Le réseau de transport d'électricité

Règles de Marché

Rapport d'accompagnement à la consultation du projet d'évolutions des règles de marché

Dispositions Générales
Dispositif de Programmation, Mécanisme d'Ajustement,
Responsable d'Equilibre, Services Système fréquence

23 Juin 2025

SOMMAIRE DU PREAMBULE

1. CONTEXTE 3

2. CONCERTATION 4

2.A. Concertation pour l'évolution des règles relatives au Dispositif de Programmation et au Mécanisme d'Ajustement 4

2.B. Concertation pour l'évolution des règles relatives au Dispositif de Responsable d'Equilibre 4

2.C. Concertation pour l'évolution des règles relatives aux règles Services Système fréquence 5

3. PERIMETRE DES EVOLUTIONS PROPOSEES 5

3.A. Dispositions générales (pages 8-15) 5

3.B. Dispositif de programmation (pages 16-24) 5

3.C. Mécanisme d'ajustement (pages 25-60) 6

3.D. Dispositif de responsable d'équilibre (pages 61-75) 6

3.E. Services Systèmes fréquence (pages 76-100) 6

4. CALENDRIER PREVISIONNEL 7

Annexe

1.A TABLEAU DE CORRESPONDANCE DES DATES PIVOT 101

1. Contexte

L'équilibrage constitue l'échéance ultime permettant d'assurer le maintien de la fréquence à un niveau nominal en respectant à chaque instant une égalité quasi parfaite entre la puissance injectée (production, imports depuis l'étranger) et la puissance soutirée (consommation, exports vers l'étranger) sur le réseau électrique. Dans un marché ouvert au sein duquel une multitude d'acteurs de marché peuvent gérer de manière indépendante leur portefeuille d'actifs (producteurs, fournisseurs, négociants, etc.), c'est également la dernière échéance permettant d'assurer le respect des contraintes techniques liées au fonctionnement du système électrique, notamment celles liées à la gestion des flux et au respect des grandeurs physiques du réseau.

Cette mission incombe aux gestionnaires de réseau de transport d'électricité (GRT). En particulier, en France, le rôle de garant de l'équilibre du système électrique est confié à RTE par l'article L. 321-10 du Code de l'énergie qui dispose que « le gestionnaire du réseau public de transport assure à tout instant l'équilibre des flux d'électricité sur le réseau ainsi que la sécurité, la sûreté et l'efficacité de ce réseau, en tenant compte des contraintes techniques pesant sur celui-ci ».

Pour ce faire, RTE définit en concertation avec les parties prenantes du secteur électrique et soumet à l'approbation de la Commission de régulation de l'énergie (CRE) l'ensemble des modalités techniques et financières relatives à l'équilibrage, et notamment les règles relatives au dispositif de programmation (PR), au mécanisme d'ajustement (MA), au dispositif de responsable d'équilibre (RE) et aux services système fréquence (SSYf).

Les règles de marché étaient historiquement regroupées en plusieurs corpus de règles : MA-RE, Services Système fréquence, RR-RC, NEBCO (précédemment NEBEF), etc. Faisant suite aux dernières enquêtes de satisfaction clients dans lesquelles les acteurs de marchés ont exprimé comme principale attente vis-à-vis de RTE le souhait de voir simplifier les règles de marché, RTE a lancé une démarche d'harmonisation (haRMonie) au cours des années 2022-2023 durant lesquelles plusieurs corpus de règles de marché ont été restructurés et unifiés afin d'en améliorer l'accessibilité et la lisibilité. Cette première restructuration sera poursuivie pour les autres mécanismes avec comme principal objectif, de regrouper les règles de marché dans un même ensemble de documents. Ce nouvel ensemble contiendra des dispositions générales transverses ainsi que des dispositions particulières organisées sous la forme de chapitres pour chacun des mécanismes de marché.

Ces règles ne sont pas des objets figés. Au contraire, elles doivent refléter et accompagner les transformations du système électrique et garantir que l'équilibrage puisse être réalisé au meilleur coût et en intégrant efficacement l'ensemble des acteurs du système électrique.

Par ailleurs, le contexte dans lequel s'insère le travail de rédaction des règles du marché de l'électricité n'a de cesse d'évoluer, au niveau français comme au niveau européen.

La construction du marché intérieur de l'électricité constitue une ambition politique forte de l'Union européenne. Dans ce contexte, les modalités actuelles régissant l'équilibrage du système électrique français évoluent dans le but de poursuivre le développement d'un marché européen de l'équilibrage et d'accompagner efficacement la transition énergétique.

2. Concertation

Afin de continuer les évolutions liées aux déclinaisons des codes et de proposer une mise en œuvre progressive des transformations nécessaires, les groupes de travail (GT) « Evolutions des règles PROG-MA », « Evolutions des règles RE » et « Evolutions des règles SSYf » de la commission accès au marché (« CAM ») du comité des clients utilisateurs du réseau de transport d'électricité (« CURTE ») ont initié un processus de concertation en plusieurs phases avec les acteurs de marché. Ce processus a abouti au présent jeu de règles et les présentations faites dans le cadre de ces GT sont disponibles sur le site concerte[1]. Cette concertation se poursuivra dans les années à venir afin d'accompagner la transition énergétique et le développement d'un marché d'ajustement européen.

2.A. Concertation pour l'évolution des règles relatives au Dispositif de Programmation et au Mécanisme d'Ajustement

La concertation associée à la présente évolution des chapitres 1 et 2 des règles de marché harmonisées a démarré en mars 2024 et s'est poursuivie jusqu'en mai 2025 dans le cadre du groupe de travail PROG-MA.

Les présentations faites dans le cadre de ces GT sont disponibles sur le site concerte.

En complément, afin de recueillir les contributions des acteurs sur différents axes de travail de ce projet d'évolution, RTE a organisé un appel à contribution du 4 octobre 2024 au 22 novembre 2024 sur la refonte des fichiers et la nouvelle modélisation des offres d'ajustement. Cet appel à contributions visait à présenter aux responsables de programmation et acteurs d'ajustement des perspectives sur la modernisation du mécanisme d'ajustement, et à recueillir leurs avis sur l'horizon présenté.

2.B. Concertation pour l'évolution des règles relatives au Dispositif de Responsable d'Equilibre

La concertation associée à la présente évolution du chapitre 3 des règles de marché harmonisées a démarré en mars 2024 et s'est poursuivie jusqu'en mai 2025 dans le cadre du groupe de travail RE.

Les présentations faites dans le cadre de ces GT sont disponibles sur le site concerte.

Par ailleurs, dans le cadre de sa feuille de route « Equilibre Offre-Demande Cible 2030 » partagée avec la CRE et présentée aux acteurs de marché lors de la CAM du 22 novembre 2024, RTE a présenté sa volonté de transférer une partie des coûts de contractualisation de FRR aux RE. Cette mesure poursuit deux objectifs principaux :

1. La réduction des déséquilibres en entrée de Fenêtre Opérationnelle, dans un contexte de passage à un délai de neutralisation de 30 minutes. L'objectif est de responsabiliser davantage les RE en cas d'écarts, en les exposant à la part des coûts de contractualisation de FRR induits.

2. La maîtrise du coût global de contractualisation de FRR, en incitant les RE : à proposer des offres FRR plus compétitives lorsqu'ils sont également Responsables de Réserve, et réduire leurs écarts, ce qui influencera positivement le futur dimensionnement des réserves.

[1] Site concerte : https://www.concerte.fr

Lors des GT du 23 janvier et 24 mars 2025, RTE a présenté plus en détail les enjeux et objectifs associés à cette évolution majeure pour les RE, annonçant qu'un Appel à Contributions serait lancé en avril 2025. RTE a également invité les RE qui le souhaitaient à réaliser des bilatérales.

L'Appel à Contributions a été lancé du 14 avril au 13 mai 2025, afin de recueillir l'avis des RE sur deux points clés :

- La répartition des coûts entre utilisateurs de réseau et RE, incluant les modalités de calcul et les paramètres de fixation des taux ;

- Les modalités de recouvrement de ces coûts par les RE, notamment le choix de la grandeur d'indexation.

En complément, RTE a mis à disposition des RE un fichier de simulation des coûts, basés sur les options présentées dans l'Appel à Contributions.

La CRE a annoncé lors du GT-RE du 19 mai 2025, le lancement d'une consultation publique sur le fond de la mesure pour confirmer que cette mesure réponde efficacement aux objectifs susmentionnés. Cette consultation est prévue entre T4 2025 et T1 2026. En parallèle, RTE mènera des études complémentaires pour étayer les bénéfices attendus de cette évolution.

2.C. Concertation pour l'évolution des règles relatives aux règles Services Système fréquence

La concertation associée à la présente évolution du chapitre 4 des règles de marché harmonisées a démarré en janvier 2024 et s'est poursuivie jusqu'en mai 2025 dans le cadre du groupe de travail « GT SSYf » sur les évolutions des règles SSYf. Les présentations faites dans le cadre de ces GT sont disponibles sur le site concerte.

3. Périmètre des évolutions proposées

Le présent document vise à décrire les modifications que RTE souhaite apporter aux règles relatives au dispositif de programmation (chapitre 1), au mécanisme d'ajustement (chapitre 2), au dispositif de responsable d'équilibre (chapitre 3) et aux services systèmes fréquence (chapitre 4), ainsi qu'aux dispositions générales des règles de marché.

3.A. Dispositions générales (pages 8-15)

Les évolutions des dispositions générales concernent :

- La suppression des notions liées à la plateforme TERRE et des offres standards de RR
- L'évolution du modèle de Garantie à première demande et de la définition de la période RécoTemp A'
- L'ajout d'un article relatif à la surveillance des marchés
- Des précisions sur les critères d'utilisation de la méthode du rectangle simple

3.B. Dispositif de programmation (pages 16-24)

Les évolutions des règles liées au dispositif de programmation sont les suivantes :

- Création d'indicateurs de qualité de la programmation ;

- Pénalisation des défaillances d'EDP
- Entrée en vigueur du renvoi de programmes agrégés par les GRD ;
- Suppression des notions liées à la plateforme TERRE et des offres standards de RR ;
- Amendements rédactionnels divers.

3.C. Mécanisme d'ajustement (pages 25-60)

Les évolutions des règles liées au mécanisme d'ajustement sont les suivantes :

- Introduction d'un seuil d'obligation de participation au Mécanisme d'Ajustement pour les installations de productions raccordées au RPT et au RPD ;
- Modification des conditions de participations d'une Entité d'Ajustement directement ou indirectement raccordée au RPT ;
- Evolution du cadre des petites offres d'ajustement
- Introduction du calcul et de la publication de volumes d'ajustements réalisés à la maille Site ;
- Evolutions relatives à la plateforme MARI ;
- Suppression des notions liées à la plateforme TERRE et des offres standards de RR ;
- Introduction d'une neutralisation de l'écart de programmation dans le calcul du volume réalisé pour les EDA injection ;
- Amendements rédactionnels divers.

3.D. Dispositif de responsable d'équilibre (pages 61-75)

Les évolutions des règles liées au dispositif de responsable d'équilibre sont les suivantes :

- Définition des modalités opérationnelles de la dernière réconciliation temporelle tronquée ;
- Evolutions portant sur la sécurisation financière : calendrier des notifications et mises en demeure des Garanties à première demande et dépôts de liquidités, passage à la mise en demeure par voie électronique ;
- Evolution du Délai de prévenance du coefficient k aux RE ;
- Fin de la facturation du RE lors d'activation de flexibilités réseau sous obligation d'achat ;
- Extension du modèle corrigé pour les sites de soutirage sous CARD-S participant aux SSyf ;
- Publication des données auprès des RE à la maille site des énergies d'ajustement et de réglage réalisées par les sites injection et stockage stationnaire compris dans les périmètres d'équilibre ;
- Harmonisation du cadre de Flexibilité Réseau entre le RPT et le RPD ;
- Retours de l'Appel à Contributions portant sur les orientations relatives aux modalités de financement des coûts de contractualisation de la réserve FRR par les Responsables d'Equilibre (seulement présent dans le rapport d'accompagnement aux règles de marché).

3.E. Services Systèmes fréquence (pages 76-100)

Les évolutions des règles liées aux services système fréquence principales sont les suivantes :

- Evolutions de l'appel d'offre capacitaire de réserve secondaire

- Création d'un cadre de certification et de contrôle des installations de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables
- Evolutions du processus de certification d'aptitude pour des EDRs similaires
- Evolutions du traitement des énergies de réglage des sites de soutirage RPD
- Précisions apportées à la disposition transitoire 4.S.7 relative à la participation des sites sous limitations aux SSYf
- Harmonisation de l'accord-site entre le chapitre 2 relatif au MA et le chapitre 4 relatif aux SSYf
- Evolution de la disposition transitoire 4.S.6 sur l'évolution de composition d'une EDR Diffuse
- Intégration de l'évolution de la valeur de TminLER

4. Calendrier prévisionnel

Les dates prévisionnelles de mise en œuvre de l'ensemble des évolutions de la présente version des règles de marché harmonisées sont indiquées dans un tableau récapitulatif en Annexe 1.A.

L'objectif est de permettre l'entrée en vigueur de ce projet de règles au 1er janvier 2026 après instruction et approbation de la CRE.

Section relative aux évolutions transverses et aux

Dispositions Générales

SOMMAIRE RELATIF AUX EVOLUTIONS TRANSVERSES ET AUX DISPOSITIONS GENERALES

DG1. FIN DE L'UTILISATION DE LA PLATEFORME TERRE 10

DG1.1. Contexte 10

DG1.2. Evolutions de plusieurs chapitres des règles de marché 10

DG1.3. Proposition de RTE 10

DG2. EVOLUTION DU MODELE DE GARANTIE A PREMIERE DEMANDE 11

DG2.1. Contexte 11

DG2.2. Propositions de RTE 12

DG3. EVOLUTIONS DES DEFINITIONS DES DISPOSITIONS GENERALES 12

DG3.1. Ajout de définitions 12

DG3.2. Modifications de définitions 12

DG3.3. Suppression de définitions 12

DG4. AJOUT D'UN ARTICLE RELATIF A LA SURVEILLANCE DES MARCHES 14

DG4.1. Contexte 14

DG4.2. Proposition de RTE 15

DG5. SUPPRESSION DES DEFINITIONS CONCERNANT LE MECANISME DE CAPACITE 15

DG6. AMENDEMENTS REDACTIONNELS 15

DG6.1. Précisions sur les critères d'utilisation de la méthode du rectangle simple 15

DG1. Fin de l'utilisation de la plateforme TERRE

DG1.1. Contexte

L'augmentation du nombre de guichets XBID de 24 à 96, prévue dans le cadre de l'introduction des produits de marchés 15 minutes, implique une refonte du design sur la plateforme TERRE. En effet, cette évolution nécessiterait une adaptation des timings du processus TERRE ainsi que des caractéristiques des produits échangés, afin d'éviter l'activation anticipée de produits standards de RR avant la clôture du marché infra-journalier.

Toutefois, compte tenu de la perspective de réduction du délai de neutralisation à 30 minutes d'ici à 2026[2] (avec une possibilité de dérogation de 3 ans), qui entraînerait la fin de l'utilisation des produits standards de RR pour l'équilibrage, et étant donnée la forte similitude entre un processus TERRE à 96 guichets et celui de MARI, un consensus a été trouvé au niveau européen. Il a conduit l'ensemble des pays participants à la plateforme TERRE à prendre les décisions suivantes :

1. Maintenir le fonctionnement actuel en 24 guichets sans faire évoluer le processus TERRE.
2. Prévoir l'arrêt de l'utilisation de la plateforme TERRE d'ici fin 2025 afin de ne pas interférer avec le passage à 96 guichets XBID prévu début 2026.

Cette déconnexion aura lieu avant la connexion à la plateforme MARI, il n'y aura en conséquence pas de période de cohabitation entre les deux plateformes.

DG1.2. Evolutions de plusieurs chapitres des règles de marché

À compter de l'entrée en vigueur de la version 2 des règles de marché en janvier 2026, RTE ne sera plus connecté à la plateforme TERRE. En conséquence, toutes les dispositions relatives à cette plateforme ainsi qu'à la Replacement Reserve (RR) seront supprimées. Cela concerne notamment la suppression et la révision de nombreux articles des chapitres 0, 1 et 2 portant sur les définitions, la programmation, la qualification des acteurs, la qualification des EDA, la gestion des offres standards de RR, les modalités d'activation et de rémunération etc.

Ces évolutions marquent la fin de l'intégration de la plateforme TERRE dans le mécanisme d'équilibrage français.

DG1.3. Proposition de RTE

RTE propose que toutes les références aux produits standards de RR et à la plateforme TERRE soient supprimées des règles de marché. La suppression ou la modification concerne les articles suivants :

Chapitre	Article(s) de la version 1	Thématique
Chapitre 0	0.A	Définitions : plateforme TERRE, DMO et offre standard
Chapitre 0	0.O.2.2 0.O.2.3	Indicateurs et publications
Chapitre 1	1.I.2.1	Programme d'appel

[2] Disposition inscrite dans le projet de réforme du marché européen de l'électricité « *Electricity Market Reform* »

Chapitre 1	1.I.4.2 1.I.4.3	Programme de marche
Chapitre 2	2.E.1	Qualification d'un acteur d'ajustement
Chapitre 2	2.G.1 2.G.2 2.G.3 2.G.3	Qualification d'une EDA
Chapitre 2	2.J.1.1 2.J.1.2 2.J.3 2.J.4	Constitution des offres standards de RR
Chapitre 2	2.K.1.1 2.K.2.3 2.K.2.4 2.K.3.1 2.K.3.6 2.K.4.3.2	Utilisation des offres standards de RR
Chapitre 2	2.L.1.1	Plage de contrôle
Chapitre 2	2.M.3.2 2.M.3.3 2.M.4.2	Valorisation des énergies d'ajustement standards de RR
Chapitre 2	2.P.1	Indicateurs et publications

DG2. Evolution du modèle de Garantie à première demande

DG2.1. Contexte

Les demandes de modifications des banques ou des RE du modèle de Garantie à première demande sont de plus en plus nombreuses, elles nécessitent de nombreux échanges entre les acteurs et RTE et représentent de part et d'autre une charge opérationnelle. Afin d'optimiser cette dernière, tout en préservant un modèle homogène et assurant sa vocation de sécurisation financière, RTE a proposé aux RE de suggérer des évolutions portant sur le modèle de Garantie à première demande afin de faire évoluer ce dernier vers un nouveau modèle qui fera référence pour les prochaines années.

DG2.2. Propositions de RTE

RTE propose un nouveau modèle qui s'appuie sur les retours faits par les acteurs, qui fasse consensus dans la mesure du possible et respecte les règles juridiques d'une Garantie à première demande. Les demandes acceptées sont les suivantes :

- Changement de dénomination : « Garantie Bancaire » à « Garantie à première demande » ;
- Clause EverGreen : ajout d'une option de reconduction tacite de la Garantie à première demande (deux choix possibles) ;
- Ajout de la notion « Date d'Entrée en vigueur » ;
- Ajout de la mention « Au plus tard jusqu'à la Date d'Échéance Finale » dans plusieurs paragraphes.

Les demandes portant sur la suppression de la liste énumérant les avenants précédents, ou faisant dévier la Garantie à première demande en Cautionnement, ou demandes de rendre la clause Evergreen obligatoire ou ne pas la proposer, ont été notamment refusées.

DG3. Evolutions des définitions des dispositions générales

DG3.1. Ajout de définitions

Chapitre	Définitions ajoutées
Chapitre 2	• Ecart de Programmation • Périmètre d'Ajustement Standard
Chapitre 3	• Période RécoTemp A'

DG3.2. Modifications de définitions

Chapitre	Définitions modifiées
Chapitres 1 et 2	• Délai de Mobilisation d'une Offre ou DMO
Chapitre 2	• Offre d'Ajustement Standard

DG3.3. Suppression de définitions

Chapitre	Définitions supprimées
Chapitres 1 et 2	• Plateforme TERRE
Mécanisme de Capacité	• Acteur Intégré
Mécanisme de Capacité	• Acteur Obligé
Mécanisme de Capacité	• Année de Livraison ou AL

Mécanisme de Capacité	• Appel d'Offres Long Terme ou AOLT
Mécanisme de Capacité	• Cahier des Charges AOLT
Mécanisme de Capacité	• Candidat
Mécanisme de Capacité	• Capacité de Production en service
Mécanisme de Capacité	• Capacité de Production en projet
Mécanisme de Capacité	• Complément de Rémunération AOLT
Mécanisme de Capacité	• Consommateur Obligé
Mécanisme de Capacité	• Consommation Constatée Profilée d'un Acteur Obligé
Mécanisme de Capacité	• Contrat AOLT
Mécanisme de Capacité	• Contrat de Certification
Mécanisme de Capacité	• Contrat de Pré-Certification
Mécanisme de Capacité	• Convention RTE – GRT transfrontalier
Mécanisme de Capacité	• Date de Clôture AOLT
Mécanisme de Capacité	• Déclaration de Certification
Mécanisme de Capacité	• Demande de Certification
Mécanisme de Capacité	• Demande de Pré-Certification
Mécanisme de Capacité	• Dossier d'Eligibilité AOLT
Mécanisme de Capacité	• Ecart Acteur Obligé
Mécanisme de Capacité	• Garantie de Capacité
Mécanisme de Capacité	• Gestionnaire d'Interconnexion
Mécanisme de Capacité	• Lauréat AOLT
Mécanisme de Capacité	• Niveau de Capacité Certifié ou NCC
Mécanisme de Capacité	• Niveau de Capacité Effectif ou NCE
Mécanisme de Capacité	• Niveau de Capacité Pré-Certifié
Mécanisme de Capacité	• Notification d'Echange de Capacité ou NEC
Mécanisme de Capacité	• Obligation de Capacité
Mécanisme de Capacité	• Offre Financière AOLT
Mécanisme de Capacité	• Offre Publique de Vente ou OPV

Mécanisme de Capacité	• Période de Contractualisation AOLT
Mécanisme de Capacité	• Période de l'Année de Livraison
Mécanisme de Capacité	• Période de Sécurisation AOLT
Mécanisme de Capacité	• Plateforme d'Echanges de Garanties de Capacité
Mécanisme de Capacité	• Prix de référence des écarts en capacité
Mécanisme de Capacité	• Prix Garanti AOLT
Mécanisme de Capacité	• Prix Unitaire
Mécanisme de Capacité	• Procédure Approfondie
Mécanisme de Capacité	• Procédure de Participation Transfrontalière
Mécanisme de Capacité	• Procédure Simplifiée
Mécanisme de Capacité	• Procédure de Qualification AOLT
Mécanisme de Capacité	• Puissance de Référence
Mécanisme de Capacité	• Puissance Souscrite Retenue
Mécanisme de Capacité	• Rééquilibrage
Mécanisme de Capacité	• Suspension du Mécanisme de Capacité
Mécanisme de Capacité	• Ticket d'Accès (TA)
Mécanisme de Capacité	• Titulaire d'une EDC
Mécanisme de Capacité	• Volume Contractualisé AOLT
Mécanisme de Capacité	• Volume Cumulé de Rééquilibrages

DG4. Ajout d'un article relatif à la surveillance des marchés

DG4.1. Contexte

Le règlement REMIT n°1227/2011 complète la réglementation Transparence pour assurer le bon fonctionnement des marchés. Il s'intègre dans l'ensemble des règles applicables au fonctionnement des marchés en intégrant les exigences propres aux marchés de l'énergie.

