



## NOTE

26/11/2024

# Analyse de la CRE sur le phénomène de prix de l'électricité négatifs et recommandations relatives aux dispositifs de soutien aux énergies renouvelables

## Analyse de la Commission de régulation de l'énergie sur le phénomène de prix de l'électricité négatifs et recommandations relatives aux dispositifs de soutien aux énergies renouvelables

La Commission de régulation de l'énergie (CRE) a mené un travail d'analyse sur le phénomène de prix négatifs<sup>1</sup>, en lien avec l'augmentation, depuis 2023, de la fréquence de leur occurrence en France et plus généralement en Europe. En effet, alors que les heures à prix négatifs n'avaient jamais représenté plus de 102 heures par an jusqu'en 2022 (soit 1,2 % du temps), elles ont représenté 147 heures en 2023 (1,7% du temps) et 235 heures au premier semestre 2024 (5,4% du temps).

Les raisons impliquant l'apparition d'une heure à prix négatifs, qui correspond généralement à une surabondance d'offre d'électricité par rapport à la demande, sont multiples. La formation d'un prix négatif est un signal envoyé par le marché et ne relève pas nécessairement d'un dysfonctionnement du système électrique ou du marché spot.

En théorie, la croissance du nombre d'heures concernées engendre une incitation naturelle pour la plupart des producteurs à moduler au mieux leur production à la baisse lors des heures à prix négatifs.

Le stockage (batteries par ex.) et la flexibilité de la demande (notamment incitée *via* une meilleure adéquation entre le placement des heures creuses et les besoins du système électrique<sup>2</sup>) permettent aussi de réduire l'occurrence et l'amplitude des heures à prix négatif observées.

Néanmoins, à l'heure actuelle, certaines occurrences de prix négatifs ne sont pas le reflet de l'optimisation économique de tous les moyens de production, de consommation et de flexibilité. Elles sont au contraire la conséquence d'une utilisation sous-optimale du parc de production installé, du fait notamment de modalités particulières de certains dispositifs de soutien aux énergies renouvelables (EnR). Dans ces situations, les heures à prix négatifs engendrent une perte économique pour la collectivité.

Dans la suite de la note, et après une présentation synthétique des caractéristiques des heures à prix négatifs<sup>3</sup> et notamment des raisons de leur formation, la CRE formule un certain nombre de recommandations portant spécifiquement sur les dispositifs de soutien aux EnR, dans la mesure où il s'agit de leviers d'action importants et immédiats pour l'Etat, afin d'assurer une meilleure optimisation du système électrique. Ces recommandations portent, en particulier, sur les incitations à l'arrêt des installations soutenues lors des heures à prix négatifs, ainsi que sur la problématique plus générale de la contribution des installations EnR à l'équilibrage du système électrique.

---

<sup>1</sup> Dans cette note, une heure sera considérée comme « à prix négatif » lorsque le prix relatif à cette heure sur le marché spot de l'électricité (livraison le lendemain) est strictement négatif.

<sup>2</sup> Voir partie 5.3 de la Consultation publique de la CRE du 11 octobre 2024 relative au prochain tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité (TURPE 7 HTA-BT).

<sup>3</sup> Le détail de ces analyses est consultable dans une présentation publiée concomitamment.

## 1. Analyse du phénomène des prix négatifs

### 1.1. Comment se forment les prix négatifs et sont-ils problématiques ?

Un prix négatif correspond à une situation de marché caractérisée par une surabondance d'offre par rapport à la demande. L'équilibre offre-demande reflète alors le fait que les producteurs acceptent de payer pour produire (ceux-ci n'arrêtent pas leurs actifs, bien que cela induise une perte financière pour eux sur l'heure ou les heures concernées), les capacités de modulation des différentes filières de production étant variées pour des raisons notamment techniques (en période de prix négatifs, les productions des filières nucléaires, thermiques à flamme et hydroélectriques sont plus faibles qu'en période de prix positifs sans être nulles).

