Orientations relatives aux modalités de financement des coûts de contractualisation de la réserve FRR par les Responsables d'Equilibre

Appel à Contributions

du 14 avril au 09 mai 2025

Table des matières

PARTIE 1 : EXPOSES DES MOTIFS 3
1.1 Contexte 3
1.2 Cadre réglementaire 4
1.3 Nouvelle méthode de dimensionnement de la FRR 4
1.4 Objets de l'Appel à Contributions 6
1.5 Calendrier et état des lieux de la concertation 7
PARTIE 2 : REPARTITION DES COUTS ENTRE UTILISATEURS DE RESEAUX ET RE 8
2.1 Philosophie de répartition des coûts de FRR entre le TURPE et les RE 9
2.1.1 Option A. Aléa dimensionnant et surplus dû au déséquilibre RE 9
2.1.2 Option B. Déséquilibre dû aux écarts RE et surplus dû à l'aléa dimensionnant 11
2.2 Paramètres de fixation des taux et simulations 13
2.3.1 Paramètre n°1. Distinction de taux par semestre 14
2.3.2 Paramètre n°2. Distinction des taux par sens 16
2.3.3 Paramètre n°3. Distinction des taux par pas de dimensionnement 18
2.3 Calcul de la Part RE du coût de contractualisation de la FRR 20
3.1 Construction d'un mécanisme incitatif 22
3.2 Options envisagées pour la détermination de la grandeur d'indexation 23
3.2.1 Option 1. Tout écart du périmètre RE 24
3.2.2 Option 2. Ecarts en tendance du périmètre RE 25
3.2.3 Option 3. Ecarts en tendance et par sens du périmètre RE 26
3.2.4 Option bis. Ajout d'un critère de pénurie aux options 1, 2 et 3 27
PARTIE 4 : MODALITES DE MISE EN ŒUVRE 30
ANNEXES 31
Annexe 1. Coefficients simulés sur le semestre hiver 2023/2024 pour tous les paramètres et par options de recouvrement 31
Annexe 2. Coefficients simulés sur le semestre été 2024 pour tous les paramètres et par options de recouvrement 32
Annexe 3. Coefficients simulés sur le semestre hiver 2023/2024 pour tous les paramètres et par options de recouvrement avec critère de pénurie 33
Annexe 4. Coefficients simulés sur le semestre été 2024 pour tous les paramètres et par options de recouvrement avec critère de pénurie 34

PARTIE 1 : EXPOSES DES MOTIFS

1.1 Contexte

À la suite de la crise énergétique au sein de l'Union Européenne (UE) lors de l'hiver 2022/2023, la Commission Européenne (CE) a mené des travaux pour ajuster le marché de l'électricité européen afin de le rendre plus résilient, de réduire l'impact des prix du gaz sur les factures d'électricité et de favoriser la transition énergétique. Après une consultation publique, la Commission Européenne a fait une proposition d'évolution du règlement européen en mars 2023. Le parcours législatif européen s'est ensuite déroulé avec des modifications du texte par le conseil européen et le parlement. Ainsi, le Règlement (UE) 2024/1747 du Parlement européen et du Conseil du 13 juin 2024 modifie les règlements (UE) 2019/942 et (UE) 2019/943 en ce qui concerne l'amélioration de l'organisation du marché de l'électricité de l'UE. L'un des objectifs du texte proposé par la CE est de favoriser l'intégration des énergies renouvelables au sein du marché et laisser plus de temps aux acteurs pour s'équilibrer. Pour cela, elle propose de réduire le délai de neutralisation de 60 à 30 minutes.

« *Les NEMOs (Nominated Electricity Market Operator) permettent aux acteurs du marché d'échanger de l'énergie aussi près du temps réel que possible et au moins jusqu'à la fermeture des guichets entre bidding zones infrajournalières. À partir du 1er janvier 2026, l'heure de fermeture du guichet (intraday cross zonal gate closure time) ne doit pas être supérieure à 30 minutes par rapport à l'heure de livraison. Les autorités de régulation d'un Etat Membre peuvent à la demande du gestionnaire du réseau de transport concerné accorder une dérogation allant jusqu'au 1er janvier 2029.* »

Le Staff Working Document de la CE, accompagnant les propositions d'évolution, met en évidence les bienfaits de cette mesure pour les acteurs de marché. Cette mesure est considérée comme un élément clé pour l'intégration des énergies renouvelables dans le marché de l'électricité. Elle permettra aux acteurs d'actualiser, au plus proche du temps réel, leurs prévisions de production et de consommation, qui dépendent fortement des prévisions météo. Les échanges permis jusqu'à 30 minutes avant le temps réel permettront aux acteurs d'optimiser l'équilibrage de leur périmètre d'équilibre.

Les études de RTE relatives à la Transformation du Système Electrique mettent en lumière que les besoins en flexibilités d'équilibrage augmenteront relativement peu à l'horizon 2030 et 2035 par rapport aux besoins en flexibilités structurelles, régulières et dynamiques, qui représenteront plusieurs GW d'ici 2030.

Cependant, si les marchés de l'énergie et le cadre régulatoire échouent à renvoyer les bons signaux et les bonnes incitations aux responsables d'équilibre (RE) pour anticiper et mobiliser ces types de flexibilités en amont de la fenêtre opérationnelle de RTE via les marchés de gros, ces besoins se reporteront sur l'équilibrage opéré par RTE. Si les écarts de RE sont trop significatifs, RTE devra s'assurer à tout moment que les leviers existent en quantité suffisante pour équilibrer le système, ce qui peut passer par une augmentation des volumes de réserves contractualisées et *in fine* une augmentation des coûts de contractualisation des réserves portés par RTE et pour le moment répercutés aux utilisateurs du réseau (consommateurs principalement) via le TURPE. Au global, cela coûtera dans l'ensemble plus cher à la collectivité. Ainsi, la réussite du modèle voulu par l'Union Européenne est conditionnée au fait que les RE arrivent les plus équilibrés possible (en moyenne pour chaque pas de règlement des écarts) en entrée de fenêtre opérationnelle au regard de leur connaissance de la production et/ou de la consommation de leur portefeuille.

Il est donc essentiel que les RE disposent des bonnes incitations pour mobiliser à la fois les flexibilités régulières et dynamiques, afin de s'équilibrer au mieux en entrée de la fenêtre opérationnelle. Ainsi, il apparait nécessaire de s'interroger sur les leviers financiers pour inciter les RE à utiliser le temps de rééquilibrage qui sera dorénavant à leur main au lieu de celle de RTE. Associer les RE au portage du coût des réserves permettra de disposer d'un mécanisme incitatif, et ainsi optimiser le coût des réserves à l'avenir.

1.2 Cadre réglementaire

Le cadre réglementaire de l'équilibrage en France se compose de :

-Règlements européens : dont l'Electricity Balancing Guideline (ci-après EBGL) qui établit les règles techniques, opérationnelles et commerciales relatives à l'acquisition de capacités d'équilibrage, à l'activation d'énergie d'équilibrage et à leur règlement financier. Ce règlement permet de faire porter sur les Responsables d'Equilibre le coût de la contractualisation de la capacité d'équilibrage avec l'approbation de l'autorité de régulation.

Par ailleurs, le règlement System Operation Guideline (ci-après SOGL) demande aux GRT d'établir les conditions et méthodologies définissant les règles d'exploitation ainsi que les rôles et responsabilités des GRT européens au sein de la zone synchrone Europe Continentale. Ce règlement définit notamment les méthodologies à suivre pour dimensionner les réserves d'équilibrage.

-Textes législatifs français : élaboré par le législateur français, le Code de l'Energie précise les missions de service public confiées à RTE. Il établit également les grandes lignes des mécanismes d'équilibrage en tant que mission attribuée à RTE et des exigences relatives à la publication et à l'élaboration des règles. Le Code de l'Energie précise que RTE peut s'appuyer sur des mécanismes permettant de s'assurer que la capacité sera disponible à tout instant.

-Règles de marché : règles relatives à la programmation, au mécanisme d'ajustement, au dispositif de responsable d'équilibre, aux services système fréquence, à la réserve rapide et complémentaire et à l'accord opérationnel de bloc, concertées et approuvées par la CRE.

1.3 Nouvelle méthode de dimensionnement de la FRR

Le dimensionnement de la Frequency Restoration Reserve (FRR) pour la France repose sur la méthodologie définie par l'accord opérationnel de bloc (Accord de Bloc) de réglage fréquence-puissance (RFP) élaborée sur une proposition de RTE et soumise à l'approbation de la CRE conformément à l'article 119 du règlement SOGL. La méthodologie de RTE conformément à l'article 157 du règlement SOGL permet de satisfaire les exigences :

i. Répondre en permanence à l'incident de dimensionnement positif et négatif au sein du bloc RFP RTE, conformément à l'article 157 du Règlement SOGL.

ii. Veiller à ce que la combinaison des capacités de réserve FRR soit suffisante pour couvrir les déséquilibres positifs ou négatifs du bloc RFP durant au moins 99% du temps.

Les règles de calcul actuellement en vigueur diffèrent entre celles du dimensionnement de l'Automatic Frequency Restoration Reserve (aFRR) et celles de la Manual Frequency Restoration Reserve (mFRR), mais elles poursuivent l'objectif de pallier les aléas dimensionnants du système électrique (à la hausse, la perte du plus gros groupe d'injection et à la baisse, la perte du soutirage unitaire le plus important couplé au réseau électrique français) :

-Les règles de dimensionnement appliquées pour le besoin en capacité d'aFRR au sein du bloc RFP RTE sont définies dans l'Annexe I de cet Accord de Bloc. Ces règles tiennent compte des recommandations de dimensionnement en capacité d'aFRR formulées dans l'accord de zone synchrone Europe Continentale établi conformément à l'article 118 du Règlement SOGL. Le dimensionnement de l'aFRR est calculé en appliquant une méthode statistique conformément au paragraphe 1, point h) de l'article 119 du règlement SOGL.

-Les règles de dimensionnement appliquées pour le besoin de dimensionnement en capacité de mFRR contractualisée au sein du bloc RFP RTE sont définies dans l'Annexe II de cet Accord de Bloc. Actuellement, le dimensionnement est la différence entre l'incident de dimensionnement positif et le volume minimal de capacité de réserve aFRR défini à l'Annexe I. Il a été concerté en 2024 que le même

principe, à compter de la date pivot RT_{17} (date de la mise en œuvre de la contractualisation de mFRR baisse), s'appliquera pour le sens baisse en attendant que RTE propose une nouvelle méthodologie qui aura été approuvée par la CRE.

Le besoin de disposer d'une nouvelle méthodologie de FRR découle de l'évolution du contexte de l'équilibrage du système électrique dont la réduction du délai de neutralisation passant de 60 à 30 minutes laquelle conduira à l'activation de davantage de FRR (c'est-à-dire de mFRR et d'aFRR).