Il comprend la publication avec les délais associés par les acteurs de marché et de manière proactive, d'informations privilégiées. Il demande également aux acteurs de marchés de remonter (sous la forme d'un reporting) les transactions réalisées et impose à tous les acteurs organisant des activités de marché une obligation de surveillance sur leur périmètre.

Dans le cadre du règlement REMIT, RTE joue le rôle d'organisateur de marché (ou PPAT pour Person Professionally Arranging Transactions). A ce titre, RTE doit exercer une surveillance des mécanismes de marché dont il assure la responsabilité opérationnelle.

Dans le cadre de cette surveillance, RTE peut être amené à poser des questions aux acteurs de marché, auxquelles ces derniers sont tenus de répondre.

DG4.2. Proposition de RTE

RTE propose de formaliser ce rôle de surveillance de marché par l'ajout d'un article dédié dans les dispositions générales.

DG5. Suppression des définitions concernant le mécanisme de capacité

Parmi les définitions des dispositions générales figurent les définitions liées aux règles du mécanisme de capacité. Or les règles du mécanisme de capacité sont rassemblées dans un document indépendant des règles des différents mécanismes de marché organisés par RTE. Ces définitions étant spécifiques au mécanisme de capacité et ne concernant pas les autres mécanismes, elles peuvent être supprimées de la liste des définitions des dispositions générales.

DG6. Amendements rédactionnels

DG6.1. Précisions sur les critères d'utilisation de la méthode du rectangle simple

D'après le chapitre 2 des règles de marché, la méthode du rectangle simple n'est ouverte que pour les EDA non constituées d'EDP. Cela concerne :

- Les EDA soutirage
- Jusqu'à la date MA_2, les EDA injection RPD constitués des sites d'injection non rattachés à des EDP. Ces EDA doivent formuler des offres explicites sur le MA. A partir de la date MA_2, les sites constitutifs de cette EDA devront rejoindre une EDP ; la méthode du rectangle simple ne sera donc plus ouverte pour ces EDA.

L'article relatif aux critères d'utilisation de la méthode a été corrigé pour tenir compte de ces éléments.

Section relative aux évolutions du

Dispositif de Programmation

Chapitre 1 des Règles de Marché

SOMMAIRE RELATIF AU DISPOSITIF DE PROGRAMMATION

PR1. CREATION D'INDICATEURS DE QUALITE DE LA PROGRAMMATION POUR L'INJECTION ET LE STOCKAGE STATIONNAIRE 18

PR1.1. Contexte 18

PR1.2. Proposition de RTE 18
PR1.2.1. Données pour la puissance programmée 18
PR1.2.2. Données pour la puissance injectée 19
PR1.2.3. Maille de calcul des indicateurs 19
PR1.2.4. Indicateurs de qualité de la programmation 19
PR1.2.5. Publication des indicateurs de qualité de la programmation 20
PR1.2.6. Analyse des indicateurs 20

PR2. INTRODUCTION DE LA DEFAILLANCE D'EDP 20

PR2.1. Contexte 20

PR2.2. Proposition de RTE 20
PR2.2.1. Critère de défaillance 20
PR2.2.2. Pénalité pour défaillance 21
PR2.2.3. Autres évolutions 21

PR3. RENVOI DE PROGRAMMES AGREGES PAR LES GRD 21

PR3.1. Contexte 21

PR3.2. Proposition de RTE 21
PR3.2.1. Ajout d'une disposition simplifiée 21
PR3.2.2. Suppression de la date de bascule PR_1 22

PR4. PERSPECTIVES SUR LA DATE PR_6 22

PR5. AMENDEMENTS REDACTIONNELS DIVERS 23

PR5.1. Durée de la consultation 23
PR5.1.1. Contexte 23
PR5.1.2. Proposition de RTE 23

PR5.2. Dérogation pour la constitution d'EDP constituées de sites d'injection géographiquement éloignés sur le RPD 23
PR5.2.1. Contexte 23
PR5.2.2. Proposition de RTE 23

PR5.3. Précisions sur les conventions de signe de programmation 23
PR5.3.1. Contexte 23
PR5.3.2. Proposition de RTE 24

PR5.4. Date PR_2 et maille de renvoi du programme de marche 24
PR5.4.1. Contexte 24
PR5.4.2. Proposition de RTE 24

PR1. Création d'indicateurs de qualité de la programmation pour l'injection et le stockage stationnaire

PR1.1. Contexte

Le dispositif de programmation revêt une importance stratégique pour RTE, qui en raison de son modèle proactif d'exploitation du réseau a besoin de disposer, en amont de la fenêtre opérationnelle, de l'information la plus fiable possible sur les quantités d'énergie transitant sur le réseau. La réception de programmes de bonne qualité est nécessaire pour que RTE dispose d'hypothèses fiables pour évaluer et mettre en œuvre les actions correctrices nécessaires à la sûreté système par anticipation au niveau national (équilibre offre demande) et au niveau local (maitrise des flux et tensions).

Dans les règles de marché, aucun processus de contrôle de la qualité des programmes reçus n'est prévu afin de permettre aux acteurs de marché et à RTE de disposer de données quantitatives partagées sur la fiabilité de la programmation. Le contrôle du réalisé pour le mécanisme d'ajustement repose bien, pour l'implicite, sur le programme de marche, mais l'intrication entre le dispositif de programmation et le mécanisme d'ajustement ne permet actuellement pas de déterminer si les écarts constatés sont dus à la programmation ou à la réalisation de l'ajustement. Ce sujet est par ailleurs adressé au paragraphe MA5.

Les sujets de la qualité de la programmation ainsi que de la pénalisation des programmations défaillantes ont été abordés en concertation lors du cycle de la V1 des règles harmonisées, lors de laquelle RTE a fait le constat d'un manque de données quantitatives partagées sur la qualité des programmes reçus. RTE a donc décidé d'introduire, lors du cycle de concertation v2, des indicateurs sur la qualité de la programmation.

PR1.2. Proposition de RTE

RTE propose d'introduire des indicateurs de qualité de la programmation, calculés par entité de programmation (EDP), donnant une vision d'ensemble des écarts entre la programmation reçue des acteurs et l'énergie injectée sur le réseau.

PR1.2.1. Données pour la puissance programmée

La donnée de référence pour la programmation est le programme de marche, construit tout au long de la journée, que l'EDP est tenue de suivre. Le programme de marche est construit à partir du dernier programme d'appel transmis par le responsable de programmation et accepté par RTE, auquel viennent s'ajouter les éventuels fortuits déclarés par l'acteur, ajustements ordonnés par RTE sur le MA et ordres à exécution immédiate hors MA (ordres SAS et passés par téléphone). Il contient donc également l'information des actions demandées par RTE pour l'équilibrage. Le programme ne contenant que les informations transmises par le responsable de programmation est le programme d'appel tracé par RTE.

Afin de disposer d'une référence de programmation neutralisée des actions de RTE, RTE propose que la donnée de programmation utilisée comme référence pour le calcul du score de qualité de la programmation soit donc le dernier programme d'appel tracé par RTE pour l'EDP.

PR1.2.2. Données pour la puissance injectée

La donnée de référence pour la puissance injectée sur le réseau est la somme des courbes de charge des sites de l'EDP, qui sont des données à caractère contractuel (à la différence, par exemple, des télémesures).

De manière analogue au programme de marche, la courbe de charge résulte également d'actions « hors programmation ». Il est donc nécessaire de neutraliser l'effet des actions demandées par RTE et de la corriger des énergies d'équilibrage (participation aux SSYf, au MA et activations hors MA) et des énergies des flexibilités réseau. Il s'agit donc d'une courbe de puissance "théoriquement injectée" hors action des gestionnaires de réseau.

PR1.2.3. Maille de calcul des indicateurs

L'entité dédiée au dispositif de programmation est l'entité de programmation, il apparaît donc cohérent que le score de qualité de la programmation soit calculé à cette maille-ci.

Dans le cas particulier des entités d'ajustement et entités de réserve (EDA/EDR) multi EDP, le calcul des énergies associées à la participation aux SSYf et au MA est réalisable à la maille EDP grâce aux informations remontées par les acteurs. Il est alors possible de reconstituer les volumes à la maille EDP afin de neutraliser les courbes de charges (voir paragraphe précédent) avant calcul des indicateurs.

RTE propose donc que les indicateurs de qualité de programmation soient calculés à la maille EDP pour conserver une cohérence interne au chapitre 1 des règles.

PR1.2.4. Indicateurs de qualité de la programmation

Les indicateurs de qualité de la programmation ont pour but d'indiquer statistiquement l'amplitude des écarts entre la puissance programmée et injectée.

Les indicateurs sont calculés par EDP et pour chaque journée pour lesquelles RTE dispose des courbes de charge des sites de l'entité. En particulier, pour les EDP composées de sites RPD, le GRD ne transmet de courbes de charge à RTE que pour les périodes pour lesquelles l'EDA liée à l'EDP a été activée.

RTE propose de calculer les indicateurs suivants :

- **Nombre de redéclarations** en IJ du PA
- **Puissance moyenne injectée** sur la journée
- **Erreur absolue moyenne normalisée** : moyenne de l'écart, en valeur absolue, entre la courbe de charge et le programme d'appel. Cette métrique indique l'amplitude des écarts entre la puissance programmée et injectée par l'EDP.
- **Biais moyen normalisé** : moyenne de l'écart entre le programme d'appel et la courbe de charge. Cette métrique, signée, permet de détecter si les écarts entre la puissance programmée et réellement injectée privilégient un sens particulier.
- **Racine de l'erreur quadratique moyenne normalisée** : l'erreur quadratique est le carré de la différence entre le programme d'appel et la courbe de charge. Cette métrique fait ressortir les écarts de forte amplitude.

Les trois derniers indicateurs sont ensuite normalisés par la puissance moyenne injectée sur la journée. Les indicateurs expriment ainsi l'écart relatif entre la puissance programmée et injectée en pourcentage de cette dernière.

PR1.2.5. Publication des indicateurs de qualité de la programmation

RTE propose que les indicateurs soient communiqués de manière privée aux responsables de programmation selon un format restant à définir.

PR1.2.6. Analyse des indicateurs

RTE propose d'effectuer un état des lieux quantitatif et anonymisé de la qualité de la programmation, basé sur les indicateurs définis ci-dessus. Cet état des lieux alimentera la réflexion générale sur la qualité de la programmation en identifiant notamment les zones de bonne qualité et les zones de progrès, en vue de l'entrée en vigueur d'un mécanisme d'incitation et de pénalisation adapté sur le respect et la qualité des programmes, décrit dans la partie PR2.

PR2. Introduction de la défaillance d'EDP

PR2.1. Contexte

La programmation revêtant une importance stratégique pour la gestion de l'équilibrage, RTE souhaite mettre en place un système d'incitation financière aux responsables de programmation sur la qualité des programmes d'appel transmis à RTE. Cette incitation financière se ferait en introduisant la notion de défaillance d'EDP, basée sur dépassement d'un certain seuil par les indicateurs de programmation décrits dans la partie PR1.

La pénalisation des défaillances d'EDP prendrait la forme d'une pénalité forfaitaire proportionnelle à l'amplitude de la défaillance.

Cette modalité est associée à une nouvelle date de bascule dans les règles de programmation : la date PR_{19}.

PR2.2. Proposition de RTE

PR2.2.1. Critère de défaillance

RTE propose de considérer qu'une EDP est défaillante pour une journée donnée lorsque l'erreur absolue moyenne normalisée calculée par RTE dépasse un certain seuil. Cet indicateur caractérise en effet l'amplitude de l'écart relatif entre la puissance programmée par l'acteur et celle qui aurait été injectée en l'absence d'action pour l'équilibrage du système. La prise en compte de la normalisation dans le critère de défaillance permet de considérer de la même manière toutes les EDP, indépendamment de la puissance injectée.

La fixation de ce seuil, à la main de RTE, doit être concertée avec les acteurs de marché lors des GT PROG-MA et faire l'objet d'une notification à la CRE. En l'absence d'opposition de la CRE dans les six semaines suivant la notification, le seuil est alors adopté et publié sur le site internet de RTE. En cas d'opposition de la CRE, le processus de concertation doit alors à nouveau avoir lieu.

PR2.2.2. Pénalité pour défaillance

Lorsqu'une EDP est considérée défaillante pour une journée donnée, le responsable de programmation possédant l'EDP dans son périmètre est redevable auprès de RTE d'une pénalité pour défaillance.

Le montant de cette pénalité est proportionnel :

- A l'importance du préjudice causé au système électrique, qui se décompose en deux parties :
  - Le degré de dépassement du seuil de défaillance : $nErr_{moy}^{abs}(EDP_j, T) - Seuil(nErr_{moy}^{abs})$
  - La pondération par la puissance moyenne injectée par l'EDP : $P_{moy}^{inj}(EDP_j, T)$
- Au coût de l'équilibrage durant la journée, via le prix moyen pondéré absolu moyen sur la journée $|PMP_{moy}^{J+3}(T)|$

PR2.2.3. Autres évolutions

Afin d'intégrer ce flux financier dans les règles de programmation, d'autres articles ont également été mis à jour :

- Les modalités de facturation et de paiement (1.N) ;
- Dans l'accord de participation en qualité de responsable de programmation, les modalités de paiement (1.A2.5) et la domiciliation bancaire (1.A2.6).

PR3. Renvoi de programmes agrégés par les GRD

PR3.1. Contexte

Lors du précédent cycle de concertation, RTE avait fait part de sa volonté de faire entrer en vigueur les modalités relatives au renvoi de programme d'appel agrégé par les GRD, prévu par le code de l'énergie et associé dans les règles de marché à la date PR_1. Dans sa délibération, la CRE avait demandé à RTE de tenir compte, dans sa démarche, des capacités opérationnelles des différentes ELD à mettre en œuvre ces modalités.

RTE a donc travaillé avec les ELD pour trouver une solution acceptable permettant la mise en place du renvoi de programme d'appel agrégés par les GRD.

PR3.2. Proposition de RTE

PR3.2.1. Ajout d'une disposition simplifiée

L'élément bloquant principal pour le renvoi de programme d'appel agrégés par les GRD, tel que décrit actuellement dans les règles de marché, était la nécessité, pour le GRD, d'effectuer des prévisions de production pour les sites de production dont le producteur ne transmettait pas de programme d'appel. Certaines ELD n'avaient en effet pas la capacité de mettre en place un modèle de prévision pour les producteurs ne leur ayant pas transmis de programme d'appel.

RTE propose aux ELD le souhaitant de lui déléguer l'établissement de prévisions pour les producteurs ne leur ayant pas transmis de programme d'appel, via l'introduction d'une disposition simplifiée dans les règles. Les programmes d'appel agrégés ainsi renvoyés par les ELD seraient ainsi la somme des programmes d'appel transmis par les producteurs, ainsi que des éventuelles données transmises par les ELD de rang 2. Afin de permettre à RTE d'effectuer les prévisions de production pour les parcs manquants, les ELD transmettent également à RTE des informations permettant d'identifier les parcs ne programmant pas et leur localisation sur le réseau. Enfin, la maille d'agrégation pour cette disposition simplifiée est fixée au poste source.

PR3.2.2. Suppression de la date de bascule PR_1

L'ajout de la disposition simplifiée décrite ci-dessus lève le blocage identifié concernant le renvoi de programmes d'appel agrégés et est compatible avec tous les niveaux de complétude de la programmation reçue par les ELD. RTE propose donc de supprimer la date PR_1, qui sera notifiée aux acteurs pour l'entrée en vigueur de la prochaine version des règles.

PR4. Perspectives sur la date PR_6

Au cours du dernier cycle de concertation, un appel à contributions avait été lancé durant l'été 2023 afin d'anticiper l'impact de l'ouverture de l'enchère infra-journalière transfrontalière à 15h en J-1. RTE souhaitait évaluer la capacité des responsables de programmation à transmettre à HLAR (16h30) des programmes cohérents avec les résultats de l'enchère de 15h, et donc les programmes d'échanges aux frontières en découlant.

Dans les réponses à cet appel à contributions, un risque avait été identifié, en cas de forte liquidité lors de l'enchère de 15h, de ne pas pouvoir réoptimiser certains parcs de production avant 16h30. Cela aurait conduit à envoyer des programmes incohérents avec les résultats de l'enchère, et donc à fausser les études de sûreté réseau à la fois nationales et européennes. Ce risque avait été mentionné à nouveau lors de la consultation des règles.

RTE avait proposé, en cas de forte liquidité lors de l'enchère de 15h, la possibilité d'ouvrir, à une date PR6, un premier guichet de redéclaration à 18h en J-1, afin de récupérer d'éventuelles mises à jour substantielles sur les programmes, du fait d'échanges sur les marchés, sans attendre le premier guichet infra-journalier de redéclaration de 23h.

Les éléments dont dispose RTE indiquent que, depuis son ouverture, la liquidité des échanges réalisés à l'enchère de 15h est relativement faible. Aucune alerte n'a pour le moment été émise par des acteurs pour signaler des difficultés à envoyer à HLAR des programmes cohérents avec les résultats de l'enchère, et il ne semble donc actuellement pas nécessaire d'ouvrir un nouveau guichet à 18h pour récupérer une mise à jour de ces programmes.

Ainsi, RTE ne considère donc pas comme prioritaire l'ouverture de ce nouveau guichet à 18h. La pertinence de conserver cette date dans les règles sera réévaluée lors du prochain cycle de concertation.

PR5. Amendements rédactionnels divers

PR5.1. Durée de la consultation

PR5.1.1. Contexte

L'article 1.C.3 décrivant le processus de révision des règles présente une incohérence dans sa formulation entre les étapes 4 et 5 :

- Le point 4 stipule que le délai de consultation des règles est fixé par RTE et ne peut être inférieur à un mois ;
- Le point 5 mentionne explicitement un délai d'un mois.

PR5.1.2. Proposition de RTE

Afin de pouvoir proposer une durée de consultation supérieure à un mois, RTE propose de supprimer au point 5 la durée explicite d'un mois.

PR5.2. Dérogation pour la constitution d'EDP constituées de sites d'injection géographiquement éloignés sur le RPD

PR5.2.1. Contexte

Actuellement, une EDP composée de sites d'injection géographiquement éloignés peut être acceptée exceptionnellement par RTE à la suite d'une demande de dérogation. RTE rappelle que cet accord s'applique uniquement pour la création d'EDA mono EDP multi sites situés sur le RPD et que l'ouverture à des agrégats multi filières voire des agrégats mixtes injection/stockage ne sera pas possible avant le prochain cycle de concertation.

Afin de faciliter l'arrivée des EnR sur le MA et d'encourager l'agrégation, RTE a partagé les critères permettant d'accélérer le processus dérogatoire lors du groupe de travail EnR du 23 mai et propose d'ajouter dans ce jeu de règles certaines conditions sur le cycle de vie de l'EDP afin de garantir la sûreté système.

PR5.2.2. Proposition de RTE

RTE propose de préciser à l'article 1.F.2 qu'il est possible de contacter le Responsable de Programmation pour lui demander de faire évoluer le Périmètre de son EDP dans le cas où celui-ci amènerait des contraintes d'exploitation sur le RPT ou le RPD non anticipées lors de l'étude réalisée pour l'accord initial.

L'article 1.F.3 précise déjà qu'en cas d'évolution du périmètre d'une EDP comprenant plusieurs sites, le GRD doit être notifié. En cas d'ajout d'un site, il est nécessaire que RTE réévalue l'impact du nouveau périmètre de l'EDP sur le réseau avant de renouveler son accord. L'article 1.F.2 précise ce besoin.

PR5.3. Précisions sur les conventions de signe de programmation

PR5.3.1. Contexte

Dans la définition des chroniques constituant le programme d'appel, aucune mention n'est faite des conventions de signes utilisées pour la puissance active.

PR5.3.2. Proposition de RTE

RTE propose de préciser que les valeurs de puissance active sont positives lorsqu'il s'agit d'injection et négatives lorsqu'il s'agit de soutirage.

PR5.4. Date PR_2 et maille de renvoi du programme de marche

PR5.4.1. Contexte

A partir de la date PR_3, les receveurs d'ordre auront la possibilité de transmettre un programme de marche à la suite de la réception d'un ordre d'ajustement spécifique. Pour les EDA multi EDP composées de groupes de production, un programme de marche est attendu pour chacune des EDP constitutives de l'EDA.

Pour les EDA non constituées d'EDP, un programme de marche est attendu à la maille de l'EDA. C'est notamment le cas pour les EDA injection soumettant des offres explicites, qui ne peuvent pas être liées à des EDP avant les dates PR_2/MA_2, mais également pour les EDA constituées de sites de stockage stationnaire qui, bien que constituées d'EDP, subissent un traitement particulier dans le SI de RTE pour leur permettre de soumettre des offres explicites.

PR5.4.2. Proposition de RTE

A la date PR_2/MA_2, toutes les EDA injection pourront et devront être liées à des EDP, qu'elles soumettent des offres implicites ou explicites. A ce titre, la maille de renvoi du programme de marche sera l'EDP dans tous les cas, incluant le cas du stockage. RTE propose d'amender l'article 1.I.4.2 pour clarifier le lien entre maille de renvoi du programme de marche et les dates PR_2/MA_2 pour les EDA constituées de sites de stockage stationnaire.