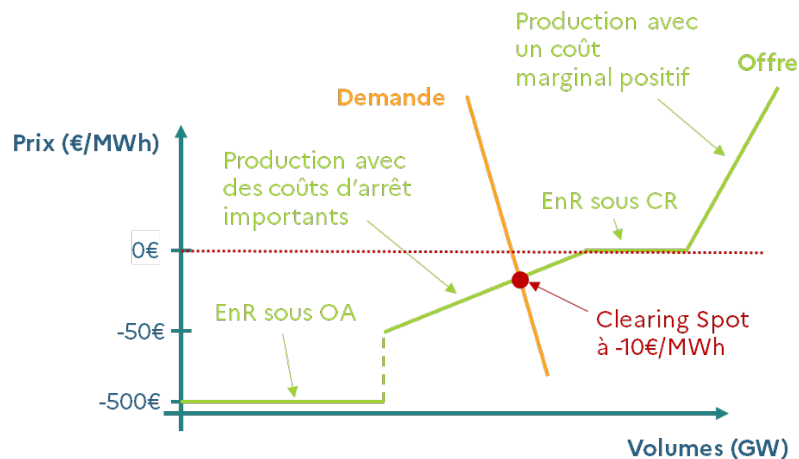


Figure 1 : Représentation de l'équilibre sur le marché spot lors d'une heure à prix négatif

Les prix négatifs illustrent des comportements variés de la part des différents acteurs du système et engendrent des transferts financiers entre eux :

- S'agissant des producteurs non soutenus qui maintiennent un certain niveau de production lors des heures à prix négatifs (producteurs avec des coûts d'arrêts-démarrages potentiellement importants), la production est vendue à un prix négatif sur le marché spot le cas échéant (sans pour autant que cette production soit vendue « à tout prix<sup>4</sup> »). A titre d'illustration, au 1<sup>er</sup> semestre 2024, une valorisation sur le marché spot de la production observée en heures de prix négatifs par le parc français (hors production sous OA et hors STEP) correspond, à une perte d'environ 80 M€ (principalement le nucléaire et l'hydraulique au fil de l'eau).
- S'agissant des producteurs non soutenus capables de s'éteindre facilement en période de prix négatifs, l'existence de prix négatifs est *a priori* plutôt neutre : le producteur peut s'arrêter même en cas de couverture à terme de la production, ce qui peut même engendrer dans ce cas un gain lié au rachat sur le marché spot de la production déjà vendue. Cependant, la multiplication des heures à prix spot négatifs est aussi, en théorie, de nature à diminuer le niveau des prix à terme.
- S'agissant des producteurs soutenus, ceux sous complément de rémunération (CR) sont contractuellement incités à s'arrêter, sous peine de perdre le bénéfice du CR et de la prime pour prix négatifs (ils offrent donc leur production à un prix proche de 0 €/MWh). En revanche, les producteurs sous obligation d'achat (OA) sont insensibles aux prix de marché et produisent à tout prix alors que leur coût d'arrêt est en général nul ou très faible<sup>5</sup>. Cette inefficacité renchérit le coût total de production<sup>6</sup> et engendre des dépenses pour l'Etat, qui compense aux acheteurs obligés les ventes à prix négatif. La coupure des parcs sous OA pendant les périodes de prix

<sup>4</sup> Le plancher de prix du marché Spot est fixé à -500 €/MWh.

<sup>5</sup> Les acheteurs obligés vendent donc cette production à tout prix afin de minimiser leurs écarts.

<sup>6</sup> Des installations avec des coûts d'arrêts plus importants doivent être mobilisées.

négatifs aurait ainsi pu générer une économie pour l'Etat de l'ordre de 15 M€ environ au S1 2024, et aurait aussi pu diminuer l'ampleur du phénomène.

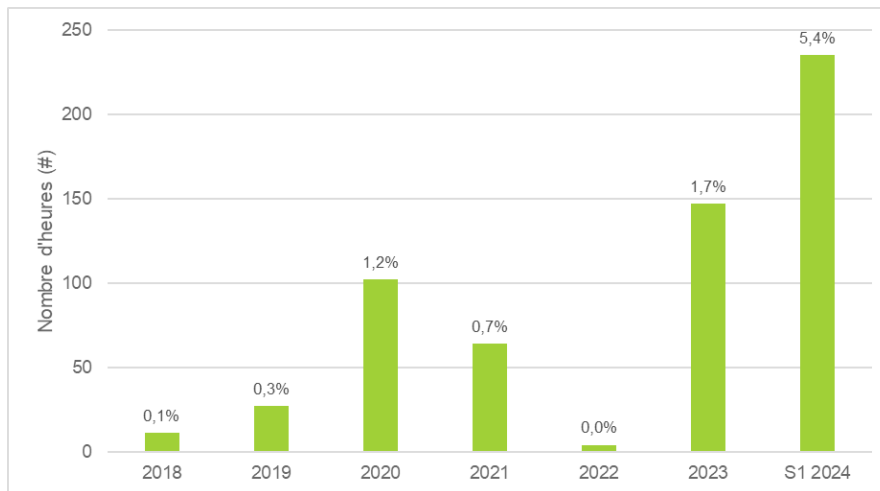
- S'agissant des consommateurs, les prix négatifs représentent en théorie un gain (baisse des prix spot, et potentiellement des prix à terme), mais celui-ci est susceptible d'être compensé par d'autres mécanismes si la rentabilité des installations de production n'est plus suffisante (augmentation des prix sur le mécanisme de capacité par ex., répercutés *in fine* au consommateur).

