

## CONSULTATION PUBLIQUE N°2026-01

La Commission de régulation de l'énergie (CRE) consulte les acteurs de marché.

### **Appel à manifestation d'intérêt pour la couverture financière sur les marchés à terme de l'électricité produite par les installations soutenues via le régime du complément de rémunération**

Les charges de service public de l'énergie (CSPE) couvrent notamment les coûts associés à deux dispositifs de soutien à la production d'électricité en métropole continentale : le régime de l'obligation d'achat (OA) et celui du complément de rémunération (CR).

La présente consultation publique porte sur la valorisation à terme de l'électricité soutenue via le régime du CR en métropole continentale.

Ces ventes à terme ont pour objectif principal une meilleure protection du budget de l'Etat contre la volatilité des prix de gros de court terme, et donc une meilleure prévisibilité des charges ou recettes budgétaires associées aux CSPE.

En revanche, la stratégie de valorisation à terme de cette production soutenue n'a pas pour objectif de maximiser le retour financier pour l'Etat, les produits vendus à terme étant, en théorie, la meilleure anticipation des prix spot futurs.

Dans le cadre de l'évaluation des CSPE<sup>1</sup> en France métropolitaine continentale, et plus particulièrement du soutien aux énergies renouvelables (EnR) et à la cogénération au gaz naturel, la CRE évalue ces charges au titre d'une année N à trois reprises : une première prévision durant l'année N-1, une mise à jour de cette prévision en cours d'année N et enfin une évaluation des charges constatées durant l'année N+1.

Conformément à l'article R. 121-27 du code de l'énergie, les CSPE induites par les contrats de CR sont compensées selon la différence entre un tarif de référence<sup>2</sup> et un prix de référence marché (« M<sub>0</sub> »), ce dernier étant basé sur les prix spot dans la très large majorité des cas.

Les évaluations successives des CSPE dépendent ainsi des références de prix de gros de l'électricité retenues anticipant le niveau des prix spot. Cela peut induire d'importants écarts entre ces évaluations et donc entraîner un manque de prévisibilité des CSPE et, plus généralement, une importante volatilité des charges au titre de deux années successives, bien au-delà des fluctuations liées à l'évolution dans le temps des tarifs de référence.

La couverture partielle sur les marchés à terme des volumes soutenus par obligation d'achat est déjà en place : 26,7 TWh de volumes soutenus via le régime d'OA au titre de 2024 (soit près de 55 % du volume total d'OA) ont ainsi été couverts à terme.

Le régime du CR est, depuis plusieurs années, le régime de soutien privilégié pour les nouvelles installations de production d'électricité (hors petites installations). Le périmètre des installations soutenues en CR, qui représente 25 % des volumes d'électricité soutenus en 2024 (soit 15,7 TWh) va donc connaître une forte croissance (31 % prévus en 2025, soit environ 23,9 TWh). Il en résulte que le budget de l'État devrait être de plus en plus exposé aux variations des prix spot.

---

<sup>1</sup> Les CSPE, liées principalement au soutien au développement des énergies renouvelables, comprennent les surcoûts supportés par divers opérateurs, responsables pour le compte de l'État du reversement des soutiens par contrat de complément de rémunération ou contrat d'achat aux producteurs soutenus. Les montants de charges à compenser à chaque opérateur de CSPE sont contrôlés et évalués annuellement par la CRE.

<sup>2</sup> Le tarif est soit proposé par le porteur de projet lors d'une procédure de mise en concurrence, soit directement défini dans un arrêté tarifaire.

La mise en place d'une couverture financière partielle sur les marchés à terme des volumes soutenus via le régime du CR est donc un enjeu majeur en matière de finances publiques. Cela permettrait en effet une meilleure protection du budget de l'État contre la volatilité des prix de gros, et donc une meilleure prévisibilité des charges ou recettes budgétaires afférentes. Cette couverture pourrait prendre la forme de contrats bilatéraux portant sur l'échange de flux financier répliquant une stratégie de vente lissée dans le temps par l'État de produits à terme annuels base à règlement financier, avec une sécurisation financière partielle avant la période de livraison.

La couverture à terme de cette production soutenue occasionnerait un coût pour l'Etat correspondant aux frais de gestion demandés par les opérateurs avec lesquels l'Etat signerait ces contrats bilatéraux. A l'exception de ces frais de gestion, la stratégie de valorisation à terme, par rapport à une valorisation sur le marché spot, devrait être neutre en espérance sur le coût du soutien pour l'État, les prix à terme étant liés notamment à l'anticipation des prix spot futurs. En contrepartie de ces frais de gestion, le budget de l'Etat serait, comme rappelé supra, protégé de la volatilité des prix et donc sécurisé en termes d'exposition financière.

Dans ce contexte :

- la CRE a lancé une consultation publique en octobre 2024, afin de recueillir l'avis des acteurs de marché notamment sur la valorisation à terme de l'électricité soutenue via le régime du CR<sup>3</sup> ;
- Le décret du 25 juin 2025<sup>4</sup> modifiant la partie réglementaire du code de l'énergie et en particulier l'article R. 121-7 ouvre la possibilité de valoriser sur les marchés à terme les volumes soutenus via le régime du CR. Les acteurs de marchés chargés de la valorisation à terme seraient désignés par les ministres chargés de l'énergie et du budget après avis de la CRE et selon des modalités définies par la CRE.

Ainsi, dans le cadre du présent appel à manifestation d'intérêt (AMI), la CRE souhaite recueillir :

- l'avis des acteurs sur les modalités de mise en œuvre de cette couverture à terme, telles que présentées en section 3 du présent document ;
- l'intérêt des acteurs susceptibles de réaliser ces opérations de couverture à terme pour le compte de l'État, et notamment du volume maximal pour lequel ils seraient prêts à assurer la couverture ;
- le niveau indicatif des frais de gestion qui seraient demandés pour la réalisation d'une telle prestation (en €/MWh).

La CRE souhaite que les estimations de volumes et de frais de gestion des répondants soient faites en prenant l'hypothèse d'une couverture à terme d'un ruban de base pour livraison en 2028 (*base/load Calendar* France – Cal-28). A titre d'information, le ruban de base qui serait susceptible de faire l'objet d'une telle couverture pourrait représenter en tout 20 à 30 TWh pour l'année 2028.

En application des dispositions du décret du 25 juin 2025 précité, cet AMI pourra être suivi d'une procédure de mise en concurrence organisée par la CRE dans les prochains mois, pour la gestion de la couverture financière partielle sur les marchés à terme de volumes soutenus via le régime du CR à partir de l'année de livraison 2028.

