

Avril 2025

Réponse UFE à la consultation publique de la CRE relative à l'adaptation des contrats de complément de rémunération au pas de temps 15 minutes

L'UFE remercie en premier lieu la CRE de consulter les acteurs afin de mener une réflexion collective sur l'adaptation des contrats de complément de rémunération au pas de temps 15 minutes.

En préambule, l'UFE souligne que l'intégration des EnR au marché de l'électricité est un enjeu clé pour garantir le fonctionnement efficient du système électrique. Par conséquent, si la modification des contrats de complément de rémunération (CR) ne doit pas modifier l'équilibre économique des contrats et tenir compte des contraintes des producteurs, l'UFE est favorable à leur adaptation au pas 15 minutes en cohérence avec l'évolution du pas de temps du marché journalier (*Market Time Unit*) afin de permettre le développement d'incitations économiques au plus proche des besoins du système électrique.

L'UFE rappelle que toute modification des contrats de CR existants doit être prévue par une disposition législative. Le passage du pas de temps du marché journalier d'une heure à 15 minutes étant actuellement programmé dans deux mois, l'UFE demande l'identification rapide d'un véhicule législatif permettant d'intégrer cette évolution prochaine dans les contrats de CR.

L'UFE appelle enfin de ses vœux un traitement homogène des contrats de CR existant et nouveaux pour des questions de prévisibilité des comportements des installations sous contrat de CR et de gestion contractuelle/facturation des contrats de CR par EDF OA.

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.

L'UFE souligne que les parcs sous CR subissent des délais incompressibles de réponses au signal prix pour l'arrêt des parcs (ou leurs passages en P0), à la fois :

- En amont de l'ordre d'arrêt, dû à des contraintes de réception et de traitement de la consigne, variable selon le protocole de communication en place et les différents intermédiaires
- Après l'ordre d'arrêt avec la rampe de diminution de la puissance injectée (opéré par bridage dans le cas où la tolérance d'injection est effective pour bénéficier de la prime prix négatif).

Par conséquent, l'UFE suggère un besoin de tolérance du délai d'arrêt de 5 minutes pour le photovoltaïque et pour les parcs éoliens (sur terrestre et en mer).

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 ?

L'optimisation de la flexibilité des parcs sur un pas de temps de 15 min peut être améliorée avec ces deux solutions :

- Selon le type de machine, investir dans un protocole de communication type API ou protocole terrain (MODBUS ou OPCUA) et d'une plateforme d'Hypervision pour une gestion automatique des demandes d'arrêts. Les coûts varient sur une fourchette de 10 à 15k€ en CAPEX (et jusqu'à 25K€ pour certains des parcs les plus anciens) et autour de 5k€/an/parc de charges annuelles. L'UFE rappelle que les coûts d'adaptations sont à évaluer au cas par cas en fonction d'une multitude de paramètres (techniques, fournisseurs, process en place avec les agrégateurs, etc...). Ces frais, non prévus au moment de la mise en service des parcs, devront être compensés.
- Appliquer une réglementation pour la standardisation des données échangées entre prestataire agissant pour le compte de l'opérateur et agrégateurs.

Les délais d'application pouvant être importants (6 voire 9 mois) l'UFE appelle à une prise en compte rapide des évolutions présentées. De plus, l'UFE souligne qu'il existe un risque de rallongement des délais de mise en œuvre si la mise en conformité exigée intervenait à trop courte échéance.

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

Les nouveaux actifs de production présentent des coûts et des contraintes similaires, mais ils disposent d'une plus grande capacité à anticiper ces évolutions et à se conformer à la réglementation dès leur mise en service.

Le changement au pas de temps 15min pourrait induire des arrêts / redémarrages plus fréquents des parcs EnR, ce qui accentuerait nécessairement l'usure de ces derniers. Malgré les évolutions sur les matériaux des parcs (turbines, cellules, onduleurs, etc), la hausse potentielle des besoins de réponse à des arrêts/redémarrages plus fréquents engendrée par le passage au pas de temps 15min demandera un entretien plus fréquent des parcs de production, surenchérisant ainsi leurs OPEX.

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

L'UFE partage les principaux effets des trois solutions présentées par la CRE dans sa consultation.

La solution A, comme le souligne la CRE, est la plus cohérente avec le passage du Single Day-Ahead Coupling (SDAC) au pas 15 minutes en ce qu'elle permet d'envoyer pleinement les signaux de marché aux producteurs et la plus favorable à un bon fonctionnement du système électrique et des marchés de l'électricité. L'UFE note néanmoins que les producteurs peu flexibles pourraient connaître une perte de revenus à court terme. L'UFE souligne ainsi que la modification des contrats de complément de rémunération ne doit pas modifier l'équilibre économique des contrats. S'agissant des nouveaux contrats, l'UFE demande la suppression du seuil de déclenchement du versement de la prime de prix négatifs, afin

que la compensation puisse être versée dès les premières heures.

S'agissant de la solution B, l'UFE souligne qu'à l'inverse des options A et C, cette solution a l'avantage d'être proche des dispositions contractuelles et réglementaires (article R. 314-39) actuelles qui mentionnent le pas horaire et ainsi de ne pas nécessiter de modification législative. Néanmoins, cette solution neutralise les avantages identifiés avec un passage du MTU d'une heure à 15 min.