Ainsi, si les prix négatifs ne relèvent pas, par nature, d'un dysfonctionnement du système électrique ou du marché, ils peuvent traduire une utilisation sous-optimale du parc de production installée (notamment du fait de dispositifs administrés), ce qui engendre une perte économique pour la collectivité. La poursuite du développement des EnR, sans certaines adaptations des dispositifs de soutien (cf. partie 2) ou sans développement de flexibilités supplémentaires, pourrait conduire à une augmentation de ce phénomène dans les prochaines années.

La CRE estime donc nécessaire de rechercher la meilleure utilisation possible du parc de production, afin de ramener les prix fortement négatifs à un niveau proche du coût marginal des EnR.

### 1.2. Caractérisation des heures à prix négatif sur la période début 2023 à mi-2024

Le premier semestre 2024 est marqué par une forte hausse du nombre d'heure à prix négatifs notamment portée par les mois d'avril (84 heures à prix négatifs, soit 11,7% de la période), mai (60 heures, 8,1% de la période) et juin (78 heures, soit 10,8% de la période).



**Figure 2 : Nombre d'heures à prix négatifs depuis 2018 et pourcentage d'heures de la période lors desquelles les prix ont été négatifs<sup>7</sup>**

#### 1.2.1. Périodes concernées par des prix négatifs

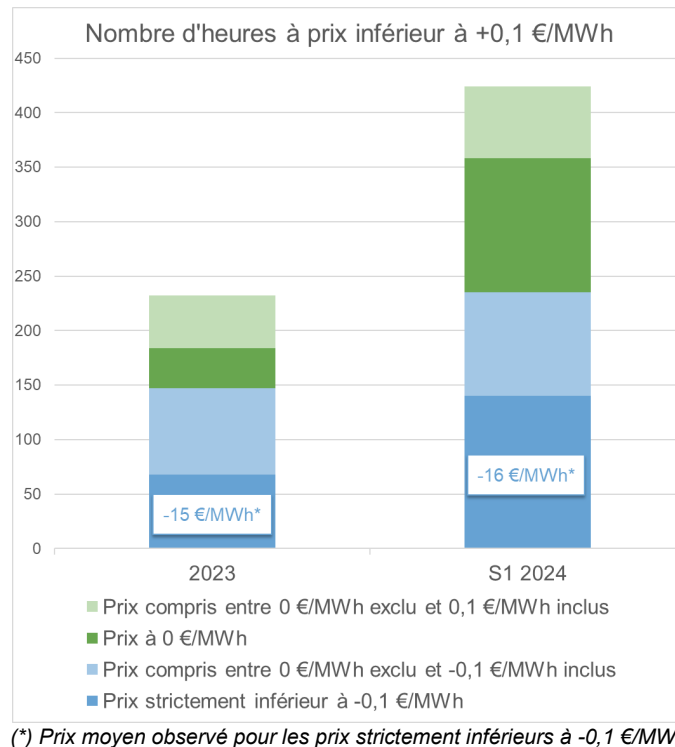
Les prix négatifs interviennent majoritairement :

- en début d'après-midi (près de la moitié des occurrences entre début 2023 et mi-2024 surviennent entre 12h et 16h), période de moyenne demande et surtout de forte production de la filière photovoltaïque, dont la puissance de production moyenne est plus élevée de 5,8 GW entre 12h et 16h qu'en dehors de ce créneau.
- le week-end (près de deux tiers des occurrences entre début 2023 et mi-2024), période de faible demande. En effet, le week-end, la consommation est en moyenne plus faible de 5,3 GW par rapport à la consommation en semaine.

<sup>7</sup> S'agissant de l'année 2024, l'analyse est menée, dans le cadre de cette note, sur le 1<sup>er</sup> semestre uniquement.

Par ailleurs, une heure à prix négatif se situe en moyenne au sein d'une séquence d'environ 5 heures successives de prix négatifs. Les heures isolées sont très rares (3 %).