Conformément à l'article 157 du règlement SOGL, la nouvelle méthodologie définira le dimensionnement global de FRR. Le besoin sera estimé de façon à couvrir 99% des déséquilibres pouvant survenir : avaries, fortuits de groupes, incertitudes résiduelles sur la production variable ou la consommation liées à la non-prévisibilité complète de la météo dans la fenêtre opérationnelle, déséquilibres volontaires des acteurs, etc. Dans tous les cas, ce besoin ne pourra pas être inférieur à l'aléa dimensionnant tel qu'utilisé actuellement. La nouvelle méthode de dimensionnement de la FRR est en cours de concertation et sera mise à jour dans la nouvelle version de l'Accord de Bloc.

Dans la mesure où une partie du dimensionnement des réserves d'équilibrage est liée aux déséquilibres des RE en entrée de fenêtre opérationnelle et afin de les inciter à réduire leur déséquilibre en entrée de celle-ci, RTE propose le transfert d'une partie des coûts de contractualisation de FRR aux RE. L'objectif étant de créer un mécanisme juste et incitatif, visant à faire porter le surcoût des réserves lié au déséquilibre RE, aux RE dont l'écart a augmenté le dimensionnement des réserves.

Le besoin en réserve étant constitué pour la hausse (respectivement pour la baisse), d'une valeur minimale autrement appelée valeur plancher, devant couvrir l'aléa dimensionnant pour l'injection (respectivement pour le soutirage), la différence de volume avec le déséquilibre résultant des RE, conduit à examiner un mécanisme de répartition des coûts de contractualisation de FRR entre RE et utilisateurs de réseaux via le TURPE.

1.4 Objets de l'Appel à Contributions

La figure suivante illustre, dans un ordre chronologique, les différentes étapes du dimensionnement et de la contractualisation de la FRR, ainsi que le financement d'une partie par les RE. Elle vise à définir le périmètre de cet Appel à Contributions.

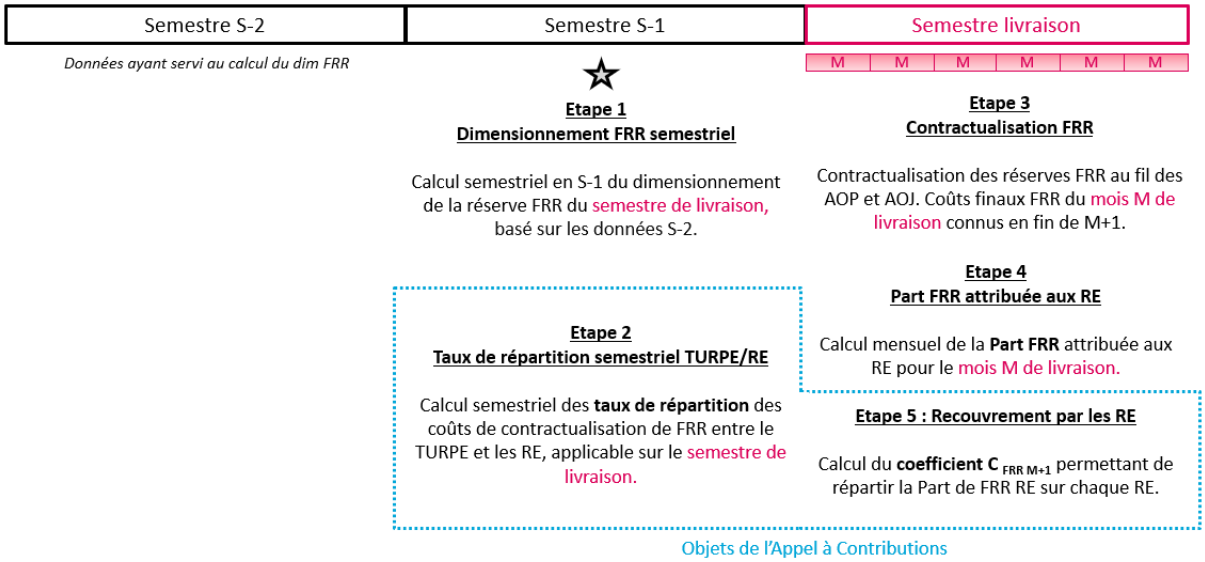


Schéma récapitulatif des différentes étapes et objets de l'Appel à Contributions

Etape 1. Dimensionnement de la FRR

Le calcul du dimensionnement de la FRR, portant sur un semestre de livraison S, sera effectué lors du semestre précédent, en se basant sur les données du semestre S-2. Cette étape ne fait pas partie du périmètre de l'Appel à Contributions, mais c'est un prérequis à la question des taux de répartition entre utilisateurs de réseau et RE.

Etape 2. Taux de répartition semestriel TURPE/RE *(objet de cet Appel à Contributions)*

Le calcul du (ou des) taux de répartition des coûts de contractualisation de la FRR entre les utilisateurs du réseau et les RE peut être effectué à la suite de l'étape 1 et s'appliquera au semestre de livraison de la réserve FRR. Cet appel à contributions propose deux approches de calcul (option A et option B), ainsi qu'une variation de trois paramètres.

Etape 3. Contractualisation FRR

La contractualisation de la FRR se fera à travers les différents Appels d'Offres Périodiques (AOP) et Journaliers (AOJ) pour l'aFRR et la mFRR. Les coûts finaux de la FRR, correspondant à la somme des coûts de l'aFRR et de la mFRR, seront connus en fin de mois M+1. Bien que cette partie ne relève pas du périmètre de l'Appel à Contributions, elle est essentielle pour traiter les questions de la part de FRR attribuée aux RE et de son recouvrement par ces derniers.

Etape 4. Part FRR attribuée aux RE

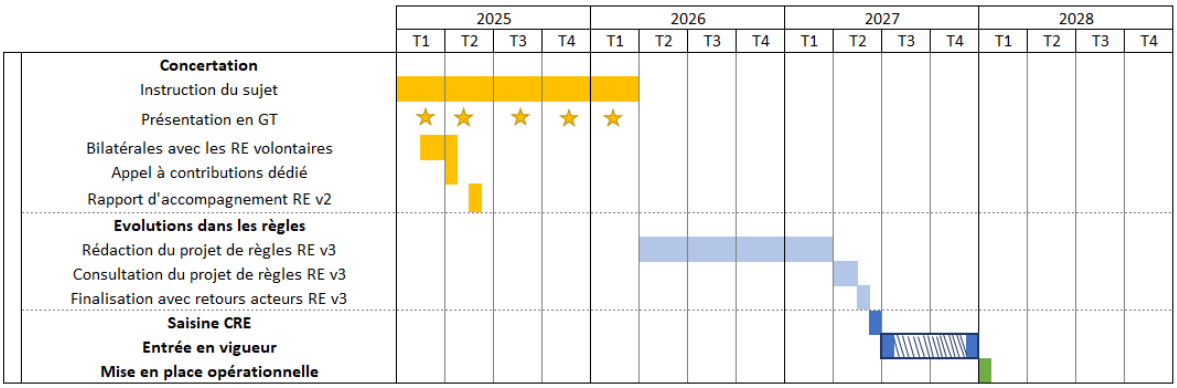
La part de FRR attribuée aux RE est calculée chaque mois en appliquant le taux semestriel, défini à l'étape 2, aux coûts finaux de contractualisation de la FRR pour le mois de livraison concerné, ces coûts étant connus à la fin du mois suivant.

Etape 5. Recouvrement par les RE *(objet de cet Appel à Contributions)*

Trois options de recouvrement sont proposées pour répartir la part RE des coûts de contractualisation de FRR entre les RE, en fonction de la grandeur d'indexation choisie. Cela permettra de définir un coefficient appliqué à chaque RE dans la facturation mensuelle de sa part capacitaire FRR.

1.5 Calendrier et état des lieux de la concertation

Lors de la Commission d'Accès au Marché du 22 novembre 2024, RTE a présenté sa vision cible de l'Equilibre Offre-Demande à horizon 2030 et les réflexions autour des incitations financières à adresser aux RE. La feuille de route sur le dispositif RE indiquait notamment le transfert d'une partie des coûts de contractualisation FRR aux RE. RTE a abordé ce sujet plus en profondeur au GT-RE du 23 janvier 2025, en précisant les enjeux et calendrier de concertation.



Calendrier indicatif – Portage d'une partie des coûts des réserves FRR par les RE

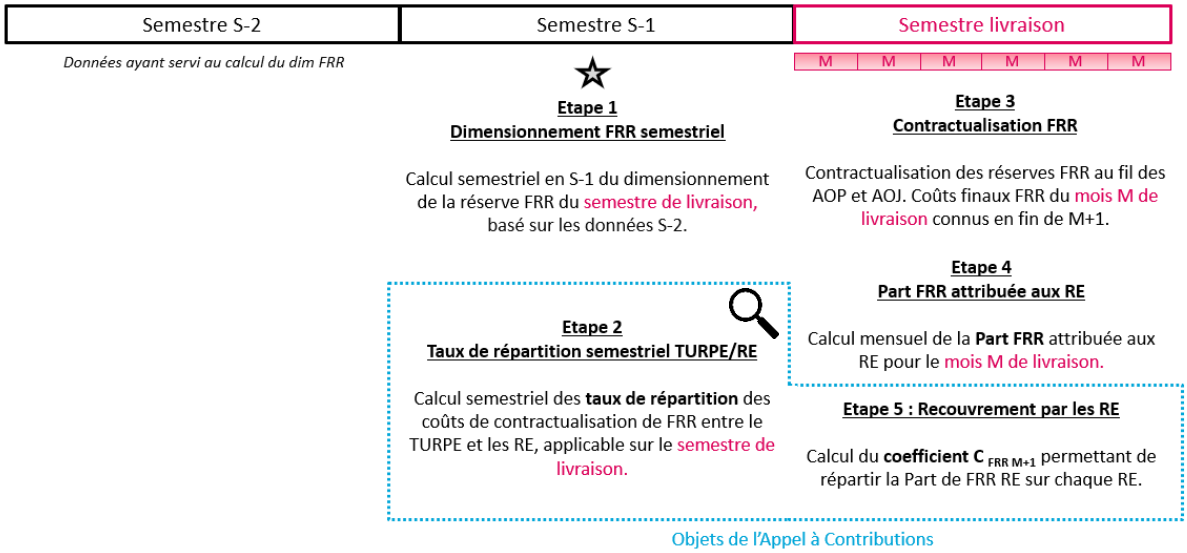
Le transfert d'une partie des coûts de contractualisation de la FRR aux RE ayant un impact financier significatif pour ces derniers, RTE intègre, dans le cadre de sa consultation publique relative aux règles de marché applicables au Dispositif de Responsable d'Équilibre, un Appel à Contributions destiné aux acteurs de marché.

L'objectif de cet Appel à Contributions est de présenter le contexte de la problématique, d'exposer les différentes options envisagées, accompagnées de simulations d'impacts détaillées, et de recueillir les avis de la communauté des RE sur ces propositions. Il permettra également de porter à la connaissance de RTE les éléments à étudier et délais associés pour mettre en œuvre ce nouveau dispositif au plus tard d'ici le 01/01/2028.

Cet Appel à Contributions est lancé en début d'année 2025 afin de fournir aux RE une visibilité claire sur les orientations et échéances retenues concernant ce sujet. Les retours collectés seront intégrés dans la proposition d'orientations relative aux modalités de financement, laquelle sera formalisée dans le rapport d'accompagnement des règles RE v2.

