

## CONSULTATION PUBLIQUE N°2026-05

La Commission de régulation de l'énergie (CRE) consulte les acteurs de marché.

### Consultation publique du 1<sup>er</sup> avril 2026 relative aux incitations financières à la responsabilité d'équilibre et au financement des réserves d'équilibrage

Participaient à la séance : Emmanuelle WARGON, présidente, Victor ALONSO, Anthony CELLIER, Nadia FAURE et Didier REBISCHUNG, commissaires.

#### 1. Contexte et objet de la consultation publique

La présente consultation porte sur la compensation financière demandées aux responsables d'équilibre (ci-après « RE ») compte tenu des écarts constatés par rapport à leurs programmes, et les incitations que celle-ci renvoie. En application de l'article L. 321-14 du code de l'énergie, « *les méthodes de calcul des écarts et des compensations financières [...] sont approuvées par la Commission de régulation de l'énergie* ». Dans ce cadre, la CRE souhaite recueillir l'avis des acteurs pour une potentielle évolution de ces méthodes de calcul.

Aujourd'hui, la « fenêtre opérationnelle » de RTE, durant laquelle les échanges transfrontaliers *via* le marché infra-journalier entre zones sont figés et pendant laquelle RTE est chargé d'équilibrer le système électrique en procédant à des modulations de production et/ou de consommation, débute à compter d'une heure avant le temps réel.

Le Règlement (UE) 2024/1747 du parlement européen et du conseil du 13 juin 2024 en ce qui concerne l'amélioration de l'organisation du marché de l'électricité de l'Union est entré en vigueur le 16 juillet 2024. Il modifie notamment le Règlement (UE) 2019/943 sur le marché intérieur de l'électricité, et prévoit une harmonisation à l'échelle européenne de la durée de la fenêtre opérationnelle des gestionnaires de réseau de transport (GRT) à 30 minutes avant le temps réel.

Cette réduction programmée de trente minutes de la fenêtre opérationnelle de RTE a des conséquences opérationnelles importantes, et constitue une évolution significative en termes de sécurité d'exploitation qui impose de repenser l'organisation actuelle des marchés de l'équilibrage. Le modèle d'équilibrage actuel de RTE est en effet un modèle « marge » (en opposition au modèle « réserve ») qui repose sur deux principes fondamentaux. Premièrement, en amont de la fenêtre opérationnelle, RTE sécurise ses marges en fonction de ses prévisions de déséquilibres et des offres libres disponibles sur le mécanisme d'ajustement. Deuxièmement, au sein de la fenêtre opérationnelle, RTE privilégie les actions manuelles et donc l'activation de moyens lents tels que le nucléaire, l'hydraulique ou le thermique mis à disposition par les acteurs *via* leurs offres libres, dont une bonne partie ne pourra plus être mobilisée dans une fenêtre opérationnelle réduite à 30 minutes du fait de leurs délais d'activation trop longs. RTE estime la perte de gisement en offres libres d'équilibrage induite par cette évolution à environ 30 à 40 % par rapport à la situation actuelle. Dès lors, la mise en œuvre d'une fenêtre opérationnelle réduite à 30 minutes, prévue en 2029 en France, implique pour RTE la transition de son modèle actuel d'équilibrage vers un fonctionnement plus réactif, dans lequel l'opérateur se reposera moins sur les offres libres du mécanisme d'ajustement et contractualisera plus de réserves, et dans lequel les acteurs auront un rôle accru pour équilibrer le système en amont de la fenêtre opérationnelle de RTE *via* leurs échanges sur le marché de gros.

Afin de préparer cette réduction de la fenêtre opérationnelle dans de bonnes conditions, la CRE a accordé à RTE en juillet 2025<sup>1</sup> une dérogation de trois années pour cette évolution, soit une mise en œuvre au 1<sup>er</sup> janvier 2029. La demande de dérogation de RTE s'accompagnait d'un plan d'actions contenant un ensemble de mesures proposées par l'opérateur pour préparer cette échéance.

Plusieurs des mesures principales de ce plan d'action ont récemment été approuvées par la CRE afin de préparer dès à présent l'échéance du 1<sup>er</sup> janvier 2029. En particulier, *via* ses délibérations n°2026-57 et n°2026-56 du 5 mars 2026, la CRE a approuvé deux évolutions structurantes pour les marchés de l'équilibrage :

- d'une part, la CRE a approuvé une nouvelle version de l'accord de bloc de RTE, qui décrit les méthodes de dimensionnement des réserves d'équilibrage contractualisées par RTE en amont du temps réel. Cette nouvelle version vise à dimensionner la réserve tertiaire de RTE selon une méthode statistique fondée sur l'historique des déséquilibres du système, en lieu et place de la méthode déterministe actuellement en vigueur ;
- d'autre part, la CRE a approuvé une nouvelle version des règles relatives aux réserves rapide et complémentaire (RR-RC) de RTE, qui décrivent les modalités de contractualisation et d'activation des réserves tertiaires par RTE. Cette mise à jour des règles prévoit la création d'un nouveau produit de réserve tertiaire rapide à la hausse, dont les caractéristiques d'activation sont plus réactives que le produit historique. Le nouveau produit capacitaire sera contractualisé par RTE via un appel d'offres journalier.

Ces deux évolutions visent à développer progressivement de nouveaux gisements d'équilibrage plus réactifs et à s'assurer que RTE disposera de suffisamment de moyens à activer dans sa fenêtre opérationnelle réduite.

Elles n'induisent cependant aucune évolution quant aux incitations financières adressées aux RE pour résorber les déséquilibres de leur portefeuille en amont de la fenêtre opérationnelle de RTE. Dans son plan d'action, RTE propose de travailler également sur ce point, considérant que la réduction de la fenêtre opérationnelle décidée au niveau européen visait à octroyer aux RE un rôle accru pour équilibrer le système en amont du temps réel. L'opérateur souligne également que le passage à un dimensionnement statistique de la réserve tertiaire induira un lien direct entre les déséquilibres des RE et les volumes de réserve à contractualiser par RTE. Dès lors, le renforcement des incitations financières adressées aux RE pourrait permettre de réduire les volumes de réserve à contractualiser et donc les coûts globaux du système.

Dans son plan d'actions, RTE propose que cette incitation prenne la forme d'une participation des RE au financement des coûts de contractualisation des réserves d'équilibrage. Les différentes options envisagées par RTE pour cette participation ont fait l'objet de premiers échanges entre RTE et les acteurs au cours de l'année écoulée, dans le cadre du groupe concertation sur les règles RE.

Dans sa délibération n°2025-198 du 23 juillet 2025 portant approbation de la demande de dérogation de RTE relative à l'heure de fermeture du guichet infrajournalier entre zones pour reporter de trois années la réduction de sa fenêtre opérationnelle, la CRE a pris acte de cette proposition de RTE de faire contribuer les RE au financement des coûts de contractualisation des réserves d'équilibrage, et a noté l'opposition exprimée par plusieurs acteurs sur cette éventualité. Elle a souligné que les réflexions sur les incitations envoyées aux RE auraient vocation à se poursuivre dans le cadre des cycles de concertation suivants, et conclu qu'« *[e]n toute état de cause, la CRE organisera une consultation publique avant toute éventuelle évolution sur ce sujet* ».

La présente consultation publique s'inscrit dans ce contexte de préparation à la réduction de la fenêtre opérationnelle de RTE au 1<sup>er</sup> janvier 2029, et vise donc à interroger l'ensemble des acteurs sur l'intérêt ou non de renforcer les incitations financières adressées aux RE, et sur les options qui pourraient être envisagées le cas échéant. A ce stade, la CRE ne se prononce pas sur la nécessité de renforcer ou non ces incitations, et privilégie la collecte des points de vue de l'ensemble des parties prenantes. En tout état de cause, le maintien des incitations actuelles est une option qui pourrait être privilégiée par la CRE.

---

<sup>1</sup> [Délibération n°2025-198 de la CRE du 23 juillet 2025 portant approbation de la demande de dérogation de RTE relative à l'heure de fermeture du guichet infrajournalier entre zones](#)

À l'issue de cette consultation publique, la CRE communiquera l'orientation qu'elle privilégie sur ce sujet, afin de cadrer la poursuite des travaux entre RTE et les acteurs dans le cadre de la concertation RE. Le cas échéant, les modalités exactes retenues pour ces évolutions seront soumises à l'approbation de la CRE à l'occasion de son approbation d'une nouvelle version des règles de marché de RTE.

**Paris, le 1<sup>er</sup> avril 2026.**

**Pour la Commission de régulation de l'énergie,**

**La présidente,**

**Emmanuelle WARGON**

## Répondre à la consultation

La CRE invite les parties intéressées à adresser leur contribution, au plus tard le 22 mai 2026, en saisissant leur contribution sur la plateforme mise en place par la CRE : <https://consultations.cre.fr>.

Dans un souci de transparence, les contributions feront l'objet d'une publication par la CRE.

