie ») et :
  - dans le cas des installations électriques, du coût évité par la valorisation de la capacité (coût évité « capacité ») associée aux installations concernées dans le cadre du mécanisme de capacité ;
  - dans le cas des installations de production de biométhane injecté, du coût évité par la valorisation des éventuelles garanties d'origine.

Selon la typologie d'acteurs et, le cas échéant, selon l'utilisation qui est faite de l'énergie sous OA, la CRE définit dans la présente méthodologie le mode de calcul de la valorisation de l'énergie acquise. Elle s'appuie sur la détermination de l'indice de coût évité « énergie » mensuel correspondant (en €/MWh), selon une méthode en partie normative, qui est ensuite appliqué aux volumes facturés mensuellement (en MWh).

La distinction en fonction de l'utilisation qui est faite de l'énergie sous OA est opérée uniquement pour les ELD, conformément à l'article L. 121-7 du code de l'énergie et comme explicité au paragraphe 2.3.1.

Hormis ce cas particulier, la valorisation de l'énergie, et donc la détermination de l'indice de coût évité « énergie », est effectuée par référence aux prix de marché, de l'électricité ou du gaz naturel :

- pour les ELD, les organismes agréés, les acheteurs de biométhane et l'éventuel acheteur en dernier recours, la valorisation de l'énergie acquise se fait de façon privilégiée sur les marchés de court terme, dans la mesure où les volumes gérés restent limités. La CRE retient donc des indices de coût évité « énergie » fondés sur des prix de marché de court terme.
- pour EDF OA, qui gère un périmètre d'installations sous OA beaucoup plus conséquent, la CRE distingue une part vendue à terme de la production des installations, dont la valorisation est fondée sur des prix de marché à terme, et une part dite court-terme, dont la valorisation se fonde sur des prix de marché de court terme.

### 2.2. Périmètre d'EDF OA

#### 2.2.1. Distinction entre la part vendue à terme et la part court-terme au sein du périmètre d'équilibre dédié à l'OA

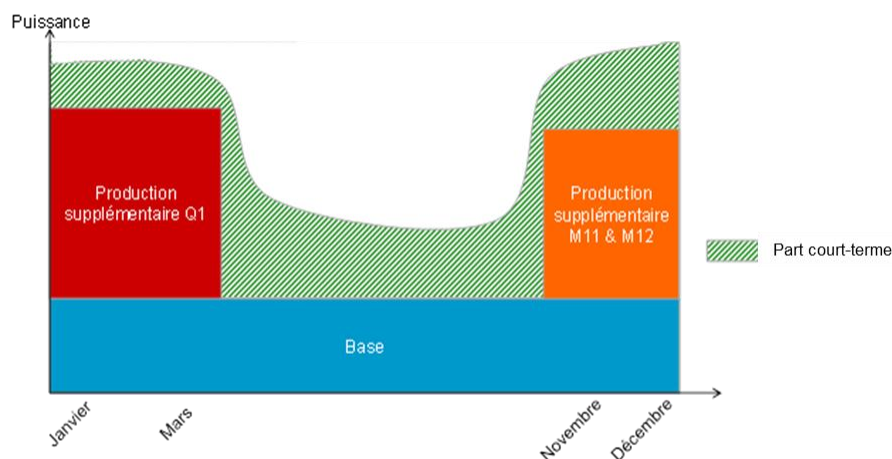
En cohérence avec le profil agrégé de la production annuelle des installations sous OA (et notamment des installations de cogénération qui produisent principalement en hiver), la part vendue à terme est à ce jour composée :

- d'un ruban de base ;
- d'un bloc correspondant aux surplus de production hivernaux du premier trimestre (Q1) ;

<sup>21</sup> Est considéré comme « produit » le volume d'énergie affecté par les gestionnaires de réseau aux installations concernées.

- de deux blocs correspondant aux surplus de production hivernaux des mois de novembre (M11) et décembre (M12).

La part **court-terme** correspond à la différence entre la production effective des installations sur le périmètre d'EDF OA et la production **vendue à terme**.



Représentation de la répartition entre part **vendue à terme** et part **court-terme** dans le calcul du coût évité

Une délibération prise par la CRE, a minima annuellement, définit le niveau des blocs de puissance **vendue à terme** selon une méthodologie dédiée, en fonction des prévisions de parc installé et du retour d'expérience sur la disponibilité du parc. Elle indique également le calendrier de vente par EDF OA de ces produits. Pour une année N, les différents produits sont ainsi mis en vente selon le calendrier suivant :

- pour le produit « ruban de base » :
  - entre le 1<sup>er</sup> janvier de l'année N-2 et la fin de l'année N-1 pour les charges au titre des années 2027 et précédentes ;
  - entre le 1<sup>er</sup> septembre 2025 et la fin de l'année 2027 pour les charges au titre de 2028 ;
  - entre le 1<sup>er</sup> janvier de l'année N-3 et la fin de l'année N-1 pour les charges au titre des années postérieures à 2028 ;
- pour le produit « premier trimestre », entre le 1<sup>er</sup> janvier de l'année N-1 et la fin de l'année N-1 ;
- pour les produits mensuels « M11 » et « M12 », respectivement entre le 1<sup>er</sup> septembre de l'année N et le 31 octobre de l'année N et entre le 1<sup>er</sup> octobre de l'année N et le 30 novembre de l'année N.

En effet, depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2016, EDF OA est chargé d'organiser des appels d'offres afin de commercialiser les volumes d'énergie sous OA correspondant aux différents blocs de puissance **vendue à terme**. Les modalités de ces appels d'offres doivent permettre un accès transparent et non discriminatoire des acteurs de marché aux volumes vendus. Au titre de la surveillance des marchés et en application des dispositions du code de l'énergie, la CRE peut accéder à l'ensemble des données relatives à ces appels d'offres. Le cas échéant, EDF informe la CRE des évolutions des modalités d'organisation de ces appels d'offres par courrier avant leur mise en application.

## 2.2.2. Gestion du périmètre d'équilibre dédié à l'OA et qualité de prévision

### 2.2.2.1. Principe de la gestion du périmètre d'équilibre dédié à l'OA

EDF OA regroupe l'énergie produite par les installations sous OA au sein d'un périmètre d'équilibre dédié (ci-après « PE-OA »), comportant en injection les volumes produits par les installations sous OA et en soutirage les prévisions de production pour l'OA. Ces prévisions, réalisées par le gestionnaire du PE-OA la veille du jour de production (J-1), peuvent être affinées le jour même (infra-journalier ou IJ), en prenant notamment en compte les prévisions météorologiques les plus récentes et les données de production publiées en temps réel par RTE.

Les écarts calculés par RTE sur le PE-OA correspondent à l'écart entre l'injection totale et le soutirage total, soit l'écart entre la production réalisée et la prévision de la production sous OA au plus près du temps réel. Le coût des écarts résiduels reflète donc le caractère partiellement imprévisible de la production sous OA.

EDF OA propose à la vente à tout prix sur le marché Spot l'ensemble des prévisions de production pour les installations sous OA de son périmètre, diminué de la puissance **vendue à terme** déjà valorisée.

Par ailleurs, EDF OA soumet un ordre d'achat conditionné à un prix Spot inférieur ou égal à -0,11 €/MWh, pour un volume correspondant à la prévision de volume de modulation à la baisse des parcs sous OA lors des épisodes de prix Spot négatifs<sup>22</sup>. **Cet ordre conditionnel conduit aux issues suivantes selon le résultat du marché Spot :**

- si le prix Spot est supérieur ou égal à -0,10 €/MWh, aucun volume n'est acheté ;
- si le prix Spot est strictement égal à -0,11 €/MWh, tout ou partie de la prévision de volume de la modulation à la baisse des parcs sous OA est achetée (la part de volume achetée est déterminée par le résultat du couplage sur le marché Spot) ;
- si le prix Spot est inférieur ou égal à -0,12 €/MWh, l'intégralité de la prévision de volume de la modulation à la baisse des parcs sous OA est achetée.

### 2.2.2.2. Transparence et publication des prévisions par EDF OA

Afin de garantir la transparence du dispositif vis-à-vis des acteurs de marché, les prévisions de production réalisées par EDF OA en J-1 **hors éventuelles modulations à la baisse** sont publiées une heure avant l'heure limite de fixation des prix du marché spot. Les reprévisions infra-journalières sont également publiées, dans un délai raisonnable à la suite de leur réalisation par EDF OA. Les données publiées correspondent à la prévision de production a minima au pas de règlement des écarts en vigueur sur l'ensemble du PE-OA, représentant la meilleure estimation d'EDF OA au moment de la réalisation de la prévision. Ces données sont les mêmes que celles utilisées par EDF OA dans le cadre de ses interventions sur les marchés et pour la gestion de son parc de production propre.

Le détail du parc sous OA rattaché au PE-OA est publié et mis à jour à une fréquence mensuelle. Il comporte, pour chaque filière de production, la puissance totale des installations rattachées au PE-OA à la maille départementale et distinguée par réseau de raccordement. Ces informations sont transmises par EDF OA à RTE et publiées sur la plateforme internet de transparence gérée par RTE.

**La prévision de production agrégée des installations pouvant être modulées à la baisse réalisée par EDF OA en J-1 et associée à un volume d'achat conditionnel sont également publiées en amont de l'heure limite de fixation des prix du marché spot. La puissance installée détaillée par filière pour laquelle une demande de modulation à la baisse est susceptible d'être envoyée est également publiée sur une base régulière.**

EDF OA transmet également à RTE le détail des prévisions réalisées par filière de production. Ces données peuvent servir à RTE à publier des prévisions agrégées par filière pour la totalité du périmètre métropolitain, afin d'améliorer le niveau d'information disponible des acteurs du marché et de contribuer ainsi à la transparence du système.

<sup>22</sup> Cette modulation à la baisse est encadrée par l'article 175 de la loi de finances pour 2025 et les arrêtés d'application du 22 décembre 2025 et du 19 mars 2026.

**2.2.2.3. Qualité de prévision de la production sous OA et performance de la gestion des écarts**

La CRE assure un suivi régulier de la qualité des prévisions de la production sous OA, afin de garantir que la prise en compte dans la compensation des charges de service public de l'énergie du coût des écarts constatés sur le PE-OA n'induit pas de dérive de la part de l'opérateur dans la qualité de ses prévisions. En particulier, EDF OA transmet chaque année un bilan annuel de la gestion du PE-OA, présentant la qualité des prévisions de la production sous OA et les écarts avec la production réalisée.

Les améliorations à apporter aux modèles de prévision utilisés par EDF OA sont notamment déterminées sur la base de ces éléments et d'une analyse « coût-bénéfice ». Par ailleurs, EDF OA s'appuie sur ses échanges avec les producteurs, portant notamment sur la disponibilité des installations sous OA et l'évolution des caractéristiques techniques des nouvelles installations sous OA, afin d'améliorer la qualité de ses prévisions.

En cas de dérive significative dans la qualité des prévisions de la production sous OA conduisant à des écarts excessifs au regard des performances attendues de la part d'un responsable d'équilibre efficace, la CRE peut être amenée à réduire la compensation du coût des écarts dans le calcul des charges de service public selon les modalités définies à la section 2.2.3.2.

Les écarts de prévision et le coût associé sont susceptibles d'augmenter en cas de demandes de modulation à la baisse de la production sous OA lors de prix de marché négatifs<sup>23</sup>, en raison notamment des incertitudes sur la réponse des producteurs à ces demandes, en particulier au démarrage du dispositif de modulation à la baisse de la production des installations terrestres sous OA. La CRE en tiendra compte dans son appréciation de l'efficacité de la gestion des écarts, au regard notamment des principes opérationnels de mise en œuvre précisés à la section suivante. Dans ce cadre, EDF OA fournira à la CRE un bilan spécifique de la gestion du PE-OA lors de ces épisodes de modulation de la production sous OA. Par ailleurs, le dispositif de modulation à la baisse de la production des installations terrestres sous OA expose les écarts du PE-OA à des risques accrus d'aléas opérationnels, en particulier au démarrage du dispositif. Ceux-ci pourront faire l'objet d'une compensation si EDF OA n'a pas commis de négligence manifeste, d'erreur grave ou de faute intentionnelle et a bien respecté les principes opérationnels de mise en œuvre détaillés ci-après.

**2.2.2.4. Principes opérationnels de mise en œuvre de la possibilité de demander aux producteurs l'arrêt ou la limitation de production de parcs sous OA pour réduire les CSPE**

En application du II de l'article 175 de la loi de finances pour 2025 et aux arrêtés d'application du 22 décembre 2025 et du 19 mars 2025, EDF OA demande aux producteurs l'arrêt ou la limitation de production de parcs sous OA dès lors que cela permet une réduction des CSPE<sup>24</sup>. Ces arrêtés d'application encadrent plusieurs modalités relatives à ces demandes d'arrêt et prévoient notamment des dispositions permettant un certain échelonnement des variations de puissances induites, qui devraient permettre de limiter l'incidence du dispositif sur l'équilibrage du système électrique.

Comme le cadre réglementaire en vigueur<sup>25</sup> le prévoit, EDF OA demande des modulations de production à la baisse aux installations éoliennes en mer (hors projets pilotes). En pratique, ces dernières ont débuté en mai 2025 pour trois installations sur la base d'avenants signés volontairement par les producteurs concernés.

Afin de concilier l'objectif de réduction des CSPE avec un lancement du dispositif de modulation à la baisse de la production des parcs sous OA dans de bonnes conditions opérationnelles pour EDF OA et

<sup>23</sup> Les écarts sont également susceptibles d'augmenter sur les périodes adjacentes aux périodes pour lesquelles une modulation est demandée.

<sup>24</sup> Le cadre réglementaire permet de demander une modulation à la baisse aux installations PV sous OA de puissance installée supérieure à 10 MWc et aux installations éoliennes à terre et en mer sous OA de puissance installée supérieure à 10 MW (hors projet pilotes éoliens en mer).

<sup>25</sup> Pour les installations éoliennes en mer, les demandes de modulation à la baisse sont possibles à compter de la date qui intervient le plus tôt entre le premier jour du mois suivant l'activation du contrat de la dernière tranche de l'installation et le premier jour du mois suivant le premier anniversaire de l'activation du premier contrat de tranche de cette installation.



les producteurs, EDF OA demandera les premières modulations à la baisse d'installations photovoltaïques ou éoliennes à terre sur son périmètre seulement à partir du 15 avril 2026 (une modulation le 15 avril 2026 implique une consigne d'arrêt envoyée le 14 avril 2026)<sup>26</sup>.

