

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.

**Réponse non confidentielle**

Un pas de temps de 15 minutes reflète mieux les variations réelles de la production éolienne et solaire, permettant une rémunération plus alignée sur la réalité opérationnelle. Néanmoins, nous relevons plusieurs difficultés :

- **Complexité opérationnelle** : La nécessité de gérer et de prévoir la production sur des intervalles plus courts peut augmenter la charge de travail et nécessiter des outils de gestion plus sophistiqués. Chez Boralex, nous sommes actuellement en train d'équiper nos parcs d'une technologie permettant de programmer des arrêts/démarrages. A noter que notre outil ne sera mis en place qu'à partir de l'été 2025 ; il vient en complément d'un projet interne débuté en 2020 qui visait à améliorer la supervision et la pilotabilité de nos parcs en exploitation. C'est un investissement que nous avons choisi de faire afin d'améliorer la pilotabilité de nos parcs, en OA et en CR.

- **Flexibilité limitée** : Contrairement aux moyens de production pilotables, l'éolien et le solaire ne peuvent pas ajuster leur production en fonction des signaux de marché en temps réel, ce qui limite l'impact direct d'un pas de 15 minutes sur l'offre effective. En effet, les machines n'ont pas été conçues pour s'arrêter et redémarrer toutes les 15 minutes :

- o **Pour l'éolien**, il faut compter plusieurs minutes pour que les pales cessent complètement de tourner, il en est de même pour redémarrer. A noter que ces demandes de commande entraînent une usure prématurée de la machine. Dès lors, il serait utile de bénéficier d'un talon de production minimal (entre 10 et 15 %), auquel cas, les machines ne pourront se réguler.

- o **Pour le solaire**, il sera important de prendre en considération la taille du parc : la demande d'arrêt d'une centaine d'onduleurs peut être complexe. Il serait utile de pouvoir disposer d'une marge d'erreur à laquelle nous ne serions pas soumis à une pénalité financière alors que le parc a bien reçu une demande d'arrêt. Par exemple baisser la production à 10 %.

Dès lors, nous estimons qu'il serait utile de pouvoir **bénéficier d'une période transitoire, d'environ une année, afin de pouvoir mettre en application l'option A. Ce choix permet de :**

- **Mettre en place les process internes afin d'éviter des erreurs qui pourraient nous être préjudiciable (développement d'outils pour la pilotabilité et montée en compétences des équipes)**
- **Roder ces nouveaux process auprès des autres parties prenantes.**

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 ?

**Réponse non confidentielle**

L'adaptation à un pas de temps de 15 minutes est techniquement réalisable, mais elle nécessite :

- **Une mise à jour des systèmes SCADA** : Les systèmes de contrôle et d'acquisition de données devront être ajustés pour gérer des intervalles de 15 minutes.
- **Renforcement des capacités de prévision** : Des outils de prévision plus précis sont indispensables pour anticiper les variations de production sur des périodes plus courtes. Les parcs devront être équipés en conséquence. A ce titre, Boralex avait initié un projet interne visant à améliorer la supervision et la pilotabilité de nos parcs, en 2020. Comme évoqué plus haut, un autre projet vise à être déployé afin de programmer les arrêts et redémarrages.
- **Participation aux marchés d'ajustement et de réserve** : Encourager l'intégration des ENR sur ces marchés pour qu'elles puissent contribuer à l'équilibre du système.
- En termes de délai, nous recommandons une année d'adaptation, à la fois pour les parcs non-équipés et afin de mettre en œuvre les process permettant de piloter le plus fluidement possible les SCADA après réception des signaux marché.

QUESTION 3 : MÊMES QUESTIONS POUR LES ACTIFS SUSCEPTIBLES DE SIGNER DES NOUVEAUX CONTRATS DE SOUTIEN EN COMPLÉMENT DE RÉMUNÉRATION.

**Réponse non confidentielle**

La même typologie de solutions décrites dans les deux premières réponses s'appliquerait pour les nouveaux contrats de soutien.

Des incitations au développement de la pilotabilité des actifs pourraient également s'ajouter :

- Favoriser les mécanismes d'agrégation permettrait aux producteurs de mutualiser les écarts et mieux répondre aux signaux de marché.
- Introduire une bonification du complément de rémunération pour les projets intégrant une capacité de stockage, afin d'atténuer l'impact des variations intra-horaires.

QUESTION 4 : PARTAGEZ-VOUS LES PRINCIPAUX EFFETS DE CHAQUE SOLUTION TELS QUE DÉCRITS PAR LA CRE ? EN IDENTIFIEZ-VOUS D'AUTRES ?

**Réponse non confidentielle**

Nous partageons l'analyse de la CRE concernant les effets des différentes options.