Si votre contribution comporte des éléments dont vous souhaitez préserver la confidentialité, une version occultant ces éléments devra également être transmise. Dans ce cas, seule cette version fera l'objet d'une publication. La CRE se réserve le droit de publier des éléments qui pourraient s'avérer essentiels à l'information de l'ensemble des acteurs, sous réserve qu'ils ne relèvent pas de secrets protégés par la loi.

En l'absence de version occultée, la version intégrale est publiée, sous réserve des informations relevant de secrets protégés par la loi.

Les parties intéressées sont invitées à répondre aux questions en argumentant leurs réponses.

## Sommaire

|   |           |
|---|-----------|
| <b>1. Contexte et objet de la consultation publique .....</b>                                 | <b>1</b>  |
| <b>2. Liste des questions .....</b>   | <b>5</b>  |
| <b>3. Situation actuelle .....</b>  | <b>7</b>  |
| 3.1. Niveaux de déséquilibres observés en entrée de fenêtre<br>opérationnelle .....           | 7         |
| 3.2. Incitations à l'équilibre actuellement adressées aux RE par le PRE .....                 | 8         |
| 3.3. Leviers à disposition des RE pour équilibrer leur périmètre .....                        | 12        |
| 3.3.1. Leviers relatifs à l'organisation des marchés de l'électricité.....                    | 12        |
| 3.3.2. Leviers relatifs aux systèmes d'information .....                                      | 13        |
| <b>4. Principes envisagés pour renforcer l'incitation financière<br/>adressée aux RE.....</b> | <b>14</b> |
| 4.1. Option 1 : Maintien des incitations actuelles.....                                       | 14        |
| 4.2. Option 2 : Financement des réserves d'équilibrage par les RE.....                        | 14        |
| 4.2.1. Principe de l'option 2.....  | 15        |
| 4.2.2. Modalités opérationnelles envisagées pour la mise en œuvre de<br>l'option 2.....       | 16        |
| 4.3. Option 3 : Modification de la matrice de calcul du PRE .....                             | 18        |
| 4.3.1. Formes potentielles d'une incitation additionnelle <i>via</i> le PRE .....             | 18        |
| 4.3.2. Répartition financière des recettes issues de cette incitation<br>additionnelle .....  | 20        |
| 4.4. Synthèse des options envisagées.....   | 21        |

## 2. Liste des questions

### Situation actuelle

**Question 1** Dans le cadre d'une fenêtre opérationnelle réduite pour RTE, partagez-vous l'objectif de réduire les déséquilibres en entrée de fenêtre opérationnelle par rapport à la situation actuelle, afin de réduire les risques opérationnels et de maîtriser les coûts pour la collectivité ?

**Question 2** Pensez-vous que le niveau des incitations financières actuellement adressées aux RE pour équilibrer leur périmètre est adéquat ?

**Question 3** En particulier, pensez-vous que l'écart entre le prix du marché spot et le PRE, ainsi que la volatilité de celui-ci, sont suffisants pour inciter les RE à arriver équilibrés en amont de la fenêtre opérationnelle ?

**Question 4** Si oui, comment expliquez-vous les déséquilibres élevés en France par rapport à d'autres systèmes électriques de taille comparable ?

**Question 5** Pensez-vous que les évolutions de marché récemment mises en œuvre (96 guichets, pas de règlement des écarts de 15 min, produits de marché de gros de granularité de 15 min) vont contribuer à une diminution des déséquilibres en amont de la fenêtre opérationnelle ?

**Question 6** Si oui, lesquels de ces leviers seront les plus utiles pour les RE dans l'équilibrage de leur périmètre ? Selon vous, pour quelle raison les gains attendus ne se sont-ils pas matérialisés à ce stade ?

**Question 7** Identifiez-vous la réduction de la durée de la fenêtre opérationnelle de RTE à 30 minutes comme une évolution permettant aux RE de réduire significativement leurs déséquilibres ?

**Question 8** Si oui, cette amélioration a-t-elle selon vous vocation à se matérialiser dès le 1<sup>er</sup> janvier 2029 ou anticipez-vous un temps d'adaptation nécessaire pour les acteurs ?

**Question 9** Identifiez-vous d'autres leviers d'ordre réglementaire qui pourraient être mis en œuvre afin de favoriser la réduction des déséquilibres des RE en amont de la fenêtre opérationnelle ?

**Question 10** Pensez-vous que les informations mises à disposition en amont du temps réel sont suffisantes ? Le cas échéant, quelles seraient les informations manquantes et à quelles échéances devraient-elles être publiées ?

**Question 11** Pensez-vous que la mise à disposition des informations par RTE sur l'état du système est suffisamment proche du temps réel ? Une mise à disposition plus réactive pourrait-elle selon vous contribuer à la réduction des déséquilibres des RE ?

**Question 12** Quels sont les freins aujourd'hui à l'estimation du PRE par les RE ?

**Question 13** Voyez-vous un intérêt à demander aux RE de remonter les informations de leur périmètre d'équilibre en amont du temps réel au GRT ? Si oui, quelles informations et à quelles échéances ?

### Option 1 : Maintien des incitations actuelles

**Question 14** Pensez-vous que le niveau d'incitation du PRE aura vocation à augmenter naturellement lorsque la fenêtre opérationnelle de RTE aura été réduite à 30min ?

**Question 15** Pensez-vous que le niveau actuel des incitations financières envoyées aux RE pour équilibrer leur périmètre est adapté au nouveau modèle d'exploitation qui sera mis en œuvre par RTE lorsque sa fenêtre opérationnelle sera réduite à 30 minutes ?

### Option 2 : Financement des réserves d'équilibrage par les RE

**Question 16** Etes-vous favorable au principe de financement des coûts de contractualisation des réserves d'équilibrage par les RE, *via* un mécanisme *ad-hoc* distinct du prix de règlement des écarts ?

**Question 17** Quels avantages et/ou effets de bord identifiez-vous pour une option de ce type ?

**Question 18** Afin de préparer au mieux l'échéance du 1<sup>er</sup> janvier 2029, quelle date de mise en œuvre de cette évolution vous semblerait la plus pertinente ?

**Question 19** Pour les RE, comment intégreriez-vous cette incitation ex post dans votre stratégie d'équilibrage ? Identifiez-vous ce type d'incitation comme un levier à même de provoquer une diminution des déséquilibres observés en entrée de fenêtre opérationnelle ?

**Question 20** Pour cette option 2, quelles modalités (premières, deuxième, troisièmes) trouvez-vous les plus appropriées ?

**Question 21** Avez-vous d'autres modalités de mise en œuvre de cette option 2 à proposer ?

### **Option 3 : Modification du PRE**

**Question 22** Pensez-vous qu'une incitation additionnelle incluse dans le PRE est adaptée aux enjeux de réduction des déséquilibres des RE en entrée de fenêtre opérationnelle ?

**Question 23** Selon vous, un coefficient incitatif doit-il avoir vocation à inciter les RE à être équilibrés ou plutôt à être en contre tendance ?

**Question 24** Pensez-vous qu'une incitation supplémentaire à être en contre-tendance peut être prise en compte aisément par les RE ?

**Question 25** Parmi les 4 modalités proposées, quels sont les avantages et les inconvénients que vous identifiez quant à la mise en œuvre de ces incitations ? Selon vous, quelles modalités (3a à 3d) sont les plus pertinentes pour préparer la réduction de la fenêtre opérationnelle en 2029 ?

**Question 26** Quels pourraient être les cas de déséquilibres caractérisant un système tendu ?

**Question 27** Afin de préparer au mieux l'échéance du 1<sup>er</sup> janvier 2029, quelle date de mise en œuvre vous semble la plus pertinente pour une nouvelle incitation de ce type ?

**Question 28** Qu'est-ce qui vous paraît le plus adapté entre une redistribution entre les RE et une redistribution dans le TURPE (partie 4.2.2) ? Avez-vous d'autres propositions pour la redistribution des recettes liées à une nouvelle incitation ?

### **Synthèse**

**Question 29** Par ordre de préférence, comment classeriez-vous ces différentes options (option 1, option 2, option 3) ?

**Question 30** Avez-vous d'autres options à proposer ?

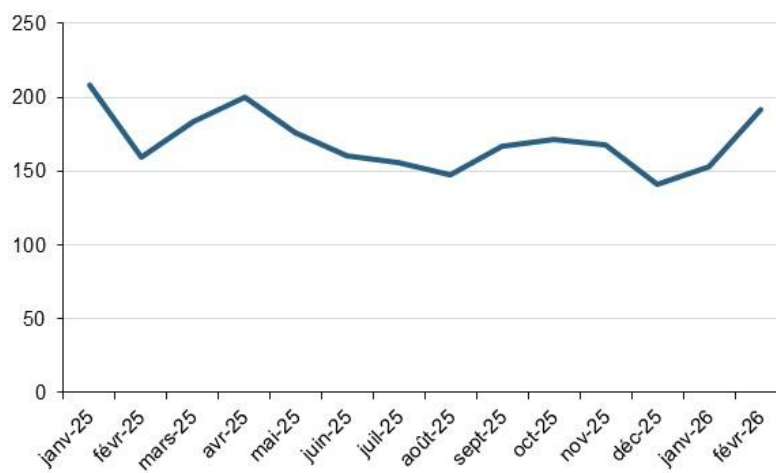
**Question 31** Avez-vous d'autres remarques ?

