

## CONSULTATION PUBLIQUE N°2025-01

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

### Consultation publique du 13 mars relative à l'adaptation des contrats de complément de rémunération au pas de temps 15 minutes

Participaient à la séance : Emmanuelle WARGON, présidente, Anthony CELLIER, Ivan FAUCHEUX, Valérie PLAGNOL et Lova RINEL, commissaires.

#### Contexte et objet de la consultation publique

En application du Règlement (UE) 2019/943 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité (Règlement électricité), le pas de temps de règlement des déséquilibres ou « écarts » (ISP – « *Imbalance Settlement Period* ») est passé de 30 à 15 minutes le 1<sup>er</sup> janvier 2025.

Un ISP de 15 minutes signifie que les responsables d'équilibre seront incités financièrement à être équilibrés sur leur position nette (injection – soutirage) moyennée sur 15 minutes, au lieu de 30 minutes actuellement. Pour cela, ils auront à leur disposition sur les marchés de gros des produits de taille 15 minutes.

A cette fin, le Règlement électricité impose aux opérateurs désignés du marché de l'électricité (NEMO) de donner la possibilité aux acteurs de marché d'échanger, sur les marchés journaliers (« marché Spot ») et infrajournaliers, des produits portant sur des intervalles de temps au moins aussi courts que la période de règlement des déséquilibres, soit 15 minutes.

Cette possibilité est offerte sur le marché infrajournalier français depuis le 22 janvier 2025. Dans un second temps, et suite au passage de l'ISP à 15 minutes, le pas de temps du marché journalier (MTU – « *Market Time Unit* ») passera d'une heure à 15 minutes ; en France comme pour tous les pays européens, cette évolution est programmée pour juin 2025.

Ce passage à un pas de temps de 15 minutes est une évolution souhaitable, qui permettra de mieux prendre en compte les spécificités des énergies renouvelables (« EnR ») et donc contribuera à leur bonne intégration au système électrique. En effet, les EnR variables (notamment les filières du solaire photovoltaïque et de l'éolien) présentent des profils de production pouvant fortement varier au cours d'une demi-heure. Le passage à 15 minutes fournira également des signaux de prix plus fins permettant le développement conjoint des EnR et des flexibilités (batteries, réponse de la demande au prix, effacements, etc.).

Ces évolutions soulèvent cependant des questions s'agissant des contrats de soutien dont bénéficient les EnR, et notamment des contrats de complément de rémunération (CR). En effet, aujourd'hui, les CR sont calculés à une maille horaire, qui correspond au pas de temps du marché journalier (prix Spot). Les producteurs EnR soutenus par des contrats de CR perçoivent pour chaque MWh produit un montant correspondant à la différence entre le tarif de référence de leur contrat et une référence de prix de marché, généralement égale à la moyenne mensuelle du prix spot, pondérée par un profil de production de référence pour les filières éoliennes et solaires.

Par ailleurs, les producteurs EnR soutenus via un contrat de CR sont incités à s'arrêter lors des périodes de prix négatifs :

1. le CR n'est versé que sur les pas de temps caractérisés par des prix spot positifs ou nuls ;
2. lors des heures de prix spot strictement négatifs, le producteur bénéficie d'une prime s'il n'a pas produit sur l'heure considérée. Cette prime est versée au-delà d'un certain nombre d'heures de prix strictement négatifs, dépendant de la filière considérée.

Le passage du marché spot à une granularité de 15 minutes nécessite de faire évoluer le calcul du CR versé, ainsi que l'incitation en cas de prix spot négatifs, comme le recommandait déjà la CRE dans son analyse publiée récemment sur le phénomène de prix de l'électricité négatifs<sup>1</sup>.

Ces évolutions concerneront les futurs contrats de complément de rémunération, mais aussi les contrats actuellement en vigueur. Les modalités du calcul du CR et de la prime pour prix négatifs pourraient être différentes pour ces deux catégories de contrat.

L'évolution des règles de calcul du CR pourrait avoir des effets sur :

- les producteurs EnR selon leur degré de flexibilité ;
- le coût du mécanisme de CR porté par l'Etat ;
- l'optimisation du système électrique, et donc au final le prix de l'électricité pour le consommateur final) ;
- le fonctionnement de l'algorithme de couplage journalier : cet algorithme est au cœur du fonctionnement de l'enchère journalière française et européenne car il détermine ses résultats (prix par zones, échanges entre zones et ordres d'achat et vente d'électricités acceptés). Son fonctionnement optimal suppose des produits aussi standard que possible.