A compter de la mise en œuvre du dispositif, les surcoûts compensés résultant de l'OA intégreront la compensation financière des producteurs soumis à des demandes de modulation de production à la baisse, telle que mentionnée au troisième alinéa du paragraphe II de l'article 175 de la loi de finances pour 2025. En cas de risque détecté sur le processus de gestion opérationnelle des demandes de modulation à la baisse, EDF OA informe la CRE du décalage du lancement du dispositif.

Les installations éoliennes à terre et photovoltaïques sollicitées sont ajoutées progressivement au dispositif opérationnel prévu par EDF OA selon une méthode permettant une bonne efficacité du dispositif et respectant des principes objectifs et non-discriminatoires. La méthode de sélection ainsi que la liste des installations retenues seront communiquées par EDF OA à la CRE. Le rythme de montée en charge du dispositif fera l'objet d'ajustements tenant compte des retours d'expérience sur les premiers épisodes de demande de modulation à la baisse de la production des parcs sous OA. La CRE pourra demander à EDF OA de modifier ce rythme de montée en charge ou la méthode de sélection des projets soumis à une demande de modulation. La CRE tiendra notamment compte des éventuelles implications que pourrait avoir la montée en charge de ce dispositif sur l'équilibrage du système électrique sur la base d'informations communiquées par le gestionnaire de réseau de transport. Par ailleurs, dans le cadre de cette montée en charge, les installations photovoltaïques d'une puissance installée entre 10 MWc et 12 MWc pour lesquelles les demandes de modulation à la baisse ne sont possibles que depuis le 26 mars 2026 ne seront pas intégrées prioritairement dans la phase de démarrage du dispositif.

Dans le cadre de la gestion opérationnelle du dispositif, l'offre d'achat à prix conditionnel sur le marché Spot d'EDF OA est notamment fondée sur une prévision de production des installations susceptibles d'être sollicitées et sur un indice de confiance reflétant la capacité effective estimée de ces installations à répondre au signal de modulation envoyé par EDF OA. Cet indice est ajusté régulièrement afin de tenir compte du comportement effectif des producteurs sollicités. Durant la phase de montée en charge du dispositif, EDF OA réalisera un retour d'expérience a minima bimensuel à la CRE, et informera cette dernière de l'indice de confiance pris en compte. La CRE pourra demander à le modifier.

Si l'offre d'achat conditionnel est acceptée en totalité, EDF OA envoie un signal de modulation à l'ensemble des installations susceptibles d'être sollicitées. Si celle-ci est acceptée partiellement, EDF OA envoie un signal d'arrêt à un ensemble d'installations sélectionnées par le biais d'un algorithme fondé sur des principes objectifs et non discriminatoires. L'algorithme conduira dans ces situations à demander des arrêts complets à certaines installations photovoltaïques et éoliennes à terres<sup>27</sup> et des arrêts partiels à l'ensemble des installations éoliennes en mer. Le fonctionnement de cet algorithme est présenté par EDF OA à la CRE. La CRE pourra demander à EDF OA de modifier cet algorithme et de lui transmettre le détail des installations sollicitées lors d'un épisode d'arrêt partiel. EDF OA fournit également à la CRE de manière régulière un bilan par installation du nombre de sollicitations et du taux de respect de la demande de limitation de puissance.

Au démarrage du dispositif, les demandes d'arrêt ou de limitation demandées par EDF OA tiendront uniquement compte des résultats du marché Spot. A l'avenir, des offres pourraient également être soumises sur le marché intrajournalier (en particulier, à partir de 2028, le cadre réglementaire permet de demander des arrêts jusqu'à deux heures avant la livraison).

---

<sup>26</sup> Afin de tester le fonctionnement de l'interface permettant la transmission des consignes entre EDF OA et les producteurs, des consignes « test » n'impliquant pas une demande d'arrêt des installations pourront être envoyées aux producteurs en amont de cette date.

<sup>27</sup> Le cadre réglementaire ne permet pas de solliciter les installations photovoltaïques ou éoliennes à terre pour des arrêts partiels.

## 2.2.3. Méthodologie de calcul du coût évité constaté au titre de l'année précédente

### 2.2.3.1. Pour la part vendue à terme

Pour le calcul du coût évité, les blocs de puissance **vendue à terme** sont valorisés aux prix moyens pondérés des ventes résultantes des appels d'offres organisés par EDF OA pour les produits correspondants (ruban de base, Q1, M11 et M12).

Au regard de l'efficacité des appels d'offres tenus par EDF OA, la CRE appliquera un coefficient «  $\gamma$  » afin de corriger le cas échéant le niveau de coût évité. Ce coefficient sera apprécié annuellement par la CRE en fonction, pour chacun des produits à terme concernés, de :

- l'écart entre le prix moyen pondéré constaté aux appels d'offres et les cotations moyennes observées sur EEX pondérées par les volumes vendus aux appels d'offres sur ces différents produits ;
- l'écart entre le prix constaté de chaque appel d'offres et le niveau instantané du marché à terme lors de la tenue de cet appel d'offres ;
- l'écart de prix entre la première et la dernière offre retenue lors de chaque appel d'offres ;
- l'intensité de la concurrence constatée et notamment la comparaison entre le volume proposé à la vente et le volume cumulé des offres reçues ;
- l'adéquation entre les volumes des produits achetés pendant les appels d'offres et les volumes constatés usuellement sur le marché à terme ;
- la nature des invendus et leurs quantités par nature d'invendus : invendus liés à un prix ou à un volume de demandes trop faibles.

### 2.2.3.2. Pour la part court-terme

Le coût évité de la part **court-terme** est évalué par référence à un prix de marché de court terme  $P_{\text{court terme}}$  calculé par **unité de temps du marché français de l'électricité** comme la moyenne pondérée des prix *spot*, de l'indice de prix moyen pondéré horaire pour les échanges infra-journaliers et du prix de règlement des écarts facturé ou acquitté par RTE au gestionnaire du périmètre d'équilibre d'EDF OA par les volumes correspondants, soit :

$$P_{\text{court terme}} = [S_{\text{spot}} \times Q_{J-1} + I_{IJ} \times Q_{IJ} + \eta \times PRE \times Q_{\text{écart}}] / [Q_{\text{réalisée}} - Q_{\text{quasi-certain}}]$$

Les différents termes de la formule sont explicités dans le tableau suivant. Ils correspondent aux valeurs pour **chaque unité de temps du marché français de l'électricité** correspondante.

|                   |                       |                                                                                                                                                                          |
|-------------------|-----------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Indice de prix    | $P_{\text{spot}}$     | Prix spot publiés par la plateforme de marché utilisée par EDF OA                                                                                                        |
|                   | $I_{IJ}$              | Indice de prix moyen pondéré infra-journalier publié par la plateforme de marché utilisée par EDF OA.                                                                    |
|                   | $PRE$                 | Prix de règlement des écarts facturé ou acquitté par RTE.                                                                                                                |
| Volumes d'énergie | $Q_{J-1}$             | Volume d'électricité ayant pu faire l'objet d'une transaction en J-1 <sup>28</sup> .                                                                                     |
|                   | $Q_{IJ}$              | Volume d'électricité ayant pu faire l'objet d'une transaction en IJ à la suite des reprévisions de la production sous OA <sup>29</sup> .                                 |
|                   | $Q_{\text{écart}}$    | Volume d'écart constaté par RTE sur le PE-OA.                                                                                                                            |
|                   | $Q_{\text{réalisée}}$ | Quantité d'énergie totale produite par les installations rattachées au PE-OA ( $Q_{\text{réalisée}} = Q_{\text{quasi-certain}} + Q_{J-1} + Q_{IJ} + Q_{\text{écart}}$ ). |

<sup>28</sup> Il s'agit de la prévision de production réalisée en J-1 de laquelle est retranchée 1) la part **vendue à terme** de la production correspondante et 2) en cas de prix Spot négatif, la prévision de volume de modulation à la baisse des parcs sous OA.

<sup>29</sup> Il s'agit de la prévision de production réalisée en IJ de laquelle est retranché  $Q_{J-1}$  et la part **vendue à terme** de la production correspondante.

|             |        |                                                                                                                                                                       |
|-------------|--------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Coefficient | $\eta$ | Facteur correctif retenu par la CRE au regard de la qualité de la prévision de la production, tel que $P_{\text{court terme, corrigé}} \geq P_{\text{court terme}}$ . |
|-------------|--------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|

Pour la majorité des contrats d'achats prévoyant un rythme de facturation mensuel, afin de tenir compte du profil de production propre au parc sous OA, pour chaque filière de production, le coût évité par la part **court-terme** est évalué par référence à la moyenne mensuelle des prix court-terme définis précédemment, pondérée **par unité de temps du marché français de l'électricité** par le profil de production de la part **court-terme**<sup>30</sup> de la filière au sein du périmètre d'équilibre dédié à l'OA géré par EDF OA.

Certains contrats d'achat portant sur des installations photovoltaïques prévoient un rythme de facturation semestriel ou annuel. La temporalité de la pondération réalisée est alors adaptée comme suit :

- pour la production annuelle, dont la date d'échéance de facturation est incluse dans le mois N de l'année A, la pondération des prix court-terme par le profil de production de la part **court-terme** de la filière est effectuée du 16<sup>e</sup> jour (inclus) du mois N de l'année A-1 au 15<sup>e</sup> jour (inclus) du mois N de l'année A ;
- pour la production semestrielle, dont la date d'échéance de facturation est incluse dans le mois N de l'année A, la pondération des prix court-terme par le profil de production de la part **court-terme** de la filière est effectuée du 16<sup>e</sup> jour (inclus) du mois N-6 de l'année A (ou du mois N+6 de l'année A-1) au 15<sup>e</sup> jour (inclus) du mois N de l'année A.

Enfin, un traitement *ad hoc* sera adopté pour prendre en compte, le cas échéant, l'écrêtement des volumes d'énergie qui pourrait intervenir.

Ces indices sont ensuite appliqués, en fonction du rythme de facturation prévu dans les conditions d'achat du contrat, aux volumes facturés semestriellement ou annuellement.

## 2.2.4. Méthodologie de calcul du coût évité prévisionnel au titre de l'année en cours

### 2.2.4.1. Pour la part vendue à terme

Compte tenu de l'information disponible à la date de la prévision des charges de service public, les blocs de puissance **vendue à terme** sont valorisés de la manière suivante pour la mise jour du calcul du coût évité prévisionnel au titre de l'année en cours :

<sup>30</sup> Comme précisé dans le paragraphe 2.2.1, la part aléatoire de la production sous OA correspond, à chaque pas de temps, à la production du parc sous OA à laquelle sont retranchés les volumes **vendus à terme** par EDF OA.

| Produit pour une année N         | Volume pris en compte                               | Prix retenu                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                         |
|----------------------------------|-----------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Ruban de base                    | Totalité du volume <b>vendu à terme</b> à valoriser | Prix moyen pondéré résultant des appels d'offres organisés par EDF-OA                                                                                                                                                                                                                                                                               |
| Surplus de production Q1         | Totalité du volume <b>vendu à terme</b> à valoriser | Prix moyen pondéré résultant des appels d'offres organisés par EDF-OA                                                                                                                                                                                                                                                                               |
| Surplus de production M11 et M12 | Totalité du volume <b>vendu à terme</b> à valoriser | Les références de prix de marché mensuelles sur l'année N sont calculées à partir de la moyenne arithmétique des prix du produit Q4 « France » observés sur la plateforme EEX du 15 au 31 mai de l'année N, à laquelle est appliquée la moyenne, depuis 2002, des rapports du prix Spot moyen du mois concerné sur le prix Spot moyen du trimestre. |

#### 2.2.4.2. Pour la part court-terme

Compte tenu de l'information disponible à la date de la prévision des charges de service public, le coût évité par la part **court-terme** est calculé :

- pour les mois de janvier à mai, en appliquant la formule du prix de marché court terme définie au paragraphe 2.2.3.2 à la quantité d'énergie valorisée par EDF OA sur le marché spot, sur le marché intrajournalier et via les écarts ;
- pour les mois de juin à décembre, à partir des références de prix suivantes pour la mise à jour du calcul du coût évité prévisionnel au titre de l'année en cours :

| Pour une année N    | Références de marché et périodes de cotations retenues                                                                                                                                                                                                                                                                                    |
|---------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Juin                | Moyenne arithmétique des prix du produit M6 « France » observés sur EEX du 15 au 31 mai de l'année N.                                                                                                                                                                                                                                     |
| Juillet à septembre | Les références de prix de marché mensuelles sur l'année N sont calculées à partir de la moyenne arithmétique des prix du produit Q3 « France » observés sur EEX du 15 mai au 31 mai de l'année N, à laquelle est appliquée la moyenne, depuis 2002, des rapports du prix Spot moyen du mois concerné sur le prix Spot moyen du trimestre. |
| Octobre à décembre  | Les références de prix de marché mensuelles sur l'année N sont calculées à partir de la moyenne arithmétique des prix du produit Q4 « France » observés sur EEX du 15 mai au 31 mai de l'année N, à laquelle est appliquée la moyenne, depuis 2002, des rapports du prix Spot moyen du mois concerné sur le prix Spot moyen du trimestre. |

Les principes **généraux** de calcul visés au paragraphe 2.2.3.2 sont transposés pour l'évaluation du coût évité prévisionnel au titre de l'année en cours. Les références de prix de marché mensuelles **à compter du mois de juin** sont pondérées par la moyenne, sur le mois considéré et **sur une durée d'historique représentatif<sup>31</sup>** définie chaque année dans la délibération d'évaluation des CSPE, du prix court terme

<sup>31</sup> La fixation de la durée d'historique représentatif tiendra notamment compte de l'évolution de la composition du parc sous obligation d'achat, des profils de prix captés par le parc sous OA par rapport aux prix spot moyens, ainsi que des années météorologiques.

capté par la part **court-terme** prévisionnelle de l'ensemble du parc sous OA, en se basant sur les données de production constatées au sein du périmètre d'équilibre dédié géré par EDF OA.

Le calcul du prix court terme capté par la part court-terme prévisionnelle pourra prendre en compte une hypothèse relative à l'incidence des modulations à la baisse de la production de certaines installations sous OA en application de l'article 175 de la loi de finances pour 2025 (cf. partie 2.2.2.4) sur les prix spots négatifs observés historiquement.

