

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.

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(SSE)N(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 ?

### Réponse non confidentielle

Il semble se dégager un consensus sur l'objectif de converger *in fine* vers pas de temps 15' pour le calcul du CR et de la prime pour prix négatif (**option A**) en cohérence avec le marché spot. L'AFIEG souscrit à cet objectif. Cependant, des contraintes opérationnelles sur les parcs invitent à considérer une période de transition, notamment pour les contrats existants.

De notre appréciation, il convient de distinguer pour l'adaptation du CR d'une part les technologies et d'autre part la modernité des parcs.

Concernant les technologies. Pour le solaire PV, il nous semble tout-à-fait possible d'adopter le **passage au pas 15'** dès le passage au 15' MTU sur le spot. Cette technologie n'est *a priori* pas techniquement contrainte sur les arrêts-redémarrages. **L'option A devrait donc être retenue pour le PV, pour les contrats existants et à venir.**

En revanche, **l'éolien peut rencontrer davantage de difficulté à s'écarter-redémarrer**, *a fortiori* plusieurs fois par heure. En effet, les signaux d'arrêts-redémarrages successifs apportent avec eux des risques accrus :

- de défauts de réactivité des parcs (ou des opérateurs) ;
- de non-redémarrage ;
- d'usure prématurée dont l'ampleur est encore incertaine et en cours d'étude par les turbiniers.

Aussi il convient de rappeler qu'en tout état de cause ces arrêts seront déjà beaucoup plus fréquents dans les mois et années à venir, portées par les épisodes de prix négatifs : de 1 à 2 occurrences par jour quelques mois de l'année, nous passerons vraisemblablement à plusieurs occurrences par jours tout au long de l'année. Les parcs seront donc soumis à des contraintes nouvelles (auxquelles s'ajoute l'obligation de participation au MA pour certains), qu'il serait prudent de ne pas maximiser avec une application trop rapide de l'option A.

De plus, nous n'avons à date **pas de visibilité sur les produits proposés par EEX accompagnant le pas de temps 15'**, et les agrégateurs comme les producteurs encore en cours d'acculturation à la flexibilité des ENR (dont l'enjeu a pris de l'ampleur extrêmement rapidement et jusqu'à un niveau politique) ont besoin d'un certain délai pour adapter leurs pratiques contractuelles.

Concrètement, ces contraintes techniques nous laissent craindre **que beaucoup de parcs ne s'écarteront tout simplement pas**, malgré l'incitation économique. Notons d'ailleurs que **même une obligation réglementaire se heurte parfois à la réalité de la faisabilité**, comme on en fait l'expérience pour la programmation J-1 des sites RPD, ou ce que l'on peut s'attendre à rencontrer sur l'obligation de participation au MA.

Concernant la modernité des parcs. Les parcs éoliens modernes, peuvent *a priori* réagir aux signaux 15' plus rapidement. Cependant, nous n'avons pas d'éléments sur les dates (et avec elles les AO) à retenir pour statuer qu'un parc est « suffisamment moderne » pour appliquer l'option A à son contrat de CR. Alpiq ne saurait s'avancer sur son propre parc en agrégation, qui n'est du reste pas représentatif du parc français sous CR. De notre appréciation, cette question devrait faire l'objet d'une consultation des turbiniers qui sont susceptibles d'avoir la vision la plus objective du sujet.

Au regard de ces éléments, comme suggéré par la CRE et même si l'AFIEG considère que l'option A est la plus favorable et devrait s'appliquer à l'ensemble des contrats, **il pourrait s'avérer nécessaire de considérer une période de transition pour les contrats existants afin de permettre aux producteurs EnR concernés et aux agrégateurs de s'adapter aux nouvelles règles.** La durée de cette période de transition serait à instruire plus avant avec les producteurs et les turbiniers.

Eventuellement, de manière transitoire, l'option A pourrait être appliquée au seul PV tandis que les autres technologies passeraient par une transition sur le scénario B en vue de préparer une bascule ultérieure sur le A.

Par ailleurs, **l'AFIEG est très fermement opposée à l'application de la solution C, que ce soit de manière pérenne ou transitoire.** En effet, il sera impossible pour l'agrégateur de passer des ordres sur le marché, cohérents avec cette option. Les « prix négatifs successifs » de cette option sont ingérables pour un agrégateur/acteur de marché, en nécessitant par exemple de soumettre des ordres conditionnels en cascade et les produits de couverture ne sont tout simplement pas disponibles. Il est donc absolument nécessaire d'écarter l'option C, y compris en période de transition.

Ainsi, il est nécessaire **d'appliquer l'option B pendant cette période de transition**, laquelle consiste à « reconstruire » un pas horaire dans le contrat de CR, maîtrisé de l'ensemble des acteurs et compatible avec les stratégies de *bidding* des agrégateurs, y compris dans le cadre du passage au pas 15' sur le spot.

Enfin, il est impératif, pour le calcul du prix horaire moyen positif, **de considérer tous les ¼ d'heure, et pas seulement les ¼ d'heure positifs.** De même, même si le prix d'un ¼ d'heure est « faiblement négatif », c'est-à-dire négatif mais supérieur à – 0,10 €/MWh (marge de tolérance au voisinage de 0 € introduite en loi de finances), **il est essentiel de l'inclure dans le calcul du prix horaire moyenné.**

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

QUESTION 8 : DÉPOSER UNE CONTRIBUTION D'ORDRE GÉNÉRALE

**Réponse non confidentielle**