Section relative aux évolutions du **Mécanisme d’Ajustement**

Chapitre 2 des Règles de Marché

SOMMAIRE RELATIF AU MECANISME D'AJUSTEMENT

MA1. SEUIL D'OBLIGATION DE PARTICIPATION AU MA 28

MA1.1. Contexte 28

MA1.2. Proposition de RTE 28

MA2. CONDITIONS DE PARTICIPATION DES SITES RATTACHES A UNE EDA 31

MA2.1. Etape de rattachement d'un site RPT 31
MA2.1.1 Contexte général 31
MA2.1.2 Proposition de RTE 31

MA3. EVOLUTION DU CADRE DES PETITES OFFRES D'AJUSTEMENT 31
MA3.1.1 Contexte 31
MA3.1.2 Proposition de RTE 32

MA4. CALCUL ET PUBLICATION DU VOLUME REALISE A LA MAILLE SITE POUR LES SITES DE STOCKAGE STATIONNAIRE ET D'INJECTION RPT ET RPD 32
MA4.1.1 Contexte 32
MA4.1.2 Proposition de RTE 33

MA5. NEUTRALISATION DES ECARTS DE PROGRAMMATION DANS LE CALCUL DU VOLUME REALISE. 34

MA5.1. Contexte 34

MA5.2. Proposition de RTE 35
MA5.2.1 Principe 36
MA5.2.2 Plages de référence 36
MA5.2.3 Impact sur la correction du périmètre d'équilibre 38

MA6. EVOLUTIONS LIEES A LA PLATEFORME MARI 39

MA6.1. Contexte général 39

MA6.2. Evolutions liées à la qualification d'une EDA 39
MA6.2.1 Contexte 39
MA6.2.2 Proposition de RTE 39

MA6.3. Evolutions liées au suivi de la qualification d'une EDA 40
MA6.3.1 Contexte 40
MA6.3.2 Proposition de RTE 40

MA6.4. Critères de qualification d'une EDA en standard 40
MA6.4.1 Contexte 40
MA6.4.2 Proposition de RTE 41

MA6.5. Evolutions liées au caractère réalisable des offres d'ajustement standard 48
MA6.5.1 Contexte 48

MA6.5.2 Proposition de RTE 48

MA6.6. Evolutions liées aux blocages des ordres d'ajustement standard 49
MA6.6.1 Contexte 49
MA6.6.2 Proposition de RTE 49

MA6.7. Evolutions liées aux refus d'ordres standard 50
MA6.7.1 Contexte 50
MA6.7.2 Proposition de RTE 50

MA6.8. Evolutions liées à l'obligation de déposer des offres sur le mécanisme d'ajustement 50
MA6.8.1 Contexte 50
MA6.8.2 Proposition de RTE 50

MA6.9. Evolution de la plage de contrôle du réalisé pour les activations de mFRR standard 50
MA6.9.1 Contexte 51
MA6.9.2 Proposition de RTE 51

MA6.10. Mise en place d'une pénalisation financière en cas de non-respect des critères de qualification d'une activation standard 52
MA6.10.1 Contexte 52
MA6.10.2 Proposition de RTE 52

MA7. PERSPECTIVES SUR LA MODERNISATION DU MECANISME D'AJUSTEMENT 54

MA7.1. Contexte et objectifs 54

MA7.2. Synthèse des perspectives 55

MA7.3. Calendrier prévisionnel 56

MA8. AUTRES EVOLUTIONS ET AMENDEMENTS REDACTIONNELS 57

MA8.1. Durée de la consultation 57
MA8.1.1 Contexte 57
MA8.1.2 Proposition de RTE 57

MA8.2. Facturation des offres et écarts d'ajustement 57
MA8.2.1 Contexte 57
MA8.2.2 Proposition de RTE 58

MA8.3. Précisions sur la rémunération des ordres à exécution immédiate 58
MA8.3.1 Contexte 58
MA8.3.2 Proposition de RTE 58

MA8.4. Précisions sur la participation simultanée au mécanisme d'ajustement et aux services de flexibilités locales réseau 58
MA8.4.1 Contexte 58
MA8.4.2 Proposition de RTE 58

MA8.5. Alignement de formulation avec le chapitre 5 relatif au mécanisme NEBCO (ex-NEBEF) 60
MA8.5.1 Contexte 60
MA8.5.2 Proposition de RTE 60

MA1. Seuil d'obligation de participation au MA

MA1.1. Contexte

Dans le contexte de l'évolution du système électrique français avec une pénétration accrue des énergies renouvelables, raccordées à la fois sur le RPT et le RPD, RTE, garant de l'équilibre offre-demande en France, manque de leviers (notamment d'offres à la baisse sur le Mécanisme d'Ajustement) pour assurer sa mission d'équilibrage et doit fréquemment recourir à des mécanismes hors-marché afin d'arrêter des parcs EnR qui ne sont actuellement pas offerts sur le Mécanisme d'Ajustement. L'utilisation de ces actions hors-marché implique :

- Une efficacité opérationnelle réduite pour le pilotage du Système Electrique français ;
- Le non-respect de la préséance économique ;
- Une désoptimisation de la gestion de l'équilibrage et des surcoûts pour les Responsables d'Equilibre ;
- Des risques accrus pour l'exploitation du Système Electrique français.

L'article 18 de la Loi DDADUE, publié au Journal Officiel le 02 mai 2025, modifie l'article L.321-13 du code de l'énergie de la manière suivante, introduisant l'obligation pour toutes les installations de production raccordées au RPT ou RPD dont la puissance installée est supérieure à un certain seuil fixé dans le chapitre 2 des règles de marché d'offrir sa puissance techniquement disponible à la hausse et à la baisse sur le Mécanisme d'Ajustement (Section 2 : Les missions du gestionnaire du réseau de transport (Articles L321-6 à L321-17-2) - Légifrance) :

« La totalité de la puissance techniquement disponible à la hausse et à la baisse, sur chacune des installations de production dont la puissance installée est supérieure ou égale à un seuil, raccordées aux réseaux publics de transport ou de distribution d'électricité, est mise à la disposition du gestionnaire du réseau public de transport d'électricité par les producteurs dans leurs offres sur le mécanisme d'ajustement. Ce seuil, qui ne peut être inférieur à dix mégawatts et peut dépendre du type d'énergie utilisée, est fixé selon les règles mentionnées au dernier alinéa de l'article L. 321-10. La Commission de régulation de l'énergie peut demander aux producteurs de justifier que leurs installations de production ne sont pas disponibles techniquement. »

MA1.2. Proposition de RTE

RTE propose d'introduire dans les paragraphes 2.J.1.1.2.1 et 2.J.1.1.2.2, portant respectivement sur les Offres d'Ajustement Spécifiques implicites et les Offres d'Ajustement Spécifiques explicites, l'obligation de participation au Mécanisme d'Ajustement pour toutes les installations de production ayant un seuil de puissance installée supérieur ou égal à 10 MW, et ce indépendamment du type de filière concernée.

La notion d'Installation de production concernée par le seuil de 10 MW proposée par RTE se réfère, en cohérence avec le Décret n° 2018-544 du 28 juin 2018 portant modification de la partie réglementaire du code de l'énergie relative aux schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables et aux raccordements multi-producteurs, à *« l'ensemble des installations raccordées en un point unique du réseau public de transport ou de distribution ».*

La puissance installée à comparer avec le seuil est donc la somme des puissances installées des installations de productions raccordées derrière un même point de raccordement sur le RPT ou le RPD. Si le seuil est dépassé, chacune des installations de production raccordée derrière ce même point de raccordement est alors soumise à l'obligation de fournir sa puissance techniquement disponible à la hausse et à la baisse sur le Mécanisme d'Ajustement.

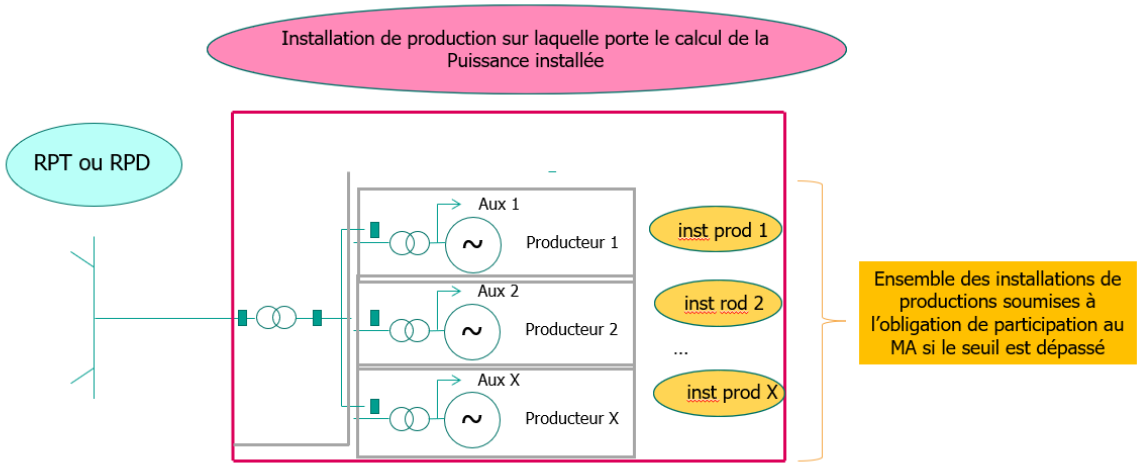


Illustration du calcul de la puissance installée pour un ensemble d'installations de production derrière un unique point de raccordement

Dans le cas où des sites de stockage stationnaire ou de soutirage seraient raccordés derrière un point de raccordement de manière concomitante avec des installations de production, leur puissance installée ne sera pas prise en compte. Il est également important de rappeler que les sites de soutirage et de stockage stationnaire ne sont pas concernés par l'obligation de participation au Mécanisme d'Ajustement.

Une tolérance transitoire pourra être envisagée à l'entrée en vigueur des règles, pour certaines installations de production raccordées sur le RPD à condition que ces dernières justifient leur non-participation immédiate au Mécanisme d'Ajustement du fait d'une impossibilité technique, organisationnelle ou contractuelle les empêchant de respecter temporairement l'obligation légale et dans la mesure où elles partageront un calendrier et un plan d'action pour offrir sur le Mécanisme d'Ajustement leur puissance techniquement disponible.

Ce justificatif ainsi que le calendrier et le plan d'action associés pourront être transmis à la maille du producteur pour toutes les installations de production concernées sur son périmètre afin d'optimiser la résorption et de permettre une vue d'ensemble des contraintes à une maille plus adaptée. Ils seront transmis à la CRE conformément au Code de l'Energie.

L'impact attendu avec la définition d'un seuil de 10 MW est le suivant pour les filières éolienne et photovoltaïque sur le RPT :

Seuil MA	Puissance installée obligée	Part de la puissance installée obligée
≥ 10 MW	3300 MW	94%

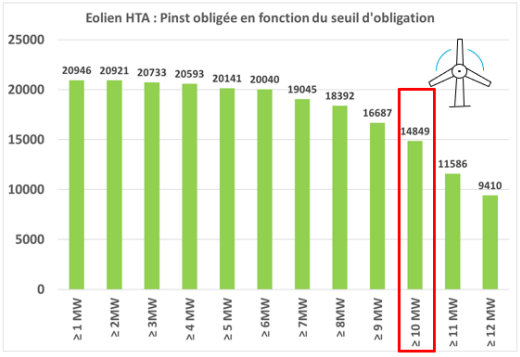
Seuil MA	Puissance installée obligée	Part de la puissance installée obligée
≥ 10 MW	800 MW	92 %

Projection de la puissance installée pour les sites RPT de filières éolienne et solaire sur le MA

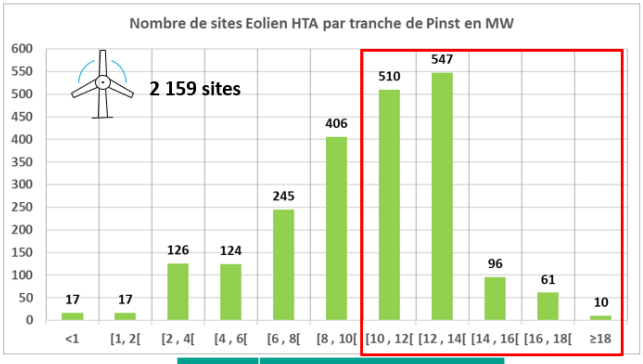
L'impact attendu avec la définition d'un seuil de 10 MW est le suivant pour les filières photovoltaïque et photovoltaïque sur le RPD :

Chiffres issus de ODRE (mise à jour du 31/10/2024)

Impact du seuil d'obligation sur la puissance installée offerte à la maille France



Seuil MA	Part de la puissance installée obligée
≥ 10 MW	71 %

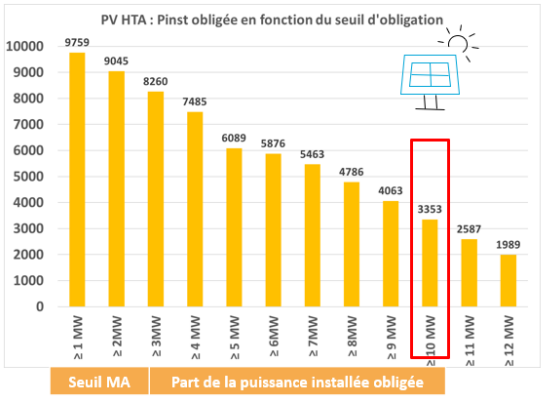


Seuil MA	Nombre de sites obligés
≥ 10 MW	1 224

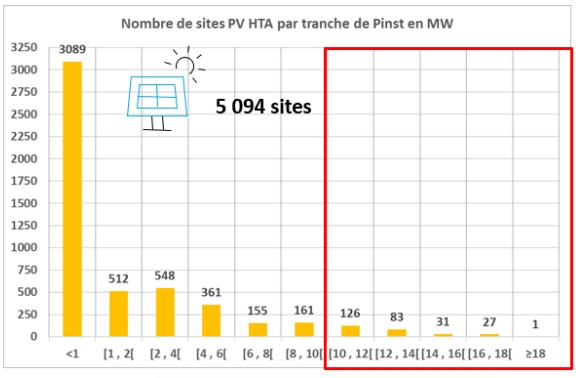
Projection de la puissance installée pour les sites RPD de filière éolienne sur le MA

Chiffres issus de ODRE (mise à jour du 31/10/2024)

Impact du seuil d'obligation sur la puissance installée offerte à la maille France



Seuil MA	Part de la puissance installée obligée
≥ 10 MW	32 %



Seuil MA	Nombre de sites obligés
≥ 10 MW	268

Projection de la puissance installée pour les sites RPD de filière photovoltaïque sur le MA

Compte tenu des contraintes des facteurs de charge des filières renouvelables et des conditions d'utilisation des offres qui seront proposées pour les nouvelles EDA RPT et RPD constituées par des installations de production nouvellement concernées par la participation au MA, RTE estime que le seuil d'obligation à 10MW est un minimum afin de lui permettre d'assurer sa mission d'équilibrage à partir des volumes théoriquement disponibles à l'avenir sur le Mécanisme d'Ajustement.

MA2. Conditions de participation des sites rattachés à une EDA

MA2.1. Etape de rattachement d'un site RPT

MA2.1.1 Contexte général

Actuellement, certains sites raccordés directement ou indirectement sur le RPT sont dans des phases d'essais longues et parfois complexes qui ne leur permettent pas de signer la convention d'exploitation définitive ou d'obtenir la « notification opérationnelle finale » nécessaire à la participation effective au marché d'une Entité d'Ajustement, selon les règles du Mécanisme d'Ajustement en vigueur.

Ces conditions de participation sont considérées trop restrictives par RTE, une partie des essais exigés pour obtenir ces documents n'étant pas jugés indispensables pour participer efficacement au Mécanisme d'Ajustement.

MA2.1.2 Proposition de RTE

RTE propose de modifier le paragraphe 2.F.2.1 des règles pour les sites directement et indirectement raccordés sur le RPT afin de mettre en place des critères plus cohérents et de permettre aux sites concernés de participer plus rapidement au Mécanisme d'Ajustement.

Les nouveaux critères sont identiques dans les deux cas et sont :

- La validation du procès-verbal étape 2 du contrôle de conformité, qui donne lieu à l'obtention de la Notification Opérationnelle Provisoire
- La validation de la fiche F1 relative à la Documentation Technique de Référence du CART, préalable à l'autorisation d'injecter sur le réseau, liée aux tests des systèmes dédiés aux échanges d'informations.

MA3. Evolution du cadre des petites offres d'ajustement

MA3.1.1 Contexte

Le cadre réglementaire pérenne des petites offres d'ajustement a été défini lors du dernier cycle de concertation avec les principes suivants : A partir de la date MA_{10}, les offres de moins de 10 MW devront être offertes en explicite avec les conditions d'utilisation normalisées suivantes :

- DMO ≤ 30 minutes
- DOmin ≤ 30 minutes

Il est nécessaire de faire évoluer ce cadre pour le rendre compatible avec la cible de l'équilibrage et ainsi donner de la visibilité aux acteurs d'ajustement sur le long terme.

MA3.1.2 Proposition de RTE

Tout d'abord, pour ne pas contraindre à court terme l'arrivée des EnR sur le Mécanisme d'Ajustement, RTE propose de modifier le paragraphe 2.S.1.1 des règles pour lever la limite des trois EDA autorisées à formuler des petites offres dites « normalisées » avant la date MA_{10}. Cette modification est applicable dès le mois de mai 2025.

Ensuite, RTE propose de modifier le paragraphe 2.J.1.3.3.1 pour qu'après la date MA_{10}, les petites offres dites « normalisées » respectent les conditions d'utilisation suivantes :

- Le DMO doit être inférieur ou égal à 13 min ; et
- Le DOmin doit être inférieur ou égal à 15 min.

– Ces conditions d'utilisation sont nécessaires pour permettre à RTE d'automatiser l'interclassement et l'activation des offres toutes les 15 minutes et ainsi assurer l'équilibrage au sein de la fenêtre opérationnelle qui va se réduire dans les prochaines années :

- A compter de janvier 2026, la fenêtre opérationnelle passera de 2h à 1h15 avec le passage à 96 guichets de programmation et d'offres ;
- A compter de janvier 2029, la fenêtre opérationnelle passera de 1h15 à 45 min avec la réduction du délai de neutralisation à 30 minutes.

Enfin, RTE propose de modifier le paragraphe 2.J.1.3.5.1 pour exempter les sites d'injection RPT formulant des offres de moins de 10 MW de respecter les conditions d'utilisation normalisées. En effet, il peut arriver qu'un site de grande puissance installée avec des contraintes techniques non compatibles avec les conditions d'utilisation normalisées fonctionne à moins de 10 MW de sa puissance maximale ou bien qu'un site de faible puissance installée ne puisse pas s'agréger pour offrir plus de 10 MW.

L'entrée en vigueur de la date MA_{10} est prévue pour mi-2026 et se fera en même temps que la date MA_2 pour permettre aux EDA injection RPD composées d'EDP de participer en explicite et formuler des petites offres.
Pour les sites RPD nécessitant un délai supplémentaire pour être en mesure de respecter les conditions d'utilisation normalisées, RTE les incite à s'agréger pour être en mesure d'offrir plus de 10 MW. A cet effet, RTE a partagé lors du groupe de travail EnR du 23 mai les critères permettant d'accélérer l'obtention de l'accord de RTE pour constituer des EDA mono EDP multi sites.

MA4. Calcul et publication du volume réalisé à la maille site pour les sites de stockage stationnaire et d'injection RPT et RPD

MA4.1.1 Contexte

Dans le contexte de la croissance des sites d'injection ER et de stockage stationnaire participant au Mécanisme d'Ajustement, il est nécessaire pour RTE de pouvoir répartir les données de volumes réalisés sur le Mécanisme d'Ajustement à la maille site et non seulement à la maille entité. En particulier, deux nouveaux services imposent de pouvoir calculer ces volumes réalisés à la maille site :

- Un besoin réglementaire lié à l'article 175 de la Loi Finances 2025 : La Loi Finances 2025 modifie les contrats d'obligation d'achat et de complément de rémunération et impose l'insensibilisation de la rémunération des producteurs aux passages d'ordres sur le Mécanisme d'Ajustement et les plateformes européennes. Les volumes réalisés à la maille site seront calculés par RTE pour les sites sous obligation d'achat et en complément de rémunération et envoyés aux acteurs concernés :
    - Les acheteurs obligés pour les volumes réalisés à la maille site pour les sites sous obligation d'achat ;
    - EDF OA pour les sites en complément de rémunération raccordés sur le RPT ;
    - Les GRD pour les sites en complément de rémunération raccordés sur le RPD (afin qu'ils puissent intégrer ces volumes dans leurs données à partager à EDF OA) ;
    - Les producteurs des sites sous obligation d'achat ou en complément de rémunération.
- Un besoin non réglementaire lié à un nouveau service de publication pour les Responsables d'Equilibre. En effet, les Responsables d'Equilibre et les Acteurs d'Ajustement ont partagé avec RTE leur besoin d'obtenir plus de données relatives à la participation de manière agrégée des sites d'injection et de stockage stationnaire au Mécanisme d'Ajustement. L'objectif étant :
    - De faciliter la répartition des rémunérations entre sites ; et
    - De mieux intégrer le comportement des sites ajustés aux modèles de prévision de production des acteurs les valorisant.

RTE propose donc de publier les volumes réalisés à la maille des sites injection et stockage stationnaire auprès des RE et des AA. Ceux-ci seront calculés à partir des clés de répartition envoyées par les AA, tel que décrit dans le paragraphe suivant MA4.1.2.

Un calendrier de déploiement de ce nouveau service de publication sera présenté ultérieurement. Par ailleurs, il est important de préciser que ce service de publication à la maille site ne se fait pas au détriment du service de publication à la maille EDA déjà mis en place pour les AA (API Big Back Office Balancing) et RE (API Speed Balancing), qui sera maintenu.

MA4.1.2 Proposition de RTE

RTE propose d'introduire dans le chapitre 2 des règles la notion de clés de répartition en énergie, de manière symétrique à celle présente dans le chapitre 4 dédié aux Services Système fréquence. Une nouvelle section 2.L.6 est rédigée afin de décrire le concept de clé de répartition de l'énergie activée par site pour les EDA composées de plus d'un site et son utilisation pour le calcul du volume réalisé à la maille site.

Pour les EDA composées d'un unique site, le volume réalisé à la maille site est égal au volume réalisé à la maille EDA. Aucune clé de répartition n'est donc attendue de la part des Acteurs d'Ajustement. Pour les EDA multi-sites, le processus de calcul des volumes d'ajustement réalisés à la maille site est le suivant :

- Pour chaque EDA multi-sites composée de sites d'injection ou de stockage stationnaire, l'Acteur d'Ajustement responsable de l'EDA en question transmet pour tout ajustement standard ou spécifique réalisé au cours du mois M une clé de répartition en énergie avec des valeurs comprises entre 0 et 1 pour chacun des sites de l'EDA et décrivant la répartition de l'énergie de l'ajustement réalisé sur chacun des sites. Les clés devront être envoyées au pas 5 minutes par les Acteurs d'Ajustement et la somme des valeurs des clés des sites d'une EDA doit être égale à 1 pour chacun des pas 5 minutes concerné par l'ajustement. Les Acteurs d'Ajustement auront jusqu'au 3ème jeudi du mois M+1 pour transmettre les clés de répartition pour chaque ordre d'ajustement exécuté lors du mois M sur chacune des EDAs de leur périmètre.
- A partir de ces clés de répartition et des volumes réalisés par EDA pour chaque ordre d'ajustement, RTE calcule le volume réalisé à la maille site au pas 5 minutes puis au pas 15 minutes pour chaque ajustement.

En cas d'absence de clé de répartition, pour une EDA multi-sites composée de N sites, RTE utilisera des clés de répartition standard de type 1/N pour calculer les volumes d'ajustement réalisés à la maille site.

Une date pivot MA_{18} est également introduite pour notifier aux Acteurs d'Ajustement le début d'envoi des clés de répartition en énergie à RTE.

La qualité des clés de répartition transmise par les Acteurs d'Ajustement étant cruciale pour calculer correctement les volumes d'ajustement réalisé à la maille site, RTE précise également le besoin de transmission de clés de répartition en énergie représentatives des ordres d'ajustement exécutés sur chacun des sites de l'EDA concernée. En cas de doute sur la fiabilité des clés de répartition transmises par un Acteur d'Ajustement, RTE pourra auditer les clés transmises par un acteur et lui demander des données supplémentaires. En fonction des conclusions de cet audit, des sanctions pourront être prises, pouvant aller jusqu'à la suspension de l'accord de participation en qualité d'Acteur d'Ajustement. Le paragraphe 2.D.2 des règles est adapté en conséquence.

En outre, RTE propose la modification de l'annexe 2.A4 du Chapitre 2 pour inclure l'autorisation donnée par l'Acteur d'Ajustement à RTE pour la transmission du volume réalisé du MA à la maille site au RE de ce site.

