

Question 1 : les parcs éoliens et photovoltaïques peuvent répondre sous quelques minutes à une commande en éolien et en photovoltaïque. Néanmoins, cela suppose que les sites soient équipés d'une architecture qui permet, de façon sécurisée, d'envoyer des commandes à distance. Certains parcs sont déjà soumis à des sollicitations dynamiques (bridage chiroptère par exemple), ce qui sollicite déjà bien les machines. Une sur-sollicitation pourrait entraîner un vieillissement prématuré des actifs. De plus, la multiplication des arrêts chiroptère associée à une inflation du nombre de prix négatifs pourrait inciter les turbiniers à ne plus garantir leurs machines en raison d'un nombre d'arrêts/redémarrages trop élevé. Déjà certains turbiniers estiment que les contacteurs sont dimensionnés pour un certain nombre d'arrêts par an sur 20 ans. On peut craindre un désengagement des turbiniers en cas de multiplications d'arrêts/redémarrages d'autant plus sur des sites existants dont ces nouvelles contraintes n'ont pas été anticipées.

Par ailleurs, nous constatons une durée d'arrêt des machines et des onduleurs pouvant aller jusqu'à 15 min (idem pour le redémarrage) afin d'éviter des baisses/montées de charge trop rapides et éviter des variations brutales de tension sur le réseau. Aussi, ces contraintes ne sont pas adaptées à des épisodes de prix Spot 15 mn négatifs isolés nécessitant de multiples arrêts/redémarrages au sein d'une même journée.

Le passage au pas de temps 15 minutes des prix Epex-Spot pourrait multiplier le nombre de pas de temps négatifs isolés (non continus) impliquant de nombreux arrêts / redémarrages au sein d'une même journée. Actuellement, il existe très généralement une plage horaire continue de prix négatifs impliquant un arrêt et un redémarrage par jour. Afin de mesurer le nombre de sollicitations quotidiennes, nous serions favorables à mettre en place une **phase d'observation** pour vérifier que le nombre de pas isolés n'implique pas de multiples arrêts / redémarrages. A l'issue de cette période d'observation, qui pourrait durer une année par exemple, les règles seraient adaptées si nécessaire pour éviter un vieillissement prématuré des actifs.

Comme évoqué dans une précédente consultation, nous souhaiterions également que la prime de non-production soit versée sur les prix Epex-Spot de **-0.01 €/MWh et 0 €/MWh (zone tampon formée de 2 prix)** quelle que soit le niveau de production afin d'éviter des déséquilibres en intra-day. Cette mesure contribuera à baisser les coûts d'équilibrage des agrégateurs et apportera davantage de flexibilité via à vis de l'équilibre national sur le réseau. Cette mesure a fait l'objet d'un avis favorable de la CRE. La mise en place de cette évolution, sur les contrats en cours et les nouveaux contrats, permettrait de résorber les déséquilibres en intraday.

Par ailleurs, afin d'assurer une production nulle pendant les périodes de prix négatifs, les producteurs anticipent de quelques minutes l'arrêt et le redémarrage des sites de production. Cette anticipation entraîne des pertes de production sur des pas de temps pourtant positifs. Aussi, il serait intéressant d'**introduire dès à présent un seuil de tolérance avec une prime de non-production conditionnée** à une production inférieure à x% de la puissance installée du parc pendant une période de prix négatifs ou nuls. Le seuil de x% tiendrait compte des baisses et des montées de charge selon les filières et les technologies.

Compte-tenu de l'augmentation probable du nombre de pas de temps négatifs, la **suppression du forfait d'heures non-compensées** (20 heures pour l'éolien par exemple), suppression des plafonds de certains contrats (2000 h pour les CR16 par exemple) et un **réajustement de la formule de**

compensation (cf précédente consultation) semblent nécessaires pour retrouver un équilibre économique.

Enfin, il sera important de **mettre à jour le calcul de l'indice M0** en pondérant les productions 15 minutes par les prix 15 minutes quelle que soit l'option retenue (cf annexe) dès l'entrée en vigueur de la mesure. Sinon, un biais sera introduit et les agrégateurs devront répercuter ce surcoût sur le coût d'agrégation (cf Annexe).

Question 2 : Pour les sites sous CR, les techniques de pilotage sont très variées. Elles reposent sur quelques protocoles en éolien (OPC XML DA, OPC UA, ...) mais sont beaucoup plus hétérogènes dans le photovoltaïque. L'architecture déployée pour un pilotage au pas horaire nécessitera des adaptations en cas de pilotage au pas 15 mn. **Cette actualisation va nécessiter du temps** : les automaticiens ont déjà des carnets de commandes bien remplis et ne peuvent intervenir que sous plusieurs mois après la signature de la commande tout comme les turbiniers. Cette révision de l'architecture engendrera également **des surcoûts qui n'ont pas été pris en compte dans le plan d'affaires (ci-dessous, nous détaillons ces coûts pour les filières éolienne et photovoltaïque)**. Il sera donc important de **compenser ces frais** d'autant que les producteurs doivent aujourd'hui composer avec une augmentation significative des coûts d'agrégation et subissent les effets de l'inflation. Un délai suffisant pour adapter le mode de pilotage permettra également de lisser la charge de travail côté automaticiens / turbiniers afin d'éviter des goulots d'étranglement. Après analyse interne, un délai d'un an à compter de la date de bascule au pas 15 min pour les parcs PV devrait être suffisant pour adapter le pilotage au pas 15 mn mais ce délai devrait être porté à 18 mois pour la filière éolienne comme expliqué ci-dessous).