### 1.2.2. Niveau des prix négatifs



**Figure 3 : Représentation de l'occurrence et du niveau des prix inférieurs à +0,1€/MWh**

Entre début 2023 et mi-2024, la moitié des heures à prix négatifs sont caractérisées par des prix compris dans l'intervalle  $[-0,1 \text{ €/MWh} ; 0 \text{ €/MWh}]$ . Ces prix très faiblement négatifs, qui n'engendrent qu'une perte financière minimale, ne traduisent pas une utilisation sous-optimale du parc de production. En effet, le « coût marginal technique » de l'éolien et du photovoltaïque étant proche de 0 €/MWh, pour une heure donnée, lorsque la dernière centrale appelée est une installation renouvelable, le prix spot devrait en théorie s'établir à un prix proche de 0 €/MWh (légèrement négatif en pratique pour des raisons techniques de fonctionnement du marché spot). Dans ce cas, la demande est satisfaite par une production partielle du parc renouvelable et la production des centrales peu flexibles à la baisse.

L'autre moitié des heures à prix négatifs présentent des prix en moyenne de  $-15 \text{ €/MWh}$  en 2023, et de  $-16 \text{ €/MWh}$  en 2024. Ces prix se forment lorsque l'équilibre offre-demande sur le marché spot conduit à arrêter des centrales dont les coûts d'arrêts sont élevés.

### 1.3. Echanges avec les pays voisins

Lors des heures à prix négatifs sur la période de début 2023 à mi-2024, la France est exportatrice dans 85 % des cas, mais de volumes globalement inférieurs par rapport aux heures à prix positifs. Ainsi les échanges aux interconnexions diminuent de moitié lors des heures à prix négatif ( $-4 \text{ GW}$  en moyenne).

Plus précisément, la France importe plus que d'habitude de l'Allemagne et de la Belgique, qui connaissent aussi des prix négatifs dans plus de 80 % des cas lorsque les prix sont négatifs en France ; à l'inverse, la France exporte davantage vers ses autres voisins, qui connaissent en moyenne lors de ces heures des prix plutôt positifs.

Ainsi, les interconnexions permettent, dans la grande majorité des cas, d'exporter la production française excédentaire, à l'origine du phénomène de prix négatifs.

## 2. Evolutions recommandées par la CRE s’agissant spécifiquement des installations EnR soutenues

La CRE a échangé ces derniers mois avec différents acteurs (en particulier les administrations concernées, des représentants des filières EnR, EDF OA et RTE) s’agissant de l’articulation entre les dispositifs de soutien aux EnR (ceux-ci concernant une large part des installations en service comme présenté dans le tableau ci-dessous) et l’accroissement des occurrences d’heures à prix négatifs. Ces échanges ont permis d’alimenter les recommandations formulées ci-après. Comme précisé en introduction de la présente note, d’autres leviers de réduction des occurrences et de l’amplitude des heures à prix négatifs doivent être également considérés (développement du stockage, de la flexibilité de la demande...).

**Tableau 1 : Répartition de la production EnR par type de soutien (TWh)<sup>8</sup>**

2023	Eolien à terre et en mer	Solaire photovoltaïque	Hydraulique au fil de l’eau/éclusé <sup>9</sup>	Total
<b>Production EnR totale (TWh)</b>	<b>48</b>	<b>21</b>	<b>37</b>	<b>106</b>
<i>Production sous OA</i>	25 (51,5 %)	13 (62,8 %)	3 (8,1 %)	41 (39,6 %)
<i>Production sous CR</i>	12 (24,4 %)	4 (18,4 %)	0 (0,3 %)	15 (14,2 %)
<i>Production non soutenue (PPA par exemple<sup>10</sup>)</i>	12 (24,1 %)	4 (18,8 %)	34 (91,6 %) <sup>11</sup>	49 (46,2 %)

Parmi les recommandations détaillées ci-dessous, la CRE estime que les **recommandations n°1, 4 et 10** auront l’impact le plus important et doivent être mises en œuvre en priorité. D’autres recommandations sont relativement simples à mettre en œuvre et pourraient également être envisagées à très court terme (**recommandations n°2 et n°5** notamment).

### 2.1. Contrats d’obligation d’achat (OA)

Les installations soutenues *via* un contrat d’OA n’ont aucune incitation à s’arrêter lors des prix négatifs, car elles bénéficient d’un tarif fixe quels que soient les prix de marché. La production est affectée au périmètre de l’acheteur obligé, qui, pour minimiser ses écarts, vend cette production à tout prix et perçoit un revenu négatif, dont il est compensé par l’Etat.