MA5. Neutralisation des écarts de programmation dans le calcul du volume réalisé.

MA5.1. Contexte

Le calcul des écarts d'ajustement est réalisé lors du contrôle du réalisé du mécanisme d'ajustement (ci-après CRMA) en faisant la différence entre le volume attendu théorique et le volume réalisé. Le volume attendu théorique représente la quantité d'énergie d'ajustement demandée par RTE à l'EDA, qui est également l'énergie rémunérée au prix d'offre à l'acteur d'ajustement. Le volume réalisé représente la quantité d'énergie d'ajustement fournie par l'EDA. Les écarts d'ajustement sont ensuite calculés pour chaque pas 5 minutes comme la différence entre le volume réalisé et le volume attendu.

Pour les EDA injection constituées d'EDP, le volume attendu est défini comme l'aire comprise entre le programme de marche théorique et le dernier programme d'appel tracé par RTE, et le volume réalisé est défini comme l'aire comprise entre la courbe de charge de l'EDA et le dernier programme d'appel tracé par RTE. Le contrôle du réalisé revient alors à contrôler, sur chaque pas 5 minutes de la plage de contrôle, l'écart entre la courbe de charge de l'EDA et le programme de marche théorique.

Lors d'un ajustement réalisé pour la gestion de l'équilibrage, le besoin de RTE relatif à cet ajustement est la réalisation d'une variation de l'énergie injectée ou soutirée par l'EDA, afin de rééquilibrer le bilan énergétique global du système électrique sur une durée donnée. Le programme de marche théorique est ainsi tracé de telle manière que le volume attendu corresponde à la variation d'énergie nécessaire pour le système, en se basant sur les dernières données de programmation fournies pour les EDP constituant l'EDA. Le calcul actuel du volume réalisé ne reflète cependant pas correctement la réalisation de cette variation d'énergie dans les cas où l'énergie injectée par l'EDA avant ou après l'ajustement diffère de son programme d'appel.

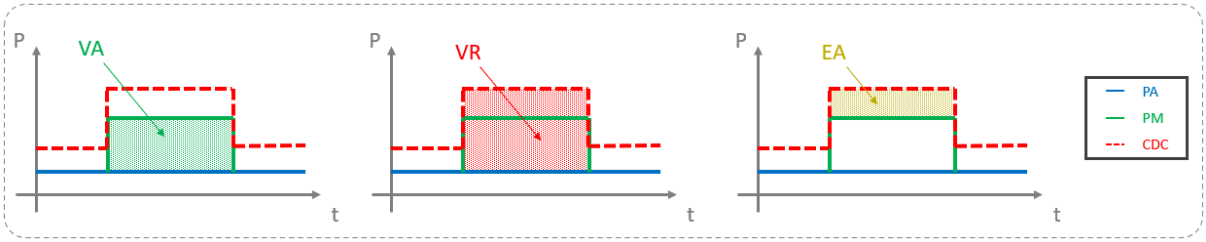


Illustration d'une variation d'énergie d'ajustement conforme à l'attendu pour une EDA n'ayant pas suivi le programme d'appel déclaré

Dans l'exemple illustré ci-dessus, l'EDA ne suit pas le programme d'appel déclaré à RTE mais effectue une variation d'énergie similaire à celle attendue par RTE (en vert). Cependant, le volume réalisé (en rouge) étant calculé par rapport au programme d'appel, des écarts d'ajustement (en jaune) sont comptés.

A l'inverse, dans l'exemple ci-dessous, bien que l'EDA suive le programme de marche durant l'ajustement, la variation réelle d'énergie dans le système ne correspond pas à celle attendue, et rémunérée, par RTE sur la base des données de programmation fournies pour les EDP de l'EDA.

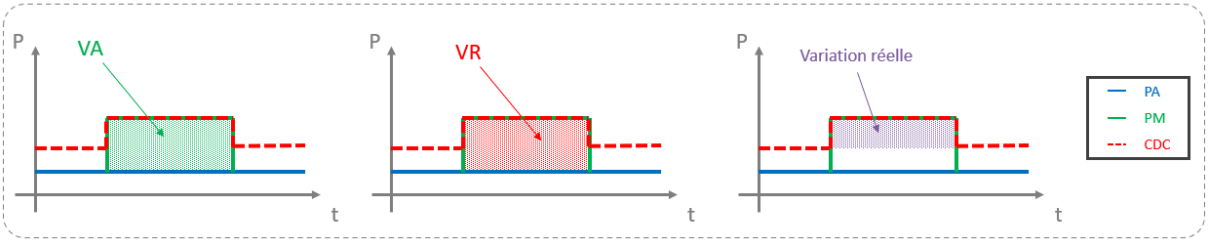


Illustration d'une variation d'énergie d'ajustement non conforme à l'attendu pour une EDA ayant suivi le programme d'appel déclaré

MA5.2. Proposition de RTE

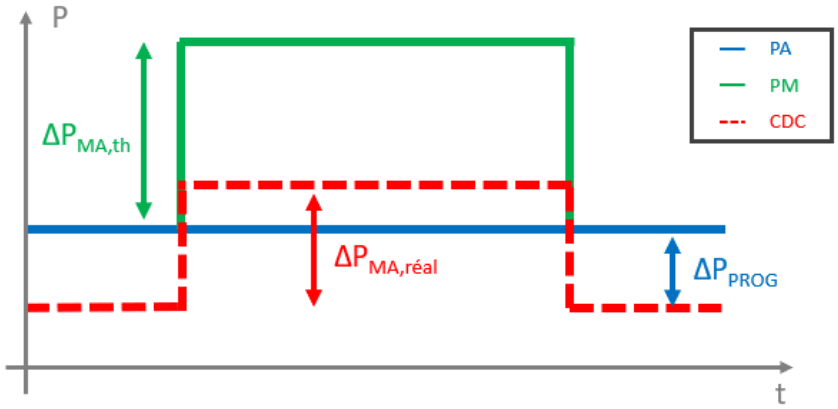
RTE propose d'introduire la notion d'écart de programmation pour tenir compte, dans le calcul du volume réalisé, de l'écart entre la courbe de charge et le dernier programme d'appel reçu, avant et après l'ajustement. La prise en compte de cet écart dans le calcul du volume réalisé permet de ne comptabiliser dans celui-ci que la variation d'énergie dans le système due à l'ajustement.

RTE propose d'associer à cette modalité la date d'entrée en vigueur différée MA[17].

MA5.2.1 Principe

Cette modalité vise à séparer, pour le CRMA :

- L'écart de programmation ΔP_{PROG} entre la courbe de charge et le programme de marche avant et après l'ajustement, à neutraliser avant CRMA
- L'écart d'ajustement $\Delta P_{MA,th}$ - $\Delta P_{MA,réal}$ entre la variation de puissance théorique et réalisée. Seul celui-ci est à prendre en compte pour le CRMA.



Visualisation de l'écart d'ajustement théorique, de l'écart d'ajustement réalisé et de l'écart de programmation

Pour ce faire, RTE propose de calculer un écart de programmation, défini comme l'écart entre la courbe de charge et le dernier programme d'appel tracé par RTE, pour les EDP constituant l'EDA, moyenné sur des périodes de référence initiale et finale positionnées respectivement avant et après l'ajustement.

$$Ecart_{prog} = MOY_{périodes\ de\ référence\ initiale\ et\ finale}(Courbe\ de\ charge - dernier\ PA\ tracé)$$

Cet écart de programmation, qui peut être positif ou négatif, est intégré comme suit dans le calcul du volume réalisé :

$$Volume_{réalisé,H} = max\left(Energie_{CdC} - Energie_{prog} - Energie_{Ecart_{prog}}; 0\right)$$

$$Volume_{réalisé,B} = -min\left(Energie_{CdC} - Energie_{prog} - Energie_{Ecart_{prog}}; 0\right)$$

MA5.2.2 Plages de référence

RTE propose que :

- La plage de référence initiale corresponde au pas de règlement des écarts complet précédant l'instant d'activation retranché du DMO
- La plage de référence finale corresponde au pas de règlement des écarts complet suivant l'instant de fin d'ajustement

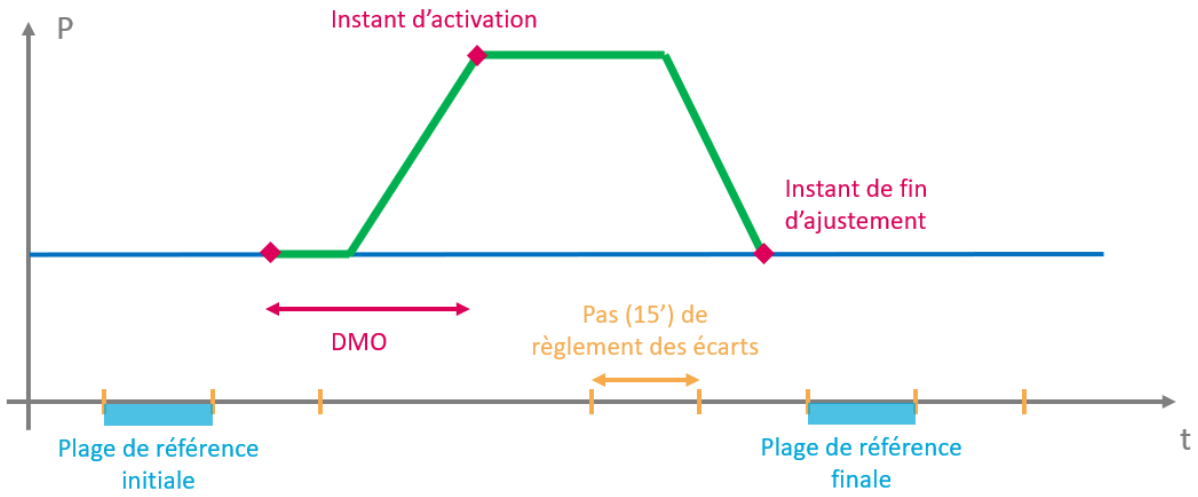
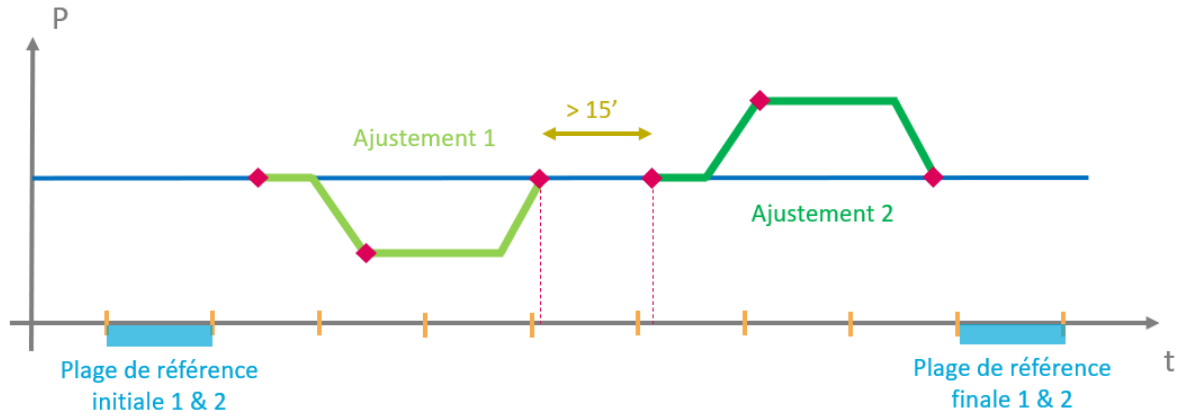


Illustration des plages de références initiale et finale

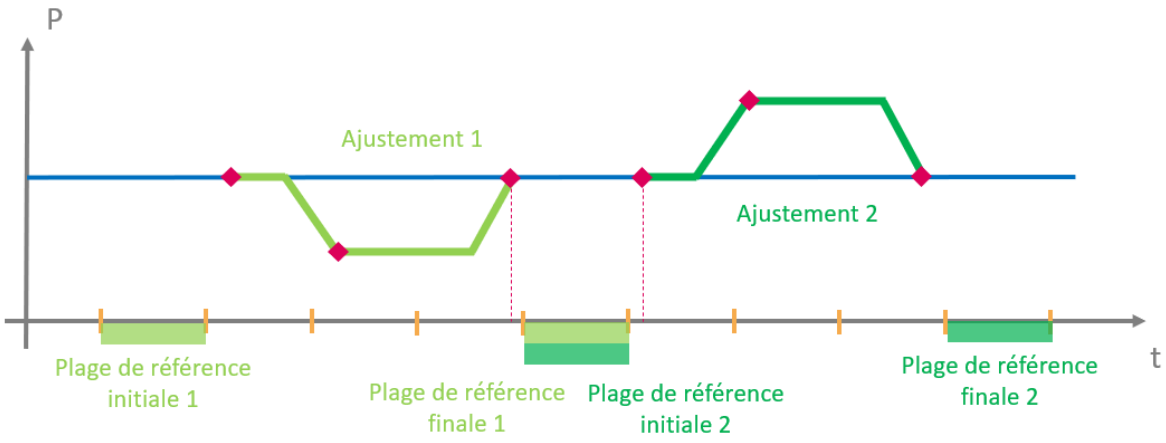
Lorsque plusieurs ajustements consécutifs ont lieu sur une EDA, lorsque l'instant de fin d'ajustement du premier ajustement et l'instant d'activation retranché du DMO du deuxième ajustement sont séparés de moins d'un pas de règlement des écarts complet, alors :

- La plage de référence initiale pour les deux ajustements est celle du premier ajustement ;
- La plage de référence finale pour les deux ajustements est celle du deuxième ajustement.



Cas d'une durée entre 2 activations supérieure à 15 minutes n'englobant aucun pas de règlement des écarts

Dans la figure ci-dessus, la durée entre la fin du premier ajustement et l'instant d'activation retranché du DMO du deuxième est certes supérieure à 15 minutes, mais il n'y a pas de pas de règlement des écarts complet entre les deux. Dans la figure ci-dessous, on trouve bien un pas de règlement des écarts complet entre les deux ajustements.



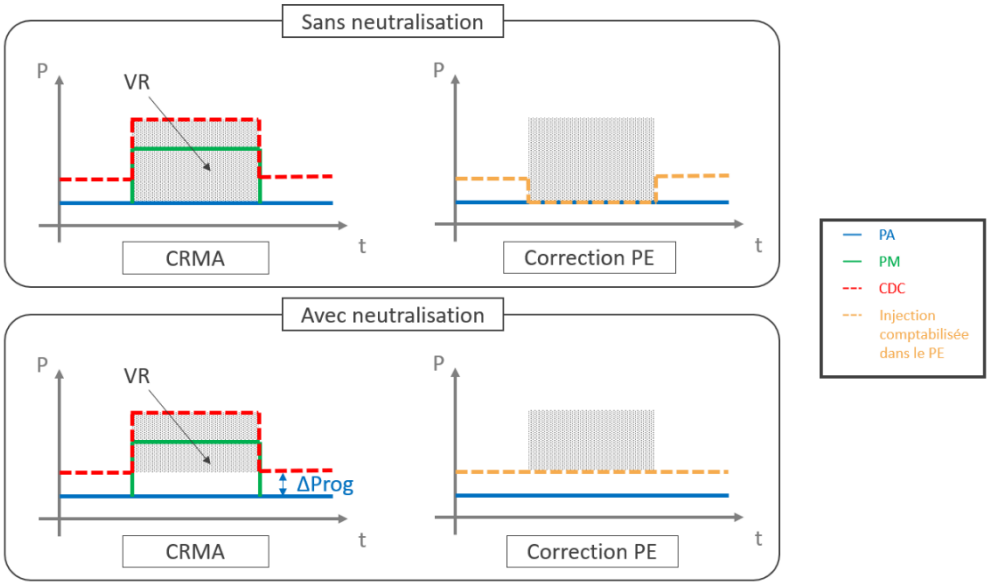
Cas d'une durée entre 2 activations supérieure à 15 minutes englobant un pas de règlement des écarts

MA5.2.3 Impact sur la correction du périmètre d'équilibre

Lorsqu'un ajustement est réalisé sur une EDA, le périmètre d'équilibre du RE du ou des sites rattachés à l'EDA est corrigé du volume réalisé par l'EDA. La modification du calcul du volume réalisé a donc un impact sur la correction du périmètre d'équilibre.

Comme illustré ci-dessous, si l'écart de programmation n'est pas pris en compte dans le calcul du volume réalisé, il se répercute au niveau de la correction du périmètre d'équilibre en recalant artificiellement la courbe de charge de l'EDA sur le programme d'appel lors de l'ajustement.

La neutralisation de l'écart de programmation dans le calcul du volume réalisé a donc pour conséquence de ne pas le répercuter dans le périmètre d'équilibre.



Impact sur la correction du périmètre d'équilibre sans et avec neutralisation de l'écart de programmation

MA6. Evolutions liées à la plateforme MARI

MA6.1. Contexte général

Conformément aux articles 19, 20 et 21 du règlement « Electricity Balancing », les offres d'ajustement d'aFRR, de mFRR et de RR seront échangées, selon un modèle « GRT-GRT », respectivement au sein des plateformes européennes PICASSO, MARI et TERRE. Depuis le 1er décembre 2020, RTE est connecté à la plateforme TERRE pour échanger et utiliser des offres standards de RR. RTE est également connecté à la plateforme PICASSO depuis le 2 avril 2025 pour échanger et utiliser des offres standards d'aFRR. En outre, la France a rejoint la coopération FCR depuis le 16 janvier 2020. La plateforme MARI constitue ainsi la dernière des plateformes européennes à laquelle RTE prévoit de se connecter, avec une mise en service envisagée pour janvier 2026 (à la date de publication du présent document).

Dans le cadre de cette future connexion de RTE à la plateforme européenne MARI, une adaptation des règles de marché actuelles est nécessaire pour permettre la mise en œuvre de la plateforme. Les points présentés ci-après ont d'ores et déjà été abordés lors du cycle de concertation avec les acteurs de marché, afin de tenir compte de leurs différentes contraintes.

MA6.2. Evolutions liées à la qualification d'une EDA

MA6.2.1 Contexte

Les acteurs d'ajustement souhaitant participer à la plateforme MARI doivent obtenir une qualification de leurs EDA auprès de RTE pour participer aux échanges européens. En effet, avant toute transmission d'offres standards vers la plateforme européenne, RTE souhaite s'assurer que les acteurs soient en mesure de respecter des exigences simples de programmation au niveau de l'EDP appartenant à l'EDA.

Dans les cas où les acteurs d'ajustement ne respectent pas les règles de marché établies, RTE souhaite également se laisser la possibilité de retirer la qualification d'une EDA à MARI pour ne pas mettre en danger la sûreté du système. Par ailleurs, RTE entend laisser aux acteurs d'ajustement la possibilité de distinguer leur périmètre d'ajustement classique (EDA destinés à participer au Mécanisme d'Ajustement uniquement) de leur périmètre d'ajustement standard (EDA destinées à participer au Mécanisme d'Ajustement et à la plateforme MARI) afin de faciliter la gestion de leurs EDA dans le référentiel RTE.

MA6.2.2 Proposition de RTE

RTE propose de mettre en place une qualification pour les EDA souhaitant participer à la plateforme MARI conformément à l'article 2.G.1 des règles de marché.

Comme énoncé à l'article 2.G.1.1 des règles de marché, l'acteur d'ajustement peut à tout moment demander de faire évoluer l'ensemble de ses EDA aptes à participer sur la plateforme MARI. Afin de désigner l'ensemble de ces EDA, RTE introduit la notion de périmètre d'ajustement standard. La qualification au niveau de l'EDA, à la main de l'acteur d'ajustement est modifiable dans le référentiel des entités d'ajustement de RTE, elle est accordée par RTE sous réserve du respect des exigences précisées dans l'article 2.G.1.2. RTE s'engage à délivrer cette qualification au plus tard 2 jours ouvrés après la demande conformément à l'article 2.G.1.3.

De la même manière que ce qui est fait sur le Mécanisme d'Ajustement, RTE peut décider d'empêcher une EDA de participer à la plateforme MARI en retirant cette dernière du périmètre d'ajustement standard d'un acteur d'ajustement. En effet cette exclusion entraîne l'impossibilité pour l'acteur d'ajustement de déposer des offres standards de mFRR via cette EDA. Les modalités appliquées en cas de perte de qualification sont décrites à l'article 2.G.1.4.

MA6.3. Evolutions liées au suivi de la qualification d'une EDA

MA6.3.1 Contexte

Une fois que l'acteur d'ajustement et ses EDA sont qualifiés pour participer à la plateforme MARI, celui-ci peut déposer librement des offres standards. En effet, RTE privilégie un système de vérification a posteriori plutôt qu'une phase complexe de préqualification pouvant dissuader certains acteurs de marché de participer au marché européen de mFRR en raison d'investissements jugés trop lourds.

Puisque les offres standards de mFRR sont par définition des offres explicites, il appartient à l'acteur de s'assurer de leur faisabilité et de garantir leur bonne exécution en cas de sélection par la plateforme. Afin de vérifier que les activations soient correctement réalisées lorsqu'une offre est sélectionnée, RTE propose de mettre en place un dispositif de suivi au niveau des EDA.

MA6.3.2 Proposition de RTE

Lorsqu'un acteur réalise des activations dans le cadre du mécanisme standard de mFRR, RTE souhaite en assurer le suivi sur les EDA relevant de son périmètre d'ajustement standard selon les modalités décrites dans l'article 2.G.2 des règles de marché. Les critères examinés lors de cette phase de suivi sont précisés dans l'article 2.G.3 des règles de marché et explicités en détail dans le paragraphe MA6.4 du présent document.

En cas de non-respect de ces derniers, l'acteur s'expose à une pénalisation nouvellement introduite dans le cadre des activations standards de mFRR conformément à l'article 2.G.2.4 dont le calcul est détaillé dans l'article 2.M.8.

MA6.4. Critères de qualification d'une EDA en standard

MA6.4.1 Contexte

Afin d'encourager les acteurs d'ajustement à rejoindre le marché de produit standard de mFRR tout en limitant les barrières à l'entrée, RTE doit définir des critères de qualification permettant la participation d'un maximum d'actifs en tenant compte de leurs conditions d'utilisation sans compromettre la sécurité et la performance de l'exploitation du réseau électrique.

Les critères présentés ci-dessous ont été conçus pour répondre à ce double objectif. Ils résultent des du dernier cycle de consultation[3], intégrant à la fois les contraintes exprimées par les acteurs de marché et les recommandations de la Commission de Régulation de l'Énergie.

[3] https://www.concerte.fr/evenement/gt-prog-ma-4

MA6.4.2 Proposition de RTE

RTE propose de mettre en place des critères particuliers pour contrôler les activations de mFRR standard via la plateforme MARI. Ces critères permettent de déterminer si les activations de mFRR standard sont valides puis de les pénaliser dans un second temps si elles ne le sont pas. En complément des contrôles classiques sur les énergies d'ajustement, ces critères de conformité permettent de s'assurer que la forme de la livraison respecte le profil trapézoïdal attendu du produit standard de mFRR. Le paragraphe 2.G.3 des règles de marché présente en détail les exigences et critères à respecter. Dans le cas où ils ne sont pas respectés, l'acteur s'expose à une pénalité dont le calcul est décrit à l'article 2.M.8.