La présente consultation publique porte sur les différentes possibilités d'adaptation du calcul du CR et de la prime pour prix négatifs, en réponse au passage à un pas de 15 minutes pour le règlement des déséquilibres et le marché spot. A l'issue de cette consultation, la CRE formulera des recommandations au gouvernement sur les adaptations des contrats de complément de rémunération.

**Paris, le 13 mars 2025.**

**Pour la Commission de régulation de l'énergie,  
La présidente,  
Emmanuelle WARGON**

---

<sup>1</sup> [Analyse de la CRE sur le phénomène de prix de l'électricité négatifs et recommandations relatives aux dispositifs de soutien aux énergies renouvelables.](#)

## Répondre à la consultation

La CRE invite les parties intéressées à adresser leur contribution, au plus tard le 9 avril, en saisissant leur contribution sur la plateforme mise en place par la CRE : <https://consultations.cre.fr>.

Dans un souci de transparence, les contributions feront l'objet d'une publication par la CRE.

Si votre contribution comporte des éléments dont vous souhaitez préserver la confidentialité, une version occultant ces éléments devra également être transmise. Dans ce cas, seule cette version fera l'objet d'une publication. La CRE se réserve le droit de publier des éléments qui pourraient s'avérer essentiels à l'information de l'ensemble des acteurs, sous réserve qu'ils ne relèvent pas de secrets protégés par la loi.

En l'absence de version occultée, la version intégrale est publiée, sous réserve des informations relevant de secrets protégés par la loi.

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

## Sommaire

<b>1. Liste des questions .....</b>	<b>4</b>
<b>2. Questions préliminaires .....</b>	<b>4</b>
<b>3. Présentation des options possibles selon l'analyse de la CRE .....</b>	<b>4</b>

## 1. Liste des questions

### Questions introductives

**Question 1 :** Quel est selon vous le degré de flexibilité des actifs EnR existants (selon leur filière ou leur taille notamment) ? En cas de contraintes techniques ou environnementales, merci de les préciser.

**Question 2 :** Quelles solutions permettraient d'optimiser cette flexibilité afin que ces actifs puissent répondre à des signaux de prix sur un pas de temps de 15 minutes ? A quel coût et dans quel délai ces solutions pourraient être mises en œuvre ?

**Question 3 :** Mêmes questions pour les actifs susceptibles de signer des nouveaux contrats de soutien en complément de rémunération.

### Questions relatives aux solutions proposées

**Question 4 :** Partagez-vous les principaux effets de chaque solution tels que décrits par la CRE ? En identifiez-vous d'autres ?

**Question 5 :** Pour chaque solution, quelle(s) stratégie(s) un producteur ENR soutenu par le régime du CR devrait adopter pour maximiser ses revenus ? Cette(ces) stratégie(s) vous paraissent-elle(s) implémentable(s) opérationnellement ?

**Question 6 :** Selon vous, parmi les trois options présentées, laquelle devrait être retenue ? Devrait-il y avoir une différence entre les nouveaux contrats et les contrats déjà en vigueur ou une période de transition minimale pour les contrats déjà en vigueur ?

**Question 7 :** Envisagez-vous d'autres solutions qui pourraient avoir de meilleures propriétés que celles présentées dans le présent document ?

## 2. Questions préliminaires

**Question 1** Quel est selon vous le degré de flexibilité des actifs EnR existants (selon leur filière ou leur taille notamment) ? En cas de contraintes techniques ou environnementales, merci de les préciser.

**Question 2** Quelles solutions permettraient d'optimiser cette flexibilité afin que ces actifs puissent répondre à des signaux de prix sur un pas de temps de 15 minutes ? A quel coût et dans quel délai ces solutions pourraient être mises en œuvre ?

**Question 3** Mêmes questions pour les actifs susceptibles de signer des nouveaux contrats de soutien en complément de rémunération.

## 3. Présentation des options possibles selon l'analyse de la CRE

Plusieurs options peuvent être envisagées pour adapter les contrats de soutien existants ou à venir.

Le fonctionnement optimal du système électrique nécessiterait en théorie de répercuter aux producteurs EnR sous contrat de CR l'intégralité des effets du passage au pas de 15 minutes, comme c'est le cas pour les autres acteurs du système électrique : producteurs non soutenus, fournisseurs, agrégateurs, etc. Toutefois, une telle évolution peut entraîner des coûts supplémentaires pour les producteurs EnR concernés, qui doivent être mis en balance avec les gains pour le système électrique, en particulier pour les contrats de CR existants.

Il convient également de souligner qu'actuellement la plupart des périodes de prix négatifs concernent plusieurs heures consécutives, pendant lesquelles le passage à un pas de temps de 15 minutes aurait

un impact très limité pour les contrats CR : seulement 4 % des heures à prix négatif étaient isolées entre 2018 et le premier semestre de 2024.