## 2.2.5. Méthodologie de calcul du coût évité prévisionnel au titre de l'année suivante

### 2.2.5.1. Pour la part vendue à terme

Compte tenu de l'information disponible à la date de la prévision des charges de service public, les blocs de puissance **vendue à terme** sont valorisés de la manière suivante pour le calcul du coût prévisionnel au titre de l'année à venir :

| Produit pour une année N         | Volume à prendre en compte                                                                                                                                 | Prix retenu                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                  |
|----------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Ruban de base                    | Volume vendu lors des appels d'offres déjà tenus par EDF OA                                                                                                | Prix moyen pondéré résultant des appels d'offres organisés par EDF-OA                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                        |
|                                  | Volume résultant de la différence entre le volume <b>vendu à terme</b> total à valoriser et le volume vendu lors des appels d'offres déjà tenus par EDF OA | Moyenne arithmétique des prix du produit <i>Calendar</i> « France » observés sur EEX entre le 15 et le 31 mai de l'année N                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                   |
| Surplus de production Q1         | Volume vendu lors des appels d'offres déjà tenus par EDF OA                                                                                                | Prix moyen pondéré résultant des appels d'offres organisés par EDF-OA                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                        |
|                                  | Volume résultant de la différence entre le volume <b>vendu à terme</b> total à valoriser et le volume vendu lors des appels d'offres déjà tenus par EDF OA | Moyenne arithmétique des prix du produit Q1 « France » observés sur EEX entre le 15 et le 31 mai de l'année N                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                |
| Surplus de production M11 et M12 | Totalité du volume <b>vendu à terme</b> à valoriser                                                                                                        | On détermine une référence de prix à terme pour le second semestre de l'année N à partir de la cotation du produit <i>Calendar</i> et des cotations des deux premiers trimestres Q1 « France » et Q2 « France » observées entre le 15 et le 31 mai de l'année N-1.<br><br>Les références de prix de marché mensuelles pour le second semestre sont ensuite calculées à partir de la moyenne, depuis 2002, des rapports du prix Spot moyen de chaque mois sur le prix Spot moyen du semestre. |

### 2.2.5.2. Pour la part court-terme

Compte tenu de l'information disponible à la date de la prévision des charges de service public, le coût évité par la part **court-terme** est calculé à partir des références de prix suivantes pour la mise à jour du calcul du coût évité prévisionnel au titre de l'année en cours :

| Pour une année N   | Références de marché et périodes de cotations retenues                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                       |
|--------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Janvier à mars     | Les références de prix de marché mensuelles pour l'année N+1 sont calculées à partir de la moyenne arithmétique des prix du produit Q1 « France » observés sur EEX du 15 mai au 31 mai de l'année N, à laquelle est appliquée la moyenne, depuis 2002, des rapports du prix Spot moyen de chaque mois sur le prix Spot moyen du trimestre.                                                                                                                                                   |
| Avril à juin       | Les références de prix de marché mensuelles pour l'année N+1 sont calculées à partir de la moyenne arithmétique des prix du produit Q2 « France » observés sur EEX du 15 mai au 31 mai de l'année N, à laquelle est appliquée la moyenne, depuis 2002, des rapports du prix Spot moyen de chaque mois sur le prix Spot moyen du trimestre.                                                                                                                                                   |
| Juillet à décembre | On détermine une référence de prix à terme pour le second semestre de l'année N+1 à partir de la cotation du produit <i>Calendar</i> et des cotations des deux premiers trimestres Q1 « France » et Q2 « France » observées entre le 15 et le 31 mai de l'année N.<br><br>Les références de prix de marché mensuelles pour le second semestre sont ensuite calculées à partir de la moyenne, depuis 2002, des rapports du prix Spot moyen de chaque mois sur le prix Spot moyen du semestre. |

Les principes généraux de calcul visés au paragraphe 2.2.3.2 sont transposés pour l'évaluation du coût évité prévisionnel au titre de l'année suivante. Les références de prix de marché mensuelles sont pondérées par la moyenne, sur le mois considéré et sur une durée d'historique représentatif<sup>32</sup> définie chaque année dans la délibération d'évaluation des CSPE, du prix court terme capté par la part court-terme prévisionnelle de l'ensemble du parc sous OA, en se basant sur les données de production constatées au sein du périmètre d'équilibre dédié géré par EDF OA.

Le calcul du prix court terme capté par la part court-terme prévisionnelle pourra prendre en compte une hypothèse relative à l'incidence des modulations à la baisse de la production de certaines installations sous OA en application de l'article 175 de la loi de finances pour 2025 (cf. partie 2.2.2.4) sur les prix spots négatifs observés historiquement.

## 2.3. Périmètre des ELD, des organismes agréés et de l'acheteur en dernier recours

### 2.3.1. Rappels relatifs à la notion de coût évité pour ces opérateurs

Les ELD ont la possibilité d'utiliser la production sous OA afin d'approvisionner leurs clients :

- pour les clients bénéficiant des TRV, la production sous OA vient alors en substitution d'un approvisionnement au tarif de cession ;
- pour les clients en « offre de marché », la production sous OA vient alors en substitution d'un approvisionnement sur les marchés de gros de l'électricité.

Ainsi, pour les ELD, le coût évité dépend de l'usage qui est fait des volumes produits par les installations sous OA :

<sup>32</sup> La fixation de la durée d'historique représentatif tiendra notamment compte de l'évolution de la composition du parc sous obligation d'achat, des profils de prix captés par le parc sous OA par rapport aux prix spot moyens, ainsi que des années météorologiques.

- pour les ELD dont les quantités acquises au titre de l'OA se substituent aux quantités d'électricité acquises au tarif de cession, les coûts évités « énergie » sont calculés par référence à ces tarifs ;
- pour les ELD qui ont choisi de vendre l'électricité issue de l'OA sur les marchés de gros ou de l'utiliser pour approvisionner des clients en offre de marché, ces coûts évités « énergie » sont calculés par référence aux prix de marché Spot (J-1).

Depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2017, les organismes agréés mentionnés à l'article L. 314-6-1 du code de l'énergie ont la possibilité de prendre la responsabilité de la gestion de contrats d'OA. Le transfert de contrat est réalisé à la demande du producteur. Les coûts évités « énergie » pour ces acteurs sont calculés par référence aux prix de marché Spot (J-1). C'est également le cas pour l'acheteur en dernier recours.

Ainsi, dans le cas où l'énergie produite par les installations sous OA et les capacités associées à ces installations sont directement valorisées sur le marché de l'énergie et le marché de capacité, le « coût évité » a vocation à représenter la valorisation qui peut en être tirée.

## 2.3.2. Méthodologie de calcul du coût évité constaté au titre de l'année précédente

### 2.3.2.1. Pour la part de la production sous OA valorisée en référence aux prix de marché de gros

S'agissant de la production des installations sous OA valorisée sur le marché de gros de l'électricité et intégrée au sein d'un périmètre d'équilibre dédié à l'OA, l'indice de coût évité constaté est calculé mensuellement selon la formule suivante (en €/MWh) :

$$\text{coût évité}_{\text{mois } i} = \frac{\sum_{\text{heure } h \text{ mois } i} \text{Prix Court Terme}_h \times \text{Production}_h}{\sum_{\text{heure } h \text{ mois } i} \text{Production}_h}$$

Dans cette formule :

- le *Prix Court Terme<sub>h</sub>* est basé sur le prix Spot (J-1) ;
- la *Production<sub>h</sub>* est basée sur le volume de production **sur chaque unité de temps du marché français de l'électricité** affecté par les gestionnaires de réseau aux sites sous OA, à la maille de chaque opérateur<sup>33</sup>.

Pour chaque opérateur, le prix Spot retenu est celui publié par la plateforme de marché utilisée par l'opérateur et indiquée dans sa déclaration annuelle de charges. Si l'opérateur n'indique pas la plateforme qu'il utilise, le prix Spot correspond (i) à celui résultant du couplage des marchés européens dans le cas où au moins l'un des NEMO (opérateurs désignés du marché de l'électricité, en anglais « *Nominated Electricity Market Operator* ») actifs sur le marché français participe au couplage européen journalier ; ou (ii) à la moyenne du prix résultant des enchères organisées par les différents NEMO actifs sur le marché français pondérée par les volumes échangés sur chaque plateforme dans le cas où aucun NEMO actif en France ne participe au couplage européen journalier.

Pour calculer le coût évité « énergie », cet indice est appliqué aux volumes facturés mensuellement par les producteurs à l'opérateur en charge de la gestion des contrats d'OA.

### 2.3.2.2. Pour la part de la production sous OA valorisée en référence aux tarifs de cession

La valorisation des quantités d'électricité acquises au titre de l'OA se substituant aux quantités d'électricité acquises aux tarifs de cession est calculée par référence à ces tarifs au pas mensuel.

<sup>33</sup> Issu du Bilan Global de Consommation (BGC) : pour chaque périmètre d'équilibre, le gestionnaire de réseau de distribution (GRD) envoie mensuellement un Bilan Global de Consommation (BGC), c'est-à-dire la courbe de charge faisant état des productions des sites raccordés au réseau du GRD et présents dans ce périmètre d'équilibre.



**2.3.2.3. Cas particulier des contrats d'OA portant sur des installations photovoltaïques à facturation annuelle ou semestrielle**

Certains contrats d'achat portant sur des installations photovoltaïques prévoient un rythme de facturation semestriel ou annuel. Pour ces contrats, la référence de prix pour le calcul du coût évité « énergie » est définie comme suit :

- pour la production annuelle, dont la date d'échéance de facturation est incluse dans le mois N de l'année A, l'indice de coût évité constaté sera calculé comme la moyenne des indices de coûts évités mensuels entre le mois N de l'année A-1 et le mois N-1 de l'année A, pondérée par la moyenne mensuelle des coefficients du profil PRD3<sup>34</sup> ;
- pour la production semestrielle, dont la date d'échéance de facturation est incluse dans le mois N de l'année A, l'indice de coût évité constaté sera calculé comme la moyenne des indices de coûts évités mensuels entre le mois N-6 de l'année A (ou le mois N+6 de l'année A-1) et le mois N-1 de l'année A, pondérée par la moyenne mensuelle des coefficients du profil PRD3.

Ces indices sont ensuite appliqués, en fonction du rythme de facturation prévu dans les conditions d'achat du contrat, aux volumes facturés semestriellement ou annuellement.

**2.3.2.4. Mise en œuvre de la possibilité de demander aux producteurs l'arrêt ou la limitation de production de parcs sous OA pour réduire les CSPE**

La CRE n'attend pas à ce stade que les ELD et les organismes agréés se saisissent de la possibilité de demander des modulations de production à la baisse des producteurs. A partir de 2027, il pourra être envisagé d'établir un cadre de compensation permettant à ces acteurs d'exploiter la possibilité de demander aux producteurs de moduler à la baisse la production des parcs sous OA si les gains espérés en termes de CSPE, au regard notamment du retour d'expérience observé au périmètre d'EDF OA, sont plus élevés que le coût associé de mise en œuvre opérationnelle. Si un opérateur souhaitait se saisir de cette possibilité avant qu'un cadre de compensation soit établi par la CRE, il devra en amont fournir une analyse coûts-bénéfices démontrant que la mise en œuvre des demandes de modulation induit des économies de CSPE.

**2.3.3. Méthodologie de calcul du coût évité prévisionnel au titre de l'année en cours****2.3.3.1. Pour la part de la production sous OA valorisée en référence aux prix de marché de gros**

S'agissant de la production des installations sous OA valorisée sur le marché de gros de l'électricité, compte tenu de l'information disponible à la date de la prévision des charges de service public, les produits et périodes de cotation suivants sont retenus pour la mise à jour de l'évaluation du coût évité prévisionnel pour l'année en cours :

---

<sup>34</sup> Profil normatif PRD3 « ajusté » utilisé par les gestionnaires de réseau pour reconstituer la production photovoltaïque.

| Pour une année N    | Références de marché et périodes de cotations retenues                                                                                                                                                                                                                                                                                  |
|---------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Janvier à mai       | Moyenne arithmétique des prix Spot pour chacun des mois considérés.                                                                                                                                                                                                                                                                     |
| Juin                | Moyenne arithmétique des prix du produit M6 « France » observés sur EEX du 15 au 31 mai de l'année N.                                                                                                                                                                                                                                   |
| Juillet à septembre | Les références de prix de marché mensuelles sur l'année N sont calculées à partir de la moyenne arithmétique des prix du produit Q3 « France » observés sur EEX du 15 mai au 31 mai de l'année N, à laquelle est appliquée la moyenne, depuis 2002, des rapports du prix Spot moyen de chaque mois sur le prix Spot moyen du trimestre. |
| Octobre à décembre  | Les références de prix de marché mensuelles sur l'année N sont calculées à partir de la moyenne arithmétique des prix du produit Q4 « France » observés sur EEX du 15 mai au 31 mai de l'année N, à laquelle est appliquée la moyenne, depuis 2002, des rapports du prix Spot moyen de chaque mois sur le prix Spot moyen du trimestre. |

S'agissant des prix Spot retenus pour la période de janvier à mai, pour chaque opérateur, le prix Spot retenu est celui publié par la plateforme de marché utilisée par l'opérateur et indiquée dans sa déclaration annuelle de charges. Si l'opérateur n'indique pas la plateforme qu'il utilise, le prix Spot correspond (i) à celui résultant du couplage des marchés européens dans le cas où au moins l'un des NEMO (opérateurs désignés du marché de l'électricité, en anglais « *Nominated Electricity Market Operator* ») actifs sur le marché français participe au couplage européen journalier ; ou (ii) à la moyenne du prix résultant des enchères organisées par les différents NEMO actifs sur le marché français pondérée par les volumes échangés sur chaque plateforme dans le cas où aucun NEMO actif en France ne participe au couplage européen journalier.

L'indice de coût évité prévisionnel est ensuite calculé pour chaque mois de manière distincte pour certaines filières de production :

- pour la filière éolienne : de janvier à mai, les références de prix de marché mensuelles sont pondérées **sur chaque unité de temps du marché français de l'électricité** par la production de l'ensemble des installations de production d'électricité utilisant l'énergie mécanique du vent en France métropolitaine. De juin à décembre, les références de marché mensuelles sont pondérées par la moyenne mensuelle, **sur une durée d'historique représentatif<sup>35</sup> définie chaque année dans de la délibération d'évaluation des CSPE**, de la part de prix spot captée par l'ensemble de la filière, en se basant sur les profils éco2mix<sup>36</sup> ;
- pour la filière photovoltaïque : de janvier à mai, les références de marché mensuelles sont pondérées **sur chaque unité de temps du marché français de l'électricité** par la production de l'ensemble des installations de production d'électricité d'origine photovoltaïque de puissance supérieure à 250 kWc en France métropolitaine. De juin à décembre, les références de marché mensuelles sont pondérées par la moyenne mensuelle, **sur une durée d'historique représentatif définie chaque année dans de la délibération d'évaluation des CSPE**, de la part de prix spot captée par l'ensemble de la filière, en se basant sur les profils éco2mix.