De plus, la solution B comme la solution C, créent une distorsion de traitement importante entre les actifs soutenus et les autres exploitants. En effet, en ne transmettant pas ou que partiellement le signal prix au pas de temps 15 min, les variante B et C ne traitent pas les producteurs bénéficiant du CR et les autres acteurs de manière équitable. En outre, ces deux solutions B et C conduisent à une moindre optimisation du système électrique avec des impacts associés sur l'équilibrage du système et les coûts supportés par les responsables d'équilibre (donc in fine par les consommateurs) :

- Dans l'option B, la mise en place d'une moyenne des quatre pas de temps 15 minutes d'une heure ronde supprime l'incitation pour les installations sous CR à s'arrêter, quand bien même certains pas de temps 15 minutes seraient négatifs. Par ailleurs, les acteurs pourraient privilégier la soumission d'ordres de 60 minutes, ce qui réduirait la liquidité sur les produits 15 minutes.
- Dans l'option C, l'incitation des installations sous CR à s'arrêter disparaît également dès lors que le nombre de pas de temps à prix négatifs consécutifs est strictement inférieur à quatre. Par ailleurs, la création d'offres complexes (vente si la moyenne des prix de marché sur les quatre pas de temps 15 minutes est supérieure à 0 €/MWh pour l'option B, combinaison d'ordres complexes pour refléter les contraintes en séquence pour l'option C) engendrerait une dégradation du fonctionnement de l'algorithme de couplage.

L'option C soulève enfin des questions de mise en œuvre supplémentaires en raison de la difficulté à définir une séquence de quatre pas de temps consécutifs pour les premiers et derniers pas de temps de la journée, le couplage journalier se faisant sur une seule journée, sans lien avec la précédente ou la suivante.

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 ?

L'UFE ne se prononce pas.

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 ?

Etant donné qu'elle permet d'envoyer pleinement les signaux de marché aux producteurs, l'UFE considère que l'option A est la plus cohérente avec le passage du *Single Day-Ahead Coupling* (SDAC) au pas 15 minutes. La variante A n'engendrant pas de désoptimisation de l'équilibrage ni de dégradation de l'algorithme de couplage des marchés de l'électricité, l'UFE estime qu'elle est la plus favorable à un fonctionnement efficient du système électrique et des marchés de l'électricité.

Comme souligné en préambule, l'UFE rappelle que :

- Toute modification des contrats de CR existants doit être prévue par une disposition législative
- Cette évolution ne doit pas modifier l'équilibre économique des contrats existants
- Un traitement homogène des contrats de CR existant et nouveaux est souhaitable

Dès lors, l'UFE considère qu'une loi devrait prévoir l'application de l'option A à l'ensemble des contrats de complément de rémunération.

La mise en œuvre de l'option A devra tenir compte des contraintes techniques des producteurs en prévoyant notamment la possibilité du maintien d'un talon de production (l'arrêt complet/redémarrage pouvant en effet entraîner une usure prématurée des machines pour les parcs éoliens) et une tolérance sur le délai d'arrêt/reprise pour prendre en compte les rampes de diminution/augmentation de la puissance injectée des installations et limiter les risques d'arrêts/reprises synchronisés en matière de tenue de la fréquence pour RTE. Concernant les installations hydroélectriques, l'UFE souligne que la mise en œuvre de la variante A pourrait être envisageable, moyennant des modalités adaptées aux contraintes réglementaires et environnementales de la filière. Enfin, malgré de telles dispositions, certaines installations pourraient ne pas être capables de produire en cas de quart d'heure positif isolé / de s'arrêter en cas de quart d'heure négatif isolé et ne bénéficieraient subséquemment pas du complément de rémunération / de la prime de non-production sur ces quarts d'heure. Même si ces cas devraient rester limités (au cours de la période comprise entre 2018 et le premier semestre de 2024, la CRE indique que seules 4 % des heures à prix négatif étaient des heures isolées), l'UFE invite la CRE à prévoir des modalités permettant de préserver l'équilibre économique des contrats existants.

Le passage au pas de temps 15 minutes sur le marché journalier étant prévu dès mi-juin, l'UFE considère que, dans l'attente de l'entrée en vigueur de la loi et de l'application de l'option A, l'option B s'appliquerait automatiquement à l'ensemble des contrats de CR existants, étant la plus proche des dispositions contractuelles et réglementaires (article R. 314-39) actuelles qui mentionnent le pas horaire. L'UFE demanderait ainsi que la rédaction des prochains cahiers des charges d'appels d'offres et arrêtés ne soit pas modifiée sur ce point d'ici à la date de bascule prévue par la loi évoquée précédemment afin de garantir un traitement homogène de toutes les installations sous contrat de CR et leur bascule en une fois dans l'option A.

Compte tenu des effets négatifs de l'option B mentionnés à la question 4 (inégalités de traitement entre les moyens de production, moindre optimisation du système électrique, dégradation de l'algorithme de couplage), l'UFE appelle à l'identification rapide d'un véhicule législatif pour permettre une bascule pérenne de toutes les installations sous contrat de CR en une fois dans l'option A.

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

Les trois options présentées par la CRE offrent une vision cohérente et complète des solutions identifiées à l'adaptation des contrats de rémunération de complément de rémunération au pas de temps 15 min.