### 3. Situation actuelle

#### 3.1. Niveaux de déséquilibres observés en entrée de fenêtre opérationnelle

L'analyse des niveaux de déséquilibres observés en entrée de fenêtre opérationnelle, c'est-à-dire des déséquilibres n'ayant pas été évités par les RE (via des échanges sur les marchés de gros ou un ajustement de leur plan de production) et devant être résorbés par RTE via l'activation de moyens d'équilibrage durant les 60 minutes de sa fenêtre opérationnelle, indique une certaine stabilité depuis le début de l'année 2025. Ces déséquilibres moyens en entrée de fenêtre opérationnelle sont représentés dans la figure ci-dessous :

**Figure 1 Moyenne mensuelle de la valeur absolue des déséquilibres par pas 15 minutes en entrée de fenêtre opérationnelle en France [MWh]**

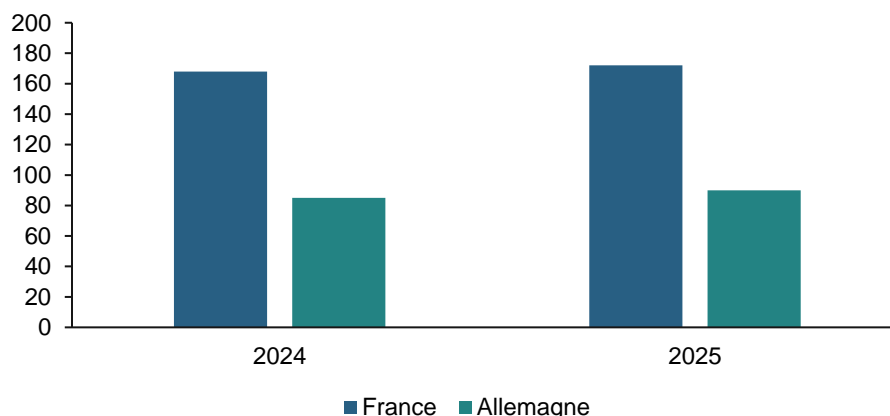


La CRE estime que ce niveau relativement constant des déséquilibres tend à rassurer sur le niveau de performance des RE dans le cadre réglementaire actuel, et sur la bonne tenue du système à court terme. Cependant, cette relative constance rend également crédible l'hypothèse d'un maintien des niveaux de déséquilibres observés actuellement dans une situation de fenêtre opérationnelle réduite en 2029, alors même que RTE disposera de moins de temps et de moins de moyens pour gérer ces déséquilibres.

Par ailleurs, la comparaison avec les déséquilibres en entrée de fenêtre opérationnelle observés en Allemagne, système électrique de taille comparable, indique une performance assez nettement inférieure des RE en France par rapport à celle des RE allemands.

La comparaison entre les déséquilibres en entrée de fenêtre opérationnelle des systèmes allemand et français, mesurés par les GRT (et donc indépendants des nominations des RE), est exposée dans la figure ci-dessous :

**Figure 2 Moyenne annuelle de la valeur absolue des déséquilibres par pas 15 minutes [MWh]**



Ces résultats doivent eux aussi être nuancés : dans le système allemand, les RE disposent dès aujourd'hui d'une fenêtre opérationnelle réduite pour leurs GRT, et donc de plus de possibilités pour s'équilibrer au plus proche du temps réel. Par ailleurs, la matrice du prix de règlement des écarts (PRE) en Allemagne est plus incitative que celle actuellement en vigueur en France (cf. sous-partie suivante).

Dès lors que l'objectif pour RTE est de réussir une transition vers un modèle plus réactif c'est-à-dire plus proche du fonctionnement du système allemand, ces premiers chiffres donnent cependant une indication utile de l'amélioration qui devra être obtenue dans le cadre du futur système par rapport à la situation actuelle, que le cadre réglementaire soit maintenu ou qu'il fasse l'objet d'un renforcement des incitations financières adressées aux RE.

**Question 1** Dans le cadre d'une fenêtre opérationnelle réduite pour RTE, partagez-vous l'objectif de réduire les déséquilibres en entrée de fenêtre opérationnelle par rapport à la situation actuelle, afin de réduire les risques opérationnels et de maîtriser les coûts pour la collectivité ?

### 3.2. Incitations à l'équilibre actuellement adressées aux RE par le PRE

Dans le cadre réglementaire actuel, les RE supportent financièrement l'ensemble des coûts nets d'activations pour l'équilibrage du système, à travers le PRE.

La matrice actuellement en vigueur pour le calcul du PRE, mise en œuvre depuis 2017, présente un PRE différent pour les écarts positifs et négatifs en fonction de la tendance du réseau. Le PRE induit donc une rémunération des acteurs en surplus d'énergie et une facturation des acteurs en déficit d'énergie, à proportion des écarts constatés dans leur périmètre d'équilibre. Il est calculé pour chaque quart d'heure en fonction de la tendance de l'équilibrage, et correspond au prix moyen pondéré des activations d'équilibrage (PMP) réalisées par RTE dans cette tendance, auquel est ajouté ou soustrait un coefficient « k ». Le coefficient k, toujours positif, vise à assurer la neutralité financière du dispositif pour RTE.

|                 | Tendance du système électrique français à la Hausse | Tendance du système électrique français à la Baisse |
|-----------------|---|---|
| Ecarts positifs | $PMP_H * (1-k)$                                     | $PMP_B * (1-k)$                                     |
| Ecarts négatifs | $PMP_H * (1+k)$                                     | $PMP_B * (1+k)$                                     |

**$PMP_{H/B}$**  : prix moyen pondéré des énergies d'équilibrage activées respectivement à la hausse/baisse

Le PRE étant pour bonne partie dépendant des moyens restants à la disposition de RTE pour équilibrer le système après la clôture des marchés de gros journalier et infra-journalier, son niveau est corrélé les fluctuations observées sur les marchés de gros, ce que l'analyse de ses moyennes mensuelles exposées dans la figure ci-dessous tend à confirmer.

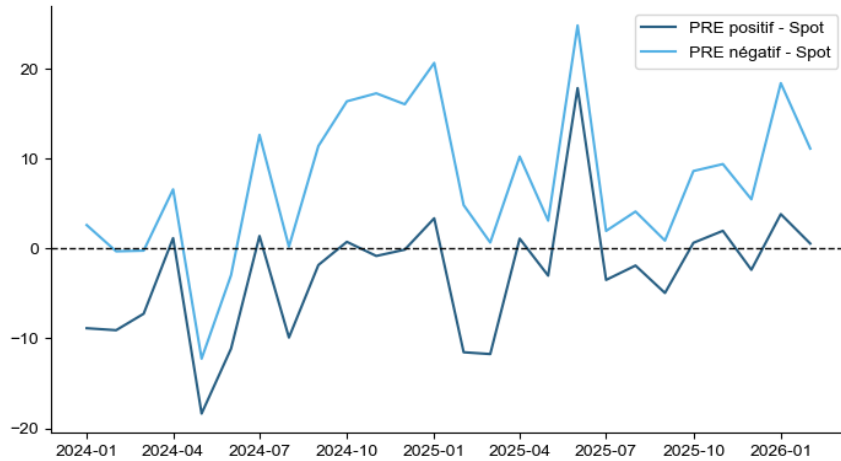
**Figure 3 Moyenne mensuelle du PRE [€/MWh]**



Plus que par l'analyse de ses niveaux moyens, c'est cependant par l'analyse de son niveau relatif vis-à-vis de ceux observés sur les marchés de gros que se mesure le caractère incitatif ou non du PRE pour les RE. Un PRE fortement en écart avec les prix observés sur le marché spot est plus incitatif, car les RE sont incités à s'équilibrer en amont du temps réel *via* des échanges sur les marchés de gros plutôt que de rester déséquilibrés et de prendre le risque de s'acquitter du PRE.

Les écarts entre le PRE (dans les sens positif et négatif) et le prix spot sont exposés dans le graphique ci-dessous.

**Figure 4 Moyenne mensuelle de la différence entre le PRE et le Spot [€/MWh]**



Dans le cas de la France, on observe globalement que la différence entre le PRE et le marché spot est dans le bon sens (supérieure à zéro en tendance négative, et inférieure à zéro en tendance positive) pour que celui-ci soit incitatif. Les écarts apparaissent cependant plutôt faibles, ce qui rend cette incitation mesurée.