<sup>35</sup> La fixation de la durée d'historique représentatif tiendra notamment compte de l'évolution de la composition du parc sous obligation d'achat, des profils de prix captés par le parc sous OA par rapport aux prix spot moyens, ainsi que des années météorologiques.

<sup>36</sup> Les données de production utilisées à cette fin sont celles publiées par RTE sur son site éco2mix (<https://www.rte-france.com/eco2mix>).

Pour mettre à jour l'évaluation du coût évité « énergie » prévisionnel pour l'année en cours, cet indice est appliqué aux volumes de production prévisionnels déclarés par les opérateurs en charge de la gestion des contrats d'OA, dans le cadre de la mise à jour de leur prévision.

Pour les opérateurs ne déclarant pas à la CRE de mise à jour de leur prévision au titre de l'année en cours, cet indice est appliqué aux volumes de production prévisionnels déclarés par les opérateurs l'année précédente, dans le cadre de leur déclaration de charges prévisionnelles au titre de l'année suivante.

#### 2.3.3.2. Pour la part de la production sous OA valorisée en référence aux tarifs de cession

S'agissant de la production des installations sous obligation d'achat se substituant aux quantités achetées au tarif de cession, l'indice de coût évité prévisionnel retenu est égal aux tarifs de cession mensuels prévisionnels déclarés par les opérateurs.

De même, pour mettre à jour l'évaluation du coût évité « énergie » prévisionnel pour l'année en cours, cet indice est appliqué aux volumes de production prévisionnels déclarés par les opérateurs en charge de la gestion des contrats d'OA, dans le cadre de la mise à jour de leur prévision.

#### 2.3.4. Méthodologie de calcul du coût évité prévisionnel au titre de l'année suivante

##### 2.3.4.1. Pour la part de la production sous OA valorisée en référence aux prix de marché

S'agissant de la production des installations sous OA valorisée sur le marché de gros de l'électricité, compte tenu de l'information disponible à la date de la prévision des charges de service public, les produits et périodes de cotation suivants sont retenus pour l'évaluation du coût évité prévisionnel pour l'année suivante :

| Pour une année N   | Références de marché et périodes de cotations retenues                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                           |
|--------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Janvier à mars     | Les références de prix de marché mensuelles sur l'année N+1 sont calculées à partir de la moyenne arithmétique des prix du produit Q1 « France » observés sur EEX du 15 mai au 31 mai de l'année N, à laquelle est appliquée la moyenne, depuis 2002, des rapports du prix <i>spot</i> moyen de chaque mois sur le prix Spot moyen du trimestre.                                                                                                                                 |
| Avril à juin       | Les références de prix de marché mensuelles sur l'année N+1 sont calculées à partir de la moyenne arithmétique des prix du produit Q2 « France » observés sur EEX du 15 mai au 31 mai de l'année N, à laquelle est appliquée la moyenne, depuis 2002, des rapports du prix Spot moyen de chaque mois sur le prix Spot moyen du trimestre.                                                                                                                                        |
| Juillet à décembre | On détermine une référence de prix à terme pour le second semestre de l'année à partir de la cotation du produit <i>Calendar</i> et des cotations des deux premiers trimestres Q1 « France » et Q2 « France » observées entre le 15 et le 31 mai de l'année N.<br><br>Les références de prix de marché mensuelles pour le second semestre sont calculées à partir de la moyenne, depuis 2002, des rapports du prix Spot moyen de chaque mois sur le prix Spot moyen du semestre. |

L'indice de coût évité prévisionnel est ensuite calculé pour chaque mois de manière distincte pour certaines filières de production :

- pour la filière éolienne : les références de prix de marché mensuelles sont pondérées par la moyenne mensuelle, sur **une durée d'historique représentatif<sup>37</sup> définie chaque année dans la délibération d'évaluation des CSPE**, de la part de prix spot captée par l'ensemble de la filière, en se basant sur les profils éco2mix ;
- pour la filière photovoltaïque : les références de prix de marché mensuelles sont pondérées par la moyenne mensuelle, sur **une durée d'historique représentatif définie chaque année dans la délibération d'évaluation des CSPE**, de la part de prix spot captée par l'ensemble de la filière, en se basant sur les profils éco2mix.

Pour évaluer le coût évité « énergie » prévisionnel pour l'année suivante, cet indice est appliqué aux volumes de production prévisionnels déclarés par les opérateurs en charge de la gestion des contrats d'OA.

#### **2.3.4.2. Pour la part de la production sous OA valorisée en référence aux tarifs de cession**

S'agissant de la production des installations sous OA se substituant aux quantités achetées au tarif de cession, l'indice de coût évité prévisionnel retenu est égal aux tarifs de cession mensuels prévisionnels déclarés par les opérateurs.

De même, pour évaluer le coût évité « énergie » prévisionnel pour l'année suivante, cet indice est appliqué aux volumes de production prévisionnels déclarés par les opérateurs en charge de la gestion des contrats d'OA.

## **2.4. Périmètre des acheteurs de biométhane**

### **2.4.1. Méthodologie de calcul du coût évité constaté au titre de l'année précédente**

L'article R. 121-27 du code de l'énergie précise que la compensation des charges de service public portant sur l'achat de biométhane injecté comprend les surcoûts supportés par les fournisseurs de gaz naturel en charge de l'obligation d'achat. Ces surcoûts correspondent « *à la différence entre le prix d'acquisition du biométhane payé en exécution des contrats en cause et le prix moyen constaté sur le marché de gros du gaz naturel de la zone d'équilibrage concernée* ».

Pour les acheteurs de biométhane, l'indice de coût évité constaté est calculé pour chaque mois à partir de la moyenne mensuelle arithmétique des prix *Powernext Gas Spot Daily Average* (en €/MWh) du PEG<sup>38</sup>, publiés par EEX.

Pour calculer le coût évité, cet indice est appliqué aux volumes facturés mensuellement par les producteurs à l'opérateur en charge de la gestion des contrats d'OA. Les volumes pris en compte dans le calcul de la compensation CPSE sont les volumes ne conduisant pas au dépassement de la capacité maximale de production des installations de production de biométhane.

### **2.4.2. Méthodologie de calcul du coût évité prévisionnel au titre de l'année en cours**

Compte tenu de l'information disponible à la date de la prévision des charges de service public, les produits et périodes de cotation suivants sont retenus pour la mise à jour de l'évaluation du coût évité prévisionnel pour l'année en cours :

---

<sup>37</sup> La fixation de la durée d'historique représentatif tiendra notamment compte de l'évolution de la composition du parc sous obligation d'achat, des profils de prix captés par le parc sous OA par rapport aux prix spot moyens, ainsi que des années météorologiques.

<sup>38</sup> Le PEG, ou Point d'Echange Gaz, est la zone d'échange entre les fournisseurs de gaz naturel et le gestionnaire de réseau de transport du gaz. Ce point d'échange permet de faire le lien entre l'offre et la demande de gaz (marché de gros) et régule le volume entrant dans le réseau par rapport au volume injecté dans les réseaux de distribution (équilibre du réseau).

A noter que depuis le 1er novembre 2018, les deux places de marché du gaz en France, le PEG Nord et TRS (Trading Region South) ont fusionné pour créer une zone d'échange unique au territoire métropolitain.

| <b>Pour une année N</b>    | <b>Références de marché et périodes de cotations retenues</b>                                                                                                                                                                                                                                                                         |
|----------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <b>Janvier à mai</b>       | Moyenne arithmétique des prix Spot publiés par EEX pour chacun des mois considérés.                                                                                                                                                                                                                                                   |
| <b>Juin</b>                | Moyenne arithmétique des prix du produit M6 « PEG » observés sur EEX du 15 au 31 mai de l'année N.                                                                                                                                                                                                                                    |
| <b>Juillet à septembre</b> | Les références de prix de marché mensuelles pour l'année N sont calculées à partir de la moyenne arithmétique des prix du produit Q3 « PEG » observés sur EEX du 15 mai au 31 mai de l'année N, à laquelle est appliquée la moyenne, depuis 2010, des rapports du prix Spot moyen de chaque mois sur le prix Spot moyen du trimestre. |
| <b>Octobre à décembre</b>  | Les références de prix de marché mensuelles pour l'année N sont calculées à partir de la moyenne arithmétique des prix du produit Q4 « PEG » observés sur EEX du 15 mai au 31 mai de l'année N, à laquelle est appliquée la moyenne, depuis 2010, des rapports du prix Spot moyen de chaque mois sur le prix Spot moyen du trimestre. |

Pour mettre à jour l'évaluation du coût évité « énergie » prévisionnel pour l'année en cours, cet indice est appliqué aux volumes de production prévisionnels déclarés par les opérateurs en charge de la gestion des contrats d'OA.

#### **2.4.3. Méthodologie de calcul du coût évité prévisionnel au titre de l'année suivante**

Compte tenu de l'information disponible à la date de la prévision des charges de service public, les produits et périodes de cotation suivants sont retenus pour l'évaluation du coût évité prévisionnel pour l'année suivante :

| Pour une année N    | Références de marché et périodes de cotations retenues                                                                                                                                                                                                                                                                                                               |
|---------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Janvier à mars      | Les références de prix de marché mensuelles pour l'année N+1 sont calculées à partir de la moyenne arithmétique des prix du produit Q1 « PEG » observés sur EEX du 15 mai au 31 mai de l'année N, à laquelle est appliquée la moyenne, depuis 2010, des rapports du prix Spot moyen de chaque mois sur le prix Spot moyen du trimestre.                              |
| Avril à juin        | Les prix de marché mensuels pour l'année N+1 sont calculés à partir de la moyenne arithmétique des prix du produit Q2 « PEG » observés sur EEX du 15 mai au 31 mai de l'année N, à laquelle est appliquée la moyenne, depuis 2010, des rapports du prix Spot moyen de chaque mois sur le prix Spot moyen du trimestre.                                               |
| Juillet à septembre | Les prix de marché mensuels pour l'année N+1 sont calculés à partir de la moyenne arithmétique des prix du produit <i>Summer</i> « PEG » observés sur EEX du 15 mai au 31 mai de l'année N, à laquelle est appliquée la moyenne, depuis 2010, des rapports du prix Spot moyen de chaque mois sur le prix Spot moyen de la période <i>Summer</i> (avril à septembre). |
| Octobre à décembre  | Les prix de marché mensuels pour l'année N+1 sont calculés à partir de la moyenne arithmétique des prix du produit <i>Winter</i> « PEG » observés sur EEX du 15 mai au 31 mai de l'année N, à laquelle est appliquée la moyenne, depuis 2010, des rapports du prix Spot moyen de chaque mois sur le prix Spot moyen de la période <i>Winter</i> (octobre à mars).    |

Pour mettre à jour l'évaluation du coût évité « énergie » prévisionnel pour l'année suivante, cet indice est appliqué aux volumes de production prévisionnels déclarés par les opérateurs en charge de la gestion des contrats d'OA.

#### 2.4.4. Réversion des garanties d'origines de biogaz pour l'année précédente (charges constatées), ainsi que pour l'année en cours et l'année suivante (charges prévisionnelles)

Pour les contrats d'achat conclus avant le 9 novembre 2020, le biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel peut bénéficier d'une attestation de garantie d'origine (ci-après « GO ») à la demande de l'acheteur de biométhane<sup>39</sup>. Ces derniers ont la possibilité de valoriser les GO sous différentes formes (vente directe, offre de fourniture de gaz vert, carburant pour des véhicules, autoconsommation, autres). Pour les contrats conclus après le 9 novembre 2020, les GO sont émises directement au bénéfice de l'Etat, qui peut en valoriser tout ou partie dans le cadre d'une enchère trimestrielle organisée par la plateforme EEX.

S'agissant des contrats d'achat conclus avant le 9 novembre 2020, l'article R. 121-31 du code de l'énergie précise que le montant des charges imputables à l'achat de biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel et incombant aux fournisseurs de gaz naturel acheteurs de biométhane est « réduit d'une part, fixée par arrêté du ministre chargé de l'énergie, de la valeur financière plancher déterminée par la Commission de régulation de l'énergie ou de la valeur financière effective qui ne peut être inférieure à cette valeur plancher des garanties d'origine [...] ». L'arrêté du 23 novembre 2011<sup>40</sup>

<sup>39</sup> Article 4 du décret n°2020-1701 du 24 décembre 2020 (anciennement article 1 du décret n° 2011-1596 du 21 novembre 2011).

<sup>40</sup> Arrêté du 23 novembre 2011 fixant la part du montant des valorisations financières des garanties d'origine venant en réduction des charges de service public portant sur l'achat de biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel donnant droit à compensation.

fixe cette part de réversion du montant de la valorisation des GO à 75 % (et à 0 % lorsque le biométhane est utilisé en tant que carburant pour véhicules).

#### **2.4.4.1. Calcul de la réversion des GO de biogaz issues des contrats d'achat signés avant le 9 novembre 2020 s'agissant des valorisations effectuées à compter du 6 mai 2025**

Pour les contrats de vente de GO conclus ou ayant fait l'objet d'un avenant modifiant le prix de vente de la GO, le volume ou la durée de contractualisation à compter du 6 mai 2025 et plus généralement pour toutes les valorisations de GO (quelle que soit la forme de valorisation) à compter du 6 mai 2025, la réversion du montant des GO est calculée en tenant compte d'une valeur plancher normative. Celle-ci est définie comme la moyenne arithmétique des prix **de référence** des enchères<sup>41</sup> portant sur les GO de biogaz organisées par EEX<sup>42</sup> en France s'étant tenues au cours de l'année précédant l'année au titre de laquelle les charges sont déclarées<sup>43</sup>.

A titre exceptionnel, la valeur plancher normative qui s'applique aux charges constatées au titre de 2025 correspond à la moyenne arithmétique des prix de référence des enchères en France portant sur les GO de biogaz organisées par EEX, calculée en considérant les enchères s'étant tenues en 2024 et au premier semestre de 2025.

La réversion du montant des GO est calculée, pour chaque forme de valorisation des GO :

- par rapport à la valorisation effective des GO par les acheteurs de biométhane pour l'année précédente (charges constatées) si le prix moyen annuel de la GO déclaré, calculé comme le rapport entre la valorisation financière des GO sur l'année et le nombre de GO valorisées sur l'année, est supérieur à la valeur plancher normative ; sinon par rapport à la valeur plancher normative multipliée par le nombre de GO valorisées sur l'année ;
- par rapport aux prévisions de valorisation des GO pour l'année en cours et pour l'année suivante (charges prévisionnelles) si le prix moyen annuel de GO déclaré, calculé comme le rapport entre la valorisation financière des GO sur l'année et le nombre de GO valorisées sur l'année, est supérieur à la valeur plancher normative ; sinon par rapport à la valeur plancher normative multipliée par le nombre de GO valorisées sur l'année.

