ORIENTATIONS RELATIVES AUX MODALITES DE FINANCEMENT DES COUTS DE CONTRACTUALISATION DE LA RESERVE FRR PAR LES RESPONSABLES D'EQUILIBRE

Réponse ENGIE

Le 13 mai 2025

Contexte :

RTE souhaite inciter davantage les RE à arriver **équilibrés en entrée de fenêtre opérationnelle**, au regard de leur connaissance de la production et/ou de la consommation de leur portefeuille.

Des écarts significatifs en entrée de fenêtre opérationnelle se traduisent potentiellement par une augmentation des volumes de réserves à contractualiser, nécessaire pour que RTE dispose des leviers suffisants d'équilibrage, avec en corollaire une augmentation des coûts de contractualisation des réserves, coûts répercutés aujourd'hui sur les utilisateurs du réseau (consommateurs principalement) via le TURPE.

Pour parvenir à cet objectif, RTE s'interroge sur un nouveau levier financier consistant à **associer les RE responsables d'une augmentation des réserves au portage du coût de ces réserves.**

Synthèse du positionnement ENGIE :

Les principaux messages sont les suivants :

1. ENGIE s'est toujours positionné pour une séparation claire entre la capacité d'équilibrage (financée par le TURPE) et l'énergie d'équilibrage (financée par les RE).
2. L'incitation des RE à équilibrer leur périmètre passe par le mécanisme des Ecarts. S'il est démontré que ce mécanisme est perfectible ou que l'incitation est insuffisante, une démarche d'évolution doit être initiée et concertée.
3. Un transfert des couts de capacité ne peut raisonnablement s'envisager qu'à partir du moment où les RE ont les moyens d'agir sur leurs déséquilibres au plus proche du temps réel. On ne peut pas pénaliser (au-delà des écarts) sans leur donner les moyens d'agir. L'approche centralisée et proactive de RTE n'est aujourd'hui pas compatible.
4. Ce transfert, s'il est confirmé, ne pourrait dans tous les cas intervenir avant l'année 2030 (base DN 30')
5. Si un cout de capacité devait être porté par les RE, ce ne pourrait être que pour les seules capacités de mFRR, et au-delà du seuil fixé pour couvrir un aléa dimensionnant, soit actuellement 1 000 MW.

6. Si une part des couts de capacité mFRR devait être portée par les RE, alors les coûts à la hausse devraient être répartis proportionnellement à l'ensemble des écarts RE dans le sens de la tendance et de sens négatifs, et les coûts de mFRR à la baisse proportionnellement à l'ensemble des écarts RE dans le sens de la tendance et de sens positifs.

Question n°1 : Quelles sont vos observations sur les deux options proposées pour répartir les coûts de FRR entre les utilisateurs de réseau et les RE ? Par ailleurs, merci de nous faire part de vos commentaires sur la proposition de mise en œuvre initiale de l'option A, assortie d'une réévaluation à l'horizon 2030.

Remarque préliminaire sur la forme :

Avant toute chose, nous nous étonnons de l'approche RTE dans le cadre de cette consultation. L'idée d'un transfert des couts de contractualisation aux RE a été « évoquée » pour la première fois le 23/01/2025 (GT RE n°3 slide 46 : « Préparer un portage du cout de contractualisation des réserves par les RE », sans précisions additionnelles, mais avec l'annonce d'un appel à contributions imminent).

Or, dans cet appel à contributions, la question préliminaire cruciale et structurante questionnant les acteurs sur la pertinence de ce transfert n'est pas évoquée. Le document se lance d'emblée et dès la première question sur une description détaillées des modalités et options. Cette question préliminaire manque et donne la désagréable impression d'un passage en force.

Remarque préliminaire sur le fond :

Lors des travaux sur la réglementation européenne EBGL, ENGIE s'est toujours positionné pour une séparation claire entre la capacité d'équilibrage (financée par le TURPE) et l'énergie d'équilibrage (financée par les RE). Bien que l'option de transfert d'une partie des coûts de capacité d'équilibrage aux RE soit finalement retenue à l'article 44.3, ENGIE maintient sa position.