Au-delà de cet écart moyen vis-à-vis du prix spot, le caractère volatil ou non du PRE doit également être étudié afin d'appréhender son caractère incitatif ou non pour les RE. Un PRE volatil accentue en effet les risques pour les RE, et les incite donc à se couvrir en restant à l'équilibre en amont de la fenêtre opérationnelle.

Les figures suivantes permettent d'évaluer plus précisément le degré de volatilité du PRE en France.

Figure 5 Part du temps où le PRE est en écart de plus de 50€/MWh avec le marché Spot [%]

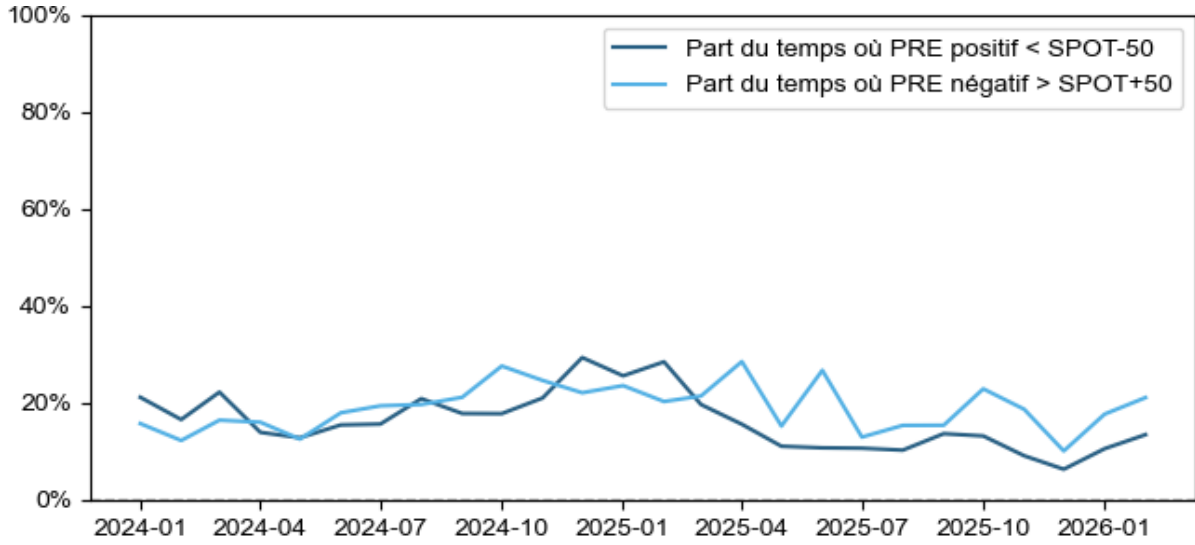
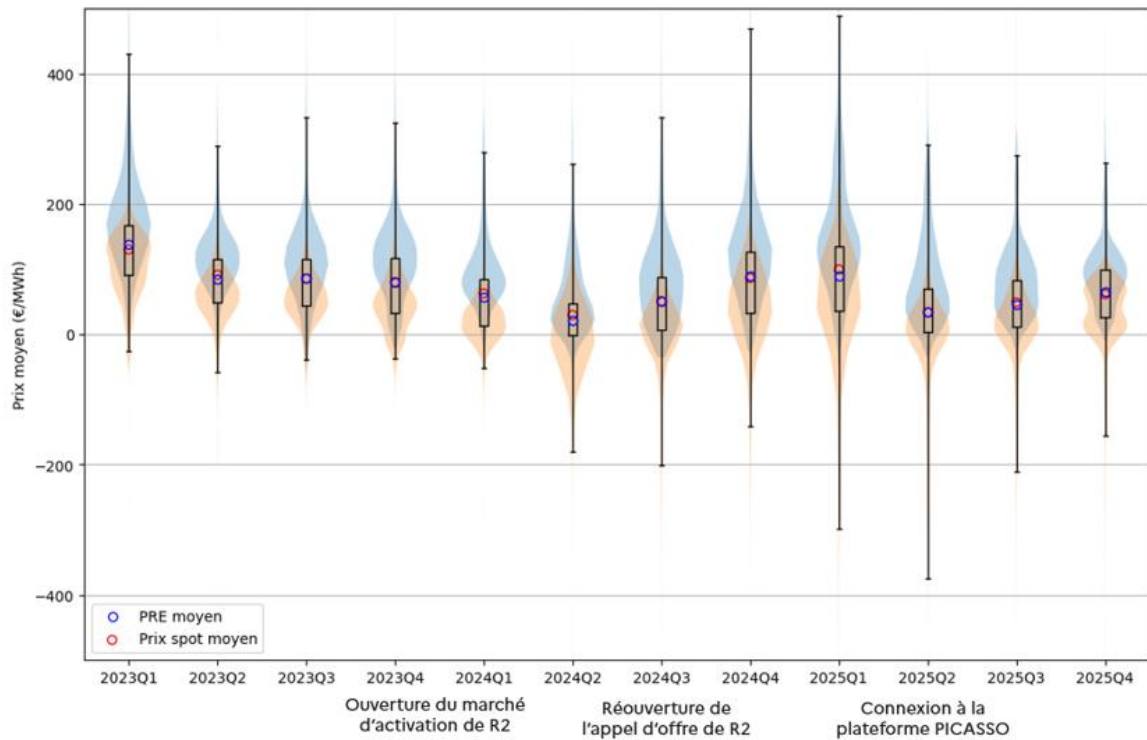
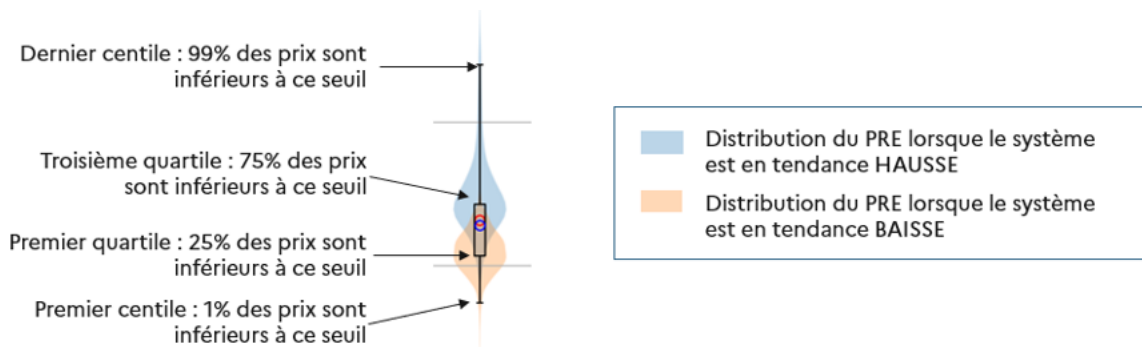


Figure 6 Distribution du PRE par trimestre





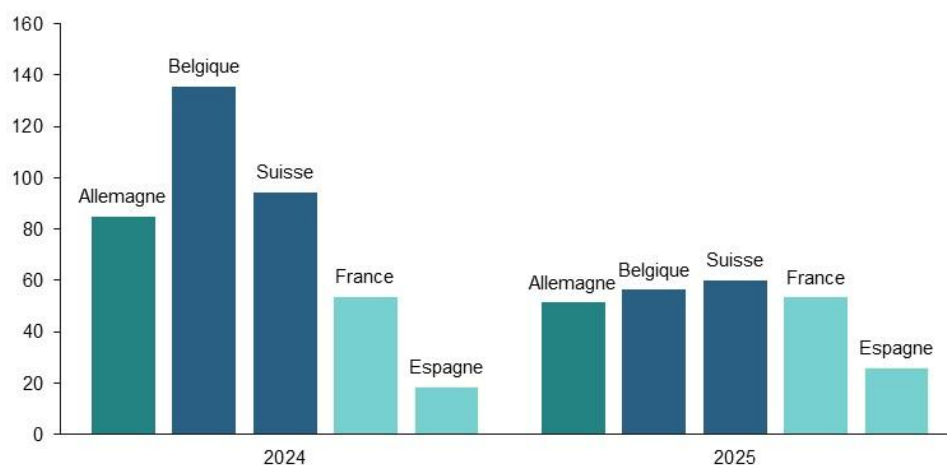
Ces graphiques indiquent un niveau de volatilité non négligeable, avec notamment 15 à 20% de pas de temps sur lesquels le PRE peut être considéré comme très incitatif (écart de plus de 50 €/MWh par rapport au marché spot) et des derniers percentiles atteignant des niveaux de prix très élevés, allant de 250 €/MWh à -180€/MWh sur le T4 2025. L'analyse de ces graphiques indique par ailleurs que ce niveau de volatilité est en hausse par rapport aux valeurs historiques, notamment dans le sens baisse, depuis la mi-2024, ce qui coïncide avec l'ouverture du marché capacitaire de la réserve secondaire et donc le déploiement progressif de nouveaux types actifs pour constituer cette réserve. Depuis la mi-2024, ce niveau de volatilité est plutôt resté élevé.