**Paris, le 15 janvier 2026.**

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

**La présidente,**

**Emmanuelle WARGON**

---

<sup>3</sup> [Consultation publique n°2024-17 et n°2024-18 du 16 octobre 2024](#) relative à la valorisation à terme de l'électricité produite par les installations soutenues via les régimes de l'obligation d'achat et du complément de rémunération en métropole continentale

<sup>4</sup> Article 4, paragraphe °2 du décret n° 2025-577 du 25 juin 2025 modifiant la partie réglementaire du code de l'énergie relative à l'évaluation et aux modalités de compensation et de recouvrement des charges de service public de l'énergie et mettant en œuvre la réforme de financement de la péréquation tarifaire dans les zones non interconnectées.

## Répondre à la consultation

La CRE invite les parties intéressées à adresser leur contribution, au plus tard le 5 mars 2026, en saisissant leur contribution sur la plateforme mise en place par la CRE : <https://consultations.cre.fr>.

Les informations collectées ne feront pas l'objet d'une publication, mais seront partagées par la CRE aux différents services de l'Etat impliqués dans la compensation des charges de service public de l'énergie.

Les parties intéressées sont invitées à répondre aux questions en argumentant leurs réponses.

## Sommaire

<b>1. Liste des questions.....</b>	<b>5</b>
<b>2. Modalités de participation .....</b>	<b>6</b>
2.1. Procédure de dépôt .....	6
2.2. Exigences linguistiques .....	6
2.3. Calendrier .....	6
2.4. Contenu du dossier de réponse à l'AMI .....	6
2.5. Définitions .....	6
<b>3. Description du schéma envisagé.....</b>	<b>7</b>
3.1. Objet et périmètre .....	7
3.1.1. Forme du contrat proposé.....	7
3.1.2. Calendrier de paiement des flux financiers résultant du contrat .....	8
3.1.3. Calendrier de sélection des candidats .....	9
3.2. Critères de qualification .....	10
3.2.1. Prérequis relatifs à la robustesse financière du candidat.....	11
3.3. Procédure de sélection envisagée lors de l'appel d'offres .....	11
3.3.1. Critères de classement.....	11
3.3.2. Eligibilité des offres .....	12
3.3.3. Cas de sous-souscription .....	12
<b>Annexe 1 : Description de la solution de couverture du budget de l'État.....</b>	<b>13</b>
<b>Annexe 2 : Calendrier de la procédure complète pour un opérateur sélectionné au titre d'une année N .....</b>	<b>15</b>
<b>Annexe 3 : Format de déclaration de la courbe frais/volumes .....</b>	<b>17</b>
<b>Annexe 4 : Modalités de calcul et de constitution des garanties financières .....</b>	<b>18</b>

## 1. Liste des questions

**Question 1.1 :** Avez-vous des remarques sur les modalités proposées s'agissant du contrat de couverture entre l'État et la ou les opérateur(s) présélectionné(s) ? La référence PN vous semble-t-elle suffisamment répliquable ?

**Question 1.2 :** Identifiez-vous des enjeux ou difficultés particulières sur la référence de prix proposée (settlement price EEX) ?

**Question 1.3 :** Identifiez-vous des enjeux ou difficultés particulières au choix d'une moyenne arithmétique simple des prix de règlement sur deux ans ? Est-ce qu'une autre référence (moyenne des prix de règlement pondérée par les volumes de chaque session par exemple) aurait votre préférence, et si oui pourquoi ?

**Question 1.4 :** Avez-vous d'autres propositions de référence de prix pertinentes pour la référence PN ?

**Question 2.1 :** Identifiez-vous des difficultés particulières induites par le calendrier de facturation imposé par le cadre réglementaire des charges de service public de l'électricité, s'agissant notamment de la régularisation finale ?

**Question 2.2 :** Seriez-vous prêt à vous engager dans un contrat prévoyant un tel calendrier de facturation ?

**Question 3.1 :** Avez-vous une préférence s'agissant des deux calendriers présentés ci-dessus ?

**Question 3.2 :** Identifiez-vous des difficultés particulières à ce que le volume pour lequel l'opérateur s'engage puisse être réévalué après sélection de l'offre dans une limite de +/- 20% ? Dans quelle mesure une telle flexibilité serait-elle répercutée dans les frais de gestion demandés ?

**Question 4.1 :** Votre société serait-elle en mesure de répondre aux prérequis financiers détaillés plus haut ?

**Question 4.2 :** Dispose-t-elle d'un rating externe Standards & Poor, Moody's ou Fitch ?

**Question 4.3 :** Avez-vous des remarques ou recommandations sur les prérequis listés ci-dessus ?

**Question 4.4 :** Avez-vous des remarques sur la possible mise en place d'un outil de calcul d'équivalence financière ?

**Question 5.1 :** Avez-vous des remarques sur les modalités de sélection proposées ?

**Question 5.2 :** En vous appuyant sur le modèle de déclaration fourni en Annexe 3, pouvez-vous indiquer votre vision à date du niveau possible des frais de gestion selon les volumes gérés ?

**Question 6.1 :** Avez-vous des remarques sur les volumes minimum et maximum proposés ci-dessus par opérateur ?

**Question 6.2 :** Pour quels volumes votre société serait-elle prête à s'engager ?

**Question 7 :** Avez-vous des remarques ou des propositions sur le dimensionnement des garanties, présenté dans l'Annexe 4 ?

## 2. Modalités de participation

### 2.1. Procédure de dépôt

Le présent AMI n'est en aucun cas engageant. Les retours des répondants ont vocation à être pris en compte pour définir les modalités de mise en œuvre de cette couverture à terme. La CRE invite donc les répondants à détailler au maximum leurs réponses.

Les réponses doivent être déposées en ligne, via le formulaire disponible sur la plateforme de consultation publique de la CRE (<https://consultations.cre.fr/>).

La CRE se réserve le droit de demander des informations ou documents complémentaires, afin de faciliter l'examen des réponses. Les informations collectées sont uniquement destinées à un usage interne à la CRE pour l'élaboration du cahier des charges d'un futur appel d'offres visant à sélectionner les opérateurs de marché chargés de réaliser la couverture à terme pour le compte de l'État.

### 2.2. Exigences linguistiques

Le formulaire de réponse doit être rédigé en français ou en anglais. Toute soumission dans une autre langue sera irrecevable.

### 2.3. Calendrier

Les réponses à l'AMI peuvent être déposées à compter de son ouverture et jusqu'au 05/03/2026.

### 2.4. Contenu du dossier de réponse à l'AMI

Le dossier de réponse comprendra les éléments suivants :

- une présentation des activités du répondant et notamment ses activités sur les marchés à terme de l'électricité (places d'échange où l'acteur est actif, volumes échangés...) ;
- les principaux indicateurs financiers du répondant (notation financière notamment si le répondant en dispose) ;
- l'expression d'intérêt du répondant ;
- une vision indicative (non engageante) des frais de gestion que le répondant serait susceptible de proposer en fonction des volumes qu'il serait chargé de couvrir, selon le formalisme présenté en Annexe 3 pour un produit *Calendar base* France livré en 2028 ;
- la réponse aux questions de la consultation, rappelées en section 1 ;
- un modèle de contrat qui semblerait pertinent au répondant de mettre en place avec l'État dans le cadre de cette procédure concurrentielle.