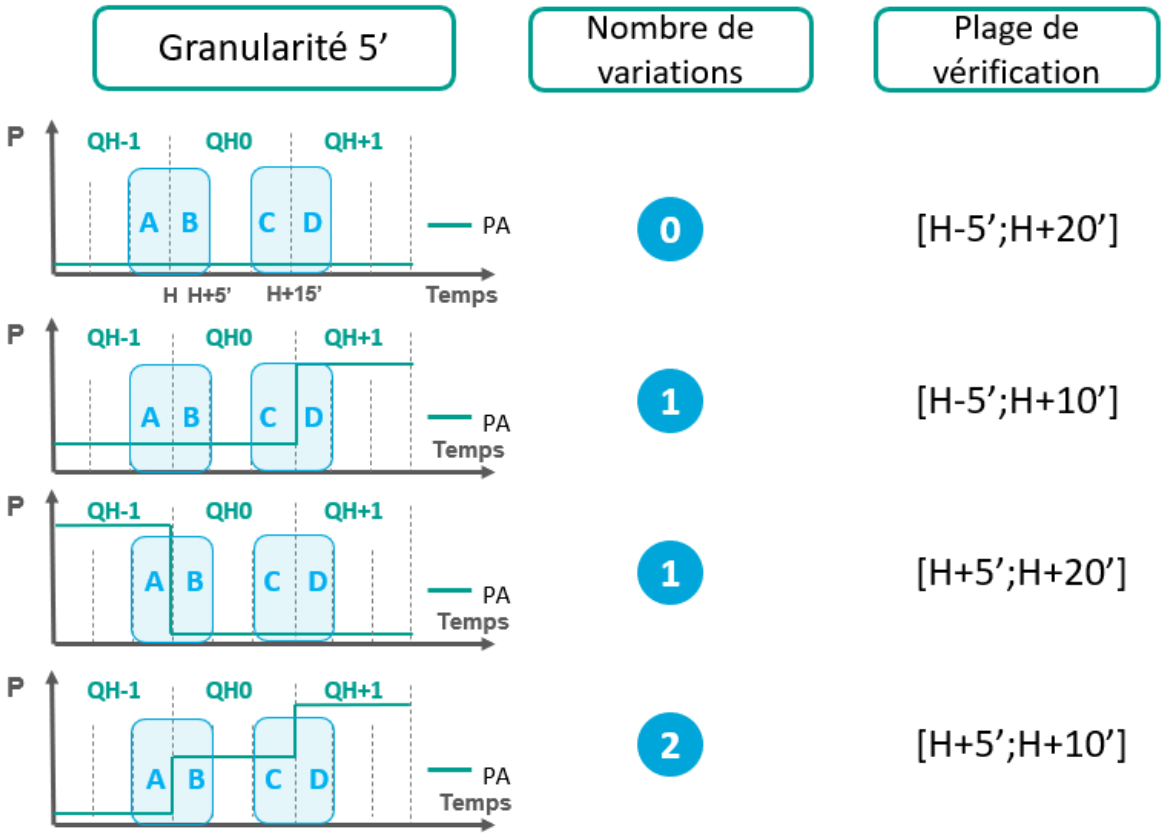
Le suivi de ces critères se fait à la maille EDA et s'applique à l'ensemble des activations d'offres d'ajustement standards de mFRR du mois écoulé. La suite du document détaille les trois notions clés permettant de comprendre le contrôle des activations standards dans le cadre du suivi de qualification : la plage de vérification, l'exigence en énergie et les critères de conformité.

1) Plage de vérification

La plage de vérification sur laquelle s'appliquent les critères de conformité d'activation d'une offre standard de mFRR est déterminée en fonction des variations du programme d'appel de l'EDA concernée sur les plages amont [H-5' ; H+5'] et aval [H+10' ; H+20'] pour une offre standard activée de manière programmée (Scheduled Activation) sur le quart d'heure [H ; H+15'] comme détaillé au paragraphe 2.G.3.1 des règles de marché.

On entend par « variation du programme d'appel » une variation d'au moins 1 MW sur 2 pas 5 minutes consécutifs.

Dans les exemples suivants, on retrouve les différentes valeurs de plage de vérification en fonction des variations du PA :



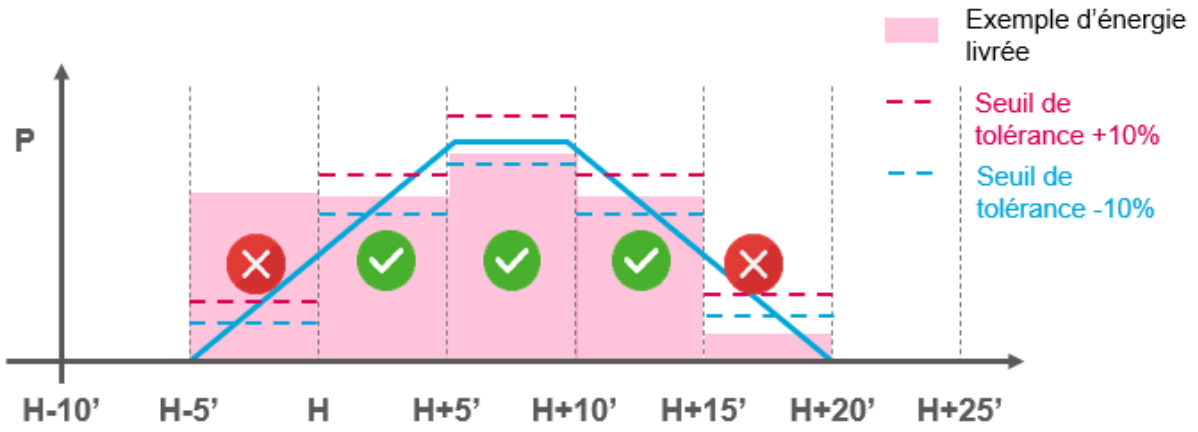
Détermination de la plage de vérification en fonction des variations du programme d'appel

- Dans le premier cas, le programme d'appel de l'EDA est constant sur les plages amont et aval, la plage de vérification est composée des 5 pas 5 minutes et correspond donc à la plage [H-5' ; H+20'].
- Dans le second cas, le programme d'appel de l'EDA varie entre le quart d'heure QH0 et le quart d'heure QH1, c'est-à-dire qu'on constate une variation de programme d'appel sur la plage aval. Aucune variation n'est constatée sur la plage amont, la plage de vérification sera composée des 3 pas 5 minutes sur [H-5' ; H+10'] dans ce cas.
- Dans le troisième cas, le programme d'appel de l'EDA varie entre le quart d'heure QH-1 et le quart d'heure QH0, c'est-à-dire qu'on constate une variation de programme d'appel sur la plage amont. Aucune variation n'est constatée sur la plage aval, la plage de vérification sera composée des 3 pas 5 minutes sur [H+5' ; H+20'] dans ce cas.
- Dans le dernier cas, le programme d'appel varie sur la plage amont et sur la plage aval, la plage de vérification est alors composée d'un seul pas 5 minutes [H+5' ; H+10'] dans ce cas.

Cette plage sert de référence pour la vérification de l'exigence en énergie, l'évaluation des critères de conformité ainsi que le calcul éventuel de la pénalisation associée.

2) Exigence en énergie

L'écart en énergie pour une offre d'ajustement standard de mFRR se calcule sur tous les pas 5 minutes de la plage de vérification définie ci-dessus et par rapport à l'exigence en énergie définie à l'article 2.G.3.2 des règles de marché. L'acteur d'ajustement doit réaliser une activation le plus proche possible du volume attendu théorique dans les limites de la tolérance définie par RTE. Cette tolérance s'élève à 10% du volume attendu théorique de l'offre standard calculé par RTE pour chaque pas 5 minutes de la plage de vérification.



Exemple d'application de l'exigence en énergie

Dans l'exemple ci-dessus, la plage de vérification est composée des 5 pas 5 minutes sur [H-5' ; H+20']. Pour chaque pas 5 minutes, l'acteur dispose d'une tolérance de 10% tracée en pointillé par rapport au profil attendu théorique d'une offre standard de mFRR activée de manière programmée (trapèze bleu).

La vérification de l'exigence en énergie se fait de la manière suivante :

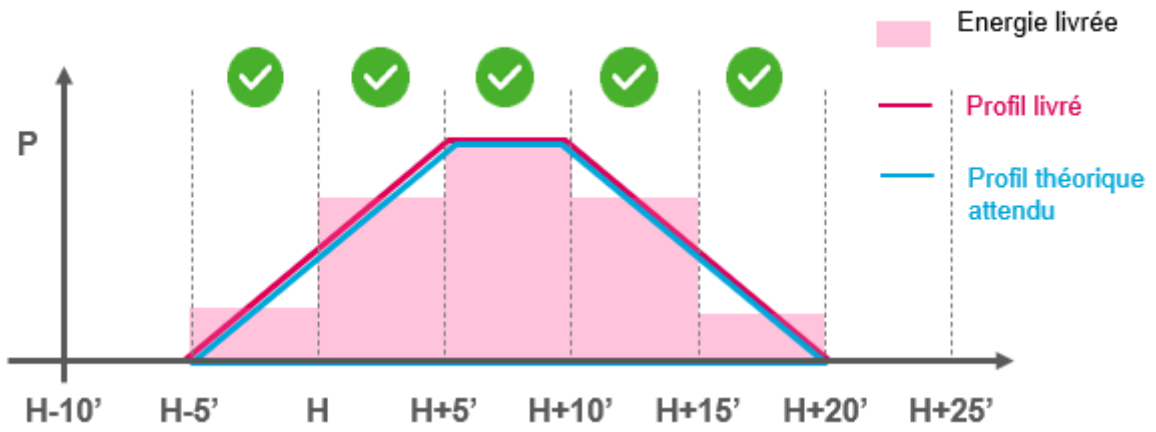
- Sur le pas [H-5' ; H], l'acteur d'ajustement a livré une quantité trop importante d'énergie (le bloc en rose n'est pas compris entre les pointillés rose et bleu), il ne respecte donc pas l'exigence en énergie sur ce pas 5 minutes. Ce pas est considéré comme non valide selon l'exigence en énergie fixée par RTE.
- Sur les pas [H ; H+5'], [H+5' ; H+10'], [H+10' ; H+15'], l'acteur a livré une quantité d'énergie qui respecte la tolérance accordée par RTE par rapport à l'énergie théorique attendue (le bloc en rose est situé entre les pointillés), ces 3 pas sont considérés comme valides au titre de l'exigence en énergie.
- Sur le pas [H+15' ; H+20'], l'acteur a livré une quantité trop faible d'énergie sur le pas 5 minutes, RTE considère ce pas comme non valide au titre de l'exigence en énergie.

Dans le cas où plusieurs activations de mFRR standard sont activées sur le même pas 5 minutes, la tolérance globale est obtenue en sommant les tolérances accordées pour chacune des activations de mFRR standard.

3) Critères de conformité

Pour qu'une activation de mFRR standard soit considérée comme validée par RTE, elle doit satisfaire les critères de conformité mentionnés à l'article 2.G.3.3 des règles de marché.

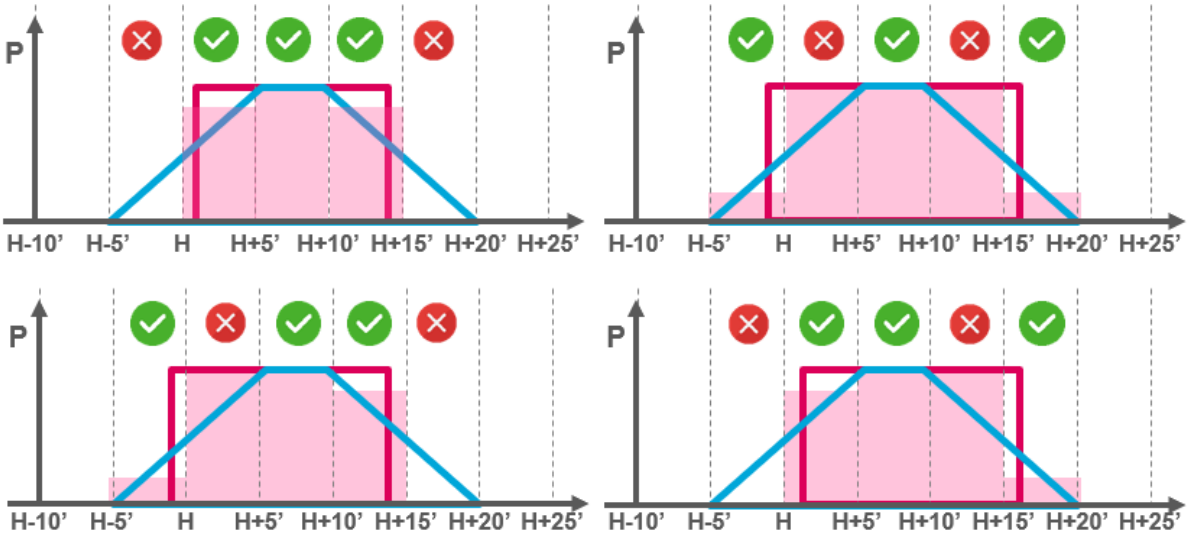
Une livraison parfaite, calquée sur le trapèze standard théorique MARI permet de respecter ces critères :



Exemple d'un profil de livraison respectant les critères de conformité

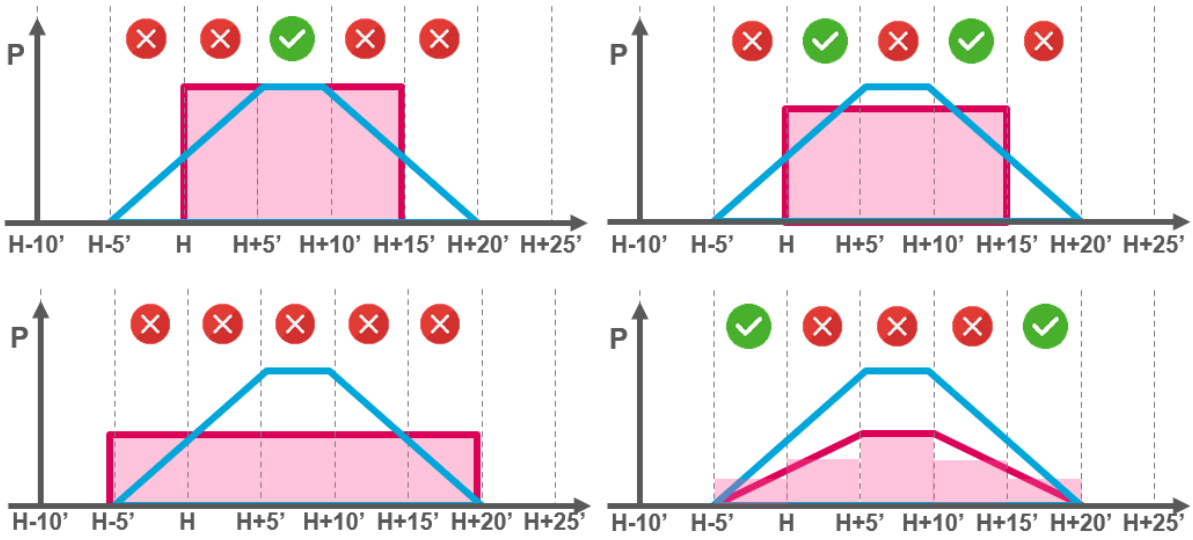
La légende utilisée dans cette illustration est conservée dans les exemples suivants.

A titre d'exemple, d'autres profils, tels que ceux présentés ci-dessous permettent également de satisfaire ces critères dans le cas où la plage de vérification est composée de 5 pas 5 minutes. Cette liste n'est toutefois pas exhaustive :



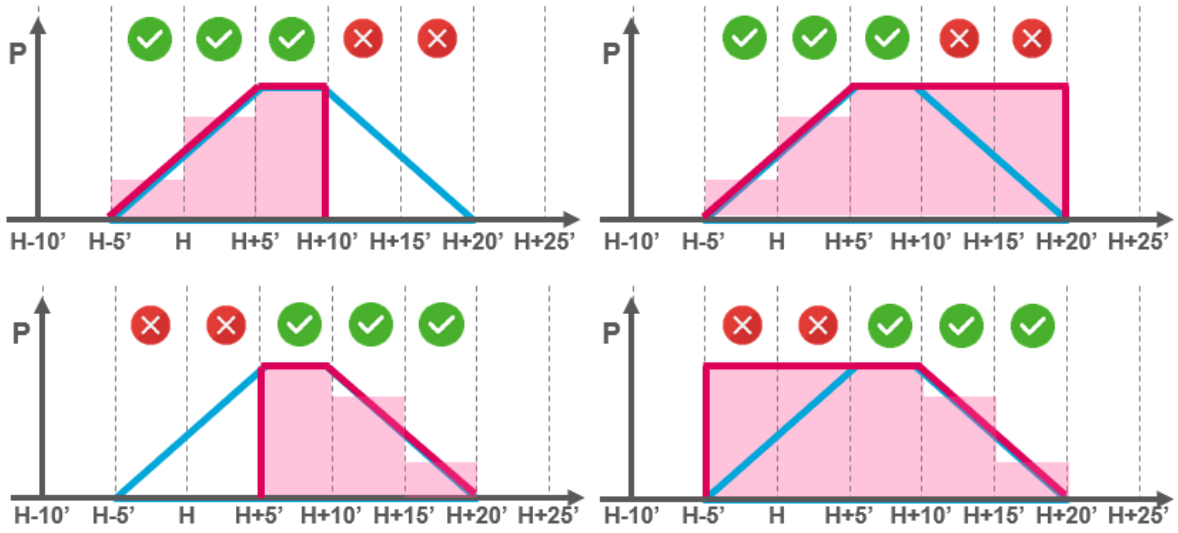
Autres exemples de profils de livraison respectant les critères de conformité

A l'inverse d'autres profils de livraison, comme ceux présentés ci-après ne permettent pas de répondre aux critères définis dans le cadre des activations standards de mFRR et exposent l'acteur d'ajustement à une pénalisation :



Exemples de profils de livraison ne respectant pas les critères de conformité

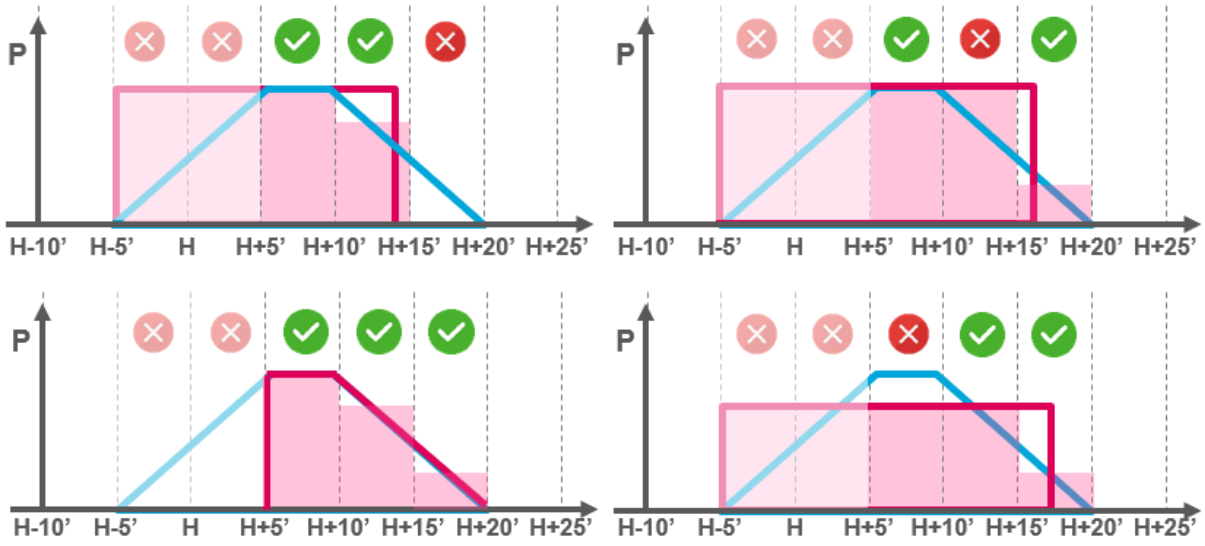
Dans les quatre cas ci-dessus, on compte 0, 1 ou 2 pas 5 minutes valides. Les critères de conformité qui demandent au minimum 3 pas valides sur 5 ne sont pas respectés dans ces exemples.



Autres exemples de profils de livraison ne respectant pas les critères de conformité

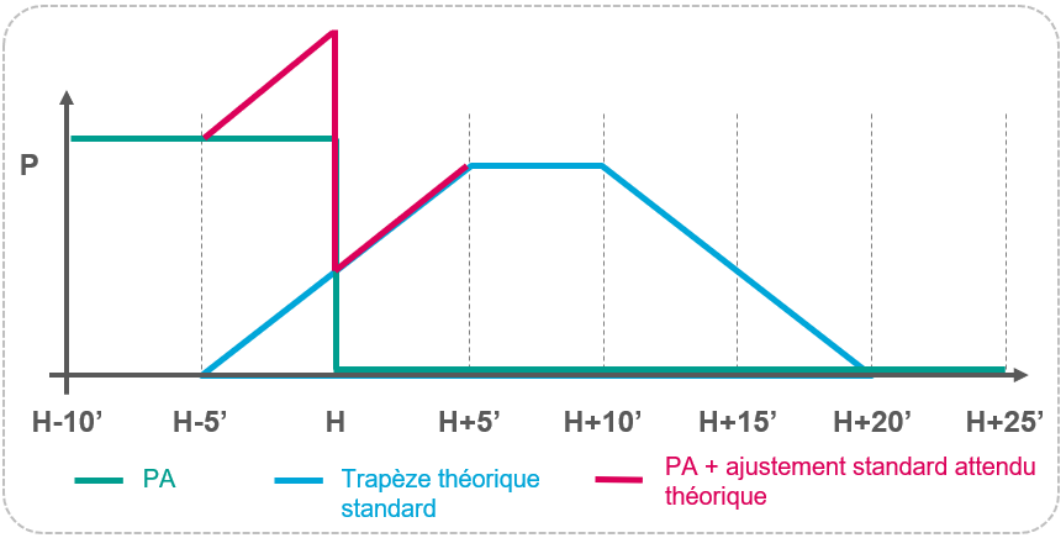
Dans les cas ci-dessus, les 2 pas de ramping sont simultanément non valides, les critères de conformité ne sont pas respectés. Les activations standards ne sont donc pas considérées comme conformes.