Notez que tous les sites ayant déjà obtenu un tarif (lauréat d'un AO CRE) sont concernés (y compris les sites qui ne sont pas encore en service) car les surcoûts et ce nouveau mode de pilotage, n'ont pas été intégrés initialement.

Pour la filière **éolienne**, si le processus d'arrêt doit être revu afin de l'automatiser et au regard de la complexité des modes d'asservissements (arrêts avifaunes/chiroptères, acoustiques, arrêts pour prix négatifs etc) pris en compte par les SCADA des turbiniers, un délai suffisant doit être pris en compte pour l'étude, le développement et la mise en production d'une solution effective. La solution retenue devra en effet être déclinée sur les 3 principaux turbiniers qui fonctionnent avec des protocoles différents.

Le coût de CAPEX d'une telle solution dépendra de l'approche choisie et du fait qu'elle puisse être généralisée ou non selon les technologies. La fourchette par site de 5k€ (pour une solution généralisable) à 25k€ (pour une solution personnalisée). Le coût d'OPEX annuel pourrait avoisiner autour de 2.5k€ par actif éolien (communication dédiée soit env. 1k€ /an + Licence solution sur la base de 100€/MW/an).

Pour la filière **photovoltaïque**, les actifs PV nécessiteront deux adaptations possibles issues de la solution EnergySoft commercialisée par la société S4E et qui a été retenue par CNR pour l'hypervision de ses parcs.

- Option 1 : Installation d'un webdyn SUN PM avec programmation energysoft via API REST.
 - Délai : relativement rapide, cette option nécessite l'achat et l'installation d'un webdyn SUN PM raccordé à un contact sec de l'automate concentrateur.
 - Coût :
 - CAPEX : 3k€ / site (webdyn sun PM 800€ / installation PLT reprise automate 2k€)
 - OPEX : 100€ / site / an

- Option 2 : programmation centralisée via energysoft (prévue au CC S4E)
 - Délai : le délai estimé est de 6 mois. Cette option nécessite des évolutions supplémentaires au niveau passerelle d'acquisition (clouddatalogger), à priori sans surcoût supplémentaire car prévu au cahier des charges.
 - Coût : relativement faible

Côté agrégateur, ce changement règlementaire engendre également des surcoûts pour adapter le format des consignes et le système d'information en fonction de l'option retenue. Ces surcoûts seront répercutés sur le coût d'agrégation.

Question 3 : Pour les sites n'ayant pas de tarif, les producteurs pourront intégrer ce surcoût dans le tarif demandé dans les appels d'offre. En revanche, une réévaluation des tarifs (arrêtés tarifaires) semble indispensable pour tenir compte de ces surcoûts.

Question 4 :

Nous souhaiterions insister sur **la nécessité de revoir la formule de calcul du M0** selon les 3 options envisagées par la CRE :

- **Option A :**
 - M0 = moyenne pondérée des prix Spot 15 mn par les productions 15 mn pour une filière donnée (éolien, PV, ...).
 - Le calcul est effectué sur les pas de temps 15 mn où le prix 15 mn est positif ou nul
- **Option B :**
 - M0 = moyenne pondérée des prix Spot 15 mn par les productions 15 mn pour une filière donnée (éolien, PV, ...).
 - Le calcul est effectué sur les heures où le prix horaire est positif ou nul
- **Option C :**
 - M0 = moyenne pondérée des prix Spot 15 mn par les productions 15 mn pour une filière donnée (éolien, PV, ...).
 - Le calcul est effectué sur les périodes de prix Spot 15 mn positifs ou nuls et les périodes de prix Spot 15 mn négatifs strictement et durant au plus 3 quarts d'heure.

En effet, si le calcul n'est pas adapté au pas 15 mn, cela induira un biais pour l'agrégateur qui répercutera le surcoût dans le cadre du contrat d'agrégation. Nous insistons sur le fait de **revoir le calcul dès la mise en place du passage au pas de temps 15 mn.**

Question 5 :

- **Option A = Pilotage au pas 15 mn** : le producteur arrête/redémarre son installation, au pas 15 minutes, en cas de prix Spot strictement négatif. Cela peut générer des pertes de production significatives en cas de prix négatifs isolés si un seuil de tolérance de production minimale n'est pas mis en place (cf question 1).
- **Option B = Pilotage au pas horaire (comme actuellement)** : le producteur arrête/redémarre son installation, comme actuellement au pas horaire, en cas de prix Spot strictement négatif. **Une adaptation du calcul du M0 est indispensable pour éviter un surcoût pour les agrégateurs.**
- **Option C = Séquence de 4 pas de temps 15 minutes consécutifs**: cette option n'est pas envisageable car elle ne pourrait être reflétée dans les ordres transmis sur la bourse Epex-Spot. **CNR n'y est donc pas favorable.**