PARTIE 2 : REPARTITION DES COUTS ENTRE UTILISATEURS DE RESEAUX ET RE

L'objectif de cette section est de présenter les différentes options de répartition des coûts de contractualisation de FRR entre les utilisateurs de réseau et RE. Cela correspond à l'étape 2 dans le schéma récapitulatif des différentes étapes.



Cette partie permettra de vous exposer les deux logiques envisagées de répartition des coûts de la FRR entre le TURPE et les RE, en considérant deux approches :

- **Option A** : le besoin établi à hauteur de l'aléa dimensionnant est pris en charge par le TURPE, tandis que le surplus lié aux déséquilibres RE leur est reporté.
- **Option B** : à l'inverse, le besoin établi à hauteur du déséquilibre RE est pris en charge par ces derniers, et le surplus lié à l'aléa dimensionnant est à la charge du TURPE.

Une fois cette logique établie, nous vous proposons la variation de plusieurs paramètres permettant de gagner en lisibilité :

Paramètre n°1. Distinction de Taux par semestre

- **Option 1.1** : moyenne des taux sur deux semestres consécutifs
- **Option 1.2** : différenciation des taux par semestre

Paramètre n°2. Distinction des taux par sens

- **Option 2.1** : moyenne des taux à la Hausse et à la Baisse
- **Option 2.2** : différenciation des taux à la Hausse et à la Baisse

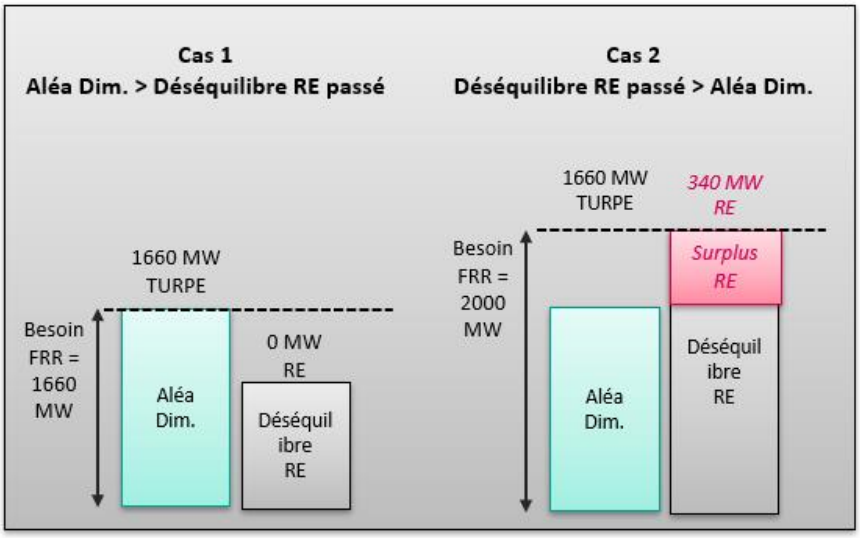
Paramètre n°3. Distinction des taux par pas de dimensionnement

- **Option 3.1** : moyenne journalière
- **Option 3.2** : différenciation des taux par pas de dimensionnement

2.1 Philosophie de répartition des coûts de FRR entre le TURPE et les RE

La proposition de RTE en matière de répartition des coûts des réserves FRR s'appuie sur les facteurs ayant conduit à déterminer le besoin de dimensionnement. Elle repose sur le principe que le besoin de réserve FRR calculé pour combler la perte de l'aléa dimensionnant du réseau doit être financé par les utilisateurs de réseau (TURPE) et celui permettant de compenser le déséquilibre des RE, par les RE. La logique de surplus peut s'appliquer dans les deux sens, en comptabilisant en premier le volume de l'aléa dimensionnant ou celui du déséquilibre des RE.

2.1.1 Option A. Aléa dimensionnant et surplus dû au déséquilibre RE



Répartition TURPE / RE : Option A

Dans le cas où l'aléa dimensionnant est supérieur au calcul statistique basé sur le déséquilibre des RE, alors 100% des coûts de FRR sont à la charge des utilisateurs de réseau (via le TURPE).

A l'inverse, si le calcul statistique basé sur le déséquilibre RE est supérieur à l'aléa dimensionnant, alors le taux de répartition appliqué au TURPE est le suivant :

$$\text{Taux TURPE}_t = \frac{P_{FRR \text{ due à aléa dimensionnant, t}}}{P_{besoin\ FRR\ total,t}}$$

- Soit t le pas de dimensionnement de la FRR (sera précisé dans le nouvel *Accord de Bloc*)
- $P_{FRR \text{ due à aléa dimensionnant, t}}$: la puissance de FRR due à l'aléa dimensionnant.
- $P_{besoin\ FRR\ total,t}$: la puissance totale du besoin FRR sur le pas t.

$$\text{Taux RE}_t = \frac{P_{FRR \text{ due au surplus de déséquilibres RE passés, t}}}{P_{besoin\ FRR\ total,t}}$$

- Soit t le pas de dimensionnement de la FRR (sera précisé dans le nouvel *Accord de Bloc*)
- $P_{FRR \text{ due au surplus de déséquilibres RE passés, t}}$: la puissance de FRR due au surplus des déséquilibres RE sur le pas t
- $P_{besoin\ FRR\ total,t}$: la puissance totale du besoin de FRR sur le pas t.

Avec $P_{besoin\ FRR\ total,t} = P_{FRR \text{ due à aléa dimensionnant, t}} + P_{FRR \text{ due au surplus de déséquilibres RE passés, t}}$

Les taux simulés présentés ci-dessous proviennent de la nouvelle méthodologie envisagée pour le dimensionnement de la FRR, basée sur les données historiques des déséquilibres du système électrique en 2023 et 2024. Nous avons fixé les trois paramètres selon la méthode la plus précise (en distinguant le semestre, le sens et le pas de dimensionnement) afin de fournir la version la plus complète et détaillée.

Taux simulés selon les principes de l'option A - Semestre hiver (du 01er octobre 2023 au 31 mars 2024)

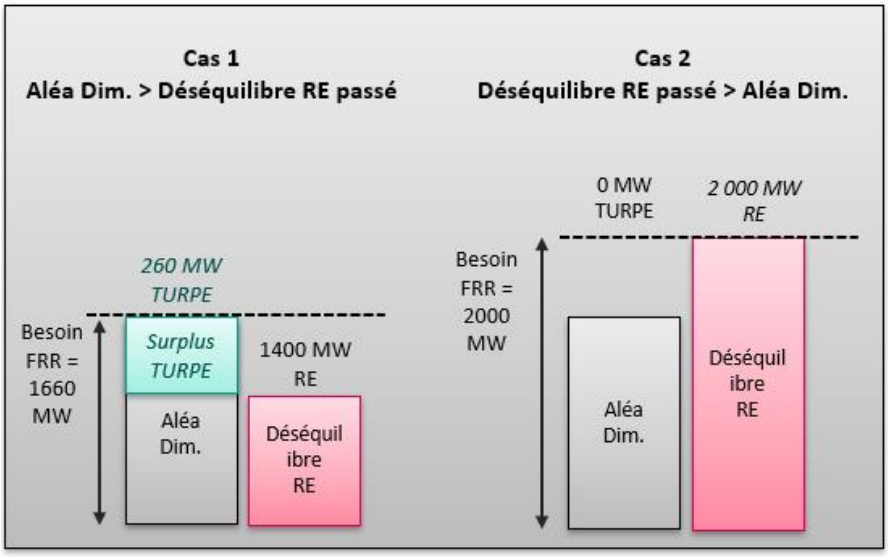
	0h-4h	4h-8h	8h-12h	12h-16h	16h-20h	20h-24h
Taux TURPE Hausse	81%	80%	55%	63%	67%	79%
Taux TURPE Baisse	49%	50%	46%	38%	51%	56%
Taux RE Hausse	19%	20%	45%	37%	33%	21%
Taux RE Baisse	51%	50%	54%	62%	49%	44%

Taux simulés selon les principes de l'option A - Semestre été (du 01er avril au 30 septembre 2024)

	0h-4h	4h-8h	8h-12h	12h-16h	16h-20h	20h-24h
Taux TURPE Hausse	79%	82%	65%	61%	52%	82%
Taux TURPE Baisse	55%	62%	48%	43%	50%	58%
Taux RE Hausse	21%	18%	35%	39%	48%	18%
Taux RE Baisse	45%	38%	52%	57%	50%	42%

La variation des taux à la hausse est corrélée au déséquilibre passé à la hausse (quantile 1 %) : un surplus RE élevé entraîne une augmentation du taux RE à la hausse. De même, la variation des taux à la baisse est liée au déséquilibre passé à la baisse (quantile 99 %) : plus le surplus RE à la baisse est important, plus le taux RE à la baisse augmente.

2.1.2 Option B. Déséquilibre dû aux écarts RE et surplus dû à l'aléa dimensionnant



Répartition TURPE / RE : Option B

Dans le cas où le calcul statistique basé sur le déséquilibre des RE est supérieur à l'aléa dimensionnant, alors 100% des coûts de FRR sont à la charge des RE.

A l'inverse, si l'aléa dimensionnant est supérieur au calcul statistique basé sur le déséquilibre RE, alors le taux de répartition appliqué aux RE est le suivant :

$$\text{Taux RE}_t = \frac{P_{FRR \text{ due aux déséquilibres RE passés, t}}}{P_{besoin\ FRR\ total,t}}$$

- Soit t le pas de dimensionnement de la FRR (sera précisé dans le nouvel Accord de Bloc)
- $P_{FRR \text{ due aux déséquilibres RE passés, t}}$: la puissance de FRR due aux déséquilibres RE sur le pas t
- $P_{besoin\ FRR\ total,t}$: la puissance totale du besoin de FRR sur le pas t.

$$\text{Taux TURPE}_t = \frac{P_{FRR \text{ due au surplus aléa dimensionnant, t}}}{P_{besoin\ FRR\ total,t}}$$

- Soit t le pas de dimensionnement de la FRR (sera précisé dans le nouvel Accord de Bloc)
- $P_{FRR \text{ due au surplus aléa dimensionnant, t}}$: la puissance de FRR due au surplus aléa dimensionnant.
- $P_{besoin\ FRR\ total,t}$: la puissance totale du besoin de FRR sur le pas t.

Avec $P_{besoin\ FRR\ total,t} = P_{FRR \text{ due au surplus aléa dimensionnant, t}} + P_{FRR \text{ due aux déséquilibres RE passés, t}}$

De la même manière que pour l'option A, les taux simulés présentés ci-dessous proviennent de la nouvelle méthodologie envisagée pour le dimensionnement de la FRR, basée sur les données historiques des déséquilibres du système électrique en 2023 et 2024. Nous avons fixé les trois paramètres selon la méthode la plus précise (en distinguant le semestre, le sens et le pas de dimensionnement) afin de fournir la version la plus complète et détaillée.