### 2.5. Définitions

Les termes utilisés dans le présent document et commençant par une majuscule ont, sauf précision contraire, la signification qui leur est attribuée ci-dessous.

Prix Spot	Désigne le prix, en €/MWh, pour la livraison d'un MWh issu de l'enchère du couplage unique pour livraison le lendemain en France, il correspond : <ul style="list-style-type: none"><li>• 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 « <i>Nominated Electricity Market Operator</i> ») actifs participe au couplage unique ;</li><li>• à la moyenne du prix résultant des enchères organisées par les différents NEMO pondérée par les volumes échangés sur chaque plateforme dans le cas où aucun NEMO actif ne participe au couplage unique.</li></ul>
-----------	---

### 3. Description du schéma envisagé

La présente section apporte en premier lieu des précisions sur les principales dispositions des contrats bilatéraux qui pourraient être conclus entre l'État<sup>5</sup> et des opérateurs de marché portant sur l'échange de flux financier répliquant une stratégie de vente lissée dans le temps par l'État de produits à terme annuels base à règlement financier, avec une sécurisation financière partielle avant la période de livraison.

Les contrats signés entre l'État et le ou les opérateurs(s) sélectionné(s) pour procéder aux ventes à terme pour le compte de l'État seront soumis au droit français.

La description de la couverture du budget de l'État par cette solution est rappelée en annexe 1.

Cette section précise également les modalités envisagées à date par la CRE s'agissant du processus de sélection des acteurs de marché pour la conclusion des contrats susmentionnés avec l'État dans le cadre d'un futur appel d'offres.

#### 3.1. Objet et périmètre

##### 3.1.1. Forme du contrat proposé

Le contrat de couverture entre l'État et chaque opérateur sélectionné donnerait lieu à un flux financier de l'État vers chaque opérateur mandaté au titre d'une année N, d'un montant final positif ou négatif égal à :

$$V_N = E_N * (SP_N - P_N + fdg), \text{ avec :}$$

- $E_N$  : l'énergie faisant l'objet de la couverture financière pour l'opérateur en question au titre d'une année N en MWh. Ce volume est défini par la CRE en année N-3<sup>6</sup> à l'issue d'une procédure de mise en concurrence (cf. section 3.3) ;
- $SP_N$  : la moyenne des Prix Spot de l'année N en €/MWh ;
- $P_N$  : le prix de référence à terme défini comme la moyenne arithmétique entre le 1<sup>er</sup> janvier N-2<sup>7</sup> et le 31 décembre N-1 des prix de règlement (*settlement price*) journaliers constatés sur la plateforme EEX pour le produit *baseload Calendar* pour livraison en année N, en €/MWh ;
- $fdg$  : les frais de mise en place de la solution proposés par l'opérateur et déterminé lors d'une procédure de mise en concurrence (cf. section 3.3), en €/MWh.

Cette transaction donne lieu à un versement de l'État vers les opérateurs si le montant de  $V_N$  est positif et de l'opérateur vers l'État dans le cas contraire.

**Question 1.1** : Avez-vous des remarques sur les modalités proposées ci-dessus s'agissant du contrat de couverture entre l'État et la ou les opérateur(s) présélectionné(s) ? La référence  $P_N$  vous semble-t-elle suffisamment répliquable ?

**Question 1.2** : Identifiez-vous des enjeux ou difficultés particulières sur la référence de prix proposée (*settlement price* EEX) ?

**Question 1.3** : Identifiez-vous des enjeux ou difficultés particulières au choix d'une moyenne arithmétique simple des prix de règlement sur deux ans ? Est-ce qu'une autre référence (moyenne des prix de règlement pondérée par les volumes de chaque session par exemple) aurait votre préférence, et si oui pourquoi ?

<sup>5</sup> Les signataires étatiques seraient les ministères en charge de l'énergie et du budget.

<sup>6</sup> Le répondant est invité à s'exprimer en section 3.1.5 sur l'opportunité et la faisabilité de s'engager plus tôt pour un volume susceptible d'être réévalué en amont de l'année N-2.

<sup>7</sup> Sur la base du retour d'expérience des premières enchères éventuelles, il pourrait être envisagé d'allonger la maturité de la référence de prix à 3 ans, soit le prix de règlement moyen sur les journées comprises entre le 1<sup>er</sup> janvier N-3 et le 31 décembre N-1.

### Question 1.4 : Avez-vous d'autres propositions de référence de prix pertinentes pour la référence $P_N$ ?

#### 3.1.2. Calendrier de paiement des flux financiers résultant du contrat

Le contrat fera l'objet de versements intermédiaires avant la fin de l'année N de livraison, selon un calendrier aligné sur celui de l'exercice d'évaluation annuelle par la CRE des CSPE au titre d'une année N :

- une première estimation du montant  $V'_N$  estimée en juillet de l'année N-1. Le versement de ce montant fait l'objet de douze mensualités versées à compter du mois de février de l'année N ;
- une réestimation  $V''_N$  en juillet de l'année N. Les mensualités de versement sont ainsi adaptées à compter du mois d'août de l'année N, afin que le versement cumulé depuis le mois de février de l'année N aboutisse au montant  $V''_N$  en janvier N+1 ;
- une évaluation finale  $V_N$  est établie en juillet de l'année N+1. Les mensualités versées à compter du mois d'août N+1 jusqu'au mois de janvier N+2 viennent régulariser la différence entre  $V''_N$  et  $V_N$ .

Ce calendrier est encadré par l'article R.121-33 du code de l'énergie : « Les sommes dues aux opérateurs leur sont payées en douze versements effectués au plus tard le 15 des mois de février à décembre de l'année au titre de laquelle les charges sont à compenser, et le 15 du mois de janvier de l'année suivante ». Il s'agit d'une disposition réglementaire ne pouvant être modifiée.

En complément de ce qui suit, un exemple de calendrier est détaillé en Annexe 2.

#### Première prévision en juillet N-1 du montant de la transaction entre l'État et la ou les opérateur(s) présélectionné(s)

En juillet de l'année N-1, la CRE inclut dans sa délibération initiale des charges à compenser en année N<sup>8</sup> une première prévision  $V'_N$  du montant de la transaction susmentionnée :

$$V'_N = E_N * (SP'_N - P'_N + fdg)$$

Avec :

- $E_N$  : tel que défini dans la formule de  $V_N$  ci-dessus ;
- $SP'_N$  : la moyenne arithmétique des prix de règlement du produit *Calendar base* France observés sur EEX sur chaque jour de cotation entre le 15 et le 31 mai de l'année N-1 pour livraison en année N<sup>9</sup> ;
- $P'_N$  la moyenne pondérée à :
  - 17/24 de la moyenne arithmétique des prix de règlement du produit *Calendar base* France observés sur EEX sur chaque jour de cotation entre le 1<sup>er</sup> janvier N-2 et le 31 mai N-1 pour livraison en année N ;
  - 7/24 de la moyenne arithmétique des prix de règlement du produit *Calendar base* France observés sur EEX sur chaque jour de cotation entre le 15 et le 31 mai de l'année N-1 pour livraison en année N<sup>10</sup> ;

<sup>8</sup> Les charges à compenser aux opérateurs en N sont initialement évaluées par la CRE en juillet N-1, pour un montant  $CP_N$ . Elles sont versées mensuellement aux opérateurs entre le mois de février et de juillet N à hauteur de  $CP_N/12$ . Elles sont ensuite réévaluées en juillet N pour un montant de  $CP'_N$ , donnant lieu à un versement mensuel de  $\frac{(2*CP'_N - CP_N)}{12}$  entre les mois d'août N et janvier N+1.

