Réponse EDF - [RTE] RE | Consultation sur le projet de demande de dérogation relative au délai de mise en œuvre de la modification de l'heure de fermeture du guichet infrajournalier entre zones

EDF remercie RTE pour sa consultation sur son projet de demande de dérogation relative au délai de mise en œuvre de la modification de l'heure de fermeture du guichet infrajournalier entre zones.

EDF soutient le raccourcissement de l'heure de fermeture du guichet infrajournalier entre zones de 1 heure à 30 minutes avant le temps réel, comme prévu par la réforme du Market Design de l'électricité (UE 2024/1747). Cette mesure permettra de disposer d'un prix de marché reflétant plus fidèlement la situation de l'équilibre offre-demande, et offrira aux acteurs du marché la possibilité de rééquilibrer leur portefeuille au plus proche du temps réel et de réoptimiser leurs programmes de manière plus efficace que ne pourrait le faire les GRT via les mécanismes d'équilibrage. Cette évolution est particulièrement pertinente dans un contexte de pénétration croissante des énergies renouvelables.

Néanmoins, EDF souligne que la réduction du délai de neutralisation à 30 minutes entraîne une transformation significative de l'approche de RTE de la gestion de l'équilibrage et des congestions de réseau. Elle conduira en particulier RTE à renoncer à l'utilisation des produits de type Réserve Complémentaire (ou Replacement Reserve en anglais) pour équilibrer le système électrique.

Dès lors et bien qu'EDF appelle RTE à rester pleinement engagé dans la mise en œuvre de cette mesure, EDF comprend la demande de dérogation de RTE qui, conformément à l'article 8(1a) du règlement (UE) 943/2019, tel que modifié par la révision du Market Design, lui permettra de réaliser les adaptations nécessaires au passage à un délai de neutralisation à 30 minutes d'ici le 1er janvier 2029.

EDF souhaite par ailleurs, faire les commentaires suivants sur l'Etude d'impact (§2) et le Plan d'action (§3) de cette consultation :

Risque présumé de déséquilibres résiduels des RE en amont de la fenêtre opérationnelle

Dans son analyse d'impact relative à la sureté et aux coûts, RTE exprime en premier lieu sa préoccupation quant aux déséquilibres résiduels des Responsables d'Équilibre (RE) en amont de la fenêtre opérationnelle (§ 2.2). Sur ce point EDF, recommande à RTE de :

1. Réaliser un diagnostic quantifié des causes des déséquilibres actuels puis engager une concertation pour définir et mettre en œuvre des solutions ciblant directement ces causes ;

2. Réaliser des retours d'expérience (REX) sur l'impact global des nouveaux leviers (Pas 15', 96G, …) mis à la disposition des RE pour améliorer l'équilibrage ;

3. Interroger les acteurs, ou assurer un suivi, afin d'évaluer leur capacité à mieux s'équilibrer grâce à ces nouveaux leviers.

EDF invite RTE à ne pas présumer que les RE ne tireront pas pleinement parti des 30 minutes additionnelles pour s'équilibrer, et qu'il en découle l'imposition de coûts financiers supplémentaires.

Portage et mise en œuvre du plan d'action par RTE

Le plan d'action expose ensuite les chantiers prioritaires que RTE doit conduire pour assurer l'équilibrage du système électrique (EOD) et garantir la sûreté du réseau (RSO). Parmi les dispositions envisagées, EDF considère celles répondant aux besoins propres de RTE particulièrement sensibles :

- Renforcement des outils, des processus et du modèle de sûreté (§3.2).
- Evolution du mécanisme d'ajustement et de programmation pour intégrer davantage de flexibilité, notamment pour les énergies renouvelables, et fiabiliser les prévisions (§3.3).
- Sécurisation des capacités transfrontalières pour les activations via MARI nécessitant de renforcer la coordination avec les GRD pour une gestion plus efficace des congestions réseau d'ici 2029 (§3.6).

Ces chantiers structurants nécessitent que RTE mobilise l'ensemble des moyens nécessaires pour garantir leur aboutissement et leur fiabilité. Leur non-réalisation ne saurait justifier un transfert accru des coûts assurantiels vers les acteurs du système.