Dans le cas où la plage de vérification est composée de 3 pas 5 minutes (ce cas se présente lorsqu'il y a une variation de programme d'appel de l'acteur sur la plage amont [H-5' ; H+5'] où sur la plage aval [H+10' ; H+20']), en conservant la convention utilisée dans les graphiques précédents, les livraisons suivantes permettent de respecter les critères de conformité des activations standards :



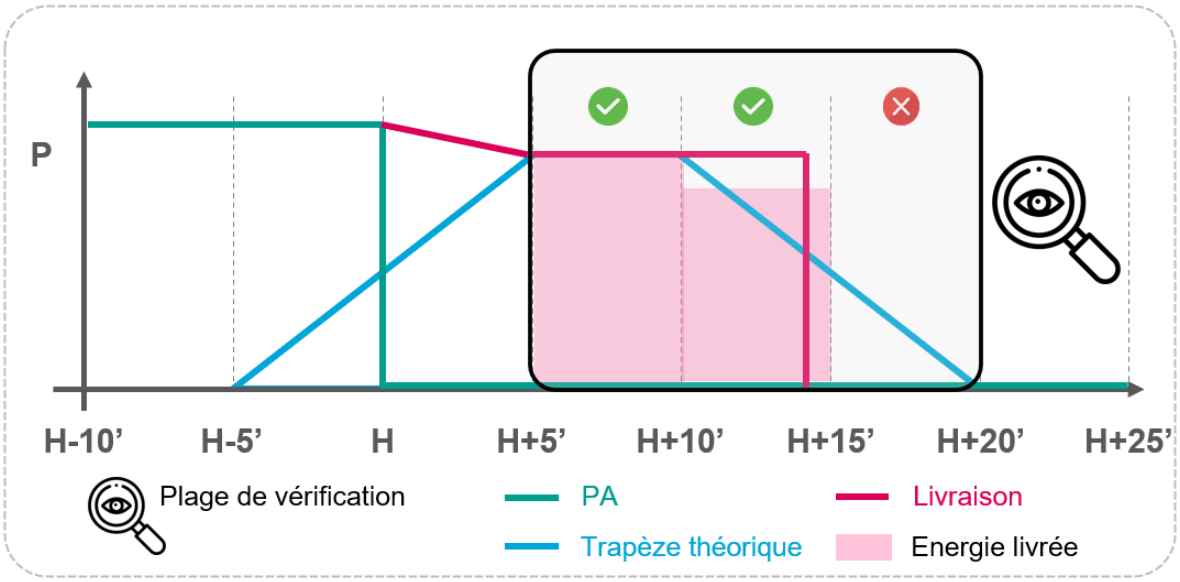
Exemples de profils de livraison respectant les critères de conformité avec une plage de vérification réduite

Ces exemples montrent des profils de livraison envisageables dans le cadre d’une variation de programme d’appel sur la plage amont. Dans ce cas, la plage de vérification est composée des 3 pas 5 minutes sur [H+5’ ; H+20’] et RTE ne tient pas compte des deux premiers pas. Cette particularité permet à l’acteur de proposer des offres d’ajustement standard sur la plateforme MARI dans le cadre de la prolongation de programme d’appel. En effet, sans adaptation de la plage de vérification et des critères dans le cas d’une variation de programme d’appel, l’ajustement standard théorique attendu aurait la forme suivante en rose ci-dessous :



Superposition entre une activation standard rampée et un programme d’appel non rampé

Ce profil de livraison n'a d'intérêt ni pour RTE car il n'est pas souhaitable pour la bonne exploitation du réseau ni pour les acteurs car il complique la réalisation et dégrade les actifs. La mise en place des plages de vérification particulières qui s'adaptent aux variations de programme d'appel de l'acteur permet d'envisager des offres de mFRR standard qui viennent prolonger le programme d'appel de la manière suivante :



Réduction de la plage de vérification dans le cas d'une variation de PA sur la plage amont

De manière symétrique, si la variation de programme d'appel a lieu sur la plage aval [H+10' ; H+20'], la plage de vérification est constituée des 3 premiers pas 5 minutes sur [H-5' ; H+10'] et les critères de conformité à appliquer restent les mêmes à savoir au moins 2 pas valides sur 3. On obtient les cas symétriques de ceux présentés ci-dessus, qui peuvent s'appliquer dans le cas d'une anticipation de programme d'appel par l'acteur.

Cette adaptabilité des plages de vérification permet aux acteurs de proposer plus d'offres d'ajustement standard sur la plateforme MARI en particulier sur les quarts d'heure où des prolongations ou anticipations de programme d'appel sont envisageables sans pour autant risquer d'être pénalisé.

L'ensemble des critères détaillés ci-dessus est synthétisé dans le tableau suivant :

Plage de vérification	Variation de PA	PA Constant	1 variation de PA sur la plage amont	1 variation de PA sur la plage aval	2 variations de PA
	Plage de vérification	[H-5';H+20']	[H+5';H+20']	[H-5';H+10']	[H+5';H+10']
Critères de validation	Tolérance en énergie	10%	10%	10%	10%
	Critère de conformité	3/5	2/3	2/3	1/1

Tableau de synthèse des contrôlés effectués dans le cadre du suivi de qualification

Afin de garantir la sûreté d'exploitation, RTE se réserve la possibilité de renforcer les critères de conformité présentés ci-dessus en cas de manquements répétés de la part des acteurs d'ajustement. Le renforcement des critères de conformité pourrait être mis en œuvre à partir de la date MA_{16} comme indiqué dans l'article 2.G.3.3, moyennant un préavis d'un mois.

MA6.5. Evolutions liées au caractère réalisable des offres d'ajustement standard

MA6.5.1 Contexte

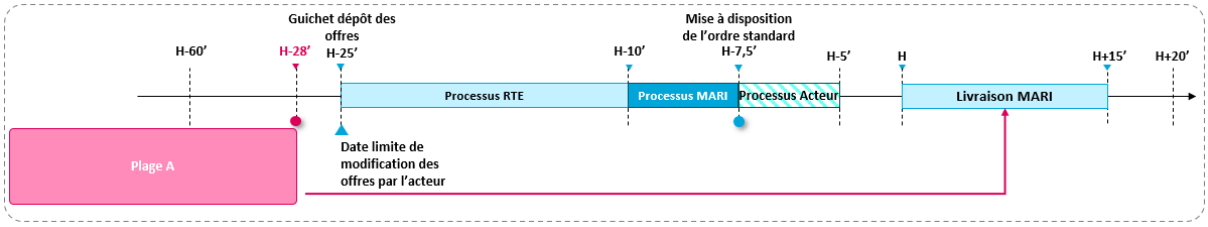
Avec l'arrivée de la plateforme MARI, le nombre de guichets de dépôt d'offres standards va considérablement augmenter. Ces guichets vont s'alterner avec les nouveaux processus spécifiques, notamment avec l'envoi systématique d'ordres d'activation d'offres spécifiques à H-13' pour la période de livraison [H ; H+15'[. Dans ce contexte, RTE souhaite mettre en place un dispositif visant à responsabiliser les acteurs quant aux offres standards qu'ils déposent. L'objectif est de disposer d'une vision actualisée et fiable des offres de mFRR disponibles en tenant compte des activations spécifiques.

Les résultats de clearing étant connus moins de 10 minutes avant le temps réel, il ne sera pas possible de mobiliser manuellement des moyens pour compenser les potentielles offres standards non réalisables du fait d'interactions avec des activations spécifiques. Il est donc crucial que les offres déposées par les acteurs soient techniquement réalisables. Dans cette optique, RTE souhaite réduire au maximum le nombre d'occurrences pouvant conduire à l'impossibilité de réalisation d'une offre standard en mettant en place des règles détaillées ci-après.

MA6.5.2 Proposition de RTE

RTE propose de modifier la notion d'offre réalisable qui a été initialement introduite pour le dépôt d'offres sur la plateforme TERRE. Une offre d'ajustement standard de mFRR est considérée réalisable sur la plage [H ; H+15'[sous réserve du respect des conditions détaillées dans l'article 2.J.2.1 des règles de marché.

En conséquence, il revient donc à chaque acteur d'ajustement de mettre à jour ses offres standards avant H-25' en prenant en compte les ordres d'activation d'offres spécifiques transmis avant H-28' inclus, correspondant à la dernière mise à disposition systématique d'ordres d'activation d'offres spécifiques avant la fermeture du guichet de dépôt des offres standards.



Interaction entre l'activation d'offres spécifiques et le dépôt d'offres standards

Le schéma ci-dessus illustre les activations spécifiques à prendre en compte par l'acteur pour déterminer si ses offres standards sont réalisables ou non. Tout ordre d'activation spécifique transmise par RTE dans la plage A en rose doit être pris en compte avant H-25', heure de fermeture du guichet de dépôt des offres, pour déterminer le caractère réalisable d'une offre standard déposée pour la période de livraison [H ; H+15'[.

MA6.6. Evolutions liées aux blocages des ordres d'ajustement standard

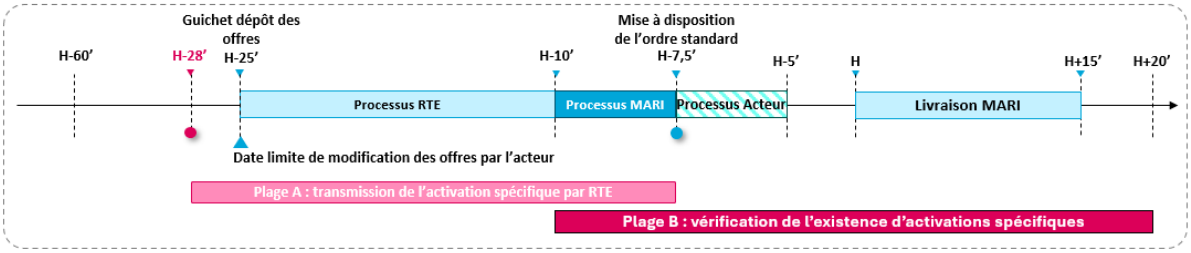
MA6.6.1 Contexte

Dans certains cas, la coexistence entre le mécanisme d'ajustement et la plateforme MARI peut impliquer que des décisions prises par RTE (activations d'offres spécifiques après la fermeture du guichet de dépôt) rendent des offres standards non activables techniquement alors que du point de vue de l'acteur elles étaient réalisables au moment de la fermeture du guichet de dépôt des offres. Afin de se prémunir de ces situations, RTE doit mettre en place un système de blocage des ordres d'activation d'offres standards pour gérer ces cas particuliers.

MA6.6.2 Proposition de RTE

A l'image des processus standards TERRE, RTE propose de mettre en place un mécanisme de blocage des ordres d'activation des offres standards MARI dans certains cas particuliers afin d'éviter que les acteurs se retrouvent dans l'incapacité de les exécuter bien que l'offre correspondante soit réputée réalisable au moment de la fermeture du guichet de dépôt. Conformément aux situations décrites à l'article 2.J.2.2 des règles de marché, si une offre standard déposée par un acteur d'ajustement est effectivement sélectionnée par la plateforme MARI, RTE bloquera l'envoi de l'ordre standard à l'acteur afin de prévenir une activation jugée irréalisable.

Le schéma ci-dessous résume les ordres d'activation spécifiques qui peuvent engendrer un blocage d'ordre standard :



Conditions sur le déclenchement du blocage des ordres standards par RTE

Lors de la réception des offres sélectionnées par la plateforme MARI, RTE procédera à une vérification des conditions prévues à l'article 2.J.2.2 des règles de marché, à savoir :

- La présence d'une activation spécifique sur la plage B
- La mise à disposition de l'ordre d'activation spécifique a été transmise au préalable par RTE sur la plage A

Si ces deux conditions sont remplies, l'ordre standard sera bloqué. Afin de compenser le manque à gagner potentiel lié au blocage d'un ordre, RTE propose de rémunérer les offres standards MARI concernées selon les mêmes modalités que celles appliquées aux offres standards TERRE bloquées. Les modalités de calcul sont détaillées à l'article 2.M.4.1.3 des règles de marché.

MA6.7. Evolutions liées aux refus d'ordres standard

MA6.7.1 Contexte

Dans le cadre des activations d'offres d'ajustement standards de mFRR, et compte tenu du caractère explicite et ferme des offres déposées, ainsi que du délai très court restant avant le temps réel pour que RTE puisse engager d'autres actions, tout ordre d'ajustement associé à une offre standard envoyé par RTE au receveur d'ordre est considéré comme accepté et donc exécuté. Dans ce contexte, RTE souhaite mettre en place un dispositif visant à limiter au maximum le nombre d'offres refusées. En effet, chaque refus d'offre se traduit par un volume de MW manquant pour RTE, qu'il est nécessaire de compenser en urgence via d'autres mécanismes, avec un impact potentiel sur la sécurité du système et sur les coûts.

MA6.7.2 Proposition de RTE

Comme précisé à l'article 2.K.3.5 des règles de marché, RTE propose la mise en place d'un processus de valorisation des écarts d'ajustement en cas d'impossibilité totale d'exécution d'un ordre d'ajustement. En effet, si l'acteur d'ajustement se trouve dans l'incapacité totale de réaliser l'ordre qui lui a été envoyé, il sera contraint de le refuser. Dans ce cas, l'activation standard ne sera pas rémunérée, et l'acteur sera pénalisé au titre des écarts d'ajustement.

En cas d'incapacité partielle à exécuter un ordre d'ajustement, RTE recommande à l'acteur d'ajustement d'accepter l'ordre initial transmis, puis de renvoyer un Programme de Marche reflétant l'énergie qu'il est effectivement en mesure de fournir.

MA6.8. Evolutions liées à l'obligation de déposer des offres sur le mécanisme d'ajustement

MA6.8.1 Contexte

L'augmentation significative de la part des moyens de production de faible puissance (<10 MW) dans le mix énergétique français amène RTE à considérer que les entités d'ajustement associées joueront un rôle croissant dans les problématiques d'équilibrage. Par ailleurs, RTE souhaite assurer une harmonisation entre les différentes filières de production lorsque celles-ci participent à la plateforme MARI.

Dans cette double perspective, RTE prévoit d'adapter les seuils de puissance ainsi que d'uniformiser le type de filière des EDA soumises à l'obligation de dépôt d'offres sur le mécanisme d'ajustement, dès lors qu'elles déposent des offres sur la plateforme MARI.

MA6.8.2 Proposition de RTE

Dans une logique d'harmonisation des règles entre les différentes filières de production, RTE propose dans le cas du dépôt d'une offre standard MARI de généraliser à toutes les filières l'obligation de déposer une offre équivalente sur le marché d'ajustement spécifique. Par ailleurs, RTE suggère d'abaisser le seuil d'application de cette obligation, en l'étendant aux EDA de plus de 1 MW, contre 10 MW aujourd'hui.

MA6.9. Evolution de la plage de contrôle du réalisé pour les activations de mFRR standard

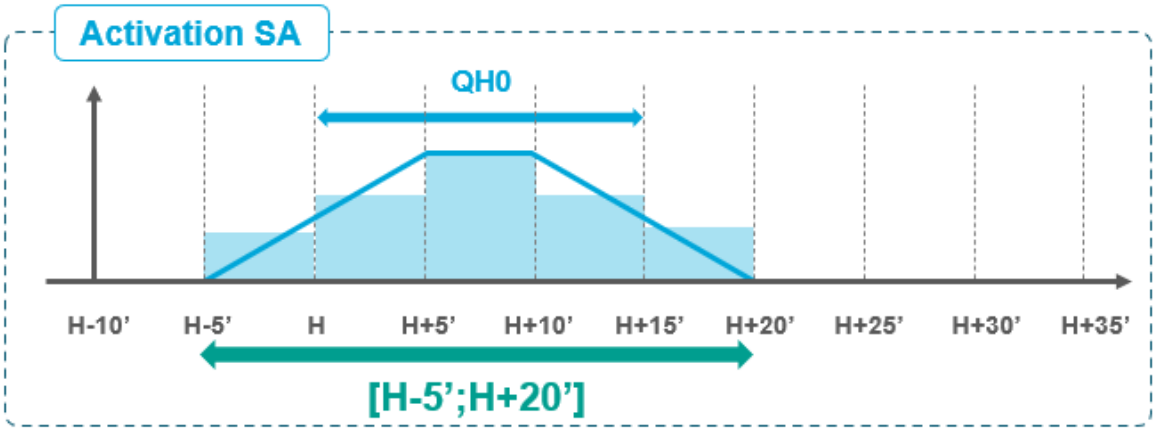
MA6.9.1 Contexte

Au titre du contrôle du réalisé, RTE s'appuie une plage de contrôle adaptée à chaque activation. Les caractéristiques du produit standard de mFRR lié à la plateforme MARI étant différentes des produits standards de RR, RTE doit adapter cette plage de contrôle du réalisé aux activations de mFRR standard.

MA6.9.2 Proposition de RTE

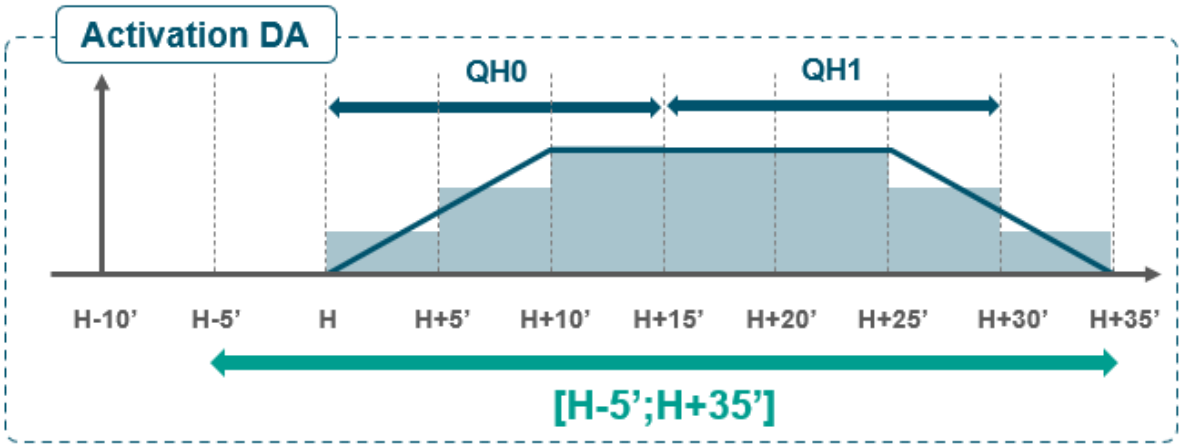
RTE propose de mettre en place une plage de contrôle du réalisé couvrant l'intégralité de la période d'activation, c'est-à-dire depuis l'instant de début d'activation jusqu'à l'instant de fin d'activation du produit standard de mFRR. Il convient de noter que cette plage sert de référence pour le calcul des écarts d'ajustement ainsi que pour l'application des pénalités liées aux défaillances. En revanche, la valorisation des pénalités associées à la qualification MARI repose sur la plage de vérification décrite à l'article 2.G.3.1.

- Pour les activations programmées (Scheduled Activation), la plage de contrôle du réalisé correspond à la plage [H-5' ; H+20'] schématisée sur la figure ci-dessous :



Plage de contrôle d'une offre standard activée de manière programmée (Scheduled Activation)

- Pour les activations directes (Direct Activation), la plage de contrôle du réalisé correspond à la plage [H-5' ; H+35'] schématisée sur la figure ci-dessous :



Plage de contrôle d'une offre standard activée de manière directe (Direct Activation)

MA6.10. Mise en place d'une pénalisation financière en cas de non-respect des critères de qualification d'une activation standard

MA6.10.1 Contexte

Pour inciter les acteurs à réaliser des activations conformes au gabarit standard de mFRR, RTE instaure une pénalisation financière applicable uniquement en cas d'écart significatif entre le produit livré et le produit théorique.

Ce choix reflète la volonté de RTE de privilégier un mécanisme incitatif, plus souple qu'un dispositif de disqualification jugé trop contraignant. Ce type de pénalisation vise à responsabiliser les acteurs tout en favorisant une démarche d'amélioration continue, sans remettre en cause leur capacité à participer en cas d'activation non conforme ponctuellement.

Cette pénalité ne se substitue en aucun cas aux dispositifs existants de valorisation des écarts d'ajustement et des pénalités pour défaillance établis dans le cadre du contrôle du réalisé classique. Elle vient s'insérer en complément de ces processus, et ne s'applique que dans le cas où les critères de conformité ne sont pas respectés. Son objectif est d'inciter les acteurs d'ajustement à se rapprocher autant que possible du profil standard attendu, sans restreindre leur capacité à participer.

MA6.10.2 Proposition de RTE

RTE propose de substituer au dispositif de disqualification initialement envisagé un mécanisme de pénalisation financière applicable aux activations de mFRR standard réalisées via la plateforme MARI. Cette pénalisation s'intègrera en tant que mesure additionnelle aux dispositifs existants de traitement des écarts d'ajustement et des pénalités pour défaillance. Elle concernera exclusivement les activations reconnues comme non conformes au regard des critères définis à l'article 2.G.3.3 des règles de marché.

La pénalité proposée est applicable sur chaque pas de temps 5 minutes inclus dans la plage de vérification définie à l'article 2.G.3.1, sous réserve du non-respect des critères de conformité précités. Elle ne saurait être mise en œuvre lorsque l'activation demeure dans les tolérances prévues par l'exigence en énergie précisée dans l'article 2.G.3.2.

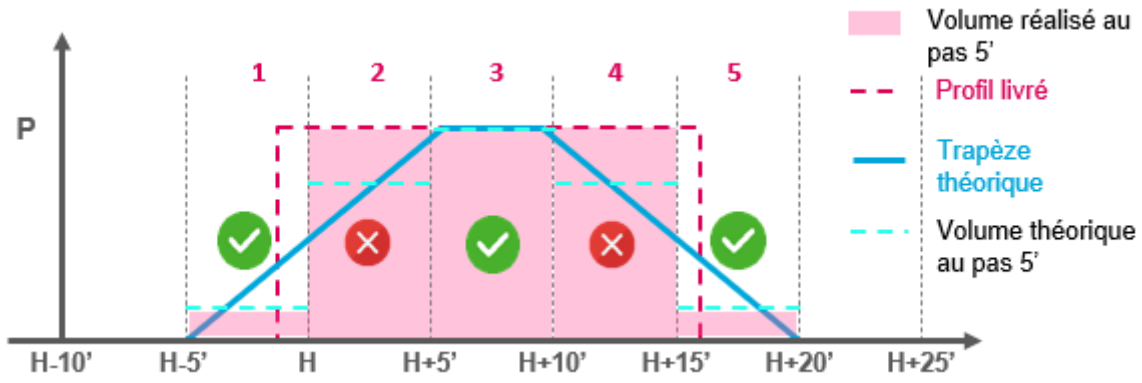
Pour chaque pas 5 minutes, le volume non conforme est égal à la somme des écarts d'ajustement constatés sur cette EDA. Le prix de pénalisation est égal au prix de clearing MARI. Le montant des pénalités de conformité est obtenu en multipliant le volume non conforme par le prix de pénalisation.

Dans le cas où plusieurs offres ont été activées sur un pas de temps 5 minutes donné, le prix de pénalisation devient la moyenne pondérée (par les volumes activés) des prix de rémunération des offres activées.

La formule générique du calcul du volume non conforme (resp. du prix de pénalisation et des pénalités de non-conformité) est précisée à l'article 2.M.8.1 (resp. à l'article 2.M.8.2 et l'article 2.M.8.3) des règles de marché.

La méthode retenue pour la définition du prix de pénalisation permet à RTE de fixer un prix incitatif indexé sur celui du prix de rémunération des activations. Elle vise ainsi à instaurer un signal économique dissuasif pour les écarts excessifs. Les deux exemples ci-après illustrent l'application du mécanisme de pénalisation dans différentes configurations, afin d'en faciliter la compréhension et d'en expliciter les modalités concrètes de mise en œuvre.