- L'option A, qui propose un passage à un pas de temps de 15 minutes, est en adéquation avec la structure actuelle du marché SPOT, favorisant une meilleure intégration des signaux de prix à court terme. Cependant, cette transition présente des défis spécifiques pour les producteurs éoliens et solaires. En effet, la gestion et la prévision de la production sur des intervalles de 15 minutes nécessitent des outils de gestion avancés et une réactivité accrue.
- Concernant l'option B, bien qu'elle offre une certaine stabilité pour les contrats en cours, elle risque de créer des inexactitudes en ne reflétant pas fidèlement les signaux de prix à court terme, ce qui pourrait entraîner des décisions de production sous-optimales.
- L'option C, quant à elle, propose une approche intermédiaire, mais elle pourrait complexifier les stratégies d'arrêt et de démarrage des installations, notamment en cas de séquences de prix négatifs de courte durée. Dès lors, nous estimons que le risque de pénalités financières pourrait être considérablement accru. Afin de neutraliser l'effet négatif de cette option, il serait nécessaire de définir une « heure ronde ».

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(T)-ELLE(S) IMPLÉMENTABLE(S) OPÉRATIONNELLEMENT ?

**Réponse non confidentielle**

D'emblée, nous souhaitons rappeler que quelle que soit la solution retenue, un producteur d'ENR pourra :

- Mettre en place un système avancé de prévision des prix de marché et de production ;
- Développer des outils de pilotage de production permettant des réductions d'injection optimisées ;
- Établir des partenariats avec des agrégateurs capables de maximiser la valorisation de l'énergie produite en fonction des signaux de marché.

Plus la solution retenue s'éloignera du pas de temps du Market design, plus elle offrira des opportunités de maximiser les revenus pour un producteur plus performant que la filière, tout en minimisant les risques et pertes potentielles. Nous pensons néanmoins qu'il est important de rapprocher les mécanismes de soutien du Market design afin de favoriser l'intégration des ENRs dans ce dernier et éviter trop de distorsion. Compte tenu des risques et pertes potentielles que cela suppose, nous suggérons de mettre en place une période de transition afin de bien mesurer les conséquences du passage au quart d'heure pour l'ensemble des parties prenantes : Etat, producteurs, agrégateurs, mainteneurs et financeurs.

Dès lors, l'option A est la plus ambitieuse et le rythme de d'adaptation dépendra du niveau de maturité de chaque producteur. L'option B ne nécessite pas d'ajustement mais laisse la possibilité aux acteurs les plus volontaires et performants d'optimiser leurs revenus. L'option C présente une difficulté technique particulière, avec un signal glissant sur quatre quart d'heure. Ce dernier pourrait poser de nombreux problèmes opérationnels pour le producteur mais également pour le gestionnaire de réseau, l'opérateur de marché et les agrégateurs.



QUESTION 6 : SELON VOUS, PARMIS 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 ?

**Réponse non confidentielle**

Nous préconisons l'adoption de l'option A pour l'ensemble des contrats, car elle permet une meilleure intégration des énergies renouvelables au marché en alignant les signaux de prix sur un pas de 15 minutes. Toutefois, il est essentiel d'instaurer une période de transition d'au moins un an avant sa généralisation, afin de laisser aux producteurs le temps d'adapter leurs outils, leurs processus opérationnels et de tester les impacts concrets de ce changement.

Pendant cette phase transitoire, l'option C pourrait être envisagée pour les actifs existants. Elle présente l'intérêt de préparer progressivement les installations à une réponse plus fine aux signaux de prix, tout en conservant une certaine stabilité opérationnelle. Il est impératif que l'heure de référence reste ronde afin d'éviter des erreurs techniques susceptibles de pénaliser les producteurs.

Nous insistons sur le fait qu'il est indispensable que tous les contrats — nouveaux comme existants — basculent au même moment à l'issue de cette phase de transition. Coexister durablement avec deux signaux différents introduirait une complexité opérationnelle importante, augmenterait les risques d'erreurs et compromettrait l'efficacité des stratégies d'offre. Une bascule trop rapide des seuls nouveaux contrats entraînerait des incertitudes, notamment des prises de marge dans les bids, ce qui irait à l'encontre des objectifs d'efficacité du marché.

QUESTION 7 : ENVISAGEZ-VOUS D'AUTRES SOLUTIONS QUI POURRAIENT AVOIR DE MEILLEURES PROPRIÉTÉS QUE CELLES PRÉSENTÉES DANS LE PRÉSENT DOCUMENT ?

**Réponse non confidentielle**

Nous n'avons pas d'autres propositions alternatives à ce stade. Toutefois, dans une logique d'amélioration de la flexibilité et de la pilotabilité des actifs de production d'énergie renouvelable, il pourrait être pertinent d'envisager des dispositifs incitatifs permettant de favoriser le développement de solutions techniques adaptées, telles que le couplage des installations avec des systèmes de stockage par batterie, ou d'autres mécanismes de flexibilité. Ces leviers pourraient être introduits soit par des évolutions réglementaires, soit de manière ciblée dans les cahiers des charges des appels d'offres, à condition qu'ils restent incitatifs et non contraignants pour les producteurs.



QUESTION 8 : DÉPOSER UNE CONTRIBUTION D'ORDRE GÉNÉRALE

**Réponse non confidentielle**