Dans le cas particulier des contrats de vente de GO pluriannuels à prix fixe, la valeur plancher normative qui s'applique correspond à la moyenne arithmétique des prix de référence des enchères portant sur les GO de biogaz organisées par EEX en France s'étant tenues au cours de l'année précédant l'année de signature du contrat de vente de GO ou d'un avenant modifiant le prix de vente de la GO, le volume ou la durée de contractualisation<sup>44</sup>. Cette valeur plancher normative est fixée pour la durée la plus courte entre la durée résiduelle du contrat (ou la durée pendant laquelle le contrat ne fait pas l'objet d'avenant modifiant le prix de vente, le volume ou la durée de contractualisation) et 5 ans<sup>45</sup>.

Dans le cas où les GO sont valorisées sous forme de vente directe à des entités appartenant au même groupe de sociétés que l'acheteur de biométhane (au sens de l'Insee), la valorisation des GO qui doit être déclarée est celle de la dernière transaction réalisée entre l'entité appartenant au même groupe de société susmentionnée et l'acheteur externe à cette entité susmentionnée.

<sup>41</sup> Ce **prix de référence**, publié par EEX lors de la tenue de chaque enchère, est déterminé sur la base des transactions issues du carnet d'ordres exécutées pendant l'enchère. EEX utilise une moyenne pondérée par le volume du prix d'un produit pour chaque enchère, en fonction du type de GO (EU ETS ou non, certification RED II ou non).

<sup>42</sup> <https://www.eex.com/en/markets/energy-certificates/encheres-de-garanties-dorigine-de-biogaz>

<sup>43</sup> Ainsi, un contrôle effectué en N des charges **prévisionnelles** au titre de l'année N implique de retenir la moyenne des prix de **référence** des enchères s'étant tenues sur l'année N-1. S'agissant des charges prévisionnelles au titre de l'année suivante (N+1), cela inclut les enchères ayant eu lieu pendant l'année N jusqu'à l'exercice d'évaluation des charges par la CRE, et est donc retenue la moyenne des prix de référence des enchères s'étant tenues avant le 1<sup>er</sup> juin de l'année N. Tout écart par rapport à cette valeur fera l'objet d'échanges avec les services de la CRE et devra être justifié.

<sup>44</sup> Ainsi, la valeur plancher normative qui s'applique à un contrat change si celui-ci fait l'objet d'un avenant modifiant le prix de vente de la GO, le volume ou la durée de contractualisation.

<sup>45</sup> Ainsi, un contrat pluriannuel à prix fixe de vente de GO signé en année N implique de retenir la moyenne des prix de référence des enchères s'étant tenues sur l'année N-1 comme valeur plancher normative. Cette valeur plancher normative s'applique pour les GO valorisées à partir de l'année N, et au plus tard en année N+4.



**2.4.4.2. Calcul de la réversion des GO de biogaz issues des contrats d'achat signés avant le 9 novembre 2020 s'agissant des valorisations effectuées avant le 6 mai 2025**

Pour les contrats de vente de GO conclus ou ayant fait l'objet d'un avenant modifiant le prix de vente de la GO, le volume ou la durée de contractualisation avant le 6 mai 2025 (et n'ayant pas fait l'objet d'un tel type d'avenant depuis le 6 mai 2025), et plus généralement pour toutes les valorisations de GO (quelle que soit la forme de valorisation) avant le 6 mai 2025, toute déclaration de valorisation nulle des GO sera écartée.

En outre, si le niveau de valorisation déclaré des GO n'est pas jugé cohérent avec les conditions de marché en ce qu'il s'écarte de la valeur plancher normative telle que définie au paragraphe 2.4.4.1, il appartient aux acheteurs de biométhane de fournir des pièces justificatives du niveau de valorisation des GO. Si les documents fournis ne permettent pas de justifier de la cohérence du niveau de valorisation déclaré avec les conditions de marché, la valeur plancher normative telle que définie au paragraphe 2.4.4.1 sera appliquée le cas échéant.

Dans le cas où les GO sont valorisées sous forme de vente directe à des entités appartenant au même groupe de sociétés que l'acheteur de biométhane (au sens de l'Insee), la valorisation des GO qui doit être déclarée est celle de la dernière transaction réalisée entre l'entité appartenant au même groupe de société susmentionnée et l'acheteur externe à cette entité susmentionnée.

### **3. Valorisation de la capacité attachée aux installations de production d'électricité sous OA dans le cadre du mécanisme de capacité**

#### **3.1. Valorisation de la capacité issue de la certification des installations dont la production est valorisée en référence aux tarifs de cession (cas de certaines ELD)**

Lorsqu'une part de la production sous OA vient en substitution d'un approvisionnement au tarif de cession, lequel inclut non seulement la valeur de l'énergie, mais également la valeur de la capacité<sup>46</sup> associée, la valorisation de la capacité issue de la certification des installations sous OA n'est pas déduite des CSPE pour la part de la production sous OA venant en substitution d'un approvisionnement au tarif de cession. Cette capacité peut ainsi contribuer à couvrir :

- l'obligation de capacité liée à la fourniture des clients au TRV dans le cadre du mécanisme de capacité en vigueur jusqu'au 31 mars 2026 ;
- de la taxe de répartition des coûts du mécanisme de capacité dans le cadre du mécanisme de capacité en vigueur du 1<sup>e</sup> novembre 2026 au 31 mars 2036.

#### **3.2. Mécanisme de capacité en vigueur jusqu'au 31 mars 2026**

##### **3.2.1. Valorisation des garanties de capacité issues de la certification des installations dont la production est valorisée en référence aux prix de marché de gros (cas d'EDF OA, de certaines ELD, des organismes agréés et de l'acheteur en dernier recours)**

###### **3.2.1.1. Valorisation des garanties de capacité pour les installations au périmètre d'EDF OA**

Pour EDF OA, la CRE définit un mode de valorisation qui est adapté au rythme de l'intégralité des enchères organisées, mais également aux évolutions dynamiques des volumes certifiées. En effet, en application des règles du mécanisme de capacité, il est obligatoire pour les responsables de périmètre de certification (ci-après « RPC ») des installations sous OA de mettre à jour « *a minima tous les deux mois* » les paramètres techniques et les éventuelles modifications de leur périmètre. Cette prescription, spécifique aux installations sous OA, permet de prendre en compte le volume parfois très important de contrats et de traiter leurs évolutions (notamment les débuts et fins de contrats d'achat).

La valeur des garanties de capacité retenue au titre d'une année N pour EDF OA prend ainsi en compte l'intégralité des enchères qui sont organisées par EPEX Spot pendant cette année et portant sur différentes années de livraison (ci-après « AL »). Pour rappel, les règles du mécanisme de capacité prévoient actuellement, en régime « normal », le rythme d'enchères suivant :

- une enchère pour l'AL N+4 ;
- quatre enchères pour l'AL N+3 ;
- quatre enchères pour l'AL N+2 ;
- six enchères pour l'AL N+1.

La CRE adaptera la valorisation pour chaque AL en fonction du calendrier effectif de tenue des enchères.

Si le prix obtenu pour une enchère est égal à 0, il est possible qu'EDF OA n'ait pas pu réaliser en intégralité la vente prévue. Afin de prendre en compte ces situations de mévente et de capter l'intégralité des revenus liés à la capacité, il déclarera à la CRE cette situation afin de permettre la prise en compte

---

<sup>46</sup> Délibération de la CRE du 13 avril 2017 portant proposition concernant les conditions dans lesquelles les garanties de capacité sont prises en compte dans les tarifs de cession.

des volumes correspondants qui seront valorisés aux enchères suivantes. Les volumes de mévente sont intégrés au « Volume de Référence de Vente » de l'enchère suivante.

En application des règles du mécanisme de capacité, EDF OA, au regard du volume considérable d'installations dans son périmètre d'OA, peut se trouver dans la configuration où il doit prendre en compte des « contraintes d'offres » et mettre en vente chaque année une certaine quantité des garanties de capacités qu'il a certifiées (cf. règles du mécanisme de capacité). La CRE adaptera en conséquence le calcul du volume devant être mis en vente à chaque enchère.

#### **Méthodologie de calcul du coût évité « capacité » constaté au titre de l'année précédente**

Pour chaque enchère qui s'est tenue pendant l'année précédente et pour chaque AL concernée par l'enchère, EDF OA déclare à la CRE le niveau de capacités certifiées (ci-après « NCC ») dont il dispose 15 jours ouvrés en amont de l'enchère. La CRE calcule ensuite un « Volume de Référence de Vente » (ci-après « VRV ») qui est défini pour chaque enchère comme le niveau de NCC pour cette enchère, diminué du volume déjà valorisé et divisé par le nombre d'enchères restantes pour cette AL.

Il est calculé par la formule suivante, pour l'enchère  $i$  sur  $n$  enchères :

$$VRV(i) = \text{arrondi. sup} \left( \frac{NCC(i) - \sum_{k=1}^{i-1} VRV(k)}{n - i + 1} \right)$$

La CRE calcule la valorisation pour chaque enchère comme le produit du VRV pour cette enchère par le prix résultant de l'enchère. La valorisation retenue au titre de l'année précédente est la somme des valorisations des enchères ayant eu lieu lors de l'année précédente.

Par ailleurs, EDF OA transmet, pour chaque enchère qui s'est tenue pendant l'année précédente et chaque AL concernée par cette enchère, le volume de garanties de capacité réellement vendu à titre informatif.

#### **Méthodologie de calcul du coût évité « capacité » prévisionnel au titre de l'année en cours**

Pour chaque AL concernée par une ou plusieurs enchères qui se tiendront pendant l'année en cours, EDF OA déclare à la CRE sa meilleure estimation du niveau final de garanties de capacité pour cette AL. Compte tenu des obligations de certification pour les capacités existantes en service il connaît ce volume avec une certaine précision.

La CRE prend en compte ce volume, diminué du volume de garanties de capacité déjà vendues pour cette AL, multiplié par le ratio entre le nombre d'enchères qui se tiendront pour cette AL pendant l'année en cours et le nombre d'enchères pour cette AL à compter de l'année en cours (incluse) ; ainsi si aucune enchère pour cette AL n'est prévue pendant l'année en cours, aucune valorisation n'est retenue.

Le niveau de prix utilisé pour valoriser ce volume est la moyenne des prix résultant des enchères ayant déjà eu lieu pour cette AL. Si, pour une AL donnée, aucune enchère n'a eu lieu, la moyenne des prix résultant des enchères ayant déjà eu lieu pour l'AL précédente est utilisée.

#### **Méthodologie de calcul du coût évité « capacité » prévisionnel au titre de l'année suivante**

Pour chaque AL concernée par une ou plusieurs enchères qui se tiendront pendant l'année à venir, EDF OA déclare à la CRE sa meilleure estimation du niveau final de garanties de capacité obtenu pour cette AL. Compte tenu des obligations de certification pour les capacités existantes en service, il connaît ce volume avec une certaine précision. L'incertitude porte principalement sur d'éventuelles modifications de périmètre, par exemple l'ajout de nouvelles capacités.

La CRE prend en compte ce volume, diminué du volume de garanties de capacité dont la valorisation antérieure à l'année à venir est déjà prise en compte pour cette AL, multiplié par le ratio entre le nombre d'enchères qui se tiendront pour cette AL pendant l'année à venir et le nombre d'enchères pour cette AL à compter de l'année à venir (incluse).

Le niveau de prix utilisé pour valoriser ce volume est la moyenne des prix résultant des enchères ayant déjà eu lieu pour cette AL. Si, pour une AL donnée, aucune enchère n'a eu lieu, la moyenne des prix résultant des enchères ayant déjà eu lieu pour l'AL précédente est utilisée.

### **3.2.1.2. Valorisation des garanties de capacités pour une année de livraison donnée pour les installations au périmètre des ELD, des organismes agréés et de l'acheteur en dernier recours**

Pour les charges au titre d'une année N donnée, seule la valorisation des garanties de capacités pour l'AL correspondant à l'année suivante (N+1) est prise en compte.

Dans le cas où la puissance de l'ensemble des installations sous OA gérées par l'opérateur ne lui permet pas de disposer de garanties de capacités, l'opérateur est tenu de déclarer cette situation à la CRE. La valorisation prise en compte sera nulle.

Dans le cas où un opérateur gère les garanties de capacité liées à la production d'installations sous OA pour le compte d'autres opérateurs<sup>47</sup>, une unique déclaration de la valorisation liée à ces garanties de capacité est alors transmise à la CRE par cet opérateur. Celui-ci indique également à la CRE la liste des opérateurs pour le compte desquels il procède à cette déclaration, afin que la CRE puisse évaluer le coût évité « capacité » correspondant au regard des modalités décrites au paragraphe 4.1 (non-prise en compte d'un coût évité « capacité pour la part de la production sous OA venant en substitution d'un approvisionnement au tarif de cession). L'ensemble du coût évité « capacité » est porté par l'opérateur effectuant la déclaration.

#### **Méthodologie de calcul du coût évité « capacité » constaté au titre de l'année précédente**

Pour l'évaluation des charges constatées au titre d'une année N, pour chaque enchère de l'année N portant sur l'AL N+1, l'opérateur déclare à la CRE le niveau de capacités certifiées (NCC) dont il dispose 15 jours ouvrés en amont de l'enchère. La CRE calcule ensuite un « Volume de Référence de Vente » (VRV), qui est défini pour chaque enchère comme le niveau de NCC pour cette enchère, diminué du volume déjà valorisé et divisé par le nombre d'enchères restantes pour cette AL.

Il est calculé par la formule suivante, pour l'enchère i sur n enchères :

$$VRV(i) = \text{arrondi. sup} \left( \frac{NCC(i) - \sum_{k=1}^{i-1} VRV(k)}{n - i + 1} \right)$$

La CRE calcule la valorisation pour chaque enchère comme le produit du VRV pour cette enchère par le prix résultant de l'enchère. La valorisation retenue au titre de l'année N est la somme des valorisations des enchères de l'AL N+1.

#### **Méthodologie de calcul du coût évité « capacité » prévisionnel au titre de l'année en cours**

Pour la reprévision des charges au titre de l'année en cours, l'opérateur déclare à la CRE sa meilleure prévision du volume final de garanties de capacité obtenu pour l'AL suivant l'année en cours. Compte tenu des obligations de certification pour les capacités existantes en service l'opérateur connaît ce volume avec une certaine précision.