L’évolution future des volumes soutenus par le régime de l’OA dépend d’une part :

- du stock de contrats sur lesquels l’Etat s’est déjà engagé, qui tend à décroître naturellement au fur et à mesure de leur arrivée à échéance : néanmoins, l’ensemble des contrats sur lesquels l’Etat s’est engagé ne sont pas encore en service, notamment les parcs éoliens en mer lauréats des appels d’offres dits AO1 et AO2<sup>12</sup>, qui représentent au total environ 3 GW et dont les dernières mises en service devraient intervenir en 2026 ;

<sup>8</sup> Les données de ce tableau sont calculées à partir de la production par filière publiée par RTE et des données de production prises en compte dans le calcul des charges constatées au titre de 2023 dans le cadre de l’exercice de calcul annuel des CSPE par la CRE.

<sup>9</sup> La production de l’hydraulique lacs et le stockage via les STEP ne sont pas prise en compte dans ce tableau.

<sup>10</sup> La part de la production non soutenue de la filière solaire photovoltaïque est probablement surestimée dans la mesure où, pour certaines tranches de puissance, il existe un délai entre la mise en service des installations (à partir de laquelle leur production est comptabilisée dans les données de RTE) et leur comptabilisation dans les charges de service public de l’énergie constatées.

<sup>11</sup> Inclut la production issue des concessions hydro-électriques.

<sup>12</sup> Appels d’offres portant sur des installations éoliennes de production d’électricité en mer en France Métropolitaine parus au journal officiel le 5 juillet 2011 et 16 mars 2013.

- du flux de nouveaux contrats sur lesquels l'Etat va s'engager à l'avenir : les lignes directrices européennes<sup>13</sup> prévoient que les dispositifs de soutien doivent prendre la forme d'un complément de rémunération pour toutes les installations de plus de 400 kW depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2024 ; ce seuil sera abaissé à 200 kW à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2026.

Les recommandations de la CRE ont pour double objectif :

- d'accélérer la décroissance du stock de contrats d'OA produisant « à tout prix », en agissant prioritairement sur les plus gros parcs existants (recommandation n°1) ;
- de limiter le flux de nouveaux contrats d'OA produisant « à tout prix » (recommandations n°2 et n°3).

Le modèle cible envisagé consiste ainsi à envoyer aux installations capables de réagir aux signaux de prix une incitation à s'arrêter en période de prix négatif. Cette incitation serait *a minima* neutre financièrement pour le producteur et gagnante pour l'Etat qui ne supporterait pas le surcoût engendré par la vente de la production à prix négatif. La CRE considère que ce modèle cible pourrait ne pas être pertinent, pour les plus petites installations (puissance inférieure à 36 kW), car le coût d'équipement permettant un contrôle à distance des parcs pourrait représenter une charge trop élevée rapportée à la production.

**Recommandation n°1 (stock)** : amender certains contrats d'OA déjà signés, afin d'inciter ces installations à interrompre leur production lors des heures à prix négatif. Le producteur ne serait pas pénalisé car il percevrait une compensation financière équivalente au tarif d'achat multiplié par une estimation normative de la baisse de production engendrée par ces arrêts. La CRE recommande de procéder à une telle évolution prioritairement pour les parcs éoliens en mer lauréats de l'AO1 et de l'AO2, et dans un second temps pour les plus grands parcs terrestres, par exemple les parcs connectés au RPT<sup>14</sup> (186 installations pour 2,3 GW en 2023, et notamment les 8 installations de plus de 30 MW, qui représentent à elles seules 0,5 GW, sachant que ces 186 installations arriveront au terme de leur contrat en moyenne mi-2031). Cette dernière évolution devra intervenir dans un calendrier compatible avec la mise en place par les acheteurs obligés d'outils permettant la gestion de ces arrêts et devra prévoir des règles équitables et transparentes de détermination des productions interrompues.

**Recommandation n°2 (flux)** : abaisser dès à présent à 200 kW le seuil du CR dans les arrêtés tarifaires dits « S21 PV Bâtiment »<sup>15</sup> et « S24 PV Sol »<sup>16</sup>, en anticipation par rapport au droit communautaire. Un meilleur encadrement du fractionnement des parcs photovoltaïques afin de bénéficier d'un raccordement basse tension serait néanmoins nécessaire pour que cette diminution ait effectivement un effet sur le volume de parcs photovoltaïques sous OA.

**Recommandation n°3 (flux)** : s'agissant de la tranche 36 kW - 200 kW des guichets ouverts photovoltaïques, prévoir un régime révisé d'OA, par lequel les producteurs seraient incités à interrompre leur production en cas d'heure à prix négatifs, sur un modèle similaire à la recommandation n°1. Cette évolution devrait intervenir dans un calendrier compatible avec la mise en place par les acheteurs obligés d'outils permettant la gestion de ces arrêts sur un nombre élevé de contrats (évolution de moyen terme).