<sup>9</sup> Cette référence a pour objet de représenter les Prix Spot de l'année N à partir des informations disponibles en juillet de l'année N-1.

<sup>10</sup> Cette référence a pour objet de représenter la meilleure estimation des cotations restantes du produit *baseload Calendar* pour l'année N à partir des informations de marché disponibles en juillet de l'année N-1. Elle annule partiellement la référence  $SP'_N$ . Le coefficient 7/24 est représentatif des mois restants sur la durée de la couverture de référence (7 mois restants de juin à décembre).



- $fdg$  : tel que défini dans la formule de  $V_N$ .

Cette première prévision  $V'_N$  sert de base aux premiers versements liés à la transaction : pour les mois de février à juillet de l'année N, l'opérateur reçoit  $V'_N/12$  de la part de l'État (ou le verse à l'État le cas échéant si  $V'_N$  est négatif). A l'issue de ces six premiers versements, l'opérateur aura touché  $V'_N/2$ .

### **Seconde prévision en juillet N du montant de la transaction entre l'État et la ou les opérateur(s) présélectionné(s)**

En juillet de l'année N, la CRE inclut dans sa délibération réévaluant les charges à compenser en année N et évaluant les charges à compenser en année N+1, une seconde prévision  $V''_N$  :

$$V''_N = E_N * (SP''_N - P_N + fdg), \text{ avec :}$$

- $E_N$  : tel que défini dans la formule de  $V_N$  ;
- $SP''_N$  : la moyenne pondérée à
  - 5/12 de la moyenne arithmétique des Prix Spot entre le 1<sup>er</sup> janvier et le 31 mai inclus de l'année N en €/MWh ;
  - 7/12 de la moyenne pondérée des moyennes arithmétiques des prix de règlement observés sur EEX sur chaque jour de cotation entre le 15 et le 31 mai de l'année N pour les produits suivants :
    - M6 « France base »
    - Q3 « France Base »
    - Q4 « France Base »
    - la pondération de chaque produit est le nombre d'heures de livraison couvert par chacun.
- $P_N$  tel que défini dans la formule de  $V_N$  ;
- $fdg$  tel que défini dans la formule de  $V_N$ .

Cette seconde prévision  $V''_N$  sert de base à l'estimation des reversements versés entre août de l'année N et janvier de l'année N+1. L'opérateur reçoit chacun de ces mois le versement  $(2V''_N - V'_N)/12$ . A l'issue du dernier versement en janvier N+1, l'opérateur aura touché (ou aura versé le cas échéant) le montant  $V''_N$ .

### **Calcul de $V_N$ et régularisation de la transaction entre l'État et la ou les opérateur(s) présélectionné(s)**

En juillet de l'année N+1, la CRE inclut dans sa délibération réévaluant les charges à compenser en N+1 et évaluant les charges à compenser en N+2, une l'évaluation définitive de  $V_N$  dont tous les paramètres définitifs sont à ce stade connus.

En accord avec le calendrier de paiement, la régularisation entre  $V''_N$  et  $V_N$  serait réalisée entre août de l'année N+1 et janvier de l'année N+2 avec un versement mensuel correspondant à  $(V_N - V''_N)/6$ .

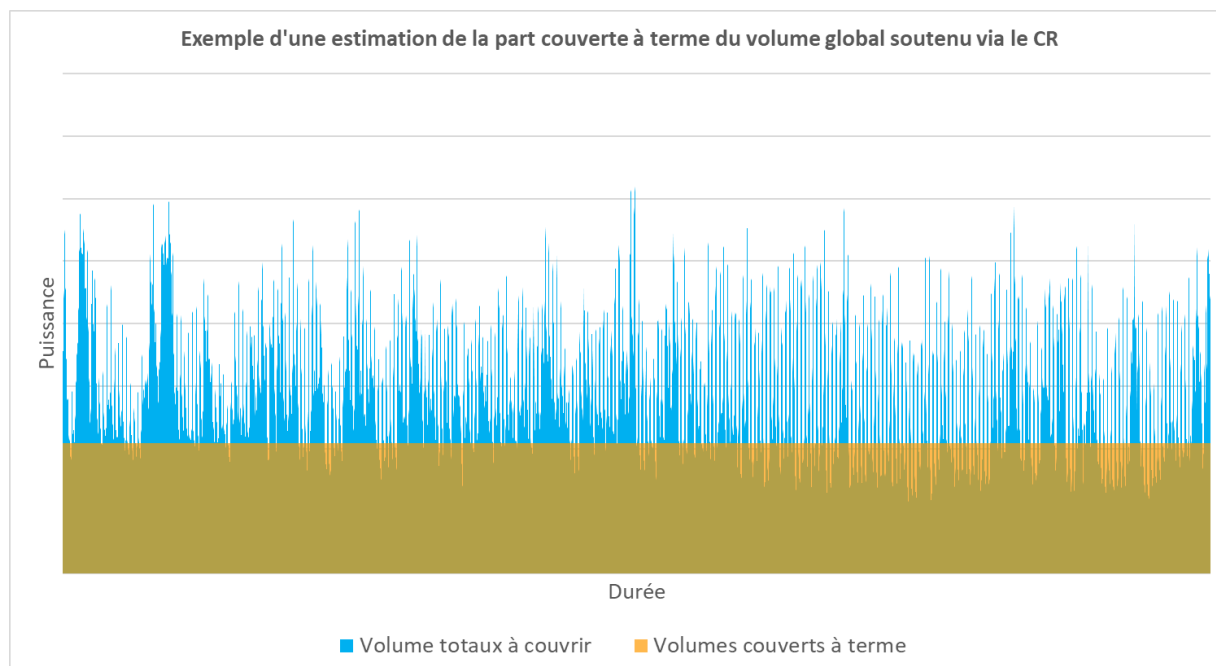
**Question 2.1 :** Identifiez-vous des difficultés particulières induites par le calendrier de facturation imposé par le cadre réglementaire des charges de service public de l'électricité, s'agissant notamment de la régularisation finale ?