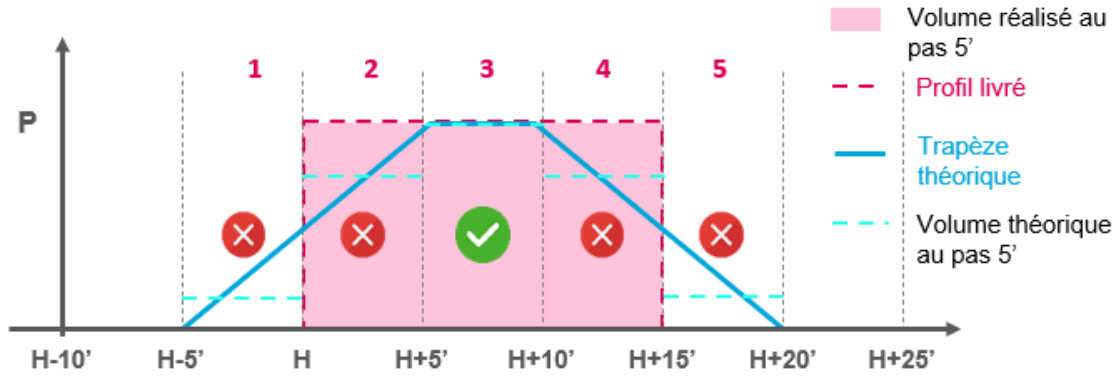
Exemple 1 : pénalités de non-conformité nulles



Profil de livraison standard n'entraînant aucune pénalité de non-conformité

Dans cette situation, l'acteur respecte les critères de conformité énoncés à l'article 2.G.3.3 des règles de marché, il est conforme aux marges de tolérance définies par RTE sur 3 pas 5 minutes de la plage de vérification donc les pénalités de non-conformité liées à MARI ne s'appliquent pas. Cependant, l'absence de pénalités liées à MARI n'exclut pas l'application éventuelle d'autres pénalités, notamment celles relatives aux écarts d'ajustement ou à la défaillance.

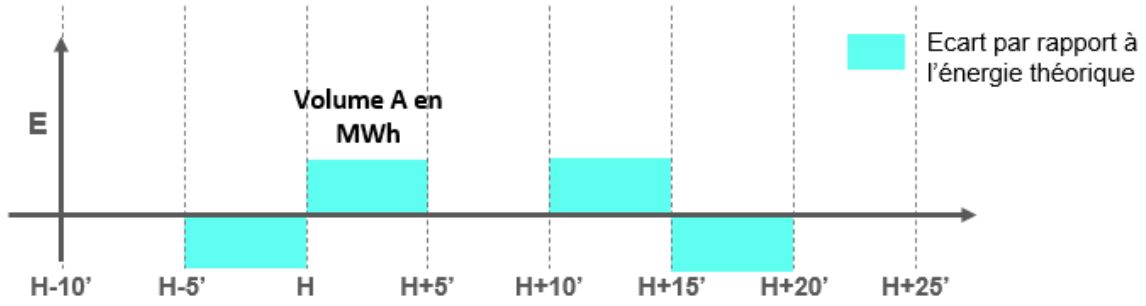
Exemple 2 : pénalités de non-conformité non nulles



Profil de livraison standard entraînant des pénalités de non-conformité

Dans cette situation, l'acteur d'ajustement ne satisfait pas les critères de conformité définis à l'article 2.G.3.3 des règles de marché. En conséquence, l'activation de mFRR standard est considérée non valide et donne lieu à l'application des pénalités de non-conformité.

L'écart par rapport à l'énergie théorique attendue au titre de l'activation de mFRR standard est visualisable sur le graphique suivant (volume rose auquel on soustrait le volume turquoise en pointillé) :



Volume d'énergie non conforme

Cet écart correspond à la différence entre le profil de livraison réalisé et le gabarit standard de mFRR attendu par la plateforme MARI. Le volume non conforme correspond à 4 fois le volume A. Le prix de pénalisation à considérer est le prix de clearing MARI. Enfin, le montant total des pénalités de non-conformités est obtenu de la manière suivante :

$$Pénalités_{non-conformité} = 4 \times Volume\ A \times Prix_{clearing}$$

D'autres exemples ont été partagés lors des GT PROG-MA du 30/01/25[4] et du 20/03/25[5].

MA7. Perspectives sur la modernisation du mécanisme d'ajustement

MA7.1. Contexte et objectifs

Durant ce cycle de concertation, RTE a présenté son projet de modernisation du mécanisme d'ajustement, qui vise à répondre aux problématiques suivantes :

- Le calcul par RTE des points de fonctionnement des moyens participant en implicite au MA, à partir des informations contenues dans les fichiers CT_PROD, montre ses limites :
    - Le format de ces fichiers ne permet pas de refléter correctement les capacités des groupes de production, ni leur potentielle évolution temporelle, et peuvent donner lieu au passage d'ordres d'ajustement irréalisables par l'acteur ;
    - Le calcul des points de fonctionnement est restreint aux seuls points avec une participation symétrique aux services systèmes et ne permet pas à RTE de passer des ajustements dissymétriques.
- Les données nécessaires à RTE pour la gestion du mécanisme d'ajustement sont réparties dans une demi-douzaine de fichiers, transmis quotidiennement par les acteurs à RTE. Cette multiplicité de fichiers crée une complexité importante et un manque de lisibilité des informations, d'autant plus qu'au fil des ans certaines données contenues dans des fichiers n'ont plus été utilisées. Outre la complexité engendrée, l'enchevêtrement des fichiers contribue également à la rigidité de la modélisation des contraintes des acteurs et à la difficulté des chantiers d'amélioration du mécanisme d'ajustement.

[4] https://www.concerte.fr/evenement/gt-prog-ma-4
[5] https://www.concerte.fr/evenement/gt-prog-ma-5

- La remise en cause des hypothèses sur lesquelles RTE fonde son modèle d'équilibrage, avec notamment la réduction à 30 minutes du délai de neutralisation, nécessite de réduire au maximum l'internalisation par le GRT des contraintes des acteurs en renforçant la participation explicite au mécanisme d'ajustement et en diminuant la complexité opérationnelle pour RTE de la participation implicite.

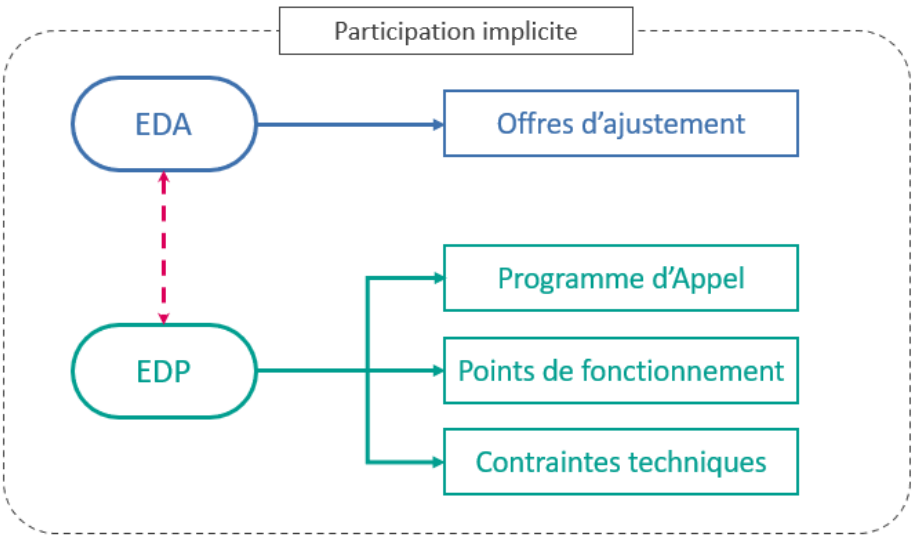
Le projet de modernisation du mécanisme d'ajustement poursuit donc deux grands objectifs :

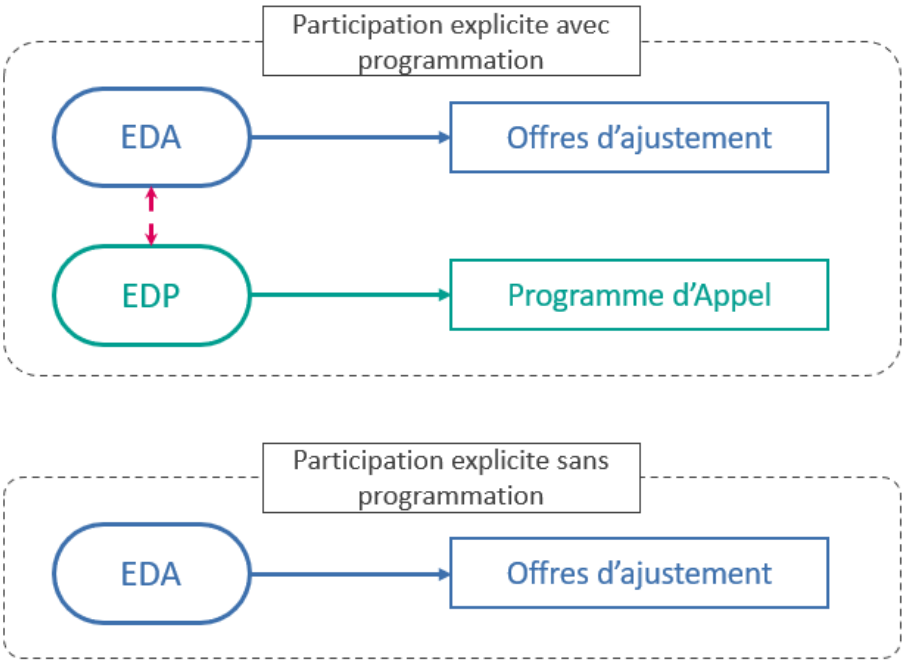
- Retrouver une cohérence d'ensemble dans les données transmises par les acteurs
  - Regrouper dans un même fichier les données ayant la même finalité
  - Harmoniser les fichiers entre filières
  - Réduire le nombre de fichiers transmis
- Assouplir et robustifier la modélisation des offres d'ajustement
  - Permettre aux acteurs d'envoyer des points de fonctionnement dissymétriques
  - Développer la participation explicite
  - la participation d'agrégats de type EDA multi EDP

MA7.2. Synthèse des perspectives

RTE a publié en octobre 2024 un appel à contributions présentant les grandes lignes de la modernisation du mécanisme d'ajustement souhaitée par RTE.

La modernisation passe par une refonte des fichiers utilisés pour modéliser les offres d'ajustement. A la cible, les fichiers utilisés devraient être au nombre de 4 pour les EDA participant en implicite au MA, de 2 pour les EDA participant en explicite avec programmation et d'un seul pour les EDA participant en explicite sans programmation.





Pour les moyens participant en implicite au MA, les **points de fonctionnement** seront directement déclarés par l'acteur dans un fichier dédié et compatible avec la fourniture dissymétrique de réserve primaire et secondaire. Les **contraintes techniques** seront rassemblées dans un fichier unique de structure commune à toutes les filières.

RTE souhaite également créer un fichier d'**offres d'ajustement**, normalisé pour tous les moyens participant au MA (filières et modes de participation), décrivant la puissance offerte par l'EDA ainsi que les conditions techniques et économiques de sollicitation de cette puissance par RTE.

Enfin, le **programme d'appel** resterait inchangé et envoyé à la maille EDP, pour les moyens soumis à l'obligation de programmation.

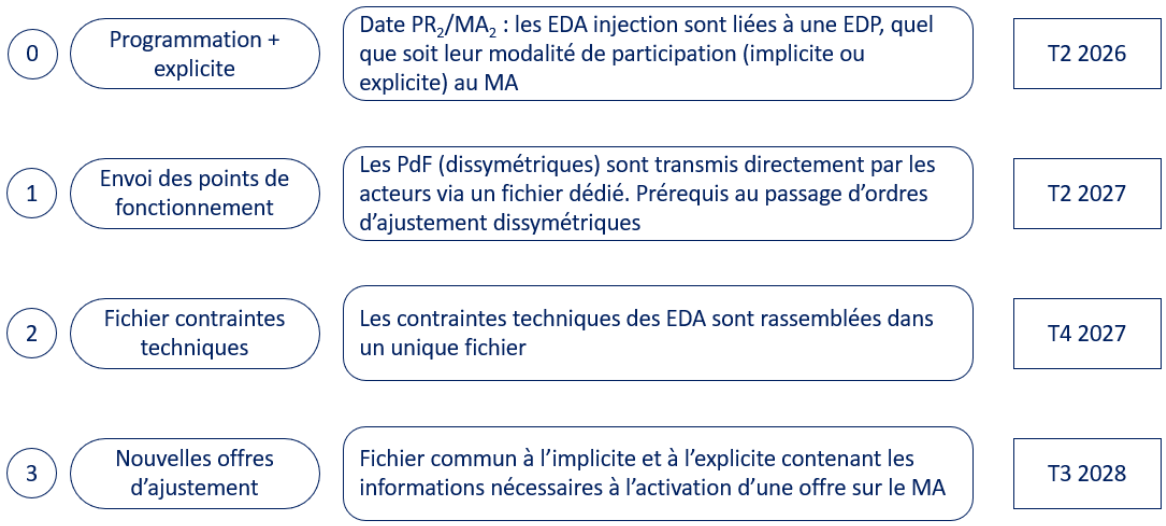
Selon le mode de participation (implicite, explicite avec programmation, explicite sans programmation), les possibilités ouvertes aux EDA (multiplicité des offres par EDA, multi-prix, agrégation, soumission d'offres impactant les services systèmesfréquence, etc.) pourraient varier.

MA7.3. Calendrier prévisionnel

plusieurs paliers de déploiement envisagés avec des mises en service par paliers des différents fichiers.

- Palier 0 : Nouvelle modalité de participation au MA (date PR2/MA2)
    - Possibilité pour une EDA soumettant des offres explicites (i.e. formulant ses CUO dans un fichier CT_CE) d'être liée à une EDP qui envoie un programme d'appel.
- Palier 1 : Mise en service du fichier des points de fonctionnement
    - Déclaration par les acteurs d'ajustements de leurs points de fonctionnement dans un fichier dédié.
    - Passage à l'envoi d'ordres d'ajustement dissymétriques o Plusieurs données des CT_PROD1, 2 et 5 deviennent obsolètes
- Palier 2 : Mise en service du fichier des contraintes techniques
    - Mise en cohérence et nettoyage de l'ensemble des données des différents fichiers non constitutives d'une offre d'ajustement.

  - Fin des CT_PROD 5 et ancien mode de transmission des contraintes pérennes
- Palier 3 : Mise en service du fichier des offres d'ajustement
  - Utilisation des offres refondues pour assurer l'équilibrage via le mécanisme d'ajustement.
  - Fin des CT_PROD 1,2, CT_CE et des fichiers offres



RTE remercie les acteurs pour leurs contributions à la réflexion sur la modernisation du mécanisme d'ajustement. La définition de la cible se poursuivra lors du prochain cycle de concertation.

MA8. Autres évolutions et amendements rédactionnels

MA8.1. Durée de la consultation

MA8.1.1 Contexte

L'article 2.C.3 décrivant le processus de révision des règles présente une incohérence dans sa formulation entre les étapes 4 et 5 :

- Le point 4 stipule que le délai de consultation des règles est fixé par RTE et ne peut être inférieur à un mois ;
- Le point 5 mentionne explicitement un délai d'un mois.

MA8.1.2 Proposition de RTE

Afin de pouvoir proposer une durée de consultation supérieure à un mois, RTE propose de supprimer au point 5 la durée explicite d'un mois.

MA8.2. Facturation des offres et écarts d'ajustement

MA8.2.1 Contexte

La possibilité de déposer des offres à la hausse à prix négatif a été mise en place au 1er mai 2024.

En parallèle, les cas de valorisation des écarts à la hausse avec un Prix de Règlement des Ecarts d'Ajustement (PREA) négatif ont augmenté.

Ces deux situations cumulées ont mis en évidence le cas de **valorisation globale négative du bilan de ces deux éléments.**

Les paragraphes 2.M.4 (Rémunération des offres d'Ajustement) et 2.M.6 (Valorisation des écarts d'ajustement) prennent bien en compte unitairement ces valorisations négatives.

Cependant, dans la partie facturation, il est nécessaire de mettre à jour ce cas précis, ainsi que dans la partie précisant les coûts des ajustements.

MA8.2.2 Proposition de RTE

La mention suivante a été apportée à l'article 2.N.1.2.2 :

Sur la base des données de valorisation mises à la disposition de l'Acteur d'Ajustement conformément à l'Article 2.N.1.1, l'Acteur d'Ajustement effectue la somme des éléments suivants :

- rémunération des Offres d'Ajustement activées à la Hausse sur le Mois M ;
- valorisation des Ecarts d'Ajustement positifs.

Si le résultat est négatif, RTE adresse à l'Acteur d'Ajustement la facture correspondante, au plus tard le dernier Jour du Mois M+1.

L'article 2.Q.1.1 a également été amendé.

MA8.3. Précisions sur la rémunération des ordres à exécution immédiate

MA8.3.1 Contexte

Depuis l'été 2024, RTE a recours à des baisses d'urgence sur les installations de production EnR situées sur le RPT afin d'assurer la sauvegarde du système en cas d'insuffisance d'offres à la baisse.

MA8.3.2 Proposition de RTE

RTE propose de clarifier au paragraphe 2.M.4.3.2 que la rémunération des ordres à exécution immédiate revient au détenteur de l'installation de production, y compris lorsque l'installation de production est offerte sur le mécanisme d'ajustement via un acteur tiers.

MA8.4. Précisions sur la participation simultanée au mécanisme d'ajustement et aux services de flexibilités locales réseau

MA8.4.1 Contexte

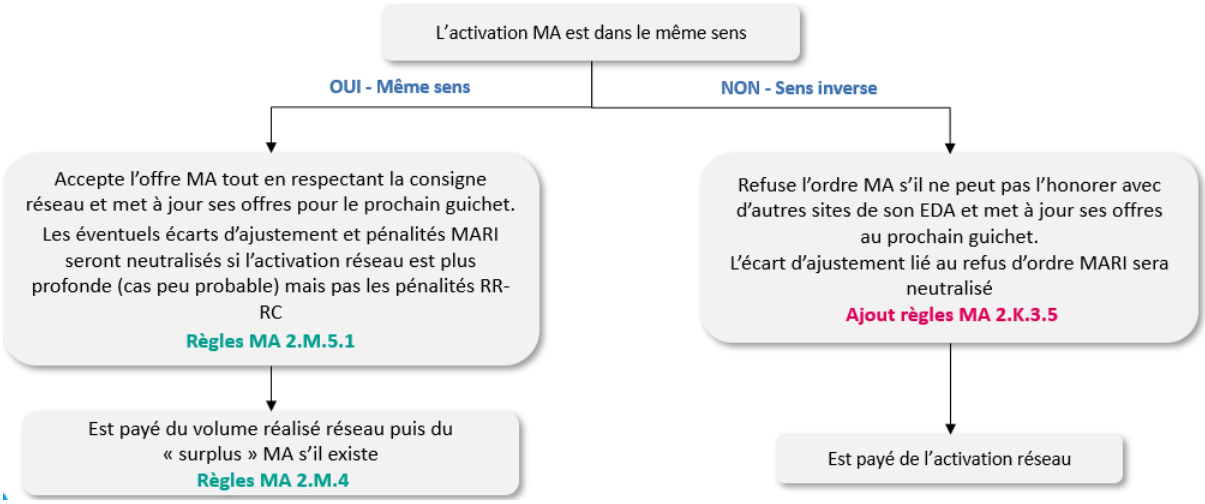
La participation simultanée d'un site aux services de flexibilités locales réseau et au MA est déjà possible aujourd'hui avec le même acteur de marché. Un acteur participe volontairement à ces deux mécanismes et doit donc adapter sa participation à l'un des mécanismes (redéclaration des offres, refus d'ordre) en fonction des activations sur l'autre. Des éléments sur ces activations simultanées et leurs traitements back office sont déjà présents dans les règles actuelles mais des précisions sont manquantes, notamment lors d'ordres d'activation en sens inverse.

MA8.4.2 Proposition de RTE

RTE propose d'apporter des précisions, notamment sur le comportement à adopter par les acteurs lors d'activations concomitantes. Deux situations sont possibles :

- Type de situation 1 : activation de service de flexibilités locales réseau avant l'activation MA

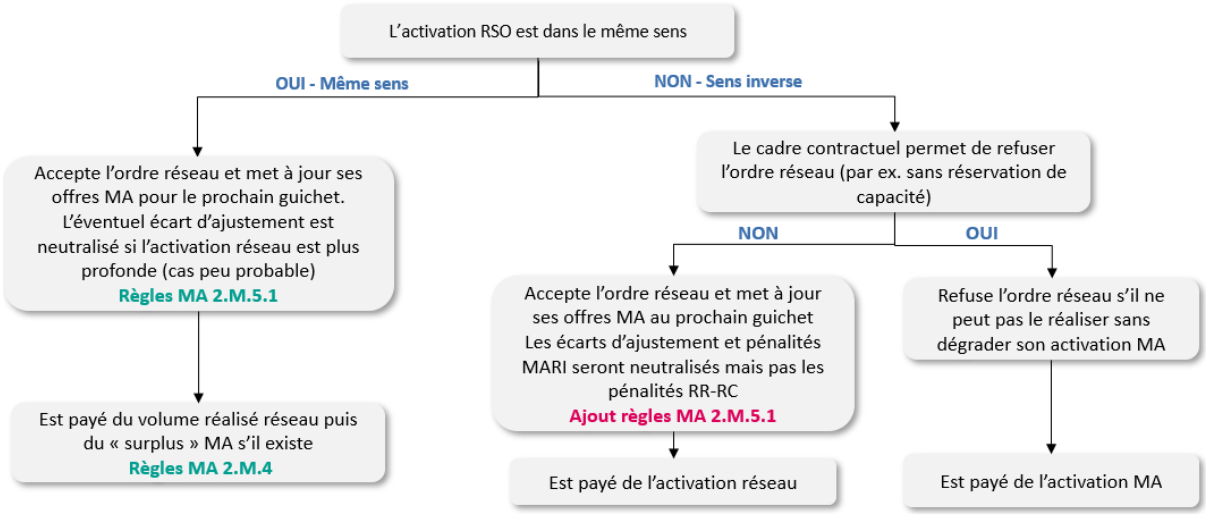
L'acteur est en train de mettre en œuvre un ordre réseau préalablement accepté, il doit mettre à jour ses offres sur le MA au prochain guichet pour prendre en compte cette activation réseau. Si une activation MA arrive avant le prochain guichet :



fig

- Type de situation 2 : activation MA avant l'activation de service de flexibilités locales

L'acteur est en train de mettre en œuvre un ordre MA préalablement accepté et est activé au titre du service de flexibilités locales :



noter l'ordre réseau doit être respecté en priorité dès lors qu'il est accepté, cette précision a été ajouté à l'article 2.L.2.2.3. De plus, les éventuelles pénalités RR-RC ne sont pas neutralisées car l'acteur s'est délibérément engagé en capacité sur les deux mécanismes donc il doit être incité à prévoir une alternative en cas d'activation concomitante pour respecter son engagement auprès de RTE sans impacter la sûreté système.