Compte tenu de leur impact potentiel, il est essentiel (i) d'associer pleinement les acteurs à la conception des mécanismes et solutions techniques afin d'identifier les options les plus efficaces à l'échelle du système, et (ii) de leur offrir une visibilité suffisante sur les modalités de mise en œuvre, afin qu'ils puissent adapter en conséquence le développement de leurs systèmes d'information et automatismes.

Développement des gisements mFRR

EDF accueille favorablement les propositions formulées par RTE (§3.1) concernant la refonte du processus de contractualisation des réserves mFRR/RR (RR-RC), lesquelles s'inscrivent dans le cadre de la mise en œuvre des dispositions européennes relatives au marché de l'électricité.

EDF considère que le calendrier envisagé par RTE pour le lancement des nouveaux appels d'offres mFRR, à la hausse comme à la baisse, demeure ambitieux. Comme l'indique RTE, les volumes disponibles lors de ces lancements devraient rester limités.

Concernant l'arrêt du mécanisme Réserve Complémentaire historique, il convient de donner de la visibilité aux acteurs en vue de leur permettre d'étudier l'impact économique sur leurs actifs.

Par ailleurs, EDF demande à RTE davantage de transparence, notamment sur la méthode de dimensionnement qui sera appliquée dès le lancement de ces nouveaux appels d'offres mFRR.

Portage du coût de contractualisation des réserves FRR par les RE

EDF s'oppose à la proposition de RTE visant à transférer des utilisateurs réseau aux RE une partie du coût de contractualisation des réserves d'équilibrage (§2.2) présentée sous forme d'incitation financière (§3.5 et §3.7). En effet, une telle mesure ne tient pas compte des spécificités actuelles du système électrique, ni des efforts déjà fournis par les RE pour contribuer à son bon fonctionnement.

La définition des besoins en réserve d'équilibrage relève de la responsabilité du gestionnaire de réseau, en lien direct avec la structure du mix énergétique (capacité des moyens à contribuer à l'équilibrage, prévisibilité des EnR, nature des aléas, etc.) et les règles d'accès au marché (obligations de programmation, incitations à l'équilibrage, participation des nouveaux actifs, etc.). Il est à noter que les besoins en aFRR augmentent déjà, indépendamment de la réduction

du délai de neutralisation prévue pour 2029. Par ailleurs, on notera que les réserves secondaires sont principalement mobilisées pour corriger des déviations de fréquence liées aux pas de marché (DFDs). Ces déséquilibres ne relèvent pas de la responsabilité des responsables d'équilibre (RE), qui ne peuvent les éviter. Par conséquent, le coût des réserves contractées pour y faire face ne devrait pas leur être imputé.

Selon le code de l'Energie, c'est au gestionnaire de réseau qu'incombe la responsabilité de l'exploitation du système électrique. EDF considère donc que le coût des réserves doit être supporté par RTE, qui dispose de la vision d'ensemble et des leviers nécessaires pour en assurer une gestion optimale.

Transférer ces coûts aux RE risquerait assurément de réduire les incitations de RTE à optimiser le dimensionnement des réserves et à adapter les règles de marché. Les RE, de leur côté, sont déjà fortement incités à équilibrer leur périmètre, notamment via le prix de règlement des écarts, renforcé depuis 2023 par l'activation au merit order du réglage secondaire de fréquence.

Par ailleurs, faire porter aux RE un coût additionnel, incertain et difficilement prévisible, entraînerait une hausse des prix pour les consommateurs, les fournisseurs intégrant une prime de risque dans leurs offres. Ce surcoût serait mécaniquement plus élevé qu'un financement via le TURPE, car RTE disposant des leviers supporterait des coûts moindres in fine. Le fait de ne pas faire porter ces risques et coûts aux RE minimise ainsi les coûts pour l'ensemble du système électrique.

Enfin, plusieurs évolutions récentes du marché (pas de 15 minutes, généralisation des guichets, nouveaux indicateurs de programmation) modifient profondément les pratiques des RE. Il serait prématuré d'ajouter une contrainte financière supplémentaire sans avoir évalué les effets de ces changements.