**Question 2.2 :** Seriez-vous prêt à vous engager dans un contrat prévoyant un tel calendrier de facturation ?

### **3.1.3. Calendrier de sélection des candidats**

Les volumes valorisés à terme pour une année N seraient déterminés par la CRE selon une méthode comparable à celle réalisée pour déterminer la part vendue à terme (PVAT) des volumes soutenus via

le régime de l'OA couverts à terme<sup>11</sup> : l'objectif est *in fine* d'estimer un volume d'énergie en ruban (pour être couvert sous la forme d'un produit *baseload Calendar*) représentant une part de l'énergie totale soutenue via le CR.



Compte-tenu de la stratégie de référence résultant du prix de référence  $P_N$  défini en section 3.1.1, la CRE identifie deux calendriers possibles pour déterminer les volumes couverts à terme et les candidats en charge de l'opération :

- un appel d'offres réalisé chaque année pour un produit : l'estimation des volumes couverts au titre de l'année N est établie en année N-3 déterminant ainsi le volume appelé, et les volumes pour lesquels sont retenus les lauréats restent inchangés à l'issue de l'appel d'offres ;
- un appel d'offres réalisé tous les deux ans pour la couverture de deux années de livraison : l'estimation des volumes couverts au titre de l'année N et de l'année N+1 est établie en année N-3. Les lauréats sont retenus pour un volume au titre des années N et N+1. Les volumes de l'année N+1 font l'objet d'une clause de révision des volumes *a posteriori*. Ainsi, le volume sur lequel s'engage un candidat pour une année N+1 pourrait être révisé dans une limite de +/- 20% par exemple (sans réévaluation des frais de gestion *fdg* exprimés en €/MWh) en année N-2.

**Question 3.1** : Avez-vous une préférence s'agissant des deux calendriers présentés ci-dessus ?

**Question 3.2** : Identifiez-vous des difficultés particulières à ce que le volume pour lequel l'opérateur s'engage puisse être réévalué après sélection de l'offre dans une limite de +/- 20% ? Dans quelle mesure une telle flexibilité serait-elle répercutée dans les frais de gestion demandés ?

## 3.2. Critères de qualification

Le schéma envisagé à date consisterait à organiser, pour chaque année de livraison N, un appel d'offres en année N-3 pour déterminer :

<sup>11</sup> A titre d'exemple, la dernière évaluation de la PVAT a été réalisée par la CRE dans sa [délibération N°2025-1269 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](#).

- les opérateurs de marché chargés de réaliser la couverture à terme de volumes de l'année N ;
- le volume dont serait responsable chaque opérateur sélectionné ;
- les frais de gestion s'appliquant à chacun des opérateurs sélectionnés.

### 3.2.1. Prérequis relatifs à la robustesse financière du candidat

Dans son offre, chaque candidat à l'appel d'offres devra justifier de son expérience sur les marchés à terme de l'électricité (droits d'accès, volumes échangés...).

De plus, la robustesse financière des candidats à l'appel d'offres serait assurée via des prérequis détaillés ci-après.

- Chaque candidat devra disposer d'une notation externe de Standard & Poor's, Moody's ou Fitch d'un minimum de B- (B3) sans surveillance négative (dans le cas où le candidat dispose d'une notation externe de deux de ces trois agences de notation ou plus, la notation retenue pour l'examen de la qualification est la plus basse des deux meilleures notations obtenues) ; ou à défaut de rating externe, disposer d'une évaluation équivalente<sup>12</sup>. La notation de crédit des opérateurs serait revue trimestriellement pendant la durée du contrat.
- Les candidats disposant d'une notation externe de Standard & Poor's, Moody's ou Fitch inférieure BBB- (Baa3) sans surveillance négative devront fournir une garantie financière d'un montant minimum de 500 k€ avec une maturité minimum de deux mois à tout moment et dont les modalités de calcul sont détaillées en Annexe 4. Cette garantie a vocation à couvrir l'intégralité du risque d'opportunité<sup>13</sup>, ainsi que le risque de règlement<sup>14</sup>. Elle est ainsi mise à jour tous les jours ouvrés pendant la durée du contrat.

**Question 4.1 :** Votre société serait-elle en mesure de répondre aux prérequis financiers détaillés plus haut ?

**Question 4.2 :** Dispose-t-elle d'un rating externe Standards & Poor, Moody's ou Fitch ?

**Question 4.3 :** Avez-vous des remarques ou recommandations sur les prérequis listés ci-dessus ?

**Question 4.4 :** Avez-vous des remarques sur la possible mise en place d'un outil de calcul d'équivalence financière ?

## 3.3. Procédure de sélection envisagée lors de l'appel d'offres

### 3.3.1. Critères de classement

Chaque candidat sera invité à proposer une courbe [frais de gestion moyens en fonction des volumes gérés], décrivant les frais de gestion moyens  $fdg$  en €/MWh associés à un volume total pris en charge  $E_N$  en MWh. Le candidat est libre de proposer, le cas échéant, des frais de gestion négatifs.

Les candidatures seront classées de sorte à retenir la combinaison d'offres éligibles la moins coûteuse en frais proposés par les candidats permettant de couvrir les volumes appelés.

En cas de sélection d'une offre, les frais qui seront appliqués seront ceux proposés par le candidat (système « *pay-as-bid* » a priori) pour le volume pour lequel il a été retenu.

En cas d'égalité sur le niveau des frais de gestion proposés entre plusieurs candidatures à retenir, les volumes seront répartis à égalité entre ces candidats.

<sup>12</sup> Il pourrait être mis en place un outil de calcul d'équivalence de la notation financière.

<sup>13</sup> Risque mesurant l'exposition marginale des transactions conclues et non livrées par rapport à la valeur du prix de marché à date. Le calcul du montant de ce risque est détaillé en Annexe 4.

<sup>14</sup> Risque de non-paiement par l'opérateur auprès du cocontractant pour les produits en cours de livraison. Le calcul du montant de ce risque est détaillé en Annexe 4.

**Question 5.1 :** Avez-vous des remarques sur les modalités de sélection proposées ?

**Question 5.2 :** En vous appuyant sur le modèle de déclaration fourni en Annexe 3, pouvez-vous indiquer votre vision à date du niveau possible des frais de gestion selon les volumes gérés ?

### 3.3.2. Eligibilité des offres

Un opérateur ne pourra être retenu pour des frais supérieurs à des frais plafonds qui seront tenus confidentiels dans le futur cahier des charges.

Un opérateur ne pourra être retenu pour un volume inférieur à 2 TWh.

La CRE envisage également de définir un plafond de volume pour lequel un même opérateur pourrait être retenu, afin notamment de diversifier les risques de contrepartie portés par l'État. Ce plafond pourrait être fixé entre 10 et 15 TWh (correspondant environ à 50 % de la première estimation du volume de production sous contrat de CR à couvrir à terme pour l'année 2028<sup>15</sup>).