L'incitation des RE à équilibrer leur périmètre passe par le mécanisme des Ecarts. S'il est démontré que ce mécanisme est perfectible ou que l'incitation est insuffisante, une démarche d'évolution doit être initiée et concertée.

Un transfert des couts de capacité ne peut raisonnablement s'envisager qu'à partir du moment où les RE ont les moyens d'agir sur leurs déséquilibres, notamment à l'approche du temps réel. Ce n'est pas le cas actuellement. La fenêtre opérationnelle couvre aujourd'hui entre 1 et 2 heures avant le temps réel (quasi 2 heures pour un aléa survenu à 14h01 : le RE ne peuvent rééquilibrer leur périmètre qu'à partir de 16h).

Pour toute déviation à l'intérieur de cette fenêtre, le RE n'a pas les moyens ni le droit d'agir : c'est le modèle d'équilibrage centralisé et proactif opéré en France par RTE. Il n'est donc pas normal de sanctionner les RE sur cette fenêtre au-delà de l'actuelle pénalisation au prix des écarts alors qu'ils n'ont pas les moyens d'agir.

ENGIE n'est pas favorable à un portage des couts de contractualisation par les RE en général, et dans le système actuel d'équilibrage, centralisé et proactif en particulier.

A minima, ce transfert, s'il est confirmé, ne pourrait intervenir avant l'année 2030, date à laquelle les déséquilibres réalisés pris en compte dans le calcul des réserves seront ceux de 2029, soit l'année de

passage à une fenêtre opérationnelles réduite (cf. délai de neutralisation de 30 minutes). ENGIE désapprouve une application dès 2028, sauf à réduire le DN dès 2027.

Remarque sur le lien entre réserves FRR et responsabilité des RE :

RTE propose un portage des coûts de contractualisation de FRR aux RE.

Ces couts FRR sont la somme des couts de contractualisation de 2 types de réserves :

- l'aFRR (*Automatic Frequency Restoration Reserve*)
- la mFRR (*Manual Frequency Restoration Reserve*).

Comme décrit dans l'Accord de bloc RFP Annexe I, le besoin de capacité aFRR prend en compte la différence entre l'écart de réglage en boucle ouverte en moyenne 1 minute et l'écart de réglage en boucle ouverte en moyenne 30 minutes (boucle ouverte : avant activation de l'aFRR).

Un grand déséquilibre de la part d'un RE mais qui serait stable dans la durée (avec faible pente sur une fenêtre de 30 minutes), n'entrainerait donc pas une augmentation du volume aFRR à contractualiser.

Il nous semble donc que ces écarts sont davantage liés à la volatilité de certains types d'actifs (consommation, production renouvelable), aux fortuits potentiels ou aux écarts brusques occasionnés par l'échange de blocs aux interconnexions que par une imprécision de prévision ou à un défaut réprimandable des RE. Il ne nous semble pas justifié d'imputer d'emblée ces couts aux RE.

Si un cout de capacité devait être porté par les RE, ce ne pourrait donc être que pour les seules capacités de mFRR, au-delà du seuil fixé pour couvrir un aléa dimensionnant, soit actuellement 1 000 MW.

Avis sur les options proposées (objet de la question 1)