## 2.2. Contrats de complément de rémunération (CR)

Les installations sous CR ont une double incitation à s'arrêter lors des heures à prix négatifs : 1) elles ne touchent pas de CR lors de ces heures et subissent donc les pertes liées à la commercialisation

<sup>13</sup> Article 123 des Lignes directrices concernant les aides d'État au climat, à la protection de l'environnement et à l'énergie pour 2022.

<sup>14</sup> Réseau public de transport d'électricité.

<sup>15</sup> Arrêté du 6 octobre 2021 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations implantées sur bâtiment, hangar ou ombrière utilisant l'énergie solaire photovoltaïque, d'une puissance crête installée inférieure ou égale à 500 kilowatts telles que visées au 3° de l'article D. 314-15 du code de l'énergie et situées en métropole continentale.

<sup>16</sup> Arrêté en projet, cf. délibération de la CRE n°2024-195 du 24 octobre 2024 portant avis sur un projet de décret relatif aux catégories d'installations éligibles à l'obligation d'achat et au complément de rémunération et sur un projet d'arrêté fixant les conditions d'achat et de complément de rémunération de l'électricité produite par les installations au sol utilisant l'énergie solaire photovoltaïque et situées en métropole continentale d'une puissance crête installée inférieure ou égale à un mégawatt.

d'électricité à prix négatifs ; 2) elles perçoivent une compensation au-delà d'un certain nombre d'heures à prix négatifs dans l'année (« prime pour prix négatif »). Le versement de cette prime est conditionné à la non-production de l'installation pendant ces heures.

Si ces incitations ont un effet avéré sur le parc de production soutenu<sup>17</sup>, certains comportements pendant les heures de prix négatifs sont préjudiciables pour le système électrique. Les recommandations de la CRE visent à corriger ces effets.

Les caractéristiques de l'incitation actuelle des installations sous CR à s'arrêter lors des heures à prix négatifs présentent certains biais qui pourraient être corrigés pour la rendre plus opérante :

- **Le caractère binaire de l'incitation n'est pas cohérent avec les besoins du système, qui peut nécessiter un arrêt seulement partiel du parc de production français sous CR :** Lorsque le prix est voisin de 0 €/MWh, l'équilibre offre-demande peut ne requérir qu'une sollicitation partielle du parc sous CR. L'équilibre du marché spot conduit alors à un rejet partiel des offres de certains agrégateurs.

Les modalités actuelles des contrats de CR conduisent toutefois à des incitations binaires : i) soit les prix sont strictement inférieurs à 0 €/MWh et toutes les installations sont incitées à s'arrêter pour bénéficier de la prime pour prix négatifs, ii) soit les prix sont positifs ou nuls et elles sont incitées à produire au maximum de leur potentiel.

Cette situation est de nature à créer des déséquilibres importants sur le système électrique dans la zone de prix [- 0,1 €/MWh ; 0 €/MWh] et le coût de ce déséquilibre, porté par les agrégateurs, se répercutera *in fine* dans les frais d'agrégation payés par les producteurs.

- **La nécessité de ne rien produire pendant les heures de prix négatifs pour toucher la prime pour prix négatifs méconnaît certaines contraintes techniques des installations** (nécessité d'éteindre le parc un peu en amont pour pouvoir respecter les conditions d'attribution, impossibilité d'alimenter les auxiliaires de production). L'introduction d'une faible marge de tolérance, permettant de continuer à alimenter les auxiliaires de production, de limiter l'usure des parcs et de diminuer les probabilités de dysfonctionnement au moment du redémarrage, n'est pas de nature à modifier l'incitation des producteurs à mettre en place des équipements et une organisation leur permettant d'arrêter efficacement leur parc en cas d'heures à prix négatifs. Son incidence serait très limitée sur l'équilibre offre-demande du système électrique.

Par ailleurs, le dimensionnement de la prime de prix négatifs doit pouvoir s'adapter aux évolutions du système (hausse du nombre d'heures à prix négatifs, passage au pas de temps 15 min).

**Recommandation n°4<sup>18</sup>** : modifier les conditions de versement de la prime de prix négatifs pour les futurs contrats, afin que, dans la zone de prix [- 0,1 €/MWh ; 0 €/MWh], celle-ci soit versée indépendamment de la production effective de l'installation. La CRE considère également nécessaire d'amender en ce sens les contrats sur lesquels l'Etat s'est déjà engagé, ce qui permettrait en théorie de limiter les frais d'agrégation pour ces producteurs tout en améliorant l'équilibrage global du système.