**Question 6.1 :** Avez-vous des remarques sur les volumes minimum et maximum proposés ci-dessus par opérateur ?

**Question 6.2 :** Pour quels volumes votre société serait-elle prête à s'engager ?

### 3.3.3. Cas de sous-souscription

Dans le cas où les candidatures ne permettent pas de couvrir le volume appelé en retenant des offres inférieures aux frais plafonds, la CRE se réserve la possibilité de recommander de retenir des offres aboutissant à un volume inférieur au volume appelé.

---

<sup>15</sup> Ces estimations sont donc susceptibles d'évoluer à la suite du présent appel à manifestation d'intérêts.

## Annexe 1 : Description de la solution de couverture du budget de l'État

### Description des flux financiers actuels associés au dispositif de CR

Le contrat de CR est un contrat financier : il ne donne pas lieu à une livraison des volumes produits du producteur à l'acheteur unique (EDF Obligation d'Achat<sup>16</sup>, qui agit pour le compte de l'État), qui est uniquement responsable du versement du montant du CR, égal, en vision simplifiée, à :

$$CR = E * (T - M_0), \text{ avec :}$$

E l'énergie produite par l'installation sur un mois ou une année ;

T le tarif de référence du soutien ;

M<sub>0</sub> un prix de marché de référence défini généralement comme une moyenne pondérée des Prix Spot, sur la période de production.

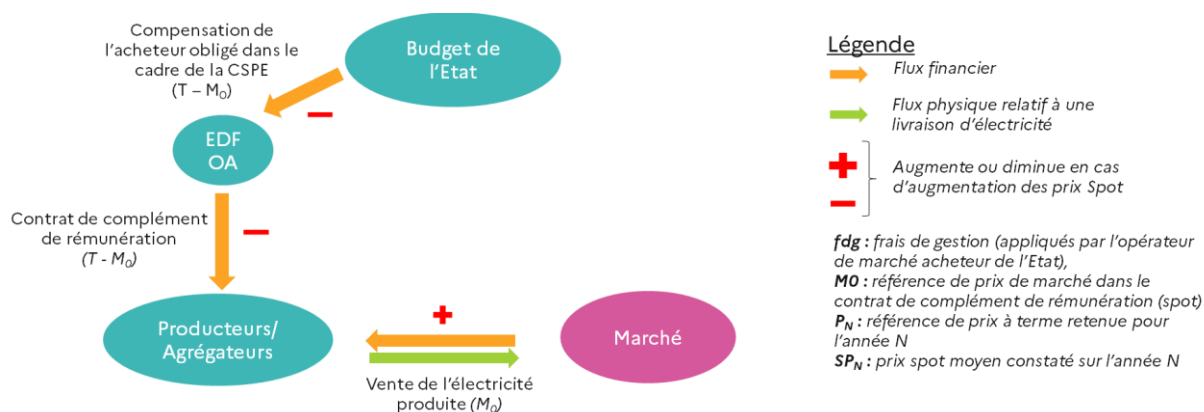
Une baisse des Prix Spot entraîne une augmentation des CSPE et inversement, ce qui expose donc le budget de l'État aux variations de Prix Spot de l'année considérée.

Du fait de la définition du M<sub>0</sub>, le producteur est incité à commercialiser sa production au travers de son agrégateur sur le marché spot (stratégie de réplcation, afin de dé-risquer ses revenus totaux R) :

$$R = CR + E * Sp_{ins} = E * T + E * (Sp_{ins} - M_0)$$

Avec :  $Sp_{ins}$  le Prix Spot capturé par la production de l'installation.

Figure 1 : Flux physiques et financiers « types » dans le cadre d'un contrat de CR



### Insertion de la solution de couverture à terme dans le schéma du contrat de CR

En application des dispositions de l'article R. 121-27 du code de l'énergie, la solution envisagée par la CRE consiste à faire réaliser par plusieurs opérateurs une couverture à terme des volumes soutenus en France via le régime du CR pour le compte de l'État.

Les opérateurs mandatés auraient ainsi la charge de vendre, pour le compte de l'État, des volumes prédéfinis de produits à terme. Dans un premier temps, à des fins de simplicité et pour cibler des échéances à liquidité élevée, la stratégie de couverture porterait sur l'équivalent d'un produit *baseload Calendar* vendu sur deux ans (première année : Cal-28 vendu en 2026 et 2027).

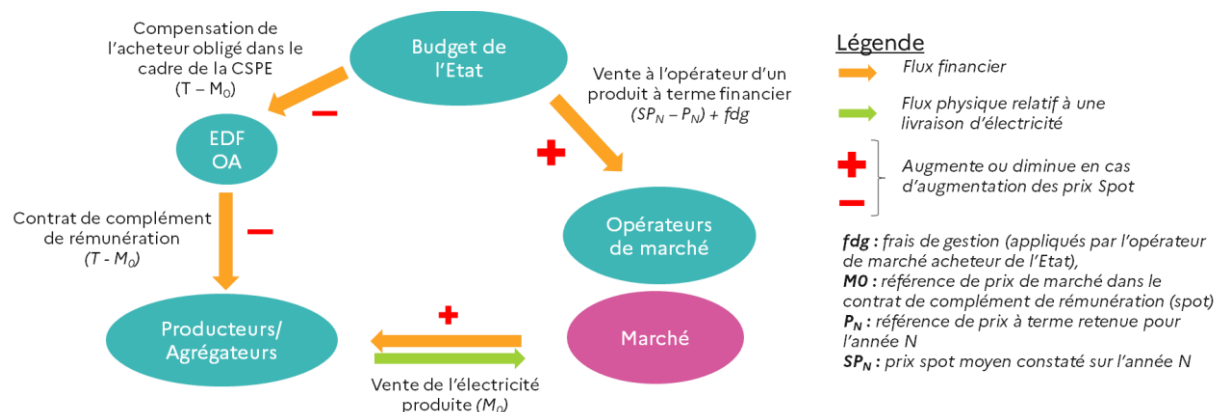
Pour cela, les opérateurs signeraient avec l'État un contrat de couverture financière par laquelle l'Etat verserait à chaque opérateur mandaté la différence entre le prix spot et une référence de prix à terme et (cf. partie suivante), augmenté de frais de gestion.

<sup>16</sup> EDF OA.

Les contrats signés entre l'État et la ou les opérateur(s) sélectionné(s) pour procéder aux ventes à terme pour le compte de l'État seront soumis au droit français.

La typologie et la maturité des produits vendus pourraient faire l'objet d'évolutions ultérieures.

**Figure 2 : Flux physiques et financiers « types » dans le schéma de couverture envisagé**



Dans ce schéma, l'opérateur est libre de définir sa stratégie sur les marchés pour la mise en œuvre de la solution, et notamment en matière de couverture des risques.

La compensation entre l'opérateur et l'État sera néanmoins dimensionnée en s'appuyant sur le prix de référence  $P_N$  tel que défini ci-après, ne dépendant pas des opérations effectivement réalisées par l'opérateur sur les marchés.