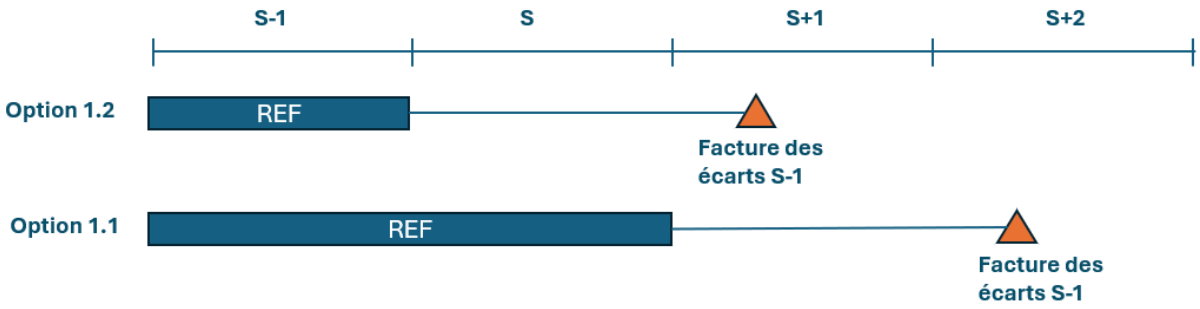
Si ce portage par les RE devait être imposé et sous condition qu'il ne s'applique qu'à compter de la mise en application du DN 30', alors ENGIE serait favorable à l'option A, soit un portage des couts de réserve liés à la couverture de l'aléa dimensionnant par les utilisateurs du réseau (TURPE), et un portage du surplus par les RE.

Question n°2 : Pourriez-vous nous partager vos observations et avis sur les options 1.1 et 1.2 du paramètre n°1 ?

Notre compréhension est la suivante :

- Option 1.2 : taux « semestriel »
  - Le taux RE est calculé en S sur base des données S-1
  - Le taux RE s'appliquera sur les couts de contractualisation de S+1
  - L'allocation aux RE se fera mensuellement en S+1 sur base de leurs déséquilibres en S-1
  - **La facture de régularisation aux RE s'effectue en M+12**

- Option 1.1 (taux bi-semestriel)
    - Le taux RE est calculé en S sur base des données S-1
    - Le taux RE est calculé en S+1 sur base des données S
    - Le taux RE est moyenné et s'appliquera sur les couts de contractualisation de S+2 et S+3
    - L'allocation aux RE se fera mensuellement en S+2 sur base de leurs déséquilibres en S-1
    - **La facture de régularisation aux RE s'effectue en M+18.**



ENGIE n'est pas favorable à un scénario consistant à régulariser les écarts en M+18. C'est le cas de l'option 1.1 et cela crée beaucoup d'incertitude pour les RE ainsi que des difficultés en cas de contestation des données. Cela va en outre à l'encontre des évolutions récentes consistant à réduire la durée du processus Ecarts (cf. fusion des processus Ecarts / Récotemp, avec débouclage en M+12 au plus tard). Le gain du scénario 1.1 est en outre faible (cf. simulation RTE démontrant un faible écart entre les taux moyennés et les taux par semestre).

ENGIE préconise l'option 1.2 du paramètre 1.

Question n°3 : Pourriez-vous nous partager vos observations et avis sur les options 2.1 et 2.2 du paramètre n°2 ?[2]

L'option 2.1 moyenne les taux RE hausse et baisse sur chaque pas de dimensionnement de la FRR (ex : sur chaque pas 4 heures), alors que l'option 2.2 différencie les deux taux.

Le moyennage des taux peut conduire à des incitations incohérentes. Prenons l'exemple d'un système long sur S-1 qui induirait un taux RE hausse proche de 0% et un taux RE baisse significatif. Si le cout de contractualisation à la hausse en S+1 est élevé, un moyennage des taux reviendrait à pénaliser injustement les RE courts qui ont pourtant contribué à aider le système.

Même si cela induit une certaine complexité côté RTE (12 valeurs de taux par semestre sur base d'un pas de contractualisation de 4 heures), **nous sommes favorables à l'option 2.2 du paramètre 2**.

Côté acteur, étant favorables à l'option 3.1 du paramètre 3 ci-dessous, nous n'aurons à prendre en compte que 2 valeurs de taux par semestre.

Question n°4 : Pourriez-vous nous partager vos observations et avis sur les options 3.1 et 3.2 du paramètre n°3 ?

RTE propose deux options pour le paramètre 3 :

- Option 3.1 : moyenne journalière des taux RE, en différenciant Hausse et Baisse
- Option 3.2 : Taux RE par pas de dimensionnement (6 valeurs de taux par direction dans le cas d'un pas de dimensionnement FRR de 4 heures).