Taux simulés selon les principes de l'option B - Semestre hiver (du 01er octobre 2023 au 31 mars 2024)

	0h-4h	4h-8h	8h-12h	12h-16h	16h-20h	20h-24h
Taux TURPE Hausse	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Taux TURPE Baisse	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Taux RE Hausse	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Taux RE Baisse	100%	100%	100%	100%	100%	100%

Taux simulés selon les principes de l'option B - Semestre été (du 01er avril au 30 septembre 2024)

	0h-4h	4h-8h	8h-12h	12h-16h	16h-20h	20h-24h
Taux TURPE Hausse	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Taux TURPE Baisse	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Taux RE Hausse	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Taux RE Baisse	100%	100%	100%	100%	100%	100%

D'après les simulations des taux calculés aujourd'hui, l'option B entraînerait une répartition déséquilibrée, faisant peser l'ensemble des coûts de FRR sur les RE. RTE propose donc d'adopter l'option 1 comme méthode initiale de répartition, avec une clause de réexamen à l'horizon 2030, afin d'évaluer son impact sur le déséquilibre des RE et d'ajuster les taux de répartition en conséquence.

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.

2.2 Paramètres de fixation des taux et simulations

La détermination des taux TURPE/RE en fonction des pas de dimensionnement des réserves, par sens et par période de dimensionnement, garantit une répartition précise des coûts entre les utilisateurs de réseau et les RE. Toutefois, cette méthode requiert la publication de 48 taux par an, ce qui pourrait en réduire la lisibilité accordée aux financeurs. Certains paramètres pourraient être ajustés afin de rendre le mécanisme plus simple, plus clair et plus stable :

Paramètre n°1. Distinction des taux par semestre

- **Option 1.1** : moyenne des taux sur deux semestres consécutifs
- **Option 1.2** : différenciation des taux par semestre

Paramètre n°2. Distinction des taux par sens

- **Option 2.1** : moyenne des taux à la Hausse et à la Baisse
- **Option 2.2** : différenciation des taux à la Hausse et à la Baisse

Paramètre n°3. Distinction des taux par pas de dimensionnement

- **Option 3.1** : moyenne journalière
- **Option 3.2** : différenciation des taux par pas de dimensionnement

Les simulations suivantes permettront de donner un aperçu du niveau de précision en faisant varier les paramètres cités ci-dessus. Ils sont simulés sur la base de l'option A présentée ci-dessus (aléa dimensionnant et surplus lié au déséquilibre RE).

2.3.1 Paramètre n°1. Distinction de taux par semestre

Jusqu'ici, les taux de répartition TURPE/RE étaient calculés à partir des données de la période ayant servi de base au calcul du dimensionnement, et fixés sur la période de livraison des réserves.

Ce système est juste, puisqu'il répartit les coûts des réserves du semestre de livraison en se basant sur les données ayant permis le calcul du dimensionnement. La limite est que le taux varie chaque semestre. Si nous souhaitons augmenter la période de fixation du taux à deux semestres consécutifs, il faudrait moyenner les taux sur les données de deux semestres consécutifs ayant servi au calcul du dimensionnement.

Option 1.1 : Taux simulés en réalisant une moyenne des deux semestres consécutifs hiver et été

	0h-4h	4h-8h	8h-12h	12h-16h	16h-20h	20h-24h
Taux TURPE Hausse	80%	81%	60%	62%	59%	81%
Taux TURPE Baisse	52%	56%	47%	40%	51%	57%
Taux RE Hausse	20%	19%	40%	38%	41%	19%
Taux RE Baisse	48%	44%	53%	60%	49%	43%

Option 1.2 : Taux simulés - Semestre hiver (du 01er octobre 2023 au 31 mars 2024)

	0h-4h	4h-8h	8h-12h	12h-16h	16h-20h	20h-24h
Taux TURPE Hausse	81%	80%	55%	63%	67%	79%
Taux TURPE Baisse	49%	50%	46%	38%	51%	56%
Taux RE Hausse	19%	20%	45%	37%	33%	21%
Taux RE Baisse	51%	50%	54%	62%	49%	44%

Option 1.2 : Taux simulés - Semestre été (du 01er avril au 30 septembre 2024)

	0h-4h	4h-8h	8h-12h	12h-16h	16h-20h	20h-24h
Taux TURPE Hausse	79%	82%	65%	61%	52%	82%
Taux TURPE Baisse	55%	62%	48%	43%	50%	58%
Taux RE Hausse	21%	18%	35%	39%	48%	18%
Taux RE Baisse	45%	38%	52%	57%	50%	42%

A noter qu'il y a un très faible écart entre les taux moyennés et les taux par semestre. La partie suivante présente les calendriers de fixation, en fonction des deux options possibles

L'option 1.1 (moyenne) permet de stabiliser le taux de répartition TURPE/RE sur deux semestres consécutifs, offrant ainsi une meilleure visibilité aux financeurs. Cependant, elle implique un décalage d'un semestre dans le calcul des taux de répartition. Par exemple, dans le processus nominal, le calcul réalisé pour le semestre S1 a servi à dimensionner les réserves du semestre S3, mais le taux correspondant ne sera appliqué qu'à partir du semestre S4.

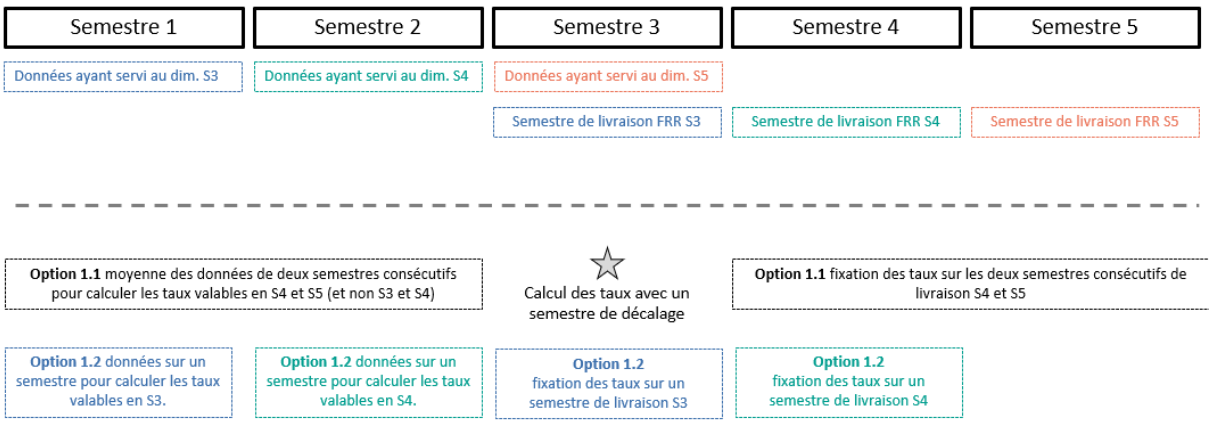


Schéma récapitulatif présentant la chronologie des étapes en fonction des options 1.1 et 1.2 du paramètre 1

L'option 1.2 assure une cohérence dans le calcul des taux de répartition TURPE/RE pour le semestre de livraison des réserves :

-Les taux de répartition appliqués sont déterminés à partir du dimensionnement des réserves effectué lors du semestre S-2.

-De même, les coûts contractualisés pour le semestre de livraison résultent du besoin estimé sur la même période de dimensionnement en semestre S-2.

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

2.3.2 Paramètre n°2. Distinction des taux par sens

Le paramètre n°2 permet de choisir entre une différenciation des taux à la Hausse et à la Baisse ou l'utilisation d'une moyenne de ces deux taux. Opter pour une moyenne réduit de moitié le nombre de taux par semestre, rendant ainsi le mécanisme plus lisible.

Option 2.1 : Taux simulés en réalisant une moyenne Hausse et Baisse - Semestre hiver (du 01er octobre 2023 au 31 mars 2024)

	0h-4h	4h-8h	8h-12h	12h-16h	16h-20h	20h-24h
Moyenne Taux TURPE Hausse/Baisse	65%	65%	50%	50%	59%	68%
Moyenne Taux RE Hausse/Baisse	35%	35%	50%	50%	41%	32%

Option 2.1 : Taux simulés en réalisant une moyenne Hausse et Baisse - Semestre été (du 01er avril au 30 septembre 2024)

	0h-4h	4h-8h	8h-12h	12h-16h	16h-20h	20h-24h
Moyenne taux TURPE Hausse /Baisse	67%	72%	57%	52%	51%	70%
Moyenne taux RE Hausse / Baisse	33%	28%	43%	48%	49%	30%

Option 2.2 : Taux simulés - Semestre hiver (du 01er octobre 2023 au 31 mars 2024)

	0h-4h	4h-8h	8h-12h	12h-16h	16h-20h	20h-24h
Taux TURPE Hausse	81%	80%	55%	63%	67%	79%
Taux TURPE Baisse	49%	50%	46%	38%	51%	56%
Taux RE Hausse	19%	20%	45%	37%	33%	21%
Taux RE Baisse	51%	50%	54%	62%	49%	44%

Option 2.2 : Taux simulés - Semestre été (du 01er avril au 30 septembre 2024)

	0h-4h	4h-8h	8h-12h	12h-16h	16h-20h	20h-24h
Taux TURPE Hausse	79%	82%	65%	61%	52%	82%
Taux TURPE Baisse	55%	62%	48%	43%	50%	58%
Taux RE Hausse	21%	18%	35%	39%	48%	18%
Taux RE Baisse	45%	38%	52%	57%	50%	42%

Nous observons une différence marquée entre les taux à la Hausse et à la Baisse, en raison d'un calcul de dimensionnement asymétrique (aléas dimensionnants distincts et calcul différencié des quantiles selon le sens). La distinction entre ces taux permet d'affiner la répartition des coûts avec davantage de précision.

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

2.3.3 Paramètre n°3. Distinction des taux par pas de dimensionnement

Le paramètre n°3 permet de choisir entre une différenciation des taux par pas de dimensionnement ou l'application d'une moyenne journalière. Cette dernière option réduit par six le nombre de taux par semestre, rendant ainsi le mécanisme plus lisible.

$$\text{Taux TURPE}_{\text{période de livraison}} = \frac{1}{N}\sum_{t\,\epsilon\,p}\frac{P_{FRR\text{ due à aléa dimensionnant, t}}}{P_{besoin\ FRR\ total,t}}$$

$$\text{Taux RE}_{\text{période de livraison}} = \frac{1}{N}\sum_{t\,\epsilon\,p}\frac{P_{FRR\text{ due au surplus de déséquilibres RE passés, t}}}{P_{besoin\ FRR\ total,t}}$$

- Soit t un pas de 4h dans la période p.
- N est le nombre total de pas 4h dans la période p.
- $P_{FRR\text{ due à aléa dimensionnant, t}}$: la puissance de FRR due à l'aléa dimensionnant.
- $P_{FRR\text{ due au surplus de déséquilibres RE passés, t}}$: la puissance de FRR due au surplus des déséquilibres RE sur le pas t.
- $P_{besoin\ FRR\ total,t}$: la puissance totale du besoin de FRR sur le pas t.