L'opérateur est responsable de la couverture de ses risques : l'État ne compensera pas d'éventuels écarts entre les couvertures effectives faites par l'opérateur et la stratégie de référence.

## Annexe 2 : Calendrier de la procédure complète pour un opérateur sélectionné au titre d'une année N

Pour rappel, le contrat de couverture entre l'État et la ou les opérateur(s) sélectionnés donnerait lieu à un versement (qui peut être négatif) par l'État pour chaque opérateur retenu d'un montant égal à, au titre d'une année N :

$$V_N = E_N * (SP_N - P_N + fdg) \text{ avec :}$$

- $E_N$  : l'énergie faisant l'objet de la couverture financière pour l'opérateur en question au titre d'une année N en MWh ;
- $SP_N$  : la moyenne des Prix Spot de l'année N en €/MWh ;
- $P_N$  : le prix de référence à terme défini comme la moyenne arithmétique entre le 1<sup>er</sup> janvier N-2 et le 31 décembre N-1 des prix pondérés par les volumes (*VWAP*) quotidiens constatés sur la plateforme EEX pour le produit *Calendar baseload* pour livraison en année N, en €/MWh ;
- $P_N$  le prix de référence à terme défini comme la moyenne des cotations EEX du produit *Calendar* pour livraison N pondérée par les volumes échangés entre le 1<sup>er</sup> janvier N-2 et le 31 décembre N-1 ;
- $fdg$  : les frais de mise en place de la solution proposés par l'opérateur et déterminé lors d'une procédure de mise en concurrence (cf. section 3.3), en €/MWh.

**Tableau 1 – Exemple : calendrier de paiement pour des volumes couverts de baseload Calendar 28 – versement des évaluations préliminaires  $V'_N$  puis  $V''_N$**

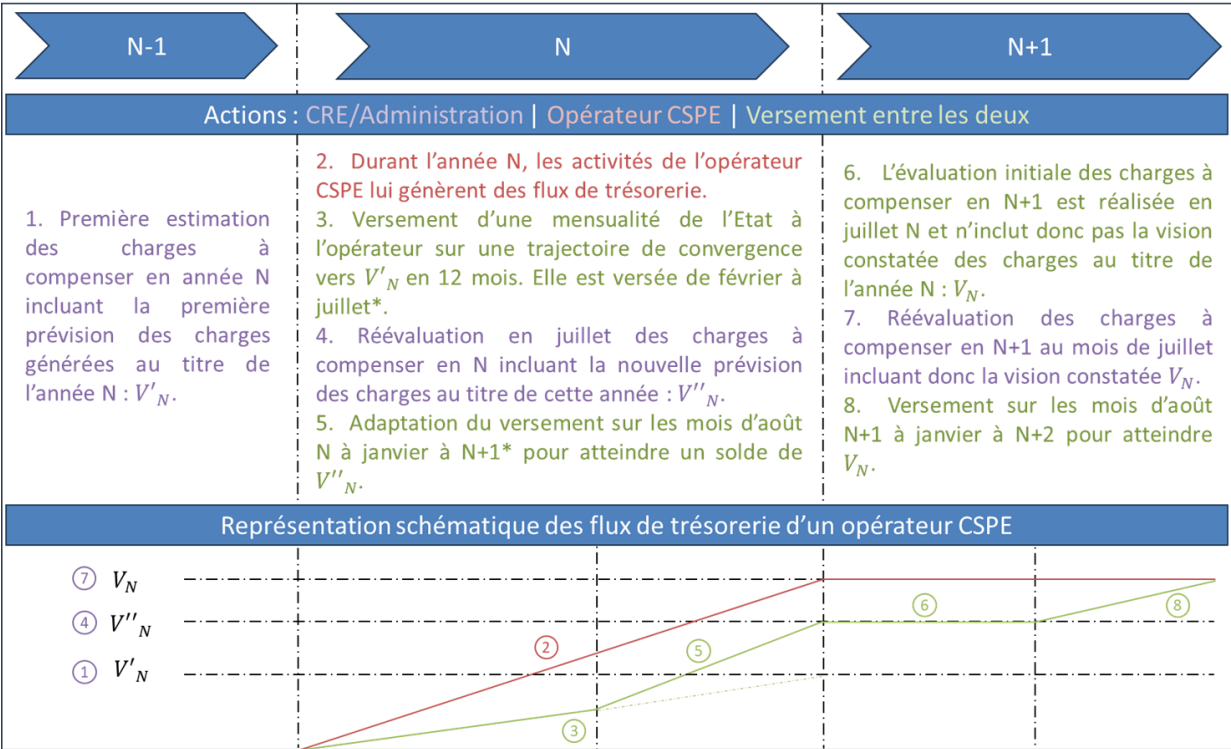
Date limite de paiement	Montant payé / versé par l'opérateur
15 février 2028	$V'_N/12$
15 mars 2028	$V'_N/12$
15 avril 2028	$V'_N/12$
15 mai 2028	$V'_N/12$
15 juin 2028	$V'_N/12$
15 juillet 2028	$V'_N/12$
15 août 2028	$(2V''_N - V'_N)/12$
15 septembre 2028	$(2V''_N - V'_N)/12$
15 octobre 2028	$(2V''_N - V'_N)/12$
15 novembre 2028	$(2V''_N - V'_N)/12$
15 décembre 2028	$(2V''_N - V'_N)/12$
15 janvier 2029	$(2V''_N - V'_N)/12$

A l'issue de ce première phase, l'Opérateur a touché le montant  $V''_N$ . une régularisation entre  $V''_N$  et  $V_N$  est ensuite calculée par la CRE dans sa délibération sur les charges de service public de l'énergie du 15 juillet 2029, ce qui occasionne une ultime régularisation comme après.

Tableau 2 - Exemple : calendrier de paiement pour des volumes couverts de baseload Calendar 28 – versement de la régularisation finale  $V_N$

Date limite de paiement	Montant payé / versé par l'opérateur
15 août 2029	$(V_N - V''_N)/6$
15 septembre 2029	$(V_N - V''_N)/6$
15 octobre 2029	$(V_N - V''_N)/6$
15 novembre 2029	$(V_N - V''_N)/6$
15 décembre 2029	$(V_N - V''_N)/6$
15 janvier 2030	$(V_N - V''_N)/6$

Figure 3 - Calendrier de compensation pour un opérateur de ses charges CSPE générées au titre d'une année N



\*A des fins de lisibilité, les versements CSPE sont représentés schématiquement sur une année civile.



### Annexe 3 : Format de déclaration de la courbe frais/volumes

Le modèle de déclaration de la courbe indicative [frais de gestion moyens en fonction des volumes gérés], décrivant les frais de gestion moyens *fdg* en €/MWh que l'acteur serait susceptible de demander est téléchargeable sur le site de la CRE sous format Excel.