### **Option A : Passage d'un pas de temps horaire à un pas de temps 15 minutes pour le calcul du CR et de la prime pour prix négatifs**

Le pas de temps utilisé dans les contrats de CR devient le pas de temps du marché Spot, et non plus l'heure. Ainsi, lors du passage du marché journalier au pas de temps de 15 minutes :

- le prix de marché de référence est défini comme la moyenne mensuelle des prix spot (au pas 15 minutes donc) positifs ou nuls ;
- le CR est versé pour chaque pas de 15 minutes où le prix est positif ou nul ;
- la prime pour prix négatifs est versée lorsque le prix spot sur 15 minutes est strictement négatif et que l'installation n'a pas produit sur ces 15 minutes. Le seuil de déclenchement du versement de la prime pour prix négatifs précédemment évoqué est inchangé en durée (et multiplié par 4 s'agissant du nombre de pas de temps concernés).

Cette option consiste à répercuter intégralement sur les contrats de CR les effets du passage à un pas de temps 15 minutes. Elle aurait les principaux effets suivants :

- les producteurs EnR sous CR insuffisamment flexibles pourraient être amenés à vendre leur production à prix négatif, au même titre que d'autres producteurs non soutenus. Les producteurs concernés seraient donc incités à investir dans des dispositifs de pilotabilité des actifs, ce qui est l'objectif recherché par le passage à un pas de temps de 15 minutes. Cela pourrait ainsi porter atteinte à court terme aux revenus de certains producteurs EnR peu flexibles ;
- le coût pour l'Etat serait a priori inchangé par rapport à la situation actuelle ;
- les producteurs seraient incités à réagir aux signaux de marché, en utilisant les ordres disponibles sur le marché pour refléter leurs contraintes et leurs coûts réels de flexibilité ;
- les performances de l'algorithme de couplage ne seraient pas détériorées.

Cette option est a priori la plus cohérente par rapport à la réforme programmée et permet d'envoyer pleinement les signaux de marché aux producteurs.

### **Option B : Moyenne des prix sur chaque période horaire**

Dans cette option, le pas de temps utilisé dans les contrats de CR reste le pas horaire. Ainsi, lors du passage du marché journalier au pas de temps de 15 minutes :

- le prix horaire de référence est défini comme la moyenne des prix spot sur les quatre pas de temps de marché inclus dans **une heure ronde** ;
- le CR est versé lorsque la moyenne de quatre pas de temps sur une heure ronde est positive ou nulle ;
- la prime pour prix négatifs est versée lorsque la moyenne de quatre pas de temps sur une heure ronde est strictement négative et que l'installation n'a pas produit lors de ces quatre pas de temps, une fois le seuil forfaitaire de pas de temps à prix négatifs susmentionné atteint.

Cette option consiste à ne pas répercuter sur les contrats de CR les effets du passage à un pas de temps de 15 minutes. Elle aurait les principaux effets suivants :

- les contrats de CR en cours, qui prévoient un pas de calcul de 1 heure, ne seraient pas modifiés, ce qui sécuriserait les revenus des producteurs concernés ;
- l'Etat pourrait être amené à verser le CR lors de pas de temps à prix négatifs, ou à verser la prime pour prix négatifs en cas de prix spot positifs, ce qui représenterait un surcoût pour les finances publiques ;

- les producteurs demeureraient incités à s'arrêter si les prix sont en moyenne négatifs sur une heure ronde. L'incitation ne correspondrait donc exactement à un fonctionnement optimal du système électrique : selon le prix moyen d'une période, des actifs pourraient ne pas produire sur des pas de temps de 15 minutes à prix positifs ou à l'inverse produire sur des pas de temps à prix négatifs.

Pour compenser ces phénomènes, la flexibilité devrait être apportée pas d'autres moyens, désoptimisant le système et limitant les capacités disponibles pour RTE à l'échéance de l'équilibrage (dans la mesure où la participation des EnR à l'équilibrage est encore faible).

Cela pourrait engendrer une hausse des coûts supportés par les responsables d'équilibre et augmenter le risque opérationnel de RTE sur certains pas de temps.

- cette solution dégraderait de façon significative les performances de l'algorithme de couplage si les acteurs essayaient de traduire cette régulation dans leurs offres pour l'enchère journalière du couplage. En effet, il y aurait un recours accru à des ordres dits « complexes » tels que les ordres « vendre si la moyenne des prix de marché sur 1h est supérieure à 0 €/MWh ». Ces ordres sont bien plus lourds pour l'algorithme que des ordres dits « simples » avec des conséquences pour sa performance. En outre, le prix serait fixé de façon plus complexe et moins anticipable par les acteurs de marché lorsque celui-ci sera autour de 0 €/MWh.