Option 3.1 : Taux simulés en réalisant une moyenne journalière

	Hiver	Été
Taux TURPE Hausse	71%	70%
Taux TURPE Baisse	48%	53%
Taux RE Hausse	29%	30%
Taux RE Baisse	52%	47%

Option 3.2 : Taux simulés - Semestre hiver (du 01er octobre 2023 au 31 mars 2024)

	0h-4h	4h-8h	8h-12h	12h-16h	16h-20h	20h-24h
Taux TURPE Hausse	81%	80%	55%	63%	67%	79%
Taux TURPE Baisse	49%	50%	46%	38%	51%	56%
Taux RE Hausse	19%	20%	45%	37%	33%	21%
Taux RE Baisse	51%	50%	54%	62%	49%	44%

Option 3.2 : Taux simulés - Semestre été (du 01er avril au 30 septembre 2024)

	0h-4h	4h-8h	8h-12h	12h-16h	16h-20h	20h-24h
Taux TURPE Hausse	79%	82%	65%	61%	52%	82%
Taux TURPE Baisse	55%	62%	48%	43%	50%	58%
Taux RE Hausse	21%	18%	35%	39%	48%	18%
Taux RE Baisse	45%	38%	52%	57%	50%	42%

Les taux de répartition TURPE/RE varient en fonction des pas de dimensionnement, mais l'application d'une moyenne journalière améliore significativement leur lisibilité pour les financeurs. En effet, cette approche divise par six le nombre de taux appliqués 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 ?

2.3 Calcul de la Part RE du coût de contractualisation de la FRR

Les taux de répartition, résultant du calcul du dimensionnement, pourront être publiés simultanément ou peu après la diffusion des résultats des besoins de dimensionnement, selon les pas de dimensionnement, le sens et sur la période considérée. La publication interviendra donc courant semestre précédent la livraison. En revanche, les coûts de contractualisation des réserves dépendent des résultats des appels d'offres et ne seront disponibles qu'à la fin du mois M+1 de chaque mois du semestre de livraison. La part RE pourra donc être calculée à partir de la fin du mois de livraison M+1.

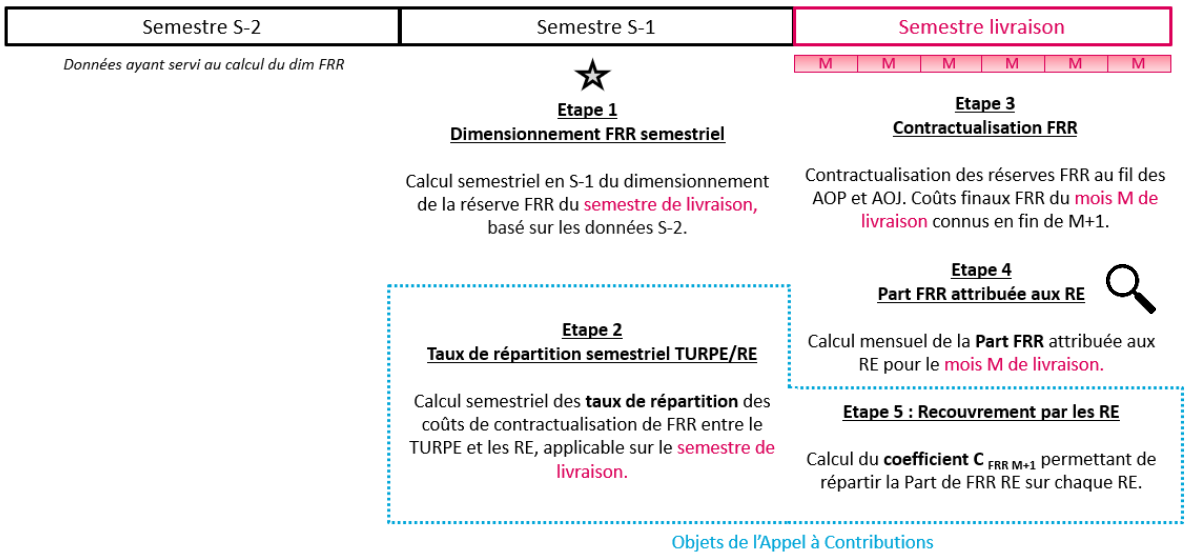


Schéma récapitulatif des différentes étapes et objets de l'Appel à Contribution – Focus sur l'étape 4

Les parts RE pourraient être déterminées mensuellement en appliquant les taux aux coûts finaux de contractualisation de la FRR du mois de livraison des réserves. A noter qu'en fonction des options de paramètres choisis, ces taux peuvent être différenciés en fonction du semestre de livraison, du sens, et du pas de dimensionnement.

$$\text{Part FRR RE}_{\text{Mi}} = \sum_{t,s,d} \left(\text{Taux RE}_{\text{Mi}}\right)_{t,s,d} * \left(\text{Coûts FRR}_{\text{Mi}}\right)_{t,s,d}$$

- Soit t la période (semestre différencié ou moyenne de deux semestres consécutifs, en fonction du choix de l'option 1.1 ou 1.2)
- s le sens (hausse, baisse, ou moyenne hausse et baisse, en fonction du choix de l'option 2.1 ou 2.2)
- d le pas de dimensionnement (granularité du pas de dimensionnement ou moyenne journalière, en fonction du choix de l'option 3.1 ou 3.2)

Ici, les coûts de FRR M_i sont la somme des coûts de contractualisation de aFRR M_i et mFRR M_i du mois de livraison des réserves. Les taux appliqués sont les mêmes sur le semestre de livraison.

Les coûts de FRR réels, sur la période d'octobre 2023 à septembre 2024, sont ventilés par sens, par semestre et par tranche de 4 heures. Du 1er octobre 2023 au 18 juin 2024, les données d'aFRR sont regroupées sans distinction entre hausse et baisse. Le volume étant symétrique et le prix identique, on applique donc une répartition équitable entre les deux. À partir du 19 juin 2024, les données seront disponibles séparément : une valeur pour la hausse et une autre pour la baisse.

	Coûts FRR semestre hiver (en M€)	Coûts FRR semestre été (en M€)
Hausse	128,47	98,66
Baisse	35,46	87,45

	Coûts FRR semestre hiver (en M€)						Coûts FRR semestre été (en M€)					
	0h	**4h**	**8h**	**12h**	**16h**	**20h**	**0h**	**4h**	**8h**	**12h**	**16h**	**20h**
Hausse	21,86	20,85	20,44	20,73	22,49	22,10	16,23	11,05	15,13	21,62	19,47	15,17
Baisse	6,36	5,35	4,93	5,22	6,99	6,60	14,31	9,05	13,37	19,64	17,44	13,65

En appliquant les taux de répartition pour chaque variation des paramètres, on obtient la part FRR destinée à être financée par les RE :

Part FRR RE selon la répartition (en M€)		Semestre Hiver						Semestre été					
		0h	**4h**	**8h**	**12h**	**16h**	**20h**	**0h**	**4h**	**8h**	**12h**	**16h**	**20h**
Moyenne 2 semestres Moyenne Hausse & Baisse Pas 4h	Hausse	7,40	6,53	9,53	10,12	10,12	6,91	5,49	3,46	7,06	10,56	8,76	4,74
	Baisse	2,15	1,68	2,30	2,55	3,15	2,06	4,84	2,83	6,23	9,59	7,85	4,26
Moyenne 2 semestres Distinction Hausse & Baisse Pas 4h	Hausse	4,37	3,96	8,17	7,88	9,22	4,20	3,25	2,10	6,05	8,22	7,98	2,88
	Baisse	3,05	2,35	2,61	3,13	3,43	2,84	6,87	3,98	7,08	11,78	8,55	5,87
Distinction par semestre Distinction Hausse & Baisse Pas 4h	Hausse	4,15	4,17	9,20	7,67	7,42	4,64	3,41	1,99	5,29	8,43	9,34	2,73
	Baisse	3,25	2,67	2,66	3,24	3,43	2,90	6,44	3,44	6,95	11,20	8,72	5,73
Distinction par semestre Moyenne Hausse & Baisse Pas 4h	Hausse	7,61	7,25	10,18	10,29	9,18	7,17	5,34	3,08	6,57	10,38	9,57	4,56
	Baisse	2,22	1,86	2,46	2,59	2,85	2,14	4,70	2,52	5,81	9,43	8,58	4,10
Distinction par semestre Moyenne Hausse & Baisse Moyenne Journée	Hausse	51,39						38,48					
	Baisse	14,18						34,10					
Distinction par semestre Distinction Hausse & Baisse Moyenne Journée	Hausse	37,26						29,60					
	Baisse	18,44						41,10					
Moyenne 2 semestres Moyenne Hausse & Baisse Moyenne Journée	Hausse	50,10						38,48					
	Baisse	13,83						34,10					
Moyenne 2 semestres Distinction Hausse & Baisse Moyenne Journée	Hausse	38,54						29,60					
	Baisse	17,38						42,85					

PARTIE 3 : METHODES DE RECOUVREMENT PAR LES RE

3.1 Construction d'un mécanisme incitatif

RTE propose de mettre en place un mécanisme incitatif visant à faire supporter aux RE la part du dimensionnement supplémentaire des réserves FRR dont ils sont à l'origine.

L'objectif est d'inciter les RE à mieux gérer l'équilibrage de leur périmètre, afin de limiter le déséquilibre global du système électrique et, par conséquent, de réduire le besoin en réserves. À terme, cette approche permettra d'optimiser les coûts pour la collectivité, avec des bénéfices qui devraient directement se refléter dans le taux de répartition appliqué aux RE.

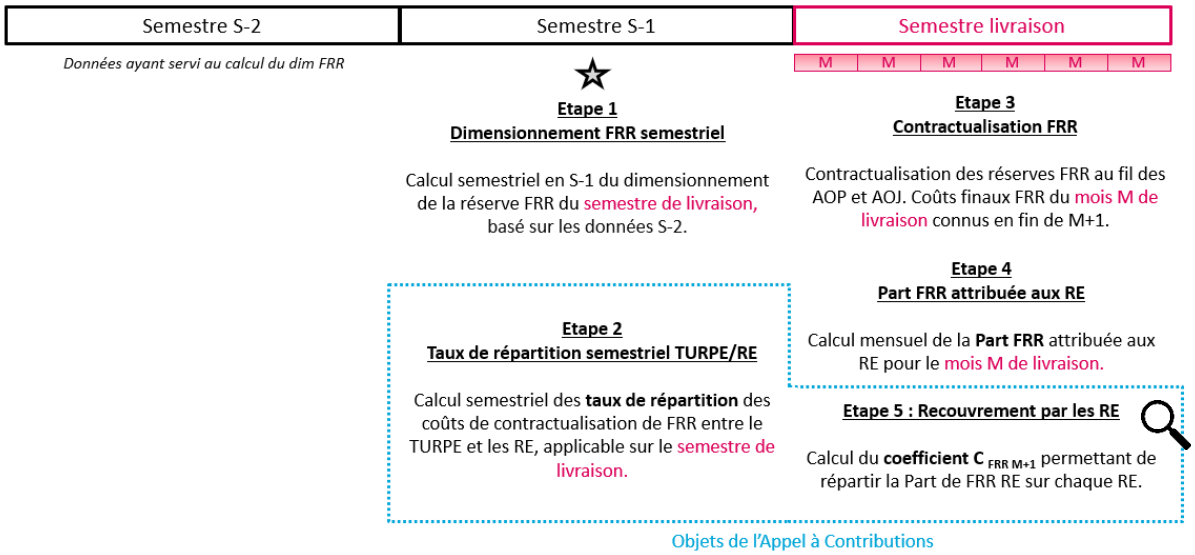


Schéma récapitulatif des différentes étapes et objets de l'Appel à Contribution – Focus sur l'étape 5

Une fois les coûts finaux de contractualisation de la réserve FRR connus sur le mois de livraison M_i, et après application des taux semestriels attribués aux RE (nombre de taux définis selon les paramètres choisis dans la partie 2.2), nous obtenons la part RE.

$$\text{Part RE FRR}_{\text{Mi}} = \sum_{t,s,d} \left(\text{Taux RE}_{\text{Mi}}\right)_{t,s,d} \text{ x } \left(\text{Coût FRR}_{\text{Mi}}\right)_{t,s,d}$$

- Soit t la période (semestre différencié ou moyenne de deux semestres consécutifs, en fonction du choix de l'option 1.1 ou 1.2 choisie)
- s le sens (hausse, baisse, ou moyenne hausse/baisse, en fonction du choix de l'option 2.1 ou 2.2 choisie)
- d le pas de dimensionnement (granularité du pas de dimensionnement ou moyenne journalière, en fonction du choix de l'option 3.1 ou 3.2 choisie)

Selon le nombre de taux définis à partir des paramètres choisis dans la section 2.2, un nombre équivalent de Parts RE FRR est obtenu, constituant in fine la Part RE FRR.