## Annexe 4 : Modalités de calcul et de constitution des garanties financières

En cas de sélection d'un opérateur et jusqu'à l'arrivée à échéance du contrat le liant à l'État, lorsque sa notation est inférieure à BBB-, l'opérateur doit fournir une garantie sous la forme d'une ou plusieurs garanties d'affiliée et/ou garanties financières et/ou un dépôt d'espèces. Sa Limite de Crédit Brute sera le montant agrégé de ses garanties.

A chaque jour ouvré, la Limite de Crédit Nette de l'opérateur est calculée en déduisant de la Limite de Crédit Brute, l'exposition financière de l'opérateur, soit les montants des garanties financières nécessaires pour couvrir les obligations de l'opérateur au titre de ses Transactions non échues à ce moment.

On entend par Transaction les flux financiers engendrés par le contrat décrit dans le présent document pour une année N. En régime pérenne, un même opérateur pourrait être engagé simultanément pour des contrats portant sur différentes années de livraison. Le montant de la garantie à fournir serait alors calculé en agrégeant toutes les Transactions en cours.

Ainsi :

$$\begin{aligned} \text{Limite de Crédit Nette} \\ &= \text{Limite de Crédit Brute} \\ &\quad - \sum \text{Garanties au titre des Transactions non échues} \end{aligned}$$

Où, pour un jour j date de calcul, *Garantie au titre des Transactions non échues* =

$$\text{Max} [E * [(P_{moy}(j) - P_{sp}(j) - fdg) * Nb_{jours\ passés}(j) + \alpha * N(j) * P(j)] + CSPE(j); 0]$$

- E = l'énergie contractualisée en TWh ;
- $P_{moy}(j)$  est la moyenne arithmétique des prix de règlement (*settlement price*) journaliers constatés sur la plateforme EEX pour le produit *baseload Calendar* pour livraison en année N, en €/MWh entre le 1<sup>er</sup> janvier N-2 et le :
  - dernier jour ouvré précédent le jour j si j est postérieur au 1<sup>er</sup> janvier N-2 et antérieur au 1<sup>er</sup> janvier N ;
  - 31 décembre N-1 si j est postérieur au 31 décembre N-1 :  $P_{moy}(j)$  est alors égal à  $P_N^{17}$  ;
- $P_{sp}(j)$  est :
  - si j est antérieur au 1<sup>er</sup> janvier N, le prix de règlement constaté le dernier jour ouvré précédant le jour j, sur la plateforme EEX, du produit *baseload Calendar* pour livraison en année N, en €/MWh ;
  - si j est compris entre le 1<sup>er</sup> janvier et le 31 décembre de l'année N, la moyenne pondérée par le nombre de jours respectifs :
    - de la moyenne des prix spot tels que définis en partie 2.5 constatés durant les mois écoulés de l'année N au jour j ;
    - du prix de règlement constaté le dernier jour ouvré précédant le mois en cours, sur la plateforme EEX, du produit *baseload Month* pour livraison du mois en cours, en €/MWh ;
    - des prix de règlement constatés le dernier jour ouvré précédant le jour j, sur la plateforme EEX, des produits *baseload Month* pour livraison des mois restants du trimestre civil en cours, en €/MWh ;
    - des prix de règlement constatés le dernier jour ouvré précédant le jour j, sur la plateforme EEX, des produits *baseload Quarter* pour livraison des trimestres civils restants de l'année N, en €/MWh ;

---

<sup>17</sup> Tel que défini en section 3.1.1

- si  $j$  est postérieur au 31 décembre de l'année  $N$ , le prix spot moyen constaté durant l'année  $N$  tel que défini en partie 2.5 ;
- $fdg$  représente les frais contractualisés tels que définis en partie 3.3 ;
- $Nb_{jours\ passés}(j)$  est le ratio entre le nombre de jours compris entre le 1<sup>er</sup> janvier  $N-2$  et le jour  $j$  sur le nombre de jours compris entre le 1<sup>er</sup> janvier  $N-2$  et le 31 décembre  $N-1$ . Ce ratio ne peut pas dépasser 1 ;
- $\alpha = 8\%$  ;
- $N(j)$  est :
  - si  $j$  est antérieur au 1<sup>er</sup> janvier  $N$ , égal à  $Nb_{jours\ passés}(j)$  ;
  - si  $j$  est compris entre le 1<sup>er</sup> janvier et le 31 décembre de l'année  $N$ , le ratio entre le nombre de jours compris entre le jour  $j$  et le 31 décembre  $N$  sur le nombre de jours compris entre le 1<sup>er</sup> janvier  $N$  et le 31 décembre  $N$  ;
  - égal à 0 sinon ;
- $P(j)$  est :
  - si  $j$  est antérieur au 1<sup>er</sup> janvier  $N$ , le prix de règlement constaté le dernier jour ouvré précédant le jour  $j$ , sur la plateforme EEX, du produit *baseload Calendar* pour livraison en année  $N$ , en €/MWh ;
  - si  $j$  est compris entre le 1<sup>er</sup> janvier et le 31 décembre de l'année  $N$ , la moyenne pondérée par le nombre de jours respectifs :
    - du prix de règlement constaté le dernier jour ouvré précédant le mois en cours, sur la plateforme EEX, du produit *baseload Month* pour livraison du mois en cours, en €/MWh ;
    - des prix de règlement constatés le dernier jour ouvré précédant le jour  $j$ , sur la plateforme EEX, des produits *baseload Month* pour livraison des mois restants du trimestre civil en cours, en €/MWh ;
    - des prix de règlement constatés le dernier jour ouvré précédant le jour  $j$ , sur la plateforme EEX, des produits *baseload Quarter* pour livraison des trimestres civils restants de l'année  $N$ , en €/MWh ;
  - égal à 0 sinon ;
- $CSPE(j)$  les versements cumulés de l'Etat vers l'opérateur au jour  $j$  tels que présentés aux parties 3.1 et 3.2. Ce terme peut être négatif, notamment si  $V_N$  tel que défini en partie 3.1 est négatif (prix de référence à terme  $P_N$  supérieur à la moyenne des prix spot de l'année  $N$ ).

Si *Limite de Crédit Nette*  $< 0$  alors l'opérateur a l'obligation d'apporter un complément de garantie pour ramener cette limite en valeur positive.

Si *Limite de Crédit Nette*  $\geq 0$ , alors l'opérateur n'a pas d'obligation d'apporter un complément de garantie.

Si ce complément de garantie n'est pas fourni au plus tard un jour ouvré après la date de calcul, l'opérateur pourra être considéré comme défaillant, entraînant la résiliation du contrat et le paiement par l'opérateur défaillant d'un solde de résiliation correspond, pour chaque transaction à laquelle s'est engagé l'opérateur.

**Question 7** : Avez-vous des remarques ou des propositions sur le dimensionnement des garanties, présenté dans la présente annexe ?