Afin d'appréhender plus finement le caractère incitatif ou non de la matrice de calcul du PRE actuelle dans la perspective d'une fenêtre opérationnelle réduite pour RTE, il est également utile de comparer celui-ci avec les PRE observés dans les pays voisins, notamment ceux dont les GRT ont d'ores et déjà un modèle d'exploitation réactif (Allemagne, Belgique).

Au niveau européen, les modalités de définition du PRE sont harmonisées et encadrées par une méthodologie européenne, dite méthodologie « ISH » (*Imbalance Settlement Harmonisation Methodology*). La France fait partie des pays dont la matrice des PRE est moins incitative pour les RE : celle-ci, fondée sur le prix moyen pondéré des activations de RTE, ne comporte en effet aucune des composantes additionnelles de prix autorisées par la méthodologie ISH pour renforcer l'incitation à l'équilibre adressée aux RE (composante de pénurie ajoutée au PRE en situation de déséquilibre élevé en entrée de fenêtre opérationnelle ou composante d'incitation visant à garantir que le PRE est plus coûteux pour un RE que des échanges sur les marchés de gros préalables).

La figure suivante permet de comparer les incitations envoyées par les PRE de plusieurs pays européens vis-à-vis des niveaux de prix observés sur leurs marchés de gros.

**Figure 7 Moyenne de la valeur absolue du spread PRE<sup>2</sup>/Spot J-1**



<sup>2</sup> Données issues de la Transparency Platform de l'ENTSO-E, moyenne du PRE positif et négatif

Comparativement aux autres pays européens fonctionnant déjà en modèle réactif ou hybride (intermédiaire entre le modèle réactif et proactif), les écarts observés historiquement en France entre le PRE et le prix spot étaient plus faibles. Cette tendance semble cependant nettement moins marquée en 2025, ce qui pourrait indiquer que, sur l'année écoulée, les incitations à l'équilibre envoyées par le PRE étaient relativement similaires à celles adressées aux RE dans des systèmes plus réactifs.

A l'issue de cette analyse des incitations actuelles adressées par le PRE aux RE, la CRE constate donc que le PRE actuel est incitatif, bien que cette incitation soit moyenne par rapport à d'autres pays européens, et que le caractère incitatif du PRE a augmenté au cours de l'année et demi écoulée.

La CRE souhaiterait recueillir l'appréciation des acteurs sur les éléments suivants :

**Question 2** Pensez-vous que le niveau des incitations financières actuellement adressées aux RE pour équilibrer leur périmètre est adéquat ?

**Question 3** En particulier, pensez-vous que l'écart entre le prix du marché spot et le PRE, ainsi que la volatilité de celui-ci, sont suffisants pour inciter les RE à arriver équilibrés en amont de la fenêtre opérationnelle ?

**Question 4** Si oui, comment expliquez-vous les déséquilibres élevés observés en France par rapport à d'autres systèmes électriques de taille comparable ?

### **3.3. Leviers à disposition des RE pour équilibrer leur périmètre**

#### **3.3.1. Leviers relatifs à l'organisation des marchés de l'électricité**

Au-delà de la question des incitations financières qui leurs sont envoyées, l'équilibre des RE en amont du temps réel dépend également des leviers qui sont mis à leur disposition pour gérer efficacement leur périmètre.

Plusieurs évolutions réglementaires récentes vont dans le sens d'un équilibrage plus fin par les RE en amont du temps réel :

- depuis juin 2024, le marché infra-journalier permet aux acteurs d'échanger de l'énergie lors de trois enchères (15h J-1, 22h J-1, 10h J), en plus du marché continu préexistant ;
- depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2025, le pas de règlement des écarts a été réduit de 30 à 15min, ce qui incite les RE à s'équilibrer sur une maille temporelle plus fine ;
- depuis octobre 2025, le marché de gros permet aux acteurs d'échanger des produits à la maille 15min (contre 1h auparavant) ;
- depuis fin janvier 2025, les RE français peuvent reprogrammer leurs positions et les plans de production de leurs actifs toutes les 15min, contre 1h auparavant.

L'analyse des déséquilibres observés en entrée de fenêtre opérationnelle, développée ci-dessus (figure 6), tend cependant à indiquer que ces différents leviers n'ont pas engendré de réduction significative des déséquilibres à ce stade.

Sur le plan prospectif, la réduction de la fenêtre opérationnelle de RTE au 1<sup>er</sup> janvier 2029 constituera elle aussi un levier supplémentaire à disposition des RE, qui pourrait être significatif en ce qu'il permettra aux RE de reprogrammer leurs actifs et/ou échanger de l'énergie sur les marchés de gros au plus proche du temps réel par rapport à la situation actuelle.

**Question 5** Pensez-vous que les évolutions de marché récemment mises en œuvre (96 guichets, pas de règlement des écarts de 15 min, produits de marché de gros de granularité de 15 min) vont contribuer à une diminution des déséquilibres en amont de la fenêtre opérationnelle ?

**Question 6** Si oui, lesquels de ces leviers seront les plus utiles pour les RE dans l'équilibrage de leur périmètre ? Selon vous, pour quelle raison les gains attendus ne se sont-ils pas matérialisés à ce stade ?

**Question 7** Identifiez-vous la réduction de la durée de la fenêtre opérationnelle de RTE à 30 minutes comme une évolution permettant aux RE de réduire significativement leurs déséquilibres ?

**Question 8** Si oui, cette amélioration a-t-elle selon vous vocation à se matérialiser dès le 1<sup>er</sup> janvier 2029 ou anticipez-vous un temps d'adaptation nécessaire pour les acteurs ?

**Question 9** Identifiez-vous d'autres leviers d'ordre réglementaire qui pourraient être mis en œuvre afin de favoriser la réduction des déséquilibres des RE en amont de la fenêtre opérationnelle ?

### 3.3.2. Leviers relatifs aux systèmes d'information

RTE met à disposition des acteurs plusieurs bases de données pour permettre aux RE d'anticiper les déséquilibres du système. Notamment, RTE publie ses prévisions nationales de consommation à différentes échéances jusqu'à l'infrajournalier, ainsi que la consommation réalisée, qui est mise à disposition des acteurs 30 minutes après le temps réel. Sur la valorisation des écarts, le PRE est publié 30 minutes après le temps réel. Les déséquilibres physiques du système, mesurés en entrée de fenêtre opérationnelle, sont eux aussi publiés 30 minutes après le temps réel. Les premières estimations des volumes des écarts à la maille du RE, quant à elles, sont connus par les acteurs avec un décalage d'une semaine. En théorie, des données plus complètes et publiées plus proche du temps réel sont susceptibles d'engendrer des comportements plus réactifs des RE pour résorber leurs déséquilibres. Sur ce point, le système français a connu peu d'évolution ces dernières années.

Les RE ne sont en revanche pas tenus d'envoyer des informations à RTE sur les positions de leur périmètre d'équilibre en amont du temps réel. En effet, seules les installations de production sont tenues d'envoyer leur programme à leur gestionnaire de réseau au titre de l'obligation de programmation, mais cette remontée des programmes ne passe pas par les RE, et n'est pas soumise à une obligation d'actualisation entre le J-1 et la fenêtre opérationnelle de RTE. Des remontées d'informations à RTE réalisées par les RE eux-mêmes (consommation, production, échanges réalisés sur les bourses, etc...), et mises à jour régulièrement pour tenir compte des évolutions de leurs périmètres d'équilibre, permettraient une meilleure anticipation des déséquilibres de la part de RTE, et pourraient potentiellement faciliter l'envoi de signaux plus adaptés pour inciter les RE à réduire le déséquilibre.

**Question 10** Pensez-vous que les informations mises à disposition par RTE en amont du temps réel sont suffisantes ? Le cas échéant, quelles seraient les informations manquantes et à quelles échéances devraient-elles être publiées ?

**Question 11** Pensez-vous que la mise à disposition des informations par RTE sur l'état du système est suffisamment proche du temps réel ? Une mise à disposition plus réactive pourrait-elle selon vous contribuer à la réduction des déséquilibres des RE ?

**Question 12** Quels sont les freins aujourd'hui à l'estimation du PRE par les RE ?

**Question 13** Voyez-vous un intérêt à demander aux RE de remonter des informations sur leur périmètre d'équilibre en amont du temps réel au GRT ? Si oui, quelles informations et à quelles échéances ?

## 4. Principes envisagés pour renforcer l'incitation financière adressée aux RE

### 4.1. Option 1 : Maintien des incitations actuelles

Au terme de l'analyse développée ci-dessus, la CRE constate d'une part que le PRE actuel est incitatif, bien que cette incitation soit moyenne par rapport à d'autres pays européens, et que le caractère incitatif du PRE a augmenté au cours de l'année et demi écoulée. D'autre part, les leviers récemment mis à disposition des acteurs n'ont, à ce stade, pas induit de changement significatif dans les déséquilibres observés en amont de la fenêtre opérationnelle, ceux-ci suivant une tendance plutôt stable sur l'année écoulée et atteignant des niveaux supérieurs à ceux pouvant être observés dans des systèmes plus réactifs. Un levier significatif à disposition des acteurs pour réduire leurs déséquilibres pourrait cependant être la réduction de la fenêtre opérationnelle elle-même, ce qui n'interviendra pas avant le 1<sup>er</sup> janvier 2029.