Selon la grandeur d'indexation sélectionnée, RTE pourra calculer les coefficients de répartition C_FRR M_i à appliquer à chaque facturation RE correspondante. Les données relatives à la grandeur d'indexation seront basées sur la période de dimensionnement du semestre de livraison, soit M_{i-12}.

$$C_FRR\ M_{i\ (t,s,d)} = \frac{\text{Part RE FRR Mi (t,s,d)}}{\sum Grandeur\ d'indexation\ tous\ RE\ \text{Mi}-12\ (t,s,d)}$$

RTE appliquera ces coefficients mensuels pour répartir proportionnellement le coût des réserves en fonction de la grandeur d'indexation choisie, à chaque RE.

$$\text{Facture RE FRR } M_i = \sum (\text{Grandeur d'indexation du RE } M_{i-12})_{t,s,d} \times (C_FRR\ M_i)_{t,s,d}$$

3.2 Options envisagées pour la détermination de la grandeur d'indexation

La solution historique consistait à reporter les coûts de RR-RC via un coefficient c appliqué au volume de soutirage physique des RE. Cependant, cette approche n'incite pas les RE à réduire leurs écarts et ne permet donc pas d'atteindre l'objectif de réduire le déséquilibre en entrée de la fenêtre opérationnelle de RTE. Par conséquent, RTE a choisi de ne pas inclure cette solution dans l'Appel à Contributions. Les trois options proposées ci-après reposent sur l'écart du RE.

Dans cette section, chaque option proposée sera accompagnée de coefficients simulés sur la base des hypothèses suivantes :

-Les coûts de FRR pour la période du 01/10/2023 au 30/09/2024

-Les écarts RE pour la période du 01/10/2023 au 30/09/2024

-Les taux de répartition calculés selon la nouvelle méthode de dimensionnement

Les simulations suivantes reposent sur les coûts historiques de la FRR, calculés selon la méthode actuelle de dimensionnement de l'aFRR et de la mFRR, ainsi que sur les produits existants. La trajectoire des coûts des réserves, en vue de la mise en place du financement partiel par les RE en janvier 2028, reste à modéliser par vos soins. Une hausse significative des coefficients est possible : un risque à prendre en compte dans vos modélisations.

Chaque RE pourra appliquer les coefficients simulés au volume d'écart de son périmètre (disponible sur le Portail Services en compte privé) en fonction des différentes options.

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).

Une alternative aux trois options proposées consisterait à intégrer un critère de pénurie dans la période retenue pour la prise en compte des écarts des RE (option 1 bis, 2 bis et 3 bis). L'objectif serait d'imputer les coûts de contractualisation de la FRR aux RE présentant des écarts durant ces périodes de pénurie.

3.2.1 Option 1. Tout écart du périmètre RE

Cette option répartit la part RE des coûts de FRR proportionnellement à l'ensemble des écarts RE, sans distinguer le sens de l'écart et son impact sur le système électrique. Les écarts pris en compte sont ceux ayant servi de base au dimensionnement du semestre de livraison de la réserve.

$$C_FRR\ M_{i\ (t,s,d)} = \frac{\text{Part RE FRR Mi (t,s,d)}}{\sum Ecarts\ de\ tous\ les\ RE\ \text{Mi}-12\ (t,s,d)}$$

Coefficients pour l'option 1	Semestre Hiver						Semestre été					
	0h	4h	8h	12h	16h	20h	0h	4h	8h	12h	16h	20h
Moyenne 2 semestres Moyenne Hausse & Baisse Pas 4h	5,61	3,74	4,76	4,57	5,59	4,09	6,16	3,67	6,07	7,53	7,28	5,03
Moyenne 2 semestres Distinction Hausse & Baisse Pas 4h	4,36	2,88	4,34	3,97	5,33	3,21	6,03	3,55	6,00	7,48	7,24	4,89
Distinction par semestre Distinction Hausse & Baisse Pas 4h	4,35	3,12	4,77	3,93	4,57	3,44	5,87	3,17	5,59	7,34	7,92	4,72
Distinction par semestre Moyenne Hausse & Baisse Pas 4h	5,77	4,15	5,09	4,64	5,07	4,25	5,98	3,27	5,66	7,41	7,95	4,84
Distinction par semestre Moyenne Hausse & Baisse Moyenne Journée	4,66						5,89					
Distinction par semestre Distinction Hausse & Baisse Moyenne Journée	3,95						5,73					
Moyenne 2 semestres Moyenne Hausse & Baisse Moyenne Journée	4,54						5,89					
Moyenne 2 semestres Distinction Hausse & Baisse Moyenne Journée	3,97						5,87					

La facture mensuelle du RE portant sur le coût de contractualisation des réserves du mois M_i valorisera les écarts du RE (sans distinction de sens) par le coefficient calculé ci-dessus.

$$\text{Facture RE FRR } M_i = \sum (\text{Ecarts du RE } M_{i-12})_{t,s,d} \times (C_FRR\ M_i)_{t,s,d}$$

3.2.2 Option 2. Ecarts en tendance du périmètre RE

Cette option répartit la part RE des coûts de FRR proportionnellement à l'ensemble des écarts RE dans le sens de la tendance. La tendance est dite à la hausse si le déséquilibre global du système électrique français est négatif ou nul et à la baisse dans le cas contraire. Un écart négatif (resp. Positif) est dans la tendance si celle-ci est à la hausse (resp. Baisse).

$$C_FRR\ M_{i\ (t,s,d)} = \frac{\text{Part RE FRR Mi (t,s,d)}}{\sum Ecarts\ en\ tendance\ de\ tous\ les\ RE\ \text{Mi}-12\ (t,s,d)}$$

Cette solution présente la vertu de ne pas pénaliser les écarts dits en contre-tendance (i.e. ceux ayant contribué à résorber naturellement le déséquilibre du système électrique).

Coefficients pour l'option 2	Semestre Hiver						Semestre été					
	0h	4h	8h	12h	16h	20h	0h	4h	8h	12h	16h	20h
Moyenne 2 semestres Moyenne Hausse & Baisse Pas 4h	7,48	6,56	7,76	7,52	9,21	6,72	9,92	6,16	9,91	12,43	11,80	8,20
Moyenne 2 semestres Distinction Hausse & Baisse Pas 4h	5,81	5,05	7,08	6,53	8,78	5,27	9,71	5,95	9,80	12,34	11,75	7,97
Distinction par semestre Distinction Hausse & Baisse Pas 4h	5,79	5,47	7,78	6,47	7,53	5,65	9,45	5,31	9,13	12,11	12,84	7,71
Distinction par semestre Moyenne Hausse & Baisse Pas 4h	7,69	7,28	8,30	7,64	8,35	6,97	9,64	5,48	9,23	12,22	12,90	7,89
Distinction par semestre Moyenne Hausse & Baisse Moyenne Journée	7,64						9,64					
Distinction par semestre Distinction Hausse & Baisse Moyenne Journée	6,49						9,39					
Moyenne 2 semestres Moyenne Hausse & Baisse Moyenne Journée	7,45						9,64					
Moyenne 2 semestres Distinction Hausse & Baisse Moyenne Journée	6,52						9,62					

La facture mensuelle du RE portant sur le coût de contractualisation des réserves du mois M_i valorisera les écarts en tendance du RE par le coefficient calculé ci-dessus.

$$Facture\ RE\ FRR\ M_i = \sum (Ecarts\ en\ tendance\ du\ RE\ M_{i-12})_{t,s,d} \times (C_FRR\ M_i)_{t,s,d}$$

3.2.3 Option 3. Ecarts en tendance et par sens du périmètre RE

Cette option répartit la part RE des coûts de FRR à la hausse proportionnellement à l'ensemble des écarts RE dans le sens de la tendance et de sens négatifs, et les coûts de FRR à la baisse proportionnellement à l'ensemble des écarts RE dans le sens de la tendance et de sens positifs. Cela permet de renforcer la précision sur les coûts renvoyés aux RE.

$$C_FRR\ H\ M_{i\ (t,s,d} = \frac{\text{Part RE FRR H Mi (t,s,d)}}{\sum Ecarts\ en\ tendance\ et\ négatifs\ de\ tous\ les\ RE\ \text{Mi}-12\ (t,s,d)}$$

$$C_FRR\ B\ M_{i\ (t,s,d} = \frac{\text{Part RE FRR Mi (t,s,d)}}{\sum Ecarts\ en\ tendance\ et\ positifs\ de\ tous\ les\ RE\ \text{Mi}-12\ (t,s,d)}$$

Cette solution présente la vertu de ne pas pénaliser les écarts dits en contre-tendance (i.e. ceux ayant contribué à résorber naturellement le déséquilibre du système électrique) et d'appliquer les coûts de la manière la plus juste possible.