Le niveau de prix utilisé pour valoriser ce volume est la moyenne des prix résultant des enchères ayant déjà eu lieu pour cette AL. Dans le cas où aucune enchère n'a encore eu lieu pour l'AL suivant l'année en cours, la moyenne des prix résultant des enchères ayant déjà eu lieu pour l'AL précédente est, par conséquent, utilisée.

#### **Méthodologie de calcul du coût évité « capacité » prévisionnel au titre de l'année à venir**

---

<sup>47</sup> Cas de regroupement d'opérateurs pour la certification des garanties de capacités au sein d'entités de certification (EDC) (notamment des EDC « multi GR » dans la mesure où les installations sous OA sont gérées par différents gestionnaires de réseau).

Pour la prévision des charges au titre de l'année à venir, l'opérateur déclare à la CRE sa meilleure prévision du volume final de garanties de capacité obtenu pour l'AL suivant l'année à venir. Compte tenu des obligations de certification pour les capacités existantes en service, l'opérateur connaît ce volume avec une certaine précision. L'incertitude porte principalement sur d'éventuelles modifications de périmètre, par exemple l'ajout de nouvelles capacités.

Le niveau de prix utilisé pour valoriser ce volume est la moyenne des prix résultant des enchères ayant déjà eu lieu pour cette AL. Dans le cas où aucune enchère n'a pas encore eu lieu pour l'AL suivant l'année à venir, la moyenne des prix résultant des enchères ayant déjà eu lieu pour l'AL précédente est, par conséquent, utilisée.

### **3.2.2. Prise en compte des rééquilibrages**

Un RPC peut procéder à un « rééquilibrage » (au sens des règles du mécanisme de capacité) des entités de certification (ci-après « EDC ») rattachées à son périmètre de certification jusqu'au 30 septembre de l'année AL+1<sup>48</sup> ; il déclare alors de nouveaux paramètres de certification.

Si le volume de garanties de capacité détenu par un opérateur est modifié à la suite d'un rééquilibrage, il déclare à la CRE, en le justifiant, le volume (positif ou négatif) de garanties de capacité correspondant. Ce volume sera valorisé au prix de la première enchère tenue par EPEX Spot pour l'AL considérée intervenant 15 jours ouvrés après cette opération de rééquilibrage.

Cette valorisation sera prise en compte au titre de l'année civile pendant laquelle se tient cette enchère.

### **3.2.3. Prise en compte du coût des écarts pour les garanties de capacité**

#### **3.2.3.1. Principes de valorisation**

A l'issue d'une AL, le Gestionnaire de Réseau notifie à chaque RPC le niveau de capacité effectif (« NCE ») pour chaque EDC de son périmètre de certification<sup>49</sup>. Le RPC se voit notifier un volume d'écart provisoire qui correspond à la différence entre les niveaux de capacité certifiés (« NCC ») et les NCE observés. Le niveau de prix utilisé pour valoriser ce volume, s'il est justifié et indépendant d'une mauvaise valorisation antérieure des garanties de capacité par l'opérateur, est le prix de la première enchère portant sur l'AL accessible 15 jours ouvrés à compter de la notification des NCE par le Gestionnaire de Réseau au RPC concerné.

Après participation aux enchères postérieures à cette notification, le RPC est pénalisé à hauteur de ses écarts résiduels selon le mécanisme de règlement financier des écarts défini au sein des règles du mécanisme de capacité. Les écarts résiduels ne seront compensés que dans la mesure où ils ne résultent pas d'un oubli de certification de la part de l'opérateur et où ce dernier démontre l'impossibilité de se rééquilibrer dans le cadre des enchères postérieures à la notification des NCE.

#### **3.2.3.2. Conditions de prise en compte des écarts capacitaires**

De manière analogue à la prise en compte des écarts liés à la mise sur le marché de l'énergie produite (cf. paragraphe 5.3 de la présente délibération), les écarts provisoires ou résiduels ne peuvent donner lieu à une compensation de l'opérateur que si les EDC contenant les installations sous OA sont rattachées à un périmètre de certification regroupant un volume total de garanties de capacité supérieur à 20 MW pour l'AL concernée, et que ce périmètre est uniquement composé d'EDC rassemblant des installations sous OA. Un tel périmètre de certification peut être créé par le regroupement de plusieurs opérateurs. Toutefois, un opérateur doit justifier de l'efficacité de son choix du périmètre de certification pour ce qui est de la minimisation des coûts induits, par exemple à travers une procédure de mise en concurrence.

---

<sup>48</sup> Paragraphe 5.3.3 des règles en vigueur du mécanisme de capacité.

<sup>49</sup> Pour les installations dont la production est fatale et dépend des conditions météorologiques, la capacité effective est déterminée à partir de leur disponibilité constatée.

### 3.2.4. Prise en compte d'une incitation à la certification

Le volume de garanties de capacité obtenues par un opérateur dépend des actions de certification qui ont été menées, consistant notamment à certifier les capacités dans les délais imposés par les règles du mécanisme de capacité, à optimiser le NCC des EDC en maximisant la taille dans le respect des règles et, s'agissant du mode de certification basé sur le réalisé, à demander un niveau de certification cohérent avec le profil de fonctionnement de l'installation. La CRE s'assure que les actions de certification ont effectivement permis de maximiser le volume de garanties de capacités obtenues, dont la valorisation vient en déduction des charges de service public de l'énergie.

Cette opération s'effectue notamment par l'analyse de l'écart provisoire de chaque opérateur. Pour chaque opérateur, la CRE peut déterminer un coefficient «  $\rho$  » permettant de corriger la valorisation des garanties de capacités venant en déduction de la compensation reçue par cet opérateur au titre des charges de service public de l'énergie. Ce coefficient sera égal à 1 si la certification peut être considérée comme optimale, et supérieur à 1 sinon.

### 3.2.5. Valorisation des garanties de capacité dans le cas de la cession d'un contrat d'OA

La cession d'un contrat d'OA, notamment le transfert de sa gestion depuis un ancien opérateur vers un nouvel opérateur, donnera lieu à un changement de titulaire d'EDC. Dans cette configuration, la valorisation des garanties de capacité de l'installation se fait au travers de deux acteurs :

- l'ancien opérateur, qui a réalisé la certification initiale et a commencé à valoriser les garanties de capacité au rythme des enchères qui se sont tenues jusqu'à la date de cession du contrat d'OA ;
- le nouvel opérateur du contrat d'OA qui a la responsabilité de la certification et de la valorisation des garanties de capacité à compter de la date de cession du contrat.

Au moment de la cession du contrat d'OA, le nouvel opérateur certifie l'installation dans son portefeuille, en l'intégrant à une EDC dédiée à l'OA.

Afin que l'ancien opérateur ne se retrouve pas en situation d'écart capacitaire à la suite de la sortie de cette installation de son périmètre de certification, et afin que cette opération soit neutre du point de vue des charges de service public de l'énergie, une vente de garanties de capacité de l'ancien opérateur vers le nouvel opérateur doit être prévue au sein de l'avenant tripartite<sup>50</sup> prévoyant la cession du contrat d'OA. Le volume et le prix de cette transaction doivent être établis en accord avec la méthodologie de valorisation qui incombe à l'ancien opérateur telle que définie au paragraphe 3.2.1. L'ancien opérateur justifiera le volume et le prix de cette opération dans le cadre de sa déclaration de charges.

Le nouvel opérateur du contrat d'OA déclare cette vente pour le calcul de compensation des charges de service public de l'énergie, et valorisera les éventuelles garanties de capacité restantes selon la méthodologie de valorisation qui lui incombe (cf. 3.2.1).

## 3.3. Mécanisme de capacité en vigueur du 1<sup>er</sup> novembre 2026 au 31 mars 2036

### 3.3.1. Valorisation de la capacité issue de la certification des installations dont la production est valorisée en référence aux prix de marché de gros (cas d'EDF OA, de certaines ELD, des organismes agréés et de l'acheteur en dernier recours)

Les règles du nouveau mécanisme de capacité<sup>51</sup> prévoient la mise en place d'au maximum deux enchères par période de livraison<sup>52</sup> (ci-après « PL »). En régime nominal (i.e. à partir de la PL 2030/2031), la première enchère est tenue quatre ans avant le début de la PL (ci-après « enchère PL-

<sup>50</sup> Cet avenant est signé par le producteur, l'opérateur historique et le nouvel opérateur.

<sup>51</sup> [Arrêté du 18 mars 2026](#) fixant les règles du mécanisme de capacité français.

<sup>52</sup> Une période de livraison commence le 1<sup>er</sup> novembre d'une année N et se termine le 31 mars d'une année N+1.



4 ») et la seconde est tenue au cours de l'été précédant la PL (ci-après « enchère PL-1 »). En régime transitoire, pour les PL 2026/2027 à 2029/2030, une enchère unique est mise en place en PL-1<sup>53</sup>.

Pour chacune des enchères portant sur une PL, la rémunération des titulaires de périmètre de certification (ci-après « TPC ») est versée au plus tard au 31 mai suivant la fin de cette PL. Ainsi, le coût évité capacité retenu au titre d'une année civile N pour un opérateur prend en compte les revenus perçus à date au 31 mai de l'année N pour la PL N-1/N (qui s'est déroulée du 1<sup>er</sup> novembre N-1 au 31 mars N).

Les opérateurs gérant des contrats d'OA doivent proposer le volume certifié de leurs entités de certification (ci-après « EDC ») non encore contractualisé<sup>54</sup> à prix nul et de manière intégralement divisible lors de chaque enchère du mécanisme de capacité. Si le prix résultant d'une enchère est non-nul, tous les opérateurs sont supposés avoir réalisé en intégralité la vente prévue. Si le prix résultant d'une enchère est nul, il est possible qu'un opérateur n'ait pas pu réaliser en intégralité la vente prévue. Afin de tenir compte de ces situations de mévente, l'opérateur déclarera à la CRE les volumes invendus. Si la situation de mévente liée à un prix nul se réalise lors de l'enchère PL-4, l'opérateur intégrera les volumes invendus lors de l'enchère PL-1.

Les éventuels frais associés à la valorisation de la capacité font l'objet d'une compensation dans le cadre prévu à la partie 5 relative aux frais de gestion.

### **3.3.1.1. Valorisation de la capacité pour les installations sous OA au périmètre d'EDF OA**

#### **Méthodologie de calcul du coût évité « capacité » constaté au titre de l'année précédente**

Pour le calcul des charges constatées au titre d'une année N-1, EDF OA déclare à la CRE les volumes certifiés pour chaque enchère associée à la PL N-2/N-1.

Au cours de chaque guichet de certification en amont de chaque enchère (PL-1 et PL-4), l'ensemble des sites dans le périmètre d'EDF OA devront être certifiés (rattachement du site à une entité de certification « en service »), selon la méthode normative. S'agissant du volume certifié lors de chaque guichet de certification, EDF OA retient sa meilleure vision du volume total disponible lors de la PL, en prenant en compte les potentielles indisponibilités des sites de son périmètre, pouvant notamment être estimées sur la base de données historiques. EDF OA doit informer la CRE de l'hypothèse retenue avant la fin de chaque guichet de certification et la CRE peut demander à la modifier.

Pour les installations dont le contrat d'OA arrive à échéance en cours de période de livraison, EDF OA rattache l'installation à une entité de certification jusqu'à la date d'échéance du contrat, et estime le volume de capacité que l'installation pourra fournir pendant la période où elle reste rattachée à l'EDC. Cette estimation repose sur le nombre prévisionnel de jours de période de pointe (jours PP) durant lesquels l'installation sera encore sous contrat OA. Ce nombre est déterminé à partir de la répartition prévisionnelle des jours PP prévue par les règles du mécanisme de capacité<sup>55</sup>.

Lors du guichet de certification précédant l'enchère PL-1<sup>56</sup>, EDF OA certifie, au sein d'« EDC projet », une estimation des volumes associés aux installations dont la mise en service n'est pas encore intervenue mais est anticipée avant la fin de la PL.

EDF OA doit informer la CRE des hypothèses retenues avant la fin de chaque guichet de certification et la CRE peut demander à les modifier.

Pour chaque enchère, la CRE calcule un « Volume de Référence de Vente » (ci-après « VRV ») :

- pour l'enchère PL-4, ce volume correspond au volume certifié total en amont de cette enchère selon les principes détaillés dans la présente partie. Celui-ci est nul dans le cadre du régime

<sup>53</sup> [Commission Européenne - Aide d'Etat SA.117564 \(2025/N\) – France : Réforme du mécanisme de capacité.](#)

<sup>54</sup> Ce volume correspond au Volume Limite dans les règles du mécanisme de capacité.

<sup>55</sup> Il est prévu que 6 jours PP auront lieu du 1<sup>er</sup> novembre au 31 décembre N-2 et que 16 jours PP auront lieu du 1<sup>er</sup> janvier au 31 mars N-1.

<sup>56</sup> S'agissant du guichet de certification précédant l'enchère PL-4, il n'est pas certain que la constitution d'« EDC projet » soit possible pour les installations sous OA, le paramétrage de la courbe de demande n'étant pas encore défini à ce stade. La CRE prévoit de consulter les acteurs de marché prochainement sur ce sujet.



transitoire du nouveau mécanisme de capacité. En cas de prix nul à l'enchère, le VRV de cette enchère est diminué des méventes liées à un prix nul telles que déclarées à la CRE ;

- pour l'enchère PL-1, ce volume correspond au volume certifié total en amont de cette enchère selon les principes détaillés dans la présente partie, diminué du VRV de l'enchère PL-4 le cas échéant. En cas de prix nul à l'enchère, le VRV de cette enchère est diminué des méventes liées à un prix nul déclarées à la CRE.

Le VRV ne peut être inférieur à 0.

La CRE calcule la valorisation pour chaque enchère comme le produit du VRV de cette enchère par le prix minimum entre le prix d'équilibre de l'enchère<sup>57</sup> et le prix plafond intermédiaire<sup>58</sup> de la PL. La valorisation retenue au titre de l'année N-1 est la somme des valorisations des enchères portant sur la PL N-2/N-1.

#### **Méthodologie de calcul du coût évité « capacité » prévisionnel au titre de l'année en cours**

Pour la reprévision des charges au titre de l'année en cours (année N), EDF OA déclare à la CRE les éléments listés au paragraphe précédent pour la PL N-1/N. Toutes les enchères s'étant déjà tenues au moment de la reprévision des charges, le volume de référence de vente et le prix d'équilibre de chaque enchère est connu. La CRE calcule ainsi la valorisation selon la méthode définie au paragraphe précédent.

#### **Méthodologie de calcul du coût évité « capacité » prévisionnel au titre de l'année suivante**

Pour la prévision des charges au titre de l'année N+1, EDF OA déclare à la CRE sa meilleure prévision pour la PL N/N+1 des éléments listés au paragraphe portant sur le coût évité « capacité » constaté.