Sur le plan prospectif, il convient de souligner que la réduction de la fenêtre opérationnelle privera RTE de ses leviers plus lents d'équilibrage, qui sont en théorie les moins coûteux à activer. A niveau de déséquilibre constant en entrée de fenêtre opérationnelle, RTE devra activer des leviers plus rapides, qui sont donc en théorie plus coûteux, pour gérer les déséquilibres. Les niveaux atteints par le PRE pourraient alors mécaniquement augmenter, ce qui pourrait constituer une hausse « naturelle » de l'incitation financière adressée par le PRE aux RE.

Comme évoqué en introduction de cette consultation publique, RTE considère qu'il serait trop risqué d'attendre l'échéance du 1<sup>er</sup> janvier 2029 pour observer le comportement des RE dans cette nouvelle configuration, et considère que la préparation de la réduction de la fenêtre opérationnelle nécessite de travailler dès à présent à renforcer les incitations financières adressées aux RE. Cela répondrait à deux objectifs, d'une part la réduction des déséquilibres et donc des risques opérationnels, et d'autre part la maîtrise des coûts pour la collectivité, une réduction des écarts en amont de la fenêtre opérationnelle se traduisant par une diminution des volumes à contractualiser et donc des coûts de contractualisation dans le cadre d'un dimensionnement statistique des réserves.

Un tel renforcement des incitations ferait néanmoins peser un poids additionnel sur les RE, dans un contexte d'évolutions multiples à mettre en œuvre pour ces acteurs.

A ce stade, la CRE ne se prononce pas sur la nécessité de renforcer ou non ces incitations, et privilégie la collecte des points de vue de l'ensemble des parties prenantes, objet de cette consultation. En tout état de cause, le maintien des incitations actuelles est une option qui pourrait être privilégiée par la CRE.

**Question 14** Pensez-vous que le niveau d'incitation du PRE aura vocation à augmenter naturellement lorsque la fenêtre opérationnelle de RTE aura été réduite à 30min ?

**Question 15** Pensez-vous que le niveau actuel des incitations financières envoyées aux RE, ainsi que les différents leviers récemment mis à leur disposition, permettront d'atteindre l'objectif visé de réduction des déséquilibres en entrée de fenêtre opérationnelle à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2029 ?

Dans l'éventualité d'une évolution du cadre réglementaire en vigueur, la CRE identifie plusieurs options possibles pour renforcer les incitations financières adressées aux RE. Celles-ci sont détaillées ci-dessous dans la suite de cette consultation publique.

### 4.2. Option 2 : Financement des réserves d'équilibrage par les RE

Les récentes évolutions de règles approuvées par la CRE le 5 mars 2026 pour préparer l'échéance du 1<sup>er</sup> janvier 2029 rendent pertinent le fait de réinterroger le fonctionnement actuel. La nouvelle méthode de dimensionnement de RTE repose en effet sur une méthode statistique fondée sur les données historiques des déséquilibres des RE. Dès lors, si les RE venaient à s'améliorer et à réduire leurs écarts,

le dimensionnement des réserves et donc les coûts de contractualisation diminueraient et l'incitation financière à s'équilibrer serait moins pénalisante pour les RE.

#### 4.2.1. Principe de l'option 2

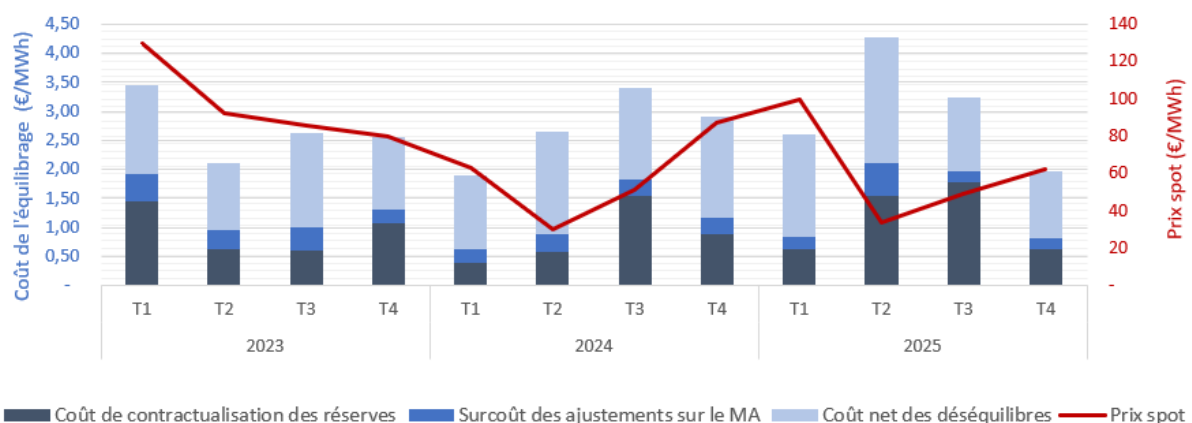
Cette option, privilégiée par RTE et proposée par l'opérateur dans son plan d'actions pour préparer la réduction de sa fenêtre opérationnelle, consisterait à faire porter aux RE une partie du coût de contractualisation des réserves d'équilibrage, à proportion de leurs déséquilibres. Ainsi, cette option incite les RE à réduire le dimensionnement des réserves dans la durée en s'équilibrant mieux. Le fonctionnement actuel de la matrice du PRE resterait inchangé, cette participation financière des RE prenant la forme d'un nouveau mécanisme *ad-hoc*.

Il s'agirait d'une évolution du cadre de régulation en vigueur, le coût de contractualisation des réserves étant actuellement entièrement porté par les consommateurs à travers le TURPE. La CRE a approuvé ce principe depuis plusieurs périodes tarifaires, considérant une distinction entre des coûts d'activation en énergie d'équilibrage en temps réel supportés par les RE à proportion de leurs déséquilibres et des coûts de contractualisation des réserves en amont du temps réel supportés directement par les consommateurs *via* le TURPE. Ce principe trouvait une logique dans le fait que les variations de consommation des consommateurs étaient l'origine principale des déséquilibres et donc de la nécessité de contractualiser des réserves d'équilibrage, ce qui est désormais moins le cas à mesure que progresse la part d'énergie intermittente dans le mix de production national.

D'autres modèles de répartition des coûts de contractualisation des réserves sont cependant possibles, et sont mis en œuvre dans d'autres pays européens. Dans les modèles des GRT grec et portugais, les coûts de contractualisation des réserves secondaire et tertiaire sont par exemple entièrement supportés par les RE. D'autres pays présentent des systèmes hybrides de portage des coûts des réserves. En Espagne, la réserve secondaire est financée par les RE et les utilisateurs du réseau tandis que la réserve tertiaire est entièrement financée par les utilisateurs du réseau. En Suède et en Finlande, la réserve secondaire est entièrement financée par les RE et la réserve tertiaire est financée par les utilisateurs et les RE. En Norvège, la réserve secondaire est entièrement financée par les utilisateurs du réseau et la réserve tertiaire est financée par les utilisateurs du réseau et par les RE.

Sur le plan des coûts qui seraient sujets à cette éventuelle répartition, ceux-ci ont connu une hausse significative au cours du printemps-été 2025, mais sur le temps plus long restent relativement contenus lorsqu'ils sont rapportés aux MWh consommés en France, comme l'indique le graphique ci-dessous (les nouveaux coûts qui seraient supportés par les RE correspondent à tout ou partie de la brique bleu foncé, qui correspond aux coûts de contractualisation de RTE pour les réserves d'équilibrage).

Figure 8 Coût de l'équilibrage rapporté à la consommation – comparaison avec le spot [€/MWh]



La nécessité de faire émerger de nouveaux gisements d'équilibrage plus réactifs, notamment *via* la refonte des produits de réserve tertiaire récemment approuvée par la CRE, pourrait orienter ces coûts à la hausse à court terme. En régime nominal, ceux-ci pourraient cependant revenir à des niveaux proches des niveaux actuels une fois que ces gisements auront été développés. Le niveau exact que

constituerait cette incitation additionnelle lorsqu'elle entrerait en vigueur, ainsi que son évolution sur le temps long, sont donc difficiles à anticiper avec précision à ce stade.