**Recommandation n°5** : autoriser un talon de production lors des heures à prix négatifs ne remettant pas en cause le versement de la prime pour prix négatifs. Ce talon pourrait consister en un faible pourcentage de la puissance installée. La CRE considère qu'il serait également pertinent d'appliquer cette évolution aux contrats sur lesquels l'Etat s'est déjà engagé.

**Recommandation n°6<sup>19</sup>** : mettre en place une définition plus dynamique de la « non-production » qui est compensée et rendre le calibrage de la prime plus homogène entre les filières s'agissant du nombre d'heures de la franchise<sup>20</sup>.

<sup>17</sup> En 2023, en moyenne, les deux tiers du parc sous CR (en puissance installée) s'éteint entièrement lors d'une heure à prix négatif. Les installations qui ne s'éteignent quasiment jamais (moins de 10 % des heures) ne représentent que 10 % du parc.

<sup>18</sup> Cette recommandation a déjà été émise par la CRE dans plusieurs délibérations récentes.

<sup>19</sup> La CRE a déjà exprimé cette recommandation dans des avis récents. Par exemple, dans le cadre de son avis sur un futur arrêté « S24 PV Sol », la CRE a suggéré de définir la prime pour prix négatifs sur la base d'un facteur de charge en heures de prix négatifs effectivement constaté annuellement, sur la base de la production des installations sous OA au périmètre d'EDF OA. Cette proposition pourra être précisée dans un rapport à venir de la CRE sur le dispositif de complément de rémunération.

<sup>20</sup> La prime pour prix négatifs n'est versée que lorsque le nombre d'heures à prix négatifs dans l'année dépasse un certain seuil ; cette franchise est définie pour chaque filière, dans le cadre des différents textes encadrant les dispositifs de soutien.



**Recommandation n°7** : clarifier les contrats existants, en précisant la définition des pas de temps sur lesquels sera versée la prime pour prix négatifs. Cette nouvelle définition devra être compatible avec les offres qu'il sera possible de soumettre sur le marché spot à partir du printemps 2025. La définition de l'énergie sur laquelle est versé le CR devra également être modifiée en cohérence.

S'agissant des futurs contrats, la CRE échangera prochainement avec les différentes parties prenantes dans l'optique de proposer des modalités optimales pour la gestion du système électrique, tout en tenant compte des contraintes opérationnelles des producteurs.

Par ailleurs, les arrêts soudains et simultanés d'un nombre croissant de parcs sous CR créent des écarts de fréquence complexes à gérer par RTE. La zone de prix tampon proposée devrait limiter le volume d'arrêts dans certains cas et ainsi atténuer ces difficultés. Une solution additionnelle pourrait consister en la mise en place d'une incitation pour les producteurs à échelonner davantage leurs arrêts. Celle-ci nécessite cependant des études complémentaires entre opérateurs et acteurs de la filière.

### 2.3. Participation des EnR à l'équilibrage du réseau électrique

RTE équilibre en temps réel la consommation et la production d'électricité en sollicitant des services permettant de moduler la production et/ou la consommation électrique.

Afin d'anticiper au mieux les modulations nécessaires, RTE se base sur ses propres prévisions de production ainsi que sur celles des producteurs. Or, le poids croissant des EnR engendre, pour RTE, une incertitude « marché » s'agissant des prévisions de production lors des épisodes de prix faiblement négatifs. En effet, tous les parcs sous CR ou hors soutien ne s'arrêtent pas forcément sur ces périodes, et n'en informent pas nécessairement les gestionnaires de réseaux via la transmission d'un programme d'appel. La participation des installations de puissance supérieure à 1 MW au dispositif de programmation est prévue à l'article L. 321-9 du code de l'énergie. Celui-ci dispose que les producteurs raccordés au RPT<sup>21</sup> établissent des programmes d'appel à destination de RTE et que les producteurs raccordés au RPD<sup>22</sup> établissent des programmes d'appel à destination des GRD, qui les remontent ensuite à RTE sous forme de programmes d'appel agrégés.

En pratique, peu de producteurs raccordés au RPD envoient ces programmes d'appel. Cette incertitude engendre des surcoûts pour RTE, en limitant sa capacité à anticiper les déséquilibres et donc à gérer proactivement l'équilibrage du système électrique, en activant les offres les moins coûteuses sans être contraint par le temps de mobilisation<sup>23</sup>.