Cette option est celle qui tient le moins compte de la réforme et crée une distinction de traitement entre les producteurs EnR soutenus, qui seront moins exposés au nouveau pas de temps 15 minutes, et les autres acteurs

### **Option C : Séquence de quatre pas de temps 15 minutes consécutifs**

Dans cette option, les producteurs soutenus sont incités à s'arrêter dès que le prix spot devient négatif pendant au moins une heure. Ainsi, lors du passage du marché journalier au pas de temps de 15 minutes :

- le prix de marché de référence est défini comme la moyenne mensuelle des prix spot (au pas 15 minutes donc) positifs ou nuls ;
- le CR est versé pour chaque pas de 15 minutes où le prix est positif ou nul ;
- la prime pour prix négatifs est versée lorsque le prix spot sur 15 minutes est strictement négatif à condition que l'installation se soit bien arrêtée dès lors qu'au moins quatre pas de temps consécutifs sont négatifs. Ainsi, si le prix spot est négatif pendant trois pas de temps consécutifs ou moins, la prime pour prix négatifs est versée sans condition sur la production ; dès lors qu'au moins quatre pas de temps consécutifs sont négatifs, l'installation doit s'arrêter pour percevoir sa prime.

Il convient de noter que pour les premiers et derniers pas de temps de la journée, il est difficile de définir une séquence de quatre pas de temps consécutifs : le couplage journalier se fait sur une journée, sans lien entre une journée et la suivante.

Cette option aurait les principaux effets suivants :

- les producteurs les moins flexibles maintiendraient leurs revenus lorsque les prix sont négatifs sur des périodes inférieures à une heure ;
- pour ces périodes, l'Etat verserait des primes pour prix négatifs alors que l'installation ne s'est pas arrêtée, ce qui représente un surcoût par rapport à la situation actuelle ;
- cette option réduit les effets négatifs de l'option B, en permettant un arrêt/démarrage lors du changement de signe du prix, sans l'inertie induite par les heures rondes. Néanmoins, il reste

des cas où elle n'incite pas à l'optimisation du système électrique dont certains cas, minoritaires, où l'option B aurait été plus efficace<sup>2</sup> ;

- cette option pourrait dégrader fortement les performances de l'algorithme de couplage. En effet, si les producteurs décident de s'arrêter uniquement en cas de séquence de quatre pas de temps négatifs consécutifs, ils devront utiliser des combinaisons d'ordres complexes sur le marché spot, les produits permettant d'indiquer des contraintes en séquence n'étant, pour le moment, pas disponibles sur le marché. Cette multiplication d'ordres complexes liés réduirait significativement les performances de l'algorithme.

Cette option pourrait aussi se décliner avec une incitation à l'arrêt à partir d'une séquence de deux ou trois pas de temps négatifs consécutifs, ce qui limiterait les effets sur l'algorithme de couplage.

Cette option permet d'exposer les producteurs EnR au passage au pas de temps de 15 minutes tout en protégeant les moins flexibles d'entre eux.

A ce stade, la CRE considère que l'option A est la plus favorable du point de vue du bon fonctionnement du système électrique et devrait s'appliquer à l'ensemble des contrats. Pour les anciens contrats, une période de transition, par exemple en appliquant la solution C, pourrait cependant être nécessaire, afin de permettre aux producteurs EnR concernés de s'adapter aux nouvelles règles.

**Question 4** Partagez-vous les principaux effets de chaque solution tels que décrits par la CRE ? En identifiez-vous d'autres ?

**Question 5** Pour chaque solution, quelle(s) stratégie(s) un producteur ENR soutenu par le régime du CR devrait adopter pour maximiser ses revenus ? Cette(ces) stratégie(s) vous paraissent-elle(s) implémentable(s) opérationnellement ?

**Question 6** Selon vous, parmi les trois options présentées, laquelle devrait être retenue ? Devrait-il y avoir une différence entre les nouveaux contrats et les contrats déjà en vigueur ou une période de transition minimale pour les contrats déjà en vigueur ?

**Question 7** Envisagez-vous d'autres solutions qui pourraient avoir de meilleures propriétés que celles présentées dans le présent document ?

<sup>2</sup> Par exemple, en cas de prix positif sur un ou plusieurs pas de temps 15 minutes, isolé entre deux périodes de prix négatifs, un producteur peu flexible pourrait décider de rester à l'arrêt, même en cas de prix positif très élevé. Dans ces cas, la solution B aurait été plus efficace.