Quelles que soient les modalités pratiques retenues, la CRE estime que le principe d'un financement de tout ou partie des réserves d'équilibrage par les RE présenterait l'avantage de sensibiliser directement ceux-ci au coût de ces réserves, qui sont désormais en grande partie, la conséquence de leurs déséquilibres résiduels en amont de la fenêtre opérationnelle. Un cercle vertueux, induisant une diminution progressive des réserves à contractualiser du fait de cette sensibilisation directe vis-à-vis des coûts de contractualisation, pourrait être obtenu et serait dès lors bénéfique pour le système.

La CRE identifie cependant plusieurs points d'attention vis-à-vis de la mise en œuvre d'une incitation de ce type :

- en tant que nouveau mécanisme à mettre en œuvre, cette option induirait une complexité opérationnelle, ainsi que des développements à réaliser pour l'ensemble des acteurs, RTE inclus.
- la CRE s'interroge sur le caractère peu réactif d'une incitation financière de ce type, et donc sur sa capacité réelle à induire des changements de stratégie de la part des acteurs, les RE supportant les coûts de leurs déséquilibres avec un décalage d'un an dans la proposition de RTE.
- la CRE s'interroge sur la date de mise en œuvre la plus adaptée pour une option de ce type, dans la perspective de la réduction de la fenêtre opérationnelle de RTE au 1<sup>er</sup> janvier 2029. A cet égard, RTE propose une mise en œuvre dès l'année 2028, afin que la diminution éventuelle des déséquilibres des RE du fait de cette nouvelle incitation puisse se matérialiser dès le passage en fenêtre opérationnelle réduite.

**Question 16** Etes-vous favorable au principe de financement des coûts de contractualisation des réserves d'équilibrage par les RE, *via* un mécanisme *ad-hoc* distinct du PRE ?

**Question 17** Quels avantages et/ou effets de bord identifiez-vous pour une option de ce type ?

**Question 18** Afin de préparer au mieux l'échéance du 1<sup>er</sup> janvier 2029, quelle date de mise en œuvre de cette évolution vous semblerait la plus pertinente ?

**Question 19** Pour les RE, comment intégreriez-vous cette incitation *ex post* dans votre stratégie d'équilibrage ? Identifiez-vous ce type d'incitation comme un levier à même de provoquer une diminution des déséquilibres observés en entrée de fenêtre opérationnelle ?

### 4.2.2. Modalités opérationnelles envisagées pour la mise en œuvre de l'option 2

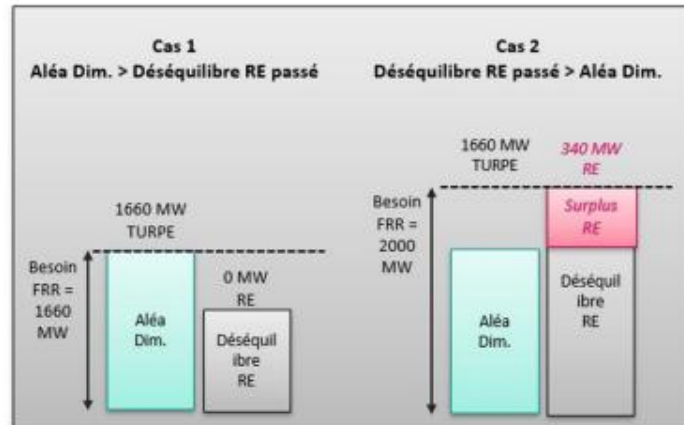
S'agissant de la mise en œuvre de cette option 2 de financement des réserves d'équilibrage par les RE, la CRE, comme RTE, identifie trois grands ensembles de modalités possibles. Celles-ci ont fait l'objet de premiers échanges entre RTE et les acteurs au cours de l'année écoulée dans le cadre de la concertation RE, certaines d'entre elles ayant notamment été proposées par RTE dans le cadre d'un appel à contributions mené au printemps 2025.

Parmi les modalités générales envisagées, RTE propose que la contribution financière des RE soit fondée sur le calcul de leurs déséquilibres observés lors de l'année précédente. Au cours d'un semestre donné de l'année N, les RE contribueraient aux coûts de contractualisation de RTE de ce semestre, sur base de leurs déséquilibres observés sur le même semestre de l'année N-1.

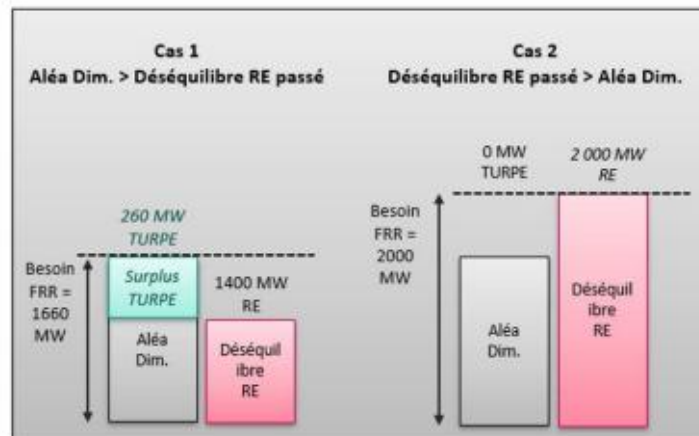
Les trois grands ensembles de modalités envisagées se différencient par la manière de répartir les coûts de contractualisation entre RTE et les RE.

Le **premier ensemble de modalités** envisageables consisterait à faire porter le coût de contractualisation des réserves par les consommateurs *via* le TURPE à hauteur de l'aléa dimensionnant (soit environ 1,6 GW dans le sens hausse et 1,2 GW dans le sens baisse), tandis que le coût de contractualisation du surplus dû aux écarts des RE observés sur l'année précédente serait porté par les RE. Ainsi, si les RE sont plutôt performants et que les déséquilibres ne dépassent pas l'aléa

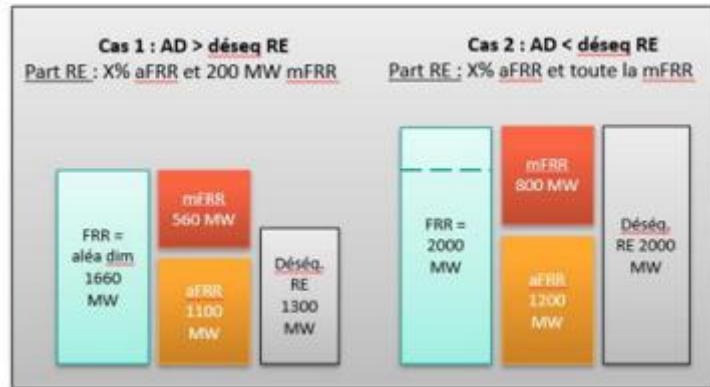
dimensionnant (cas 1), les RE ne paient rien. Dans le cas contraire (cas 2), les RE contribuent aux coûts de contractualisation des réserves à hauteur de la différence entre leurs écarts et l'aléa dimensionnant.



Le **deuxième ensemble de modalités** envisageables pour cette option viserait à être davantage incitatif, et consisterait à faire porter le coût de contractualisation des réserves par les RE à hauteur de l'ensemble de leurs déséquilibres observés sur l'année précédente. Si le dimensionnement des réserves est égal à l'aléa dimensionnant (cas 1), les RE contribuent à hauteur de leurs déséquilibres et le reste est porté par le TURPE. Dans le cas contraire (cas 2), les RE financent l'intégralité des réserves (à hauteur de leurs déséquilibres).



Enfin, le **troisième ensemble de modalités** envisageables pour cette option, privilégié par RTE à date, consisterait à différencier le portage des coûts par le RE selon le type de réserve d'équilibrage. La réserve secondaire étant dimensionnée pour résorber des déséquilibres sur une maille plus fine que le pas de règlement des écarts de 15 minutes, la part de responsabilité des RE dans son dimensionnement est difficile à évaluer. Un RE équilibré sur le pas de règlements des écarts peut pourtant avoir d'importants déséquilibres au sein de ce pas de temps, déséquilibres à l'origine du besoin en réserve secondaire. A ce stade, dans ces modalités, RTE proposerait de faire porter aux RE 33% du coût de contractualisation de la réserve secondaire, et de leur faire porter les coûts de contractualisation de la réserve tertiaire à hauteur de leurs déséquilibres observés sur l'année précédente. Ainsi, si le dimensionnement est égal à l'aléa dimensionnant (cas 1), les RE payent une partie de la réserve tertiaire correspondant à leurs déséquilibres moins la réserve secondaire. Le reste est porté par les consommateurs *via* le TURPE. Sinon (cas 2), les RE financent l'intégralité de la réserve tertiaire. Dans les deux cas, ils payent également 33% de la réserve secondaire.



**Question 20** Pour cette option 2, quel ensemble de modalités (premier, deuxième, troisième) trouvez-vous le plus approprié, et pourquoi ?

**Question 21** Avez-vous d'autres modalités de mise en œuvre de cette option 2 à proposer ?

#### 4.3. Option 3 : Modification de la matrice de calcul du PRE

##### 4.3.1. Formes potentielles d'une incitation supplémentaire *via* le PRE

Le renforcement des incitations à l'équilibre adressées aux RE pourrait également être réalisé à cadre opérationnel constant, *via* une révision de la matrice de calcul du PRE pour rendre celui-ci plus incitatif qu'actuellement.

