

Réponse de TotalEnergies à la consultation publique de la CRE n°2025-01 relative à l'adaptation des contrats de complément de rémunération au pas de temps 15 min

9 avril 2025

TotalEnergies, acteur intégré sur l'ensemble de la chaîne de valeur de l'électricité, de la production à la distribution, s'est fixé un objectif de 100 GW de capacités de génération électrique renouvelable dans le monde d'ici 2030. La Compagnie agrège actuellement 6 000 sites d'EnR en Europe répartis entre la France, l'Espagne, le Royaume-Uni et l'Allemagne. En France, le portefeuille comprend 450 sites pour une puissance installée de 3,5 GW dont 70 % sous complément de rémunération.

Le passage au pas de temps 15 min est prévu par un règlement européen en date du 5 juin 2019. TotalEnergies regrette que la consultation publique n'intervienne qu'en mars 2025 alors même que le système doit être opérationnel en juin 2025. TotalEnergies souhaite alerter la CRE sur la nécessité de publier le plus rapidement possible une délibération précisant la solution retenue pour adapter les contrats de soutien. Il est en effet important de fournir de la visibilité aux acteurs sur le scénario retenu, car ceux-ci doivent adapter les systèmes informatiques et notamment les outils de commande des centrales solaires et éoliennes.

TotalEnergies recommande de mettre en place une solution transitoire durant 6 mois à compter de la délibération de la CRE, fondée sur l'option C, afin de laisser le temps d'adapter les systèmes et de sécuriser le versement des primes aux producteurs sur les pas de temps 15 min isolés, non consécutifs et non compris dans un créneau horaire. Il convient toutefois que cette période n'excède pas 6 mois au risque de découpler les prix de marché et d'entraîner d'importants déséquilibres du système électrique.

Par ailleurs, une flexibilité temporelle (+/- 15 minutes) pour le versement de la prime de prix négatifs devrait être envisagée pour ne pas porter atteinte à la rentabilité des anciens contrats en cas de prix négatifs isolés.

A l'issue d'une période transitoire suffisante, TotalEnergies partage le choix de la CRE de mettre en place l'option A.

Dans ce contexte, TotalEnergies considère que le calcul du M0 doit :

- Eviter une complexification du nouvel algorithme de couplage Euphemia qui devra intégrer un nombre croissant de combinaisons suite au passage au pas de 15 min, afin de prévenir le découplage entre les différents marchés européens ;
- Garantir un équilibre du système électrique ;
- Conserver l'équilibre économique des contrats d'agrégation notamment en appliquant une formule M0 parfaitement répliquable sur le marché pour maintenir la rémunération des producteurs.

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.

TotalEnergies rappelle que le degré de flexibilité peut varier fortement selon les différentes technologies et la taille des actifs concernés.

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 ?

Les actifs existants et leurs automates / système de supervision sont pilotables de façon automatisable à des pas de temps horaires pour la plupart. Des investissements devront être effectués afin de mettre à jour les systèmes SCADA et Hypervision.

A cet égard, une période transitoire de 6 mois devrait être prévue pour une mise en œuvre complète de cette évolution. Durant cette période transitoire, TotalEnergies privilégie l'application de l'option C.

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

Une distinction pourra en effet être proposée pour les nouveaux contrats de soutien en complément de rémunération pour les futures centrales à mettre en service. Le nouveau dispositif pourrait s'appliquer directement aux nouveaux actifs soutenus pour les appels d'offres CRE postérieurs à la publication de la délibération de la CRE.

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 ?

TotalEnergies partage les effets de chaque solution décrite par la CRE. TotalEnergies estime que l'option B entraînerait une non-réplicabilité du tarif sur le marché, ce qui entraverait l'équilibre économique des contrats d'agrégation. Le passage d'ordre complexe sur l'option C, entraînerait quant à elle des adaptations opérationnelles et éventuellement d'importants déséquilibres sur le système électrique.

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 ?

TotalEnergies ne se prononce pas sur la première partie de la question.

D'une manière générale, l'ensemble des solutions proposées posent des défis opérationnels importants ce qui justifie la mise en place d'une période transitoire. TotalEnergies estime que l'équilibre économique de nombreux contrats serait menacé dans le cas de l'application de l'option B.

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 ?

TotalEnergies estime que l'application de l'option C pendant 6 mois, permettrait de ménager une période transitoire qui laisserait aux centrales les plus anciennes la possibilité de faire évoluer leurs logiciels de programmation. Cette option éviterait de pénaliser trop fortement certains actifs notamment lors d'une phase isolée de prix négatifs.

Il convient toutefois que cette période n'excède pas 6 mois au risque d'augmenter les écarts et donc d'entraîner d'importants déséquilibres du système électrique, comme cela peut-être le cas avec des ordres horaires et un règlement des écarts sur du quart d'heure.

Durant cette période, il est nécessaire que les producteurs continuent à percevoir les revenus issus de leur complément de rémunération, les primes perçues en cas d'arrêt lors de l'occurrence de prix négatifs, et que l'équilibre du réseau soit préservé.

A l'issue de cette période, TotalEnergies est favorable à l'application de l'option A. De manière générale, il est essentiel que le M0 soit répliquable sur les marchés, que l'équilibre économique des contrats d'agrégation soit préservé, et que toute distorsion avec les PPA soit évitée. L'option A proposée par la CRE offrirait également une réactivité accrue des producteurs aux signaux de marché permettant ainsi d'éviter les congestions de réseau.

En outre, TotalEnergies est favorable à l'harmonisation des schémas de soutien au niveau européen, en particulier ceux qui n'incitent pas à la production lorsque les prix sont négatifs, comme le prévoit l'option A.

Pour finir, il conviendrait également de s'assurer que :

- Les compteurs d'Enedis permettent une mesure de la production en temps réel afin d'éviter tout décalage entre ce qui est mesuré et ce qui réellement injecté en réponse aux signaux de marché au pas de 15 minutes.
- Les tests conduits actuellement par les bourses avec la participation des réseaux et acteurs de marché soient menés à bien dans les meilleurs délais et prévoient une bonne coordination entre l'ensemble des acteurs.

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

TotalEnergies propose d'ajouter un seuil de tolérance au sein de l'option A pour la rémunération de la prime négative des installations EnR de 15 minutes avant et après les 15 minutes isolées, et ce au moins lors d'une période transitoire.

En cas de succession entre prix positifs et négatifs, sur une période courte, l'absence de cette tolérance entraînerait :

- Une complexité accrue de la supervision, de la commande des centrales, et d'intervention manuelle en cas de perte de connexion SCADA ;
- Une diminution de la réponse des producteurs qui pourrait décider *in fine* de ne pas déclencher l'arrêt/redémarrage sur une période courte, ou d'anticiper trop fortement un arrêt ;
- Un risque plus grand d'*imbalance* sur ce périmètre.

Les producteurs qui réduisent leur production risqueraient d'être pénalisés lorsqu'ils se conforment trop lentement à l'incitation des prix spot négatifs. Il pourrait être approprié de définir des règles fondées sur

le prix spot moyen sur des périodes successives de 15 minutes (par exemple, en arrêtant après un nombre consécutif de quarts d'heure à un prix négatif).

Une tolérance sur la réduction de la production sur une certaine période pourrait également être accordée lorsqu'une demande est faite pour ne pas produire (par exemple, inférieur à 5 % du plan de production initial).