Si les surcouts par période sont structurels, alors il serait effectivement souhaitable de profiler le taux RE conformément à l'option 3.2 pour éviter le portage de couts FRR par les RE sur les périodes sans surcout RE. Si par contre les surcouts sont plus incertains, volatils et davantage conjoncturels, alors nous sommes plutôt favorables à la solution moyennée de l'option 3.1. En l'état, nous manquons de profondeur de données pour nous positionner.

En l'absence d'analyse plus complète, et afin de disposer d'une grille de lecture plus lisible, nous privilégions l'**option 3.1 du paramètre 3.**

Question n°5 : Au regard de vos observations et analyses, avez-vous un avis à partager sur les trois options présentées ci-dessus ?

Les différentes options envisagées portent toutes sur l'écart du RE :

- **Option 1** : la Part RE du coût de contractualisation de FRR est proportionnellement répartie sur l'ensemble des écarts de RE, sans distinction de son sens ou impact sur le déséquilibre global.
- **Option 2** : la Part RE du coût de contractualisation de FRR est proportionnellement répartie sur l'ensemble des écarts de RE allant dans la même tendance que le système électrique.
- **Option 3** : la Part RE du coût de contractualisation de FRR à la Hausse (respectivement Baisse) est proportionnellement répartie sur l'ensemble des écarts de RE en tendance et négatifs (respectivement positifs).

Si une part des couts de capacité mFRR devait être portée par les RE, alors les coûts à la hausse devraient être répartis proportionnellement à l'ensemble des écarts RE dans le sens de la tendance et de sens négatifs, et les coûts de mFRR à la baisse proportionnellement à l'ensemble des écarts RE dans le sens de la tendance et de sens positifs.

C'est la solution la plus juste, et correspond à la 3ième option. **ENGIE est donc favorable à l'option 3**.

Question n°6 : Au regard de vos observations et analyses, avez-vous un avis à partager sur les options 1 bis, 2 bis et 3 bis ?

RTE propose une alternative consistant à répartir les coûts de contractualisation en fonction des écarts pendant les périodes dites « de pénurie », c'est-à-dire lorsque le déséquilibre du système excède l'aléa dimensionnant. Seules les déséquilibres pendant ces périodes seraient utilisés pour répartir la part RE. Cette alternative est proposée pour les 3 options précédentes.

La pénalité est donc d'autant plus importante que le déséquilibre, potentiellement lié à un aléa indépendant de la qualité des prévisions du RE, aggrave une situation globale déjà critique.

Elle expose les RE à une double peine :

- Des coefficients potentiellement très élevés pendant des périodes de tension (jusqu'à 100€/MWh d'après les simulations RTE).
- Des prix des écarts élevés impactés par ces mêmes tensions du système.

Cette modalité n'est pas souhaitable et la pénalité résultante s'éloigne du mécanisme incitatif souhaité (un RE très précis dans ses prévisions qui subit néanmoins un aléa de production 30' avant le temps réel pendant une période où le réseau est malheureusement court, va s'exposer à des couts de déséquilibres colossaux, alors même qu'il n'avait aucun moyen de faire autrement).

Nous ne sommes pas favorables à cette option alternative.

Question n°7 : Au regard de vos besoins et contraintes, à quelle échéance estimez-vous nécessaire que les orientations relatives aux modalités de financement des réserves FRR par les RE soient définies, afin de permettre une mise en œuvre effective au plus tard au 1er janvier 2028 ?

Ce transfert, s'il est confirmé, ne devrait pas intervenir avant l'année 2030, date à laquelle les déséquilibres réalisés pris en compte dans le calcul des réserves seront ceux de 2029, soit l'année de passage à une fenêtre opérationnelles réduite (cf. délai de neutralisation de 30 minutes). ENGIE désapprouve une application dès 2028, sauf à réduire le DN dès 2027.

Question n°8 : Identifiez-vous d'autres éléments qui n'auraient pas été abordés dans cet Appel à Contribution et que vous jugez nécessaires à la mise en œuvre de cette évolution ? Si oui, pouvez justifier ce besoin ?

RAS

* * *