Pour l'enchère PL-1 de la PL N/N+1, le prix prévisionnel appliqué dépend du régime applicable :

- dans le cadre du régime nominal, le prix utilisé est le prix minimum entre le prix d'équilibre et le prix plafond intermédiaire de la première enchère portant sur cette PL ;
- dans le cadre du régime transitoire (hors PL 2026-2027), le prix utilisé est le prix minimum entre le prix d'équilibre et le prix plafond intermédiaire de la dernière enchère portant sur une PL antérieure dont le résultat est connu avant le 1<sup>er</sup> juin de l'année N ;
- dans le cadre de l'enchère portant sur la PL 2026-2027, le prix utilisé est la moyenne des prix des enchères portant sur l'année de livraison (AL) 2025 connus avant le 1<sup>er</sup> juin 2026 dans le précédent mécanisme de capacité<sup>59</sup>.

#### **3.3.1.2. Valorisation de la capacité pour une année de livraison donnée pour les installations sous OA au périmètre des ELD, des organismes agréés et de l'acheteur en dernier recours**

Dans toute cette partie, on entend par « opérateur » une ELD, un organisme agréé ou un acheteur de dernier recours.

Dans le cas où un opérateur gère la certification des capacités d'installations sous OA pour le compte d'autres opérateurs, une unique déclaration de la valorisation liée à ces volumes certifiés est alors transmise à la CRE par cet opérateur. Celui-ci indique également à la CRE la liste des opérateurs pour le compte desquels il procède à cette déclaration, afin que la CRE puisse évaluer le coût évité « capacité » correspondant au regard des modalités décrites au paragraphe 3.1 (non-prise en compte d'un coût évité « capacité » pour la part de la production sous OA venant en substitution d'un approvisionnement

<sup>57</sup> Le prix d'équilibre de l'enchère correspond, pour l'ensemble du document, au prix d'équilibre de l'enchère hors flexibilités décarbonées.

<sup>58</sup> Tel que défini dans les règles du mécanisme de capacité.

<sup>59</sup> Cette référence est utilisée en l'absence de prix d'enchères antérieurs dans le nouveau mécanisme et se réfère à la dernière année de livraison complète.

au tarif de cession). L'ensemble du coût évité « capacité » est porté par l'opérateur effectuant la déclaration.

#### **Méthodologie de calcul du coût évité « capacité » constaté au titre de l'année précédente**

Pour le calcul des charges constatées au titre d'une année N-1, l'opérateur déclare à la CRE les volumes certifiés pour chaque enchère associée à la PL N-2/N-1.

Au cours de chaque guichet de certification en amont de chaque enchère (PL-1 et PL-4), l'ensemble des sites dans le périmètre de l'opérateur devront être certifiés (rattachement du site à une entité de certification « en service »), selon la méthode normative. S'agissant du volume certifié lors de chaque guichet de certification, l'opérateur retient sa meilleure vision du volume total disponible lors de la PL.

Pour les installations dont le contrat d'OA arrive à échéance en cours de période de livraison, l'opérateur rattache l'installation à une entité de certification jusqu'à la date d'échéance du contrat, et estime le volume de capacité que l'installation pourra fournir pendant la période où elle reste rattachée à l'EDC. Cette estimation repose sur le nombre prévisionnel de jours de période de pointe (jours PP) durant lesquels l'installation sera encore sous contrat OA. Ce nombre est déterminé à partir de la répartition prévisionnelle des jours PP prévue par les règles du mécanisme de capacité<sup>60</sup>.

Les ELD, les organismes agréés et l'acheteur en dernier recours ne certifient pas de volumes relatifs à des installations dont le contrat n'est pas encore entré en vigueur et dont la mise en service est anticipée avant la fin de la PL au sein d'« EDC projet ».

Pour chaque enchère, la CRE calcule un « Volume de Référence de Vente » (ci-après « VRV ») :

- pour l'enchère PL-4, ce volume correspond au volume certifié total en amont de cette enchère selon les principes détaillés dans la présente partie. Celui-ci est nul dans le cadre du régime transitoire du mécanisme de capacité. En cas de prix nul à l'enchère, le VRV de cette enchère est diminué des méventes liées à un prix nul déclarées à la CRE ;
- pour l'enchère PL-1, ce volume correspond au volume certifié total en amont de cette enchère selon les principes détaillés dans la présente partie diminué du VRV de l'enchère PL-4 le cas échéant. En cas de prix nul à l'enchère, le VRV de cette enchère est diminué des méventes liées à un prix nul déclarées à la CRE.

Le VRV ne peut être inférieur à 0.

La CRE calcule la valorisation pour chaque enchère comme le produit du VRV de cette enchère par le prix minimum entre le prix d'équilibre de l'enchère et le prix plafond intermédiaire de la PL. La valorisation retenue au titre de l'année N-1 est la somme des valorisations des enchères portant sur la PLN-2/N-1.

#### **Méthodologie de calcul du coût évité « capacité » prévisionnel au titre de l'année en cours**

Pour la reprévision des charges au titre de l'année en cours (année N), l'opérateur déclare à la CRE les éléments listés au paragraphe précédent pour la PL N-1/N. Toutes les enchères s'étant déjà tenues au moment de la reprévision des charges, le volume de référence de vente et le prix d'équilibre de chaque enchère est connu. La CRE calcule ainsi la valorisation selon la méthode définie au paragraphe précédent.

#### **Méthodologie de calcul du coût évité « capacité » prévisionnel au titre de l'année à venir**

Pour la prévision des charges au titre de l'année N+1, l'opérateur déclare à la CRE sa meilleure prévision pour la PL N/N+1 des éléments listés au paragraphe portant sur le coût évité « capacité » constaté.

Pour l'enchère PL-1 de la PL N/N+1, le prix prévisionnel appliqué dépend du régime applicable :

---

<sup>60</sup> Il est prévu que 6 jours PP auront lieu du 1<sup>er</sup> novembre au 31 décembre N-2 et que 16 jours PP auront lieu du 1<sup>er</sup> janvier au 31 mars N-1.

- dans le cadre du régime nominal, le prix utilisé est le prix minimum entre le prix d'équilibre et le prix plafond intermédiaire de la première enchère portant sur cette PL ;
- dans le cadre du régime transitoire (hors PL 2026-2027), le prix utilisé est le prix minimum entre le prix d'équilibre et le prix plafond intermédiaire de la dernière enchère portant sur une PL antérieure dont le résultat est connu avant le 1<sup>er</sup> juin de l'année N ;
- dans le cadre de l'enchère portant sur la PL 2026-2027, le prix utilisé est la moyenne des prix des enchères portant sur l'année de livraison (AL) 2025 connus avant le 1<sup>er</sup> juin 2026 dans le précédent mécanisme de capacité<sup>61</sup>.

### **3.3.2. Prise en compte des échanges sur le marché secondaire**

Un TPC peut procéder à des échanges sur le marché secondaire portant sur un engagement de disponibilité et une condition de rémunération associée. Pour une PL donnée, ce marché est ouvert selon un calendrier établi par RTE. Les cessions peuvent être effectuées jusqu'à un délai précisé par le code de l'énergie et les règles du mécanisme de capacité.

Si un opérateur envisage de réaliser des échanges sur le marché secondaire, il informe la CRE des modalités d'offres envisagées sur le marché secondaire (notamment prix et durée). La CRE peut demander à l'opérateur de ne pas réaliser ces offres ou de modifier leurs modalités.

Si le volume contractualisé détenu par un opérateur est modifié à la suite d'un échange sur le marché secondaire, il déclare à la CRE, en le justifiant, le volume échangé (vente ou achat) correspondant ainsi que les conditions de l'échange (prix, contrepartie, date).

Les échanges sur le marché secondaire peuvent conduire à un coût ou une recette pour l'opérateur en fonction des conditions financières associées à ces échanges. Ces montants pourront ne pas être compensés (augmentation ou diminution du coût évité selon le cas) si les principes opérationnels détaillés dans cette sous-partie ne sont pas respectés.

### **3.3.3. Prise en compte du coût des écarts pour la capacité**

#### **3.3.3.1. Principes de valorisation**

A l'issue de la PL N-2/N-1, le gestionnaire de réseau notifie à chaque TPC le niveau de volume disponible pour chaque EDC de son périmètre de certification.

Au plus tard le 30 septembre de l'année N, le TPC se voit notifier un volume d'écart qui correspond à la différence entre le volume de capacité contractualisé sur l'ensemble de son périmètre de certification et son volume disponible. Dans le cadre d'un écart négatif (volume disponible inférieur au volume contractualisé), le TPC est pénalisé selon le mécanisme de règlement financier des écarts défini dans les règles du mécanisme de capacité. Dans le cadre d'un écart positif, aucune rémunération complémentaire n'est versée au TPC.

Lors de l'exercice de déclaration de l'année N+1, chaque opérateur transmet à la CRE le niveau de volume disponible définitif pour chaque EDC de son périmètre de certification. Les écarts ne seront compensés que dans la mesure où ils ne résultent pas d'un oubli de certification de la part de l'opérateur et où ce dernier démontre l'impossibilité de se rééquilibrer sur le marché secondaire.

#### **3.3.3.2. Conditions de prise en compte des écarts capacitaires**

De manière analogue à la prise en compte des écarts liés à la mise sur le marché de l'énergie produite (cf. paragraphe 3.2.3.2 de la présente méthodologie), les écarts ne peuvent donner lieu à une compensation de l'opérateur que si les EDC contenant les installations sous OA sont rattachées à un périmètre de certification regroupant un volume total certifié supérieur à 20 MW pour l'AL concernée, et que ce périmètre est uniquement composé d'EDC rassemblant des installations sous OA. Un tel

<sup>61</sup> Cette référence est utilisée en l'absence de prix d'enchères antérieurs dans le nouveau mécanisme et se réfère à la dernière année de livraison complète.

périmètre de certification peut être créé par le regroupement de plusieurs opérateurs. Toutefois, un opérateur doit justifier de l'efficacité de son choix du périmètre de certification pour ce qui est de la minimisation des coûts induits, par exemple à travers une procédure de mise en concurrence.

#### **3.3.4. Prise en compte d'une incitation à la certification**

Le volume certifié obtenu par un opérateur dépend des actions de certification qu'il a menées pour certifier un volume cohérent avec le profil de fonctionnement des installations rattachées à son périmètre de certification. La CRE s'assure que les actions de certification ont effectivement permis de maximiser le volume certifié, dont la valorisation vient en déduction des charges de service public de l'énergie.

Cette opération s'effectue notamment par l'analyse de la différence entre le volume contractualisé et le volume disponible de chaque opérateur. Pour chaque opérateur, la CRE peut déterminer un coefficient «  $\rho$  » permettant de corriger la valorisation du volume contractualisé venant en déduction de la compensation reçue par cet opérateur au titre des charges de service public de l'énergie. Ce coefficient sera égal à 1 si la certification peut être considérée comme optimale, et supérieur à 1 sinon.

#### **3.3.5. Valorisation de la capacité dans le cas de la cession d'un contrat d'OA à un organisme agréé**

La cession d'un contrat d'OA entraîne un changement de titulaire du périmètre de certification (TPC) pour l'installation concernée. Dans cette configuration, la valorisation du volume certifié provenant de l'installation se fait au travers de deux acteurs :

- l'ancien opérateur, qui a réalisé la certification initiale et contractualisé le volume lors des enchères antérieures à la cession ;
- le nouvel opérateur, qui assume la responsabilité de l'engagement de disponibilité à partir de la date de cession.

Pour toute période de livraison (PL) se finissant après la date de cession du contrat, le nouvel opérateur doit rattacher l'installation à l'une de ses EDC, à partir de la date de cession du contrat. Pour les PL pour lesquelles une enchère a déjà eu lieu, afin que l'ancien opérateur ne se retrouve pas en situation d'écart capacitaire, et afin que cette opération soit neutre du point de vue des charges de service public de l'énergie, un échange de volume contractualisé de l'ancien vers le nouvel opérateur doit être réalisé sur le marché secondaire. L'ancien opérateur cède à titre gratuit l'engagement de disponibilité correspondant aux caractéristiques de l'installation au nouvel opérateur. L'ancien et le nouvel opérateur du contrat d'OA déclarent cet échange pour le calcul de compensation des charges de service public de l'énergie.

#### 4. Charges supportées par EDF OA associées à la gestion des contrats de complément de rémunération

En tant qu'unique co-contractant dans le cadre du mécanisme de complément de rémunération (ci-après « CR »), EDF OA supporte chaque année des charges liées à la gestion des contrats de CR. Ces charges sont calculées comme la somme de plusieurs composantes, notamment :

- les montants de CR mensuels, résultant de la différence entre le tarif de référence de chaque installation et le prix de marché de référence ( $M_0$ ) applicable à l'installation ;
- les éventuelles primes prévues par les contrats de CR (prime de gestion, prime de non-production lors des périodes de prix Spot négatifs...) ;
- l'éventuel retraitement de la valorisation des garanties de capacité.

De même que pour les contrats d'OA, EDF OA déclare les charges constatées au titre de l'année précédente (ainsi que les éventuels reliquats au titre des années antérieures) ainsi que sa meilleure prévision des charges au titre de l'année en cours et de l'année suivante.

La déclaration de ces charges par EDF OA fait l'objet d'un contrôle de la part de la CRE afin de s'assurer de l'exactitude des calculs effectués et des montants versés ou perçus par EDF OA. La compensation versée à EDF OA à ce titre se base directement sur les montants déclarés et contrôlés.

Pour la déclaration des charges prévisionnelles au titre de l'année en cours et de l'année suivante, EDF OA doit retenir :

- des hypothèses de prix de marché prévisionnels selon les mêmes principes que ceux appliqués au calcul du coût évité pour la part **court-terme** sous OA (cf. paragraphes 2.2.4.2 et 2.2.5.2) : en particulier, celles-ci sont basées sur les mêmes cotations que celles utilisées par la CRE, à savoir les cotations de la deuxième quinzaine du mois de mai ;
- un coefficient de profilage appliqué aux hypothèses de prix de marché prévisionnels pour les filières éolienne et photovoltaïque : il est calculé mensuellement comme la moyenne, **sur une durée d'historique représentatif**<sup>62</sup> définie chaque année dans la délibération d'évaluation des CSPE, du rapport entre le prix de marché de référence mensuel applicable pour les contrats de la filière concernée ( $M_0$  pondéré) et la moyenne mensuelle des prix spots positifs ou nuls ( $M_0$  non pondéré).

---

<sup>62</sup> La fixation de la durée d'historique représentatif tiendra notamment compte de l'évolution de la composition des profils de prix captés par rapport aux prix spot moyens, ainsi que des années météorologiques.