Questions 6 et 7 (Synthèse de la réponse de CNR) :

CNR est favorable à la mise en place de l'option A pour tous les sites sous complément de rémunération afin d'envoyer pleinement les signaux de marché aux producteurs. Néanmoins, cette option devra être accompagnée d'un certain nombre d'ajustements (compensation financière, mise en place d'une zone tampon entre -0.01 €/MWh et 0 €/MWh, mise en place d'un seuil de tolérance de production pendant les périodes de prix négatifs, suppression du forfait d'heures non-compensées, adaptation du forfait de compensation pour les heures de non-production).

De plus, comme il est actuellement très difficile d'anticiper s'il y aura beaucoup de pas de temps 15 minutes négatifs isolés, nous sommes favorables à une **phase d'observation** d'une année minimale à compter de la date de bascule des prix Epex-Spot négatifs. A l'issue de cette phase, un retour d'expérience sera effectué (nombre de sollicitations par jour, vieillissement prématuré des machines...). Cette analyse donnera lieu à un ajustement des règles si besoin.

Pour les sites ayant déjà un tarif (lauréat d'un AO CRE), compte-tenu du calendrier très serré, nous sommes favorables à **une phase transitoire** d'un an pour le photovoltaïque et d'un an et demi pour l'éolien durant laquelle l'option B serait retenue afin de laisser le temps aux producteurs de se conformer aux nouvelles règles (option A).

Nous insistons également sur le fait que dès le passage au pas de temps 15 mn, **il sera indispensable d'adapter le calcul du M0 au pas de temps 15 minutes** pour éviter un surcoût côté agrégateur qui sera répercuté aux producteurs (cf illustration en annexe 1).

En résumé :

- Pour les sites **lauréats d'un appel d'offre 6 mois après la publication du décret**
 - L'option A (pilotage 15 mn) s'applique à la mise en service du parc
 - Ce n'est pas le cas des parcs en cours de dépôt AO CRE où cette mesure n'a pas été intégrée, ni techniquement ni contractuellement.
- Pour les sites déjà lauréats d'un appel d'offre
 - Une phase transitoire est considérée : L'option B (pilotage horaire) s'applique jusqu'à la date de bascule + 1 an pour le PV et +1.5 an pour l'éolien
 - A l'issue de cette phase transitoire, l'option A s'applique

En parallèle, sur la période d'un an à compter de la date de bascule, une phase d'observation est considérée afin de mesurer notamment le nombre de pas de temps 15 mn isolés.
A l'issue de cette période, un retour d'expérience est réalisé avec une adaptation du mode de pilotage si besoin.

ANNEXE 1 :

Mise en évidence du biais concernant le M0 si la formule de calcul du M0 n'est pas revue.

Dans le cadre de l'option A, considérons les 2 heures suivantes, par exemple pour la filière éolienne :

| Heure | Pas 15 mn | Production (GWh) | Prix (€/MWh) |
|---------|-----------|------------------|--------------|
| Heure 1 | 1 | 100 | -10 |
| Heure 1 | 2 | 100 | -10 |
| Heure 1 | 3 | 100 | -10 |
| Heure 1 | 4 | 20 | 70 |
| Heure 2 | 5 | 200 | -20 |
| Heure 2 | 6 | 200 | -20 |
| Heure 2 | 7 | 200 | -20 |
| Heure 2 | 8 | 40 | 140 |

Dans le cadre de l'option A, sur les heures 1 et 2, la moyenne des 4 prix 15 minutes est positive. Donc les sites continuent de produire.

L'agrégateur « capte » sur le marché Epex-Spot le prix :

$$M = \frac{\sum_{h=1}^8 (Q_h \times P_h)}{\sum_{h=1}^8 Q_h} = -8.33 \text{ €/MWh}$$

Avec :

Q_h : production sur le pas de temps 15 minutes h en GWh

Pr : prix Epex-Spot en €/MWh pour le pas de temps 15 minutes h.

Or, si le calcul du M0 n'est pas adapté au pas 15 minutes, la référence de prix M0 sera calculée sur la base d'une production moyenne horaire et d'un prix moyen horaire. Sur l'heure 1, la production est de 320 GWh et le prix moyen est 10 €/MWh. Pour l'heure 2, la production est de 640 GWh pour un prix moyen de 20 €/MWh.

$$M0 = \frac{320 * 10 + 640 * 20}{960} = +16.67 \text{ €/MWh}$$

Aussi, un biais significatif est introduit si le calcul du M0 n'est pas adapté.

ANNEXE 2 :
Liste des questions posées par la CRE

Consultation publique n°2025-01
13 mars 2025

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 paraî(ssen)t-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 ?