Par la suite, pour équilibrer le système en temps réel, RTE dispose des réserves primaire et secondaire (services systèmes) activables automatiquement et de la réserve tertiaire activable manuellement sur le mécanisme d'ajustement (« MA »).

Les EnR sont techniquement en mesure de participer à ces différentes réserves, par exemple, en offrant des volumes à la baisse lorsque le parc a prévu de produire au maximum de sa production (prix spot positif), ou en offrant un volume à la hausse lorsque le parc a prévu de couper sa production (prix spot négatif).

Du fait de leur part croissante au sein du mix électrique, la participation des EnR à ces mécanismes est nécessaire pour disposer d'un niveau de marge suffisant à l'échéance de l'équilibrage et permettre à RTE d'assurer efficacement la gestion de l'équilibrage en temps réel.

Actuellement, la participation des EnR aux mécanismes d'équilibrage est très faible (moins de 500 MW sur le MA), notamment celles bénéficiant d'un dispositif de soutien, car en cas d'ajustement à la baisse de leur production, le volume de production sur lequel est versé le soutien diminue. De même, en cas d'ajustement à la hausse, l'acteur ne toucherait pas la prime pour prix négatifs.

<sup>21</sup> Réseau public de transport d'électricité.

<sup>22</sup> Réseau public de distribution d'électricité.

<sup>23</sup> La gestion proactive de l'équilibrage par RTE dans un système intégrant une part croissante d'actifs renouvelables nécessitera par ailleurs une amélioration de la qualité des prévisions réalisées par l'opérateur en entrée de sa fenêtre opérationnelle. A cet effet, la CRE propose d'introduire un nouveau dispositif d'incitation financière sur la qualité des prévisions de RTE dans le prochain tarif d'utilisation des réseaux (TURPE), en cours de consultation.

Pour les contrats de CR par exemple, l'énergie soutenue est définie « ***hors corrections, dans le calcul de l'écart de périmètre en application des règles mentionnées à l'article L. 321-14, liées le cas échéant à la participation de l'installation aux services nécessaires au fonctionnement du réseau ou au mécanisme d'ajustement*** ».

De même, les éventuelles corrections liées à la participation aux mécanismes d'équilibrage ne sont pas prises en compte pour la rémunération dans le cadre d'un contrat d'OA. Par ailleurs, certains contrats d'achat en vigueur contiennent une clause interdisant aux parcs soutenus d'arrêter leur production pour une contrainte non technique ; cette clause devrait être levée.

**Recommandation n°8** : renforcer les obligations de programmation dans les contrats d'accès au réseau de distribution et continuer le travail de concertation entre RTE, les GRD et les producteurs afin d'améliorer la qualité et la complétude de la programmation.

**Recommandation n°9** : rendre obligatoire la participation au MA pour les parcs EnR excédant une certaine puissance installée.

**Recommandation n°10** : modifier la définition de l'énergie sur laquelle est versée le soutien, afin d'inclure les volumes corrigés à la suite d'une activation sur les mécanismes d'équilibrage. La CRE recommande *a minima* d'appliquer cette modification à l'ensemble des futurs contrats et éventuellement d'amender en ce sens les contrats de soutien sur lesquels l'Etat s'est déjà engagé.

Cette seconde recommandation<sup>24</sup> inciterait les producteurs à participer au MA à un prix proche du coût technique de l'arrêt des installations, tout en insensibilisant leur participation aux conditions de marché, apportant ainsi une plus grande cohérence économique à la participation des parcs EnR au MA. Cette évolution pourrait avoir pour effet une activation plus fréquente des parcs EnR sur le MA, en cohérence avec les coûts d'arrêt des installations, ce qui réduirait le coût du MA pour le système électrique.

---

<sup>24</sup> Cette évolution est déjà prévue dans le cahier des charges de la procédure concurrentielle dite « AO6 » portant sur deux parcs éoliens en mer en mer Méditerranée.

### 3. Conclusion

La présente note, ainsi que la présentation publiée conjointement, constituent une première analyse par la CRE du phénomène des prix négatifs en France. Les recommandations émises visent notamment à permettre une utilisation plus optimale du parc de production installée, afin de ramener les prix fortement négatifs à un niveau proche du coût marginal des EnR.

La CRE se tient à la disposition des administrations et du législateur pour tout échange sur la mise en œuvre de ces recommandations.

De nouvelles analyses pourront être menées selon l'évolution du phénomène. En particulier, un retour d'expérience à la suite de la mise en place, le cas échéant, des recommandations proposées pourra être réalisé.