## 5. Prise en compte des frais de conclusion et de gestion des contrats de soutien, ainsi que des frais de mise sur le marché de la production sous OA

### 5.1. Frais de conclusion et de gestion administrative des contrats d'OA et de complément de rémunération et frais de mise sur le marché de la production sous OA pour EDF OA

S'agissant de la production d'électricité, EDF concentre actuellement la gestion d'environ 95 % des contrats d'OA et tous les contrats de complément de rémunération (ci-après « CR »). En vertu de cette situation particulière, la CRE effectue un suivi *ad hoc* des moyens mis en œuvre par EDF OA pour gérer les contrats d'OA et de CR, la mise sur le marché de l'énergie **et de la capacité** sous OA ainsi que des frais de gestion effectivement supportés par EDF OA. Plus particulièrement, la CRE s'assure que l'efficacité d'EDF OA dans la gestion des contrats d'OA et de CR reste substantiellement supérieure, étant donné les économies d'échelles pouvant être réalisées, à celle demandée aux autres opérateurs d'électricité.

Pour la mise sur le marché de l'énergie, les principes explicités au paragraphe 5.3 sont appliqués.

### 5.2. Frais de conclusion et de gestion administrative des contrats d'OA pour les ELD, les organismes agréés, les acheteurs de biométhane et l'acheteur en dernier recours

Les coûts de conclusion et de gestion administrative des contrats d'OA comprennent principalement les coûts de personnel, environnés, pour mener à bien ces missions. Ils peuvent également intégrer des coûts de fonctionnement hors main-d'œuvre ou des coûts de prestations, notamment des développements d'outils SI (logiciels, etc.) visant à automatiser des tâches de gestion administrative des contrats.

La conclusion des contrats comprend l'élaboration et la mise à jour des modèles de contrats, l'analyse des demandes de contrat, l'établissement des contrats et avenants et l'intégration de ceux-ci dans les bases de données de l'opérateur ou leur archivage. La gestion administrative des contrats correspond essentiellement aux activités de facturation (vérification des factures, saisies comptables et paiements) et au contrôle de ces opérations.

Afin de prendre en compte les coûts « *qu'une entreprise moyenne, bien gérée et adéquatement équipée des moyens nécessaires, aurait encourus* », comme en dispose le code de l'énergie<sup>63</sup>, la CRE a mis en place un mécanisme de plafonnement des frais de conclusion et de gestion administrative des contrats depuis l'exercice annuel d'évaluation des charges de service public de l'énergie effectué en 2021<sup>64</sup>. Les plafonds dépendent du type et du nombre de contrats concernés.

Les niveaux de plafond sont exposés de manière séparée pour les activités de conclusion des contrats d'une part, et de gestion administrative de ceux-ci d'autre part. Toutefois, le plafonnement des coûts sera contrôlé et appliqué aux frais déclarés par chaque opérateur pour les activités de conclusion et de gestion administrative des contrats d'obligation d'achat de manière globale, ce qui permettra un report éventuel du gain en efficacité entre les différentes activités.

---

<sup>63</sup> Article L. 121-7 du code de l'énergie.

<sup>64</sup> Délibération de la CRE n°2021-144 du 27 mai 2021 portant décision sur les principes de calcul des frais de conclusion et de gestion des contrats d'achat d'électricité et de gaz en métropole continentale.

### 5.2.1. Plafonnement des frais de gestion administrative des contrats

Les plafonds de compensation des frais de gestion des contrats d'achat d'électricité pour les ELD, les organismes agréés et l'acheteur en dernier recours sont détaillés dans le tableau suivant :

| Type de contrats concernés | Plafond de compensation (€/an/contrat) |                         |
|----------------------------|----------------------------------------|-------------------------|
|                            | Pour les 400 premiers contrats         | Au-delà de 400 contrats |
| PV < 250 kW                | 120                                    | 50                      |
| PV > 250 kW et Eolien      | 500                                    |                         |
| Autres filières            | 1500                                   |                         |

Les plafonds de compensation des frais de gestion des contrats pour les acheteurs de biométhane injecté sont détaillés dans le tableau suivant :

| Plafond de compensation (€/an/contrat) | Pour les 50 premiers contrats | Au-delà de 50 contrats |
|----------------------------------------|-------------------------------|------------------------|
|                                        | 2 500                         | 1 000                  |

### 5.2.2. Plafonnement des frais de conclusion des contrats

S'agissant des frais de conclusion des contrats, la CRE retient le principe de compensation des coûts de contractualisation en amont des mises en service effectives des installations, sous réserve que le processus de ces contractualisations soit dûment finalisé.

Les plafonds de compensation des frais de conclusion des contrats d'achat d'électricité pour les ELD, les organismes agréés et l'acheteur en dernier recours sont détaillés dans le tableau suivant :

| Type de contrats concernés | Plafond de compensation (€/contrat) |
|----------------------------|-------------------------------------|
| PV < 250 kW                | 150                                 |
| Autres filières            | 1000                                |

Les plafonds de compensation des frais de conclusion des contrats pour les acheteurs biométhane sont détaillés dans le tableau suivant :

| Plafond de compensation (€/an/contrat) | Pour les 100 premières signatures annuelles | Au-delà de 100 signatures |
|----------------------------------------|---------------------------------------------|---------------------------|
|                                        | 1 200                                       | 600                       |

## 5.3. Frais de mise sur le marché de l'énergie pour les opérateurs supportant des charges de service public en matière d'électricité (ELD, organismes agréés et acheteur en dernier recours)

La mise sur le marché de la production sous OA est une activité qui peut être décomposée en plusieurs sous-activités : prévision de la production, vente sur les marchés de gros et gestion des éventuels écarts. Cette gestion peut être déléguée à un tiers ou être réalisée en interne par l'opérateur suivant le volume d'électricité produite par les installations sous obligation d'achat dont il a la gestion. Dans ces deux configurations, les coûts de commercialisation ne sont compensés que si les installations sont rattachées à un Périmètre d'Equilibre dédié à la gestion de la production d'électricité d'installations sous



OA, ceci afin d'éviter que l'opérateur ou le tiers bénéficie des effets de foisonnement des écarts liés aux contrats d'OA sur l'ensemble de son portefeuille d'activité.

En application du 5° de l'article L. 121-7 du code de l'énergie, afin que les coûts liés à cette activité restent ceux « *qu'une entreprise moyenne [...] aurait encourus* », la CRE retient la distinction suivante :

- pour les opérateurs gérant un volume d'électricité produite sous OA inférieur ou égal à 50 GWh, les coûts de mise sur le marché ne sont compensés que s'ils sont mutualisés au sein d'un Périmètre d'Equilibre rassemblant au total plus de 50 GWh d'électricité produite sur une année sous OA. Toutefois, un opérateur doit justifier l'efficacité de son choix de Responsable d'Equilibre pour ce qui est de la minimisation des coûts induits, par exemple à travers une procédure de mise en concurrence. Dans le cas contraire, les coûts correspondants ne feront pas l'objet d'une compensation ;
- les opérateurs gérant un volume d'électricité produite sous OA supérieur à 50 GWh n'ont pas l'obligation de mutualiser leur production au sein d'un groupement pour que les coûts de commercialisation soient pris en compte. Si un opérateur souhaite conserver en interne cette activité, il ne sera compensé que si un Périmètre d'Equilibre dédié aux OA est créé. Cet opérateur peut également participer à un groupement afin de mutualiser ses coûts de mise sur le marché.

La CRE compensera les coûts communiqués au titre de la prévision et des écarts, dans la mesure où il sera démontré que le dimensionnement en matière de prévision permet d'aboutir à leur minimisation conjointe.

S'agissant du développement et de l'exploitation de modèles de prévision, la prise en compte des coûts y afférents sera partielle si ces activités peuvent être mises au service via d'autres activités de l'opérateur.

## **5.4. Frais de mise sur le marché de l'énergie pour les acheteurs de biométhane**

Les plafonds définis ci-dessous s'appliquent à la fois pour les charges constatées au titre de l'année précédente et pour les charges prévisionnelles au titre de l'année en cours et de l'année suivante.

### **5.4.1. Frais liés à la revente sur les marchés des volumes de biométhane injecté achetés**

Dans le cadre de sa délibération du 27 mai 2021 susmentionnée<sup>65</sup>, la CRE a mis en place un mécanisme de plafonnement des frais de gestion liés à la revente sur les marchés des volumes de biométhane achetés. Les plafonds dépendent du volume d'énergie injectée annuellement ; ils sont détaillés dans le tableau suivant :

| Energie totale annuelle injectée (GWh) <b>E</b> | Plafond de compensation         |
|-------------------------------------------------|---------------------------------|
| <b>E</b> > 200                                  | Maximum (5 cts/MWh ; 20 000 €)  |
| <b>E</b> <= 200                                 | Maximum (10 cts/MWh ; 10 000 €) |

### **5.4.2. Frais liés à l'émission et à la valorisation des GO de biogaz**

S'agissant des frais de gestion liés à l'émission et la valorisation des GO attachées à la production de biométhane injecté, l'intégralité des frais de tenue de compte facturés par le gestionnaire national du registre des GO sont compensés aux différents acheteurs de biométhane.

En revanche, la CRE considère que l'exécution des tâches d'inscription des GO est de nature à engendrer des coûts de personnel limités et qui, en outre, ont pu être anticipés par les acheteurs de biométhane dans le montant de valorisation de leurs GO. Ainsi, la CRE a également mis en place un

<sup>65</sup> Délibération n°2021-144 de la CRE du 27 mai 2021 portant décision sur les principes de calcul des frais de conclusion et de gestion des contrats d'achat d'électricité et de gaz en métropole continentale.

mécanisme de plafonnement des frais de personnels liés à l'émission des GO. Les plafonds dépendent du nombre de sites de production émettant des garanties d'origine et tiennent compte de l'inscription de nouveaux sites. Ces plafonds sont détaillés dans le tableau suivant :

| Plafond de compensation (en €) | Inscription de sites de production | Déclaration des GO        |
|--------------------------------|------------------------------------|---------------------------|
|                                | 30 €/site créé                     | 60 /site de production/an |

## 6. Prise en compte des frais liés aux dispositifs sociaux en France hexagonale

### 6.1. Dispositions applicables aux bénéficiaires d'une compensation en cas de participation au fonds de solidarité logement

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

En application des dispositions de l'arrêté du 6 avril 2018 fixant le montant et la limite de compensation des contributions des fournisseurs d'électricité aux fonds de solidarité logement à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2018, la compensation des versements aux fonds de solidarité pour le logement est désormais fixée à 1 € par client résidentiel titulaire d'un contrat dont la puissance électrique souscrite est égale ou inférieure à 36 kVA, dans la limite de 90 % du montant versé.

### 6.2. Dispositions applicables aux bénéficiaires du chèque énergie

La tarification spéciale « produit de première nécessité », entrée en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 2005 et renommée par la suite « tarif de première nécessité » (TPN), a été abrogée à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2018 au profit du dispositif d'aide « chèque énergie ». La loi n°2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte a instauré le chèque énergie.

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

Les coûts relatifs au chèque énergie ne font pas partie du périmètre des charges de service public de l'énergie. Cependant, en application de l'article L. 124-5 du code de l'énergie, les bénéficiaires du chèque énergie bénéficient des mêmes réductions portant sur les services liés à la fourniture que les clients bénéficiant du TPN<sup>66</sup>, à savoir la gratuité de la mise en service et une réduction de 80 % sur les frais de déplacement pour impayés. Les coûts supportés par les fournisseurs de gaz et d'électricité à ce titre sont intégrés au périmètre des charges de service public de l'énergie.

Par ailleurs, en application de l'article L. 124-5 du code de l'énergie, les fournisseurs d'électricité et de gaz doivent proposer à leurs clients domestiques bénéficiant du chèque énergie la mise à disposition des données de consommation, exprimées en euros, en temps réel. Le décret n°2021-608 du 19 mai 2021<sup>67</sup> précise les modalités de mise en œuvre du dispositif relatif à l'offre de transmission des données de consommation d'électricité et de gaz naturel aux consommateurs précaires. Ainsi, les opérateurs déclarent chaque année les frais engagés au titre de ce dispositif, ainsi que le nombre de dispositifs déployés au cours de l'année considérée et le nombre total de dispositifs mis à disposition toutes années confondues.

Conformément à l'arrêté du 19 mai 2021<sup>68</sup>, le nombre de dispositifs déployés fixe le montant unitaire maximal pouvant être compensé, conformément au tableau suivant :

---

<sup>66</sup> En application de l'article R. 124-16 du code de l'énergie.

<sup>67</sup> Décret n° 2021-608 du 19 mai 2021 relatif à l'offre de transmission des données de consommation d'électricité et de gaz naturel aux consommateurs précaires publié au Journal officiel le 20/05/2021.

<sup>68</sup> Arrêté du 19 mai 2021 relatif aux plafonds de compensation par ménage des fournisseurs d'électricité et de gaz dans le cadre de l'offre de transmission de leurs données de consommation aux consommateurs en situation de précarité.

| Nombre de dispositifs effectivement mis à disposition | Plafond de compensation (€/ménage) |
|-------------------------------------------------------|------------------------------------|
| 0 – 1 000                                             | 64                                 |
| 1 001 – 10 000                                        | 54                                 |
| 10 001 – 150 000                                      | 49                                 |
| 150 001 et plus                                       | 40                                 |

Dans les cas où les fournisseurs d'électricité et de gaz attestent sur justificatifs que les coûts de développement du dispositif ne seraient pas couverts par ce montant unitaire, un second plafond s'applique sur les coûts de développement. Ce plafond dépend du nombre de ménages bénéficiaires du chèque énergie dans la limite d'un plafond global de 200 000 € par fournisseur. Il est rappelé dans le tableau suivant :

| Nombre de ménages bénéficiaires du chèque énergie | Plafond de compensation (€/ménage) |
|---------------------------------------------------|------------------------------------|
| 1 <sup>er</sup> ménage                            | 1 000                              |
| à partir du 2 <sup>e</sup> ménage                 | 10                                 |

Pour la compensation des charges constatées au titre de l'année précédente, tant que la somme de ce que l'opérateur a déjà perçu au titre de la compensation de ce dispositif et des frais engagés dans l'année ne dépasse pas les plafonds définis ci-dessus, l'opérateur est compensé de ces frais. Dans le cas contraire, il est compensé dans la limite des plafonds susmentionnés.

Pour la compensation des charges prévisionnelles au titre de l'année en cours et de l'année suivante, l'opérateur est compensé de ses frais prévisionnels sans application d'un plafonnement.