Coefficients pour l'option 3		Semestre Hiver						Semestre été					
		0h	4h	8h	12h	16h	20h	0h	4h	8h	12h	16h	20h
Moyenne 2 semestres Moyenne Hausse & Baisse Pas 4h	Hausse	13,32	12,02	12,40	12,36	13,62	11,61	9,35	6,57	9,40	13,94	13,18	7,90
	Baisse	2,98	2,37	3,05	2,95	4,51	2,79	10,66	5,73	10,56	11,10	10,57	8,57
Moyenne 2 semestres Distinction Hausse & Baisse Pas 4h	Hausse	7,87	7,29	10,63	9,62	12,41	7,06	5,53	3,98	8,07	10,84	12,01	4,80
	Baisse	4,23	3,32	3,46	3,62	4,91	3,83	15,13	8,05	12,00	13,64	11,51	11,79
Distinction par semestre Distinction Hausse & Baisse Pas 4h	Hausse	7,48	7,67	11,96	9,36	9,99	7,80	5,80	3,77	7,06	11,13	14,06	4,55
	Baisse	4,49	3,78	3,53	3,74	4,91	3,92	14,18	6,95	11,77	12,96	11,75	11,51
Distinction par semestre Moyenne Hausse & Baisse Pas 4h	Hausse	13,71	13,34	13,25	12,56	12,35	12,04	9,08	5,84	8,76	13,71	14,40	7,60
	Baisse	3,07	2,63	3,26	2,99	4,09	2,89	10,36	5,10	9,83	10,92	11,55	8,24
Distinction par semestre Moyenne Hausse & Baisse Moyenne Journée	Hausse	12,57						9,90					
	Baisse	3,16						9,36					
Distinction par semestre Distinction Hausse & Baisse Moyenne Journée	Hausse	9,11						7,61					
	Baisse	4,11						11,28					
Moyenne 2 semestres Moyenne Hausse & Baisse Moyenne Journée	Hausse	12,25						9,90					
	Baisse	3,08						9,36					
Moyenne 2 semestres Distinction Hausse & Baisse Moyenne Journée	Hausse	9,42						7,61					
	Baisse	3,87						11,76					

La facture mensuelle du RE portant sur le coût de contractualisation des réserves du mois M_i valorisera les écarts du RE en tendance et négatifs (resp. positifs) par le coefficient C_FRR H M_i (resp. C_FRR B M_i) calculé ci-dessus.

Facture RE FRR H M_i =∑ (Ecarts en tendance et négatifs du RE M_{i-12}) $_{t,s,d}$ x (C_FRR H M_i) $_{t,s,d}$

Facture RE FRR B M_i =∑ (Ecarts en tendance et positifs du RE M_{i-12}) $_{t,s,d}$ x (C_FRR B M_i) $_{t,s,d}$

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

3.2.4 Option bis. Ajout d'un critère de pénurie aux options 1, 2 et 3

Une alternative aux trois options proposées consisterait à intégrer un critère de pénurie dans la période retenue pour la prise en compte des écarts des RE. L'objectif serait d'imputer les coûts de contractualisation de la FRR aux RE présentant des écarts durant ces périodes de pénurie.

Dans le cadre des simulations des coefficients présentées ci-après, les périodes de pénurie sont définies à partir des aléas dimensionnants du système électrique. Concrètement, pour le calcul du coefficient C_FRR M_i et de la facture RE FRR M_i , seuls les écarts survenant en période de pénurie seraient pris en compte. À chaque pas de règlement des écarts, la période est qualifiée de pénurie selon les critères suivants :

-Si le déséquilibre du système électrique est négatif et excède l'Aléa Dimensionnant à la Hausse, la période est considérée comme une période de pénurie.

-Si le déséquilibre du système électrique est positif et dépasse l'Aléa Dimensionnant à la Baisse, la période est également considérée comme une période de pénurie.

-Si le déséquilibre se situe entre ces deux seuils, la période est qualifiée de non-pénurie.

Dans ces périodes de non-pénurie, les écarts des RE ne sont pas intégrés dans le calcul du coefficient C_FRR Mi ni dans la facture RE FRR Mi.

$$\text{C_FRR } M_i = \frac{\text{Part RE FRR Mi (t,s,d)}}{\sum \textit{Grandeur d'indexation tous RE} \text{ Mi}-12 \text{ (t,s,d) } \textbf{si pénurie}}$$

Facture RE FRR M_i =∑ (Grandeur d'indexation du RE M_{i-12} **si pénurie**) $_{t,s,d}$ x (C_FRR M_i) $_{t,s,d}$

A partir des taux obtenus grâce à l'option A, on obtient les nouveaux coefficients selon les différentes options.

Coefficients pour l'option 1 Bis	Semestre Hiver						Semestre été					
	0h	4h	8h	12h	16h	20h	0h	4h	8h	12h	16h	20h
Moyenne 2 semestres Moyenne Hausse & Baisse Pas 4h	41,17	34,70	24,21	23,08	39,82	35,16	74,08	64,54	47,66	41,04	43,40	59,20
Moyenne 2 semestres Distinction Hausse & Baisse Pas 4h	32,01	26,70	22,08	20,05	37,97	27,58	72,50	62,34	47,10	40,74	43,19	57,53
Distinction par semestre Distinction Hausse & Baisse Pas 4h	31,89	28,94	24,27	19,87	32,57	29,57	70,59	55,64	43,91	39,98	47,21	55,63
Distinction par semestre Moyenne Hausse & Baisse Pas 4h	42,35	38,52	25,87	23,46	36,13	36,48	71,96	57,43	44,39	40,37	47,43	56,97
Distinction par semestre Moyenne Hausse & Baisse Moyenne Journée	31,31						47,08					
Distinction par semestre Distinction Hausse & Baisse Moyenne Journée	26,59						45,86					
Moyenne 2 semestres Moyenne Hausse & Baisse Moyenne Journée	30,52						47,08					
Moyenne 2 semestres Distinction Hausse & Baisse Moyenne Journée	26,70						47,00					

Coefficients pour l'option 2 Bis	Semestre Hiver						Semestre été					
	0h	4h	8h	12h	16h	20h	0h	4h	8h	12h	16h	20h
Moyenne 2 semestres Moyenne Hausse & Baisse Pas 4h	54,60	47,69	33,58	32,41	53,89	47,58	96,54	82,56	63,95	56,83	58,23	77,25
Moyenne 2 semestres Distinction Hausse & Baisse Pas 4h	42,45	36,70	30,62	28,16	51,38	37,33	94,47	79,74	63,21	56,41	57,95	75,07
Distinction par semestre Distinction Hausse & Baisse Pas 4h	42,30	39,78	33,66	27,89	44,07	40,03	91,98	71,17	58,92	55,36	63,34	72,60
Distinction par semestre Moyenne Hausse & Baisse Pas 4h	56,16	52,95	35,89	32,94	48,89	49,38	93,77	73,46	59,56	55,90	63,63	74,34
Distinction par semestre Moyenne Hausse & Baisse Moyenne Journée	43,00						63,26					
Distinction par semestre Distinction Hausse & Baisse Moyenne Journée	36,52						61,62					
Moyenne 2 semestres Moyenne Hausse & Baisse Moyenne Journée	41,92						63,26					
Moyenne 2 semestres Distinction Hausse & Baisse Moyenne Journée	36,66						63,14					

Coefficients pour l'option 3 Bis		Semestre Hiver						Semestre été					
		0h	4h	8h	12h	16h	20h	0h	4h	8h	12h	16h	20h
Moyenne 2 semestres Moyenne Hausse & Baisse Pas 4h	Hausse	223,31	127,06	69,43	86,12	113,55	168,72	130,97	102,63	87,83	91,63	72,42	102,90
	Baisse	15,19	13,88	10,70	9,33	20,03	13,97	74,35	66,65	48,90	40,08	47,77	60,50
Moyenne 2 semestres Distinction Hausse & Baisse Pas 4h	Hausse	131,98	77,07	59,55	67,01	103,47	102,58	77,40	62,25	75,33	71,30	65,99	62,56
	Baisse	21,54	19,50	12,16	11,46	21,82	19,23	105,46	93,61	55,57	49,24	52,03	83,24
Distinction par semestre Distinction Hausse & Baisse Pas 4h	Hausse	125,38	81,13	66,99	65,25	83,28	113,38	81,27	58,97	65,91	73,18	77,26	59,27
	Baisse	22,89	22,16	12,39	11,84	21,82	19,68	98,87	80,85	54,52	46,78	53,09	81,31
Distinction par semestre Moyenne Hausse & Baisse Pas 4h	Hausse	229,71	141,07	74,20	87,53	103,01	175,07	127,22	91,32	81,80	90,13	79,14	99,02
	Baisse	15,62	15,41	11,43	9,48	18,17	14,50	72,23	59,30	45,54	39,42	52,21	58,22
Distinction par semestre Moyenne Hausse & Baisse Moyenne Journée	Hausse	109,48						87,81					
	Baisse	13,44						48,09					
Distinction par semestre Distinction Hausse & Baisse Moyenne Journée	Hausse	79,37						67,54					
	Baisse	17,47						57,95					
Moyenne 2 semestres Moyenne Hausse & Baisse Moyenne Journée	Hausse	106,74						87,81					
	Baisse	13,10						48,09					
Moyenne 2 semestres Distinction Hausse & Baisse Moyenne Journée	Hausse	82,11						67,54					
	Baisse	16,46						60,42					

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 ?

PARTIE 4 : MODALITES DE MISE EN ŒUVRE

Cet Appel à Contributions porte sur les orientations du financement d'une partie des coûts de contractualisation de la réserve FRR par les Responsables d'Équilibre. Il vise à recueillir leurs avis sur les aspects suivants :

- La répartition des coûts de contractualisation de la FRR entre les utilisateurs de réseau et les Responsables d'Équilibre, incluant la logique de calcul et les paramètres de fixation des taux ;
- Les modalités de recouvrement de ces coûts par les Responsables d'Équilibre, notamment le choix de la grandeur d'indexation des coûts.

Les lignes directrices issues de cette consultation seront intégrées dans le rapport d'accompagnement aux règles de marché v2, en tenant compte des contributions reçues.

Par la suite, cette évolution sera incluse dans le chapitre 3 des règles de marché v3, consacré au Dispositif de Responsable d'Équilibre. La concertation menée sur ce cycle permettra d'affiner la répartition des coûts entre les utilisateurs de réseau et les Responsables d'Équilibre, ainsi que le mécanisme de recouvrement. Les formules présentées dans ce document sont fournies à titre indicatif afin d'illustrer les différentes options. Elles seront précisées lors du cycle de concertation v3 des règles de marché. Enfin, les modalités spécifiques de mise en œuvre, incluant entre autres, les échéances de publication et de facturation, feront également l'objet d'une concertation dans le cadre du cycle 3 des règles de marché.

La mise en œuvre cible de cette évolution est fixée à janvier 2028. Le but est de bénéficier des fruits résultant de l'ajout de cette incitation financière adressée aux RE en amont de la mise en place effective de la mesure de réduction du délai de neutralisation. Sous condition d'approbation de la dérogation demandée par RTE à la CRE, la réduction du délai de neutralisation de 60 à 30 minutes serait effective en janvier 2029.

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 ?

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 ?