La méthodologie européenne dite « *ISH* », adoptée par la décision n°18/2020 de l'ACER et qui encadre et les principes de construction du PRE, permet en effet de rendre le PRE plus incitatif que la « simple » représentation des coûts réels d'activation pour l'équilibrage du système, en ajoutant des composantes additionnelles de prix dans le calcul de celui-ci. Deux types de composantes sont autorisés par cette méthodologie : une composante incitative et une composante de pénurie. Ces deux composantes ne sont pas exclusives, elles peuvent être combinées. Par ailleurs, ces composantes peuvent être mises en œuvre de manières différentes selon l'objectif recherché par cette incitation additionnelle.

- Coefficient incitatif : l'incitation a lieu tout le temps. La composante incitative vise à réduire le gain lié à un potentiel arbitrage des RE entre les prix de marché et le prix de l'équilibrage. Par exemple, il peut permettre de s'assurer que le PRE est nécessairement supérieur au prix du marché Spot ou du marché infra-journalier, afin d'éviter un arbitrage avec ces marchés. Il peut :
  - o inciter à être équilibré : il est appliqué identiquement si le système est en tendance hausse ou baisse. Dans cette option, les RE sont donc incités à réduire leurs écarts de manière générale.
  - o inciter à être en contre-tendance : il est appliqué différemment si le système est en tendance hausse ou baisse. Dans cette option, les RE en contre-tendance auraient des PRE plus favorables que les RE dans le sens du déséquilibre.
- Coefficient de pénurie : L'incitation est plus forte lors des situations de déséquilibres élevés. Cette option augmenterait l'intérêt de l'ensemble de la communauté des RE à ne pas dépasser un plafond de déséquilibre qui serait défini en amont. Il peut compléter le coefficient incitatif en exacerbant son effet dans des cas de situations tendues pour la gestion du réseau électrique.

A date, le PRE en France ne comporte aucune de ces composantes. En revanche, plusieurs pays européens incluent des composantes de ce type dans le calcul de leur PRE<sup>3</sup> :

|                  | Coefficient incitatif | Coefficient de pénurie |
|------------------|-----------------------|------------------------|
| <b>Allemagne</b> | X                     | X                      |
| <b>Autriche</b>  | X                     | X                      |
| <b>Belgique</b>  | X                     |                        |
| <b>Italie</b>    | X                     |                        |
| <b>Finlande</b>  | X                     |                        |

En combinant ces différents éléments, plusieurs modalités sont donc envisageables selon les objectifs visés :

|                     | Coefficient incitatif | Coefficient de pénurie | Objectif visé                                     |
|---------------------|-----------------------|------------------------|---|
| <b>Modalités 3A</b> | X                     |                        | inciter les RE à être à l'équilibre               |
| <b>Modalités 3B</b> | X                     |                        | Inciter les RE à être en contre-tendance          |
| <b>Modalités 3C</b> |                       | X                      | éviter les situations de déséquilibre trop élevés |
| <b>Modalités 3D</b> | X                     | X                      |   |

La CRE estime que ces différentes modalités présenteraient l'avantage d'inciter les RE directement *via* le PRE, et donc de façon plus réactive que le dispositif de portage du coût des réserves induisant une année de latence dans l'incitation financière adressée aux RE. Une incitation de ce type aurait également l'avantage d'être obtenue à cadre opérationnel constant, sans induire de nouvelle chaîne de facturation et donc de développements pour l'ensemble des acteurs par rapport au fonctionnement actuel.

La matrice PRE étant un objet complexe, la CRE estime cependant qu'il s'agirait d'une évolution délicate à mettre en œuvre, et que toute évolution de cette nature devra être étudiée avec le plus grand soin afin d'en déterminer les modalités exactes et d'éviter d'éventuels effets de bord. Par ailleurs, étant encadrée par les règlements européens, une évolution de ce type serait liée à un cadre réglementaire pouvant évoluer à court ou moyen terme. Toute évolution du cadre européen approuvé d'ici la mise en œuvre d'une option de ce type aurait vocation à être prise en compte dans le design final de cette mesure.

Enfin, de la même manière que pour un dispositif de portage des coûts des réserves par les RE, la CRE s'interroge sur la date de mise en œuvre la plus adaptée pour une option de ce type, dans la perspective de la réduction de la fenêtre opérationnelle de RTE au 1<sup>er</sup> janvier 2029.

**Question 22** Pensez-vous qu'une incitation additionnelle incluse dans le PRE est adaptée aux enjeux de réduction des déséquilibres des RE en entrée de fenêtre opérationnelle ?

<sup>3</sup> A l'inverse, à l'instar de la France, les pays suivants n'incluent ni de coefficient incitatif, ni de coefficient de pénurie : Suisse, Portugal, Danemark, et Espagne.

**Question 23** Selon vous, un coefficient incitatif doit-il avoir vocation à inciter les RE à être équilibrés ou plutôt à être en contre tendance ?

**Question 24** Pensez-vous qu'une incitation supplémentaire à être en contre-tendance peut être prise en compte aisément par les RE ?

**Question 25** Parmi les 4 modalités proposées, quels sont les avantages et les inconvénients que vous identifiez quant à la mise en œuvre de ces incitations ? Selon vous, quelles modalités (3a à 3d) sont les plus pertinentes pour préparer la réduction de la fenêtre opérationnelle en 2029 ?

**Question 26** Quels pourraient être les cas de déséquilibres caractérisant un système tendu ?

**Question 27** Afin de préparer au mieux l'échéance du 1<sup>er</sup> janvier 2029, quelle date de mise en œuvre vous semble la plus pertinente pour une nouvelle incitation de ce type ?

### 4.3.2. Répartition financière des recettes issues de cette incitation additionnelle

Aujourd'hui, l'ensemble des charges et des produits liées aux coûts d'activation pour l'équilibrage du système est compatibilisé dans le compte ajustement écart (ci-après, « CAE »), et réparti entre les RE à proportion de leurs écarts sur chaque pas de temps.

Conformément au Règlement (UE) 2017/2195, dit « Règlement EBGL », le processus de règlement doit garantir la neutralité financière du GRT. A ce jour, en France, cette neutralité est garantie par le pilotage du coefficient  $k$  permettant de garantir un CAE équilibré pour RTE.

Inclure une incitation supplémentaire dans la matrice du PRE reviendrait à facturer la communauté des RE au-delà du coût total des activations d'équilibrage réalisées par RTE, et aurait donc un impact sur le solde du CAE. La question se pose alors de continuer à assurer cette neutralité par le biais d'un CAE équilibré, ou par un autre moyen.

La CRE estime que deux cas de figures peuvent être envisagés :

Cas a : Les revenus issus de l'incitation financière additionnelle sont redistribués au sein de la communauté des RE afin de garder un CAE équilibré.

Dans un tel cas, les revenus additionnels générés par la nouvelle incitation peuvent soit être redistribués directement à travers le PRE, soit faire l'objet d'une redistribution *ad-hoc* afin de favoriser certains types de comportement de la part des RE (par exemple en cas de contre-tendance).

Cas b : Les revenus issus de l'incitation financière additionnelle sont répercutés sur les consommateurs à travers le TURPE et contribuent à réduire le coût de contractualisation des réserves. Le CAE serait alors déséquilibré.

Dans un tel cas, les revenus issus de l'incitation financière adressée aux RE seraient compatibilisés dans le TURPE, et contribueraient à diminuer le coût de contractualisation des réserves pour l'ensemble des usagers du réseau électrique. Cette option induirait donc un financement indirect d'une partie du coût des réserves par les RE. Au niveau européen, cette option est notamment mise en œuvre dans le système allemand.

**Question 28** Qu'est-ce qui vous paraît le plus adapté entre une redistribution entre les RE et une redistribution dans le TURPE ? Avez-vous d'autres propositions pour la redistribution des recettes liées à une nouvelle incitation ?

#### 4.4. Synthèse des options envisagées

En synthèse, les grandes options suivantes sont envisagées par la CRE à ce stade :

- maintien des incitations actuellement adressées aux RE, *via* le PRE (option 1) ;
- création d'un mécanisme *ad-hoc* visant à faire contribuer les RE au financement des réserves d'équilibrage de RTE, à proportion de leurs déséquilibres (option 2). Ce mécanisme serait mis en œuvre en complément du PRE, dont le fonctionnement demeurerait inchangé ;
- évolution de la matrice de fonctionnement du PRE, afin de rendre celui-ci plus incitatif *via* l'ajout de composantes de prix additionnelles (option 3).

**Question 29** Par ordre de préférence, comment classeriez-vous ces différentes options (option 1, option 2, option 3) ?

**Question 30** Avez-vous d'autres options à proposer ?

**Question 31** Avez-vous d'autres remarques ?