ANNEXES

Annexe 1. Coefficients simulés sur le semestre hiver 2023/2024 pour tous les paramètres et par options de recouvrement

			Semestre Hiver					
			0h	4h	8h	12h	16h	20h
Moyenne 2 semestres Moyenne Hausse & Baisse Pas 4h	**Option 1** en €/MWh		5,61	3,74	4,76	4,57	5,59	4,09
	Option 2 en €/MWh		7,48	6,56	7,76	7,52	9,21	6,72
	Option 3 en €/MWh	Hausse	13,32	12,02	12,40	12,36	13,62	11,61
		Baisse	2,98	2,37	3,05	2,95	4,51	2,79
Moyenne 2 semestres Distinction Hausse & Baisse Pas 4h	**Option 1** en €/MWh		4,36	2,88	4,34	3,97	5,33	3,21
	Option 2 en €/MWh		5,81	5,05	7,08	6,53	8,78	5,27
	Option 3 en €/MWh	Hausse	7,87	7,29	10,63	9,62	12,41	7,06
		Baisse	4,23	3,32	3,46	3,62	4,91	3,83
Distinction par semestre Distinction Hausse & Baisse Pas 4h	**Option 1** en €/MWh		4,35	3,12	4,77	3,93	4,57	3,44
	Option 2 en €/MWh		5,79	5,47	7,78	6,47	7,53	5,65
	Option 3 en €/MWh	Hausse	7,48	7,67	11,96	9,36	9,99	7,80
		Baisse	4,49	3,78	3,53	3,74	4,91	3,92
Distinction par semestre Moyenne Hausse & Baisse Pas 4h	**Option 1** en €/MWh		5,77	4,15	5,09	4,64	5,07	4,25
	Option 2 en €/MWh		7,69	7,28	8,30	7,64	8,35	6,97
	Option 3 en €/MWh	Hausse	13,71	13,34	13,25	12,56	12,35	12,04
		Baisse	3,07	2,63	3,26	2,99	4,09	2,89
Distinction par semestre Moyenne Hausse & Baisse Moyenne Journée	**Option 1** en €/MWh		4,66					
	Option 2 en €/MWh		7,64					
	Option 3 en €/MWh	Hausse	12,57					
		Baisse	3,16					
Distinction par semestre Distinction Hausse & Baisse Moyenne Journée	**Option 1** en €/MWh		3,95					
	Option 2 en €/MWh		6,49					
	Option 3 en €/MWh	Hausse	9,11					
		Baisse	4,11					
Moyenne 2 semestres Moyenne Hausse & Baisse Moyenne Journée	**Option 1** en €/MWh		4,54					
	Option 2 en €/MWh		7,45					
	Option 3 en €/MWh	Hausse	12,25					
		Baisse	3,08					
Moyenne 2 semestres Distinction Hausse & Baisse Moyenne Journée	**Option 1** en €/MWh		3,97					
	Option 2 en €/MWh		6,52					
	Option 3 en €/MWh	Hausse	9,42					
		Baisse	3,87					

Annexe 2. Coefficients simulés sur le semestre été 2024 pour tous les paramètres et par options de recouvrement

			Semestre été					
			0h	4h	8h	12h	16h	20h
Moyenne 2 semestres Moyenne Hausse & Baisse Pas 4h	**Option 1** en €/MWh		6,16	3,67	6,07	7,53	7,28	5,03
	Option 2 en €/MWh		9,92	6,16	9,91	12,43	11,80	8,20
	Option 3 en €/MWh	Hausse	9,35	6,57	9,40	13,94	13,18	7,90
		Baisse	10,66	5,73	10,56	11,10	10,57	8,57
Moyenne 2 semestres Distinction Hausse & Baisse Pas 4h	**Option 1** en €/MWh		6,03	3,55	6,00	7,48	7,24	4,89
	Option 2 en €/MWh		9,71	5,95	9,80	12,34	11,75	7,97
	Option 3 en €/MWh	Hausse	5,53	3,98	8,07	10,84	12,01	4,80
		Baisse	15,13	8,05	12,00	13,64	11,51	11,79
Distinction par semestre Distinction Hausse & Baisse Pas 4h	**Option 1** en €/MWh		5,87	3,17	5,59	7,34	7,92	4,72
	Option 2 en €/MWh		9,45	5,31	9,13	12,11	12,84	7,71
	Option 3 en €/MWh	Hausse	5,80	3,77	7,06	11,13	14,06	4,55
		Baisse	14,18	6,95	11,77	12,96	11,75	11,51
Distinction par semestre Moyenne Hausse & Baisse Pas 4h	**Option 1** en €/MWh		5,98	3,27	5,66	7,41	7,95	4,84
	Option 2 en €/MWh		9,64	5,48	9,23	12,22	12,90	7,89
	Option 3 en €/MWh	Hausse	9,08	5,84	8,76	13,71	14,40	7,60
		Baisse	10,36	5,10	9,83	10,92	11,55	8,24
Distinction par semestre Moyenne Hausse & Baisse Moyenne Journée	**Option 1** en €/MWh		5,89					
	Option 2 en €/MWh		9,64					
	Option 3 en €/MWh	Hausse	9,90					
		Baisse	9,36					
Distinction par semestre Distinction Hausse & Baisse Moyenne Journée	**Option 1** en €/MWh		5,73					
	Option 2 en €/MWh		9,39					
	Option 3 en €/MWh	Hausse	7,61					
		Baisse	11,28					
Moyenne 2 semestres Moyenne Hausse & Baisse Moyenne Journée	**Option 1** en €/MWh		5,89					
	Option 2 en €/MWh		9,64					
	Option 3 en €/MWh	Hausse	9,90					
		Baisse	9,36					
Moyenne 2 semestres Distinction Hausse & Baisse Moyenne Journée	**Option 1** en €/MWh		5,88					
	Option 2 en €/MWh		9,62					
	Option 3 en €/MWh	Hausse	7,61					
		Baisse	11,76					

Annexe 3. Coefficients simulés sur le semestre hiver 2023/2024 pour tous les paramètres et par options de recouvrement avec critère de pénurie

Avec Pénurie			Semestre Hiver					
			0h	4h	8h	12h	16h	20h
Moyenne 2 semestres Moyenne Hausse & Baisse Pas 4h	Option 1 en €/MWh		41,17	34,70	24,21	23,08	39,82	35,16
	Option 2 en €/MWh		54,60	47,69	33,58	32,41	53,89	47,58
	Option 3 en €/MWh	Hausse	223,31	127,06	69,43	86,12	113,55	168,72
		Baisse	15,19	13,88	10,70	9,33	20,03	13,97
Moyenne 2 semestres Distinction Hausse & Baisse Pas 4h	Option 1 en €/MWh		32,01	26,70	22,08	20,05	37,97	27,58
	Option 2 en €/MWh		42,45	36,70	30,62	28,16	51,38	37,33
	Option 3 en €/MWh	Hausse	131,98	77,07	59,55	67,01	103,47	102,58
		Baisse	21,54	19,50	12,16	11,46	21,82	19,23
Distinction par semestre Distinction Hausse & Baisse Pas 4h	Option 1 en €/MWh		31,89	28,94	24,27	19,87	32,57	29,57
	Option 2 en €/MWh		42,30	39,78	33,66	27,89	44,07	40,03
	Option 3 en €/MWh	Hausse	125,38	81,13	66,99	65,25	83,28	113,38
		Baisse	22,89	22,16	12,39	11,84	21,82	19,68
Distinction par semestre Moyenne Hausse & Baisse Pas 4h	Option 1 en €/MWh		42,35	38,52	25,87	23,46	36,13	36,48
	Option 2 en €/MWh		56,16	52,95	35,89	32,94	48,89	49,38
	Option 3 en €/MWh	Hausse	229,71	141,07	74,20	87,53	103,01	175,07
		Baisse	15,62	15,41	11,43	9,48	18,17	14,50
Distinction par semestre Moyenne Hausse & Baisse Moyenne Journée	Option 1 en €/MWh		31,31					
	Option 2 en €/MWh		43,00					
	Option 3 en €/MWh	Hausse	109,48					
		Baisse	13,44					
Distinction par semestre Distinction Hausse & Baisse Moyenne Journée	Option 1 en €/MWh		26,59					
	Option 2 en €/MWh		36,52					
	Option 3 en €/MWh	Hausse	79,37					
		Baisse	17,47					
Moyenne 2 semestres Moyenne Hausse & Baisse Moyenne Journée	Option 1 en €/MWh		30,52					
	Option 2 en €/MWh		41,92					
	Option 3 en €/MWh	Hausse	106,74					
		Baisse	13,10					
Moyenne 2 semestres Distinction Hausse & Baisse Moyenne Journée	Option 1 en €/MWh		26,70					
	Option 2 en €/MWh		36,66					
	Option 3 en €/MWh	Hausse	82,11					
		Baisse	16,46					

Annexe 4. Coefficients simulés sur le semestre été 2024 pour tous les paramètres et par options de recouvrement avec critère de pénurie

Avec Pénurie			Semestre été					
			0h	4h	8h	12h	16h	20h
Moyenne 2 semestres Moyenne Hausse & Baisse Pas 4h	Option 1 en €/MWh		74,08	64,54	47,66	41,04	43,40	59,20
	Option 2 en €/MWh		96,54	82,56	63,95	56,83	58,23	77,25
	Option 3 en €/MWh	Hausse	130,97	102,63	87,83	91,63	72,42	102,90
		Baisse	74,35	66,65	48,90	40,08	47,77	60,50
Moyenne 2 semestres Distinction Hausse & Baisse Pas 4h	Option 1 en €/MWh		72,50	62,34	47,10	40,74	43,19	57,53
	Option 2 en €/MWh		94,47	79,74	63,21	56,41	57,95	75,07
	Option 3 en €/MWh	Hausse	77,40	62,25	75,33	71,30	65,99	62,56
		Baisse	105,46	93,61	55,57	49,24	52,03	83,24
Distinction par semestre Distinction Hausse & Baisse Pas 4h	Option 1 en €/MWh		70,59	55,64	43,91	39,98	47,21	55,63
	Option 2 en €/MWh		91,98	71,17	58,92	55,36	63,34	72,60
	Option 3 en €/MWh	Hausse	81,27	58,97	65,91	73,18	77,26	59,27
		Baisse	98,87	80,85	54,52	46,78	53,09	81,31
Distinction par semestre Moyenne Hausse & Baisse Pas 4h	Option 1 en €/MWh		71,96	57,43	44,39	40,37	47,43	56,97
	Option 2 en €/MWh		93,77	73,46	59,56	55,90	63,63	74,34
	Option 3 en €/MWh	Hausse	127,22	91,32	81,80	90,13	79,14	99,02
		Baisse	72,23	59,30	45,54	39,42	52,21	58,22
Distinction par semestre Moyenne Hausse & Baisse Moyenne Journée	Option 1 en €/MWh		47,08					
	Option 2 en €/MWh		63,26					
	Option 3 en €/MWh	Hausse	87,81					
		Baisse	48,09					
Distinction par semestre Distinction Hausse & Baisse Moyenne Journée	Option 1 en €/MWh		45,86					
	Option 2 en €/MWh		61,62					
	Option 3 en €/MWh	Hausse	67,54					
		Baisse	57,95					
Moyenne 2 semestres Moyenne Hausse & Baisse Moyenne Journée	Option 1 en €/MWh		47,08					
	Option 2 en €/MWh		63,26					
	Option 3 en €/MWh	Hausse	87,81					
		Baisse	48,09					
Moyenne 2 semestres Distinction Hausse & Baisse Moyenne Journée	Option 1 en €/MWh		47,00					
	Option 2 en €/MWh		63,14					
	Option 3 en €/MWh	Hausse	67,54					
		Baisse	60,42					