MA8.5. Alignement de formulation avec le chapitre 5 relatif au mécanisme NEBCO (ex-NEBEF)

MA8.5.1 Contexte

Suite à la consultation de février à mars 2025 du projet de règles NEBEF, ce mécanisme NEBEF évolue pour intégrer les modulations de consommation. Son appellation change pour refléter cette évolution et devient NEBCO, pour Notification Echanges de Blocs de Consommation. De plus, ce mécanisme est introduit dans les Règles de Marché harmonisées en tant que chapitre 5.

Il a également été concerté une modification du dispositif d'envoi des courbes de charges de sites GRD, afin d'adapter le volume de courbes envoyées. Cette évolution ne donne pas lieu à une nouvelle rédaction dans le chapitre 2, en cohérence avec le chapitre 5.

Une modification rédactionnelle liée à la qualification pour le profilé a été apportée en cohérence avec le chapitre 5, afin de préciser que seuls les sites dont les comptages GRD ne permettent pas de transmettre de courbe de charge peuvent donner lieu à un envoi de données par l'Acteur d'Ajustement et donc une demande de qualification pour le profilé.

Deux autres amendements rédactionnels ont été apportés concernant la gestion de périmètres au paragraphe 2.F.

MA8.5.2 Proposition de RTE

La mention au mécanisme NEBEF a été remplacée soit par la nouvelle dénomination NEBCO ou par la mention directement au chapitre 5 des Règles de Marché.

Les articles 2.E.3 et 2.E.3 ont été modifiés pour inclure la mention à l'absence de compteur communicant GRD.

L'article 2.F.3.3.2 inclut une précision sur la date de prise en compte au plus tard des demandes d'évolutions de site au sein d'une EDA.

L'article 2.F.3.2.3.3 précis que la demande de communication de l'accord entre un Acteur d'Ajustement et un site peut être réalisé à tout moment, lorsque le GR le demande pour vérifier la présence effective de ce dernier.

Section relative aux évolutions du **Dispositif de Responsable d’Equilibre**

Chapitre 3 des Règles de Marché

SOMMAIRE RELATIF AU DISPOSITIF DE RESPONSABLE D'EQUILIBRE

RE1. EVOLUTION DU CALENDRIER DE NOTIFICATIONS ET MISES EN DEMEURES DES GAPD ET DL 64

RE1.1. Contexte **64**

RE1.2. Proposition de RTE **64**

RE2. PASSAGE A UNE MISE EN DEMEURE ELECTRONIQUE 64

RE2.1. Contexte **64**

RE2.2. Proposition de RTE **65**

RE3. EVOLUTION DU DELAI DE PREVENANCE DU COEFFICIENT K 65

RE3.1. Contexte **65**

RE3.2. Proposition de RTE **65**

RE4. MODALITES OPERATIONNELLES DE LA DERNIERE RECONCILIATION TEMPORELLE – RT21 66

RE4.1. Contexte **66**

RE4.2. Proposition de RTE **66**

RE5. FIN DE LA FACTURATION DU RE LORS D'ACTIVATION DE FLEXIBILITES RESEAU SOUS OBLIGATION D'ACHAT 67

RE5.1. Contexte **67**

RE5.2. Proposition de RTE **68**

RE6. ORIENTATIONS RELATIVES AUX MODALITES DE FINANCEMENT D'UNE PARTIE DES COUTS DE CONTRACTUALISATION DE LA RESERVE FRR PAR LES RE 68

RE6.1. Exposé des motifs **68**

RE6.2. Répartition des coûts entre utilisateurs de réseaux et RE **70**

RE6.3. Méthodes de recouvrement par les RE **71**

RE6.4. Modalités de mise en œuvre **72**

RE7. HARMONISATION DU CADRE DES FLEXIBILITES RESEAU 73

RE7.1. Contexte 73

RE7.2. Proposition de RTE 73

RE8. NOUVELLES PUBLICATIONS DE DONNEES RELATIVES A LA PARTICIPATION DES SITES INJECTION ET STOCKAGE STATIONNAIRE AU MA ET AUX SSYF 73

RE8.1. Contexte 73

RE8.2. Proposition de RTE 74

RE9. EVOLUTION DU CALCUL DE LA COURBE DE CHARGE TELERELEVEE DE CONSOMMATION DU PERIMETRE-RPD 75

RE9.1. Contexte 75

RE9.2. Proposition de RTE 75

RE10. AMENDEMENTS REDACTIONNELS DIVERS 75

RE10.1. Durée de la consultation 75

RE10.1.1. Contexte 75

RE10.1.2. Proposition de RTE 75

RE1. Evolution du calendrier de notifications et mises en demeures des GAPD et DL

RE1.1. Contexte

Tout RE doit justifier d'une Garantie à première demande pour contractualiser et maintenir un contrat RE avec RTE. Généralement, les banques accordent des Garanties à première demande d'une durée d'un an, ou plus récemment des Garanties avec clause de reconduction tacite.

Avant chaque date d'expiration d'une Garantie à première demande :

- J-120 avant la date d'expiration de la Garantie : notification adressée au RE ;
- J-60 avant la date d'expiration de la Garantie : mise en demeure du contrat RE adressée au RE.

Avant chaque date d'expiration d'un Dépôt de Liquidité :

- J-60 avant la date d'expiration du Dépôt de Liquidité : notification adressée au RE ;
- J-30 avant la date d'expiration du Dépôt de Liquidité : mise en demeure du contrat adressée au RE.

Le calendrier actuel de notification et mise en demeure n'est pas optimale, car il ne permet pas de cibler avec précision les RE ayant du retard dans le renouvellement de leur Garantie à première demande ou Dépôt de liquidité.

RE1.2. Proposition de RTE

RTE propose d'optimiser et harmoniser les calendriers de notification et mise en demeure des Garanties à première demande et Dépôt de Liquidité. En tenant compte des retours exprimés par les RE lors de la concertation RE v2, la proposition d'évolution est la suivante : Avant chaque date d'expiration d'une Garantie à première demande ou Dépôt de Liquidité :

- J-90 avant la date d'expiration de la Garantie ou du dépôt : notification adressée au RE ;
- J-30 avant la date d'expiration de la Garantie ou du dépôt : mise en demeure du contrat RE adressée au RE.

RE2. Passage à une mise en demeure électronique

RE2.1. Contexte

Dans la lignée de la proposition précédente, RTE propose d'envoyer les mises en demeure par voie électronique. **Il ne s'agit pas d'une évolution dans le chapitre 3 des règles de marché mais d'une évolution de processus opérationnel.**

RE2.2. Proposition de RTE

RTE propose de faire évoluer le processus d'envoi des mises en demeure par voie postale pour disposer d'un système sécurisé et conforme aux réglementations en vigueur, permettant l'envoi et la gestion de mises en demeure par voie électronique. Ce dispositif devra garantir la traçabilité, l'accusé de réception, et avoir une valeur juridique équivalente à celle des mises en demeure envoyées par courrier recommandé.

RE3. Evolution du délai de prévenance du coefficient k

RE3.1. Contexte

Depuis le 1er janvier 2023, le solde du Compte Ajustements-Ecarts est piloté de manière dynamique. Le pilotage repose sur la définition d'une fonction à même de répondre au double objectif de minimiser l'amplitude de variation du solde et de minimiser la volatilité du coefficient « k », tout en gardant la possibilité d'anticiper la variation de ce coefficient. Cette fonction est constituée de plusieurs paramètres dont les valeurs sont approuvées par la CRE sur la base d'une proposition de RTE. Sur la base de cette fonction, la valeur définitive du coefficient « k » pour un mois donné est calculée de manière ex ante et à une fréquence mensuelle. Plus concrètement, à chaque fin du mois M (par exemple fin mars 2023), le coefficient « k » applicable pour le mois M+3 (en juin 2023 selon l'exemple), est calculé sur la base du solde cumulé constaté à la fin du mois M pour la période allant jusqu'au mois M-1 inclus (février 2023 selon l'exemple).

Le délai de prévenance initialement fixé à trois mois avait pour objectif de permettre aux RE une appropriation progressive du nouveau mode de pilotage dynamique du solde du Compte Ajustements-Écarts (CAE).

Depuis la mise en œuvre de ce dispositif, les variations du solde CAE observées sont restées contenues, sans atteindre les seuils critiques définis par les paliers S1 et S2 de la fonction de calcul du coefficient « k ». Cela témoigne d'une certaine stabilité du système, mais laisse entrevoir un potentiel d'optimisation.

RE3.2. Proposition de RTE

Dans cette optique, RTE propose d'améliorer la réactivité du pilotage en réduisant le délai de prévenance de 3 à 2 mois. Ce levier, simple à mettre en œuvre et peu coûteux, permettrait de mieux anticiper les évolutions du solde CAE et de limiter les amplitudes de variation du coefficient « k », tout en conservant la robustesse du dispositif actuel.

RE4. Modalités opérationnelles de la dernière Réconciliation temporelle – RT21

RE4.1. Contexte

Avec la mise en place du système cible, les processus historiques de la reconstitution des flux sur le RPD (processus écarts et réconciliation temporelle) ont fusionné en date d'application du 5 octobre 2024. Cette fusion marque la disparition de la réconciliation temporelle à compter de cette date d'application. La dernière RT, la RT21, portera sur une période tronquée couvrant la période du 1er juillet 2024 au 4 octobre 2024 (Période RécoTemp A'). Cette RT ne portant pas sur une année complète, les dates opérationnelles de mises à disposition des données par les GRD, de demandes de révisions par les RE et les GRD et de calculs et publication par RTE doivent être redéfinies.

RE4.2. Proposition de RTE

RTE propose d'adapter les modalités opérationnelles de la RT21 et de les inscrire dans les différents articles du chapitre 3 des règles de marché relatifs à la Réconciliation Temporelle, afin de prendre en compte les spécificités de cette RT tronquée. En ce sens, plusieurs dates relatives à la Période RécoTemp A' viennent se substituer aux dates de la Période historique RécoTemp A allant du 1er juillet A au 30 juin A +1.

Les nouvelles échéances proposées sont les suivantes :

Evènements	Échéances réglementaires
Fin d'envoi des données M+14 par le GRD	Avant le 15ème jour de M+14 pour M
Publication des données par RTE	Le 15ème jour de M+14 pour M
Date limite des réclamations RE	Avant le 15 janvier A+2
Date limite de réponse du GRD au RE	Avant le 10 février A+2
Date limite d'envoi des révisions par les GRD à RTE	Avant le 15 février A+2
Calcul RTE	Entre le 16 février et mars A+2
Publication et facturation aux RE par RTE	Au plus tard le dernier jour du mois de mars de l'année A+2

RE5. Fin de la facturation du RE lors d'activation de flexibilités réseau sous obligation d'achat

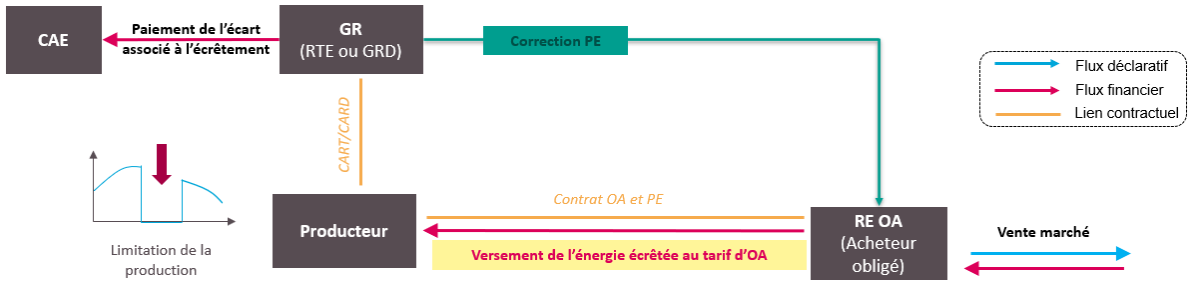
RE5.1. Contexte

L'article 175 de la loi finance 2025[6] modifiant les contrats d'obligation d'achat et de complément de rémunération prévoit que le volume d'électricité résultant d'une correction de périmètre d'équilibre en application des méthodes mentionnées à l'article L. 321-14 du code de l'énergie, soit pris en compte pour :

- le calcul de la production rémunérée au producteur au titre du contrat d'obligation d'achat (paragraphe III.B) ;
- le calcul du complément de rémunération versé au producteur au titre du contrat de complément de rémunération (paragraphe IV.B).

Ces dispositions s'appliquent entre autres aux flexibilités réseau RPD et RPT et impliquent une modification des flux financiers prévus entre les producteurs sous OA et en CR, les gestionnaires de réseau et les responsables d'équilibre lors de correction de Périmètre d'Equilibre. Concernant le RPT les nouveaux schémas de flux seront mis à jour dans l'article 7.7 de la DTR et dans le CART-P (nouvelle version de ces 2 documents prévue pour début 2026).

Une de ces évolutions de flux concerne directement les RE de parcs sous obligation d'achat. En effet dans le cas des écrêtements de producteurs sous obligation d'achat, le versement financier entre le responsable d'équilibre et le gestionnaire de réseau prévu à l'article 3.M.6 des règles de marché v1 ne sera plus nécessaire lorsque les dispositions de l'article 175 de la loi finance entreront en application. Le producteur sera directement rémunéré par son acheteur obligé/RE de l'énergie écrêtée comme présenté sur la figure ci-dessous :



Flux entre les acteurs lors de correction des périmètres d'équilibre pour les flexibilités réseau sous OA

Ces dispositions sont à appliquer pour l'énergie produite après le 31 décembre 2025, conformément à un arrêté détaillant les modalités d'application de l'article 175 de la loi finance 2025, cet arrêté sera à priori publié fin juin/début juillet 2025.

[6] *Légifrance - Publications officielles - Journal officiel - JORF n° 0039 du 15/02/2025*

RE5.2. Proposition de RTE

RTE propose de mentionner aux article 3.M.6, 3.N.3.2 et 3.R.2.10 que les activations de flexibilité réseau sous obligation d'achat à partir du 1er janvier 2026 ne donneront pas lieu à un versement financier entre responsable d'équilibre et gestionnaire de réseau. Cette date correspond à la date d'application des principes de l'article 175 de la loi finance 2025 précisé dans un arrêté qui sera à priori publié fin juin/début juillet 2025.

RE6. Orientations relatives aux modalités de financement d'une partie des coûts de contractualisation de la réserve FRR par les RE

RE6.1. Exposé des motifs

RTE a présenté le 22 novembre 2024, en Commission d'Accès au Marché, sa feuille de route Equilibre Offre-Demande Cible 2030. 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 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 apparaît 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 pour la collectivité tout en contribuant à la sécurité de l'équilibrage du système électrique.

Cette mesure poursuit deux objectifs principaux :

1. La réduction des déséquilibres en entrée de Fenêtre Opérationnelle, dans un contexte de passage à un délai de neutralisation de 30 minutes. L'objectif est de responsabiliser davantage les RE en cas d'écarts, en les exposant à la part des surcoûts de contractualisation de FRR induits dus à leur déséquilibre.

2. La maîtrise du coût global de contractualisation de FRR, en incitant les RE : à proposer des offres sur les Appels d'Offres de aFRR et mFRR plus compétitives lorsqu'ils sont également Responsables de Réserve, et réduire leurs écarts, ce qui influencera positivement le futur dimensionnement des réserves.

Un Appel à Contributions a été lancé du 14 avril au 13 mai, afin de recueillir l'avis des RE sur deux points clés :

-La répartition des coûts entre utilisateurs de réseau et RE, incluant les modalités de calcul et les paramètres de fixation des taux ;

-Les modalités de recouvrement de ces coûts par les RE, notamment le choix de la grandeur d'indexation.

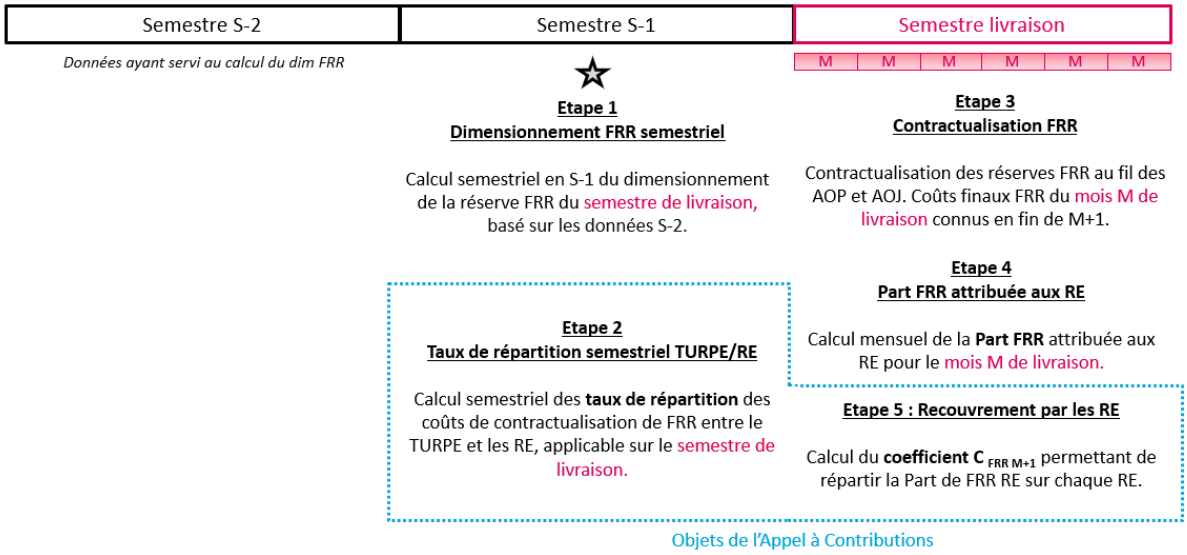


Schéma récapitulatif des différentes étapes et objets de l'Appel à Contributions

Certains acteurs ont exprimé leur réticence face à cette mesure de pénalisation supplémentaire des écarts, remettant en cause le principe même du transfert d'une partie des coûts des réserves FRR aux RE. Ils estiment que cette évolution n'est pas encore suffisamment justifiée et appellent à des études complémentaires de la part de RTE. D'autres acteurs n'ont soit pas pris position sur le fond, soit souligné les effets potentiellement vertueux de la mesure.

Lors du GT-RE du 19 mai, la CRE a annoncé le lancement prochain d'une consultation publique portant sur le fond de la mesure. Cette consultation, prévue entre le quatrième trimestre 2025 et le premier trimestre 2026, visera à déterminer si la proposition de transfert d'une partie des coûts de la FRR vers les RE répond aux objectifs précédemment mentionnés. En parallèle, RTE mènera des études complémentaires afin de documenter et de renforcer l'analyse des bénéfices attendus de cette évolution pour la communauté.

RE6.2. Répartition des coûts entre utilisateurs de réseaux et 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 (option A) ou celui du déséquilibre des RE (option B).

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 A 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.

Les acteurs ayant répondu à cet Appel à Contributions se positionnent de manière unanime sur l'option A. Un acteur précise une condition, celle d'appliquer cette option à la réserve de mFRR seulement, soulignant que les coûts de capacité aFRR ne devraient pas être imputés aux RE, car les écarts pris en compte relèvent davantage de la volatilité des actifs ou d'aléas extérieurs que d'un comportement fautif ou d'une mauvaise prévision de leur part.

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

Concernant le paramètre n°1 relatif à la distinction des taux par semestre, une courte majorité des répondants se prononce en faveur d'une différenciation semestrielle, afin d'éviter le décalage dans la fixation des taux qu'impliquerait une moyenne sur deux semestres consécutifs.

- ❖ 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

La majorité des RE ayant apporté une réponse à cette question indique préférer une différenciation des taux par sens, précisant qu'une moyenne des taux pourrait conduire à des incitations incohérentes.

- ❖ 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

La majorité des RE privilégie une moyenne des taux sur la journée (option 3.1) par soucis de lisibilité et simplification. Un acteur estime cependant que si un profil structurel est remarquable au cours de la journée, alors il pourrait être pertinent de différencier les taux par pas de dimensionnement pour répercuter les bons surcoûts à la communauté des RE.

RE6.3. Méthodes de recouvrement par les RE

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.

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.

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.

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).

La majorité des répondants recommande de faire porter le surcoût des réserves sur les écarts s'inscrivant dans la tendance du système électrique, jugeant cette approche plus juste et plus incitative. Un acteur juge cependant préférable et plus équitable de répartir ces coûts sur l'ensemble des écarts RE.

Concernant les échéances de facturation, certains acteurs expriment des réserves quant à un recouvrement à M+12. Plusieurs pistes pourront être explorées afin d'apporter des réponses adaptées à cette problématique.

A noter que le dispositif tel que conçu à date ne représentera pas systématiquement un coût supplémentaire pour les RE. En effet plusieurs cas de figure pourraient se présenter :

- si le déséquilibre causé par les RE est inférieur à l'aléa dimensionnant, la totalité des coûts de contractualisation des réserves FRR sera portée par le TURPE.

- dans le cas où les options 2 ou 3 présentées ci-dessus seraient retenues, les RE à l'équilibre ou dont l'écart est à contre-tendance ne porteraient aucun coût.

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. Les RE sont partagés sur l'ajout du critère de pénurie. Certains y sont favorables, le jugeant cohérent et incitatif. D'autres expriment des réserves, soulignant un risque financier accru, potentiellement surévalué et répercuté sur les clients finaux. Un acteur alerte également sur le fait que cette modalité pourrait s'éloigner de l'objectif incitatif, en exposant à des coûts très élevés des RE pourtant rigoureux dans leurs prévisions, mais confrontés à des aléas de dernière minute qu'ils ne pouvaient anticiper.

RE6.4. Modalités de mise en œuvre

L'Appel à Contributions portait sur les orientations du financement d'une partie des coûts de contractualisation de la réserve FRR par les Responsables d'Équilibre. Il visait 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.

Dans l'Appel à Contributions, la mise en œuvre cible de cette évolution est janvier 2028. Le but étant 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 pour ne pas mettre en risque l'équilibrage du système électrique. 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.

Des acteurs ont porté à la connaissance de RTE leurs inquiétudes au sujet de la date de mise en œuvre :

Un acteur propose une entrée en vigueur au 1er janvier 2029 afin de préserver l'équilibre économique des contrats 2028. Un autre privilégie 2030, précisant que la réduction du délai de neutralisation doit être un prérequis à la mise en place de cette mesure, pour permettre aux RE d'utiliser les leviers favorisant une meilleure qualité de l'équilibrage de leur périmètre d'équilibre. Un troisième appelle à une mise en œuvre progressive, conditionnée à plusieurs prérequis (passage au pas 15 minutes, appels d'offres trimestriels dès 2026, indicateurs incitatifs de programmation, nouvelle méthode de dimensionnement mFRR…), suggérant un calendrier postérieur à RE v3, avec possibilité de révision en cours de cycle sur la base de données consolidées.

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

Si la CRE approuve cette évolution via une délibération à l'issue de sa future consultation publique, celle-ci sera intégrée au chapitre 3 des règles de marché v3, dédié au Dispositif de Responsable d'Équilibre. La concertation de ce cycle permettra de préciser la répartition des coûts entre les utilisateurs du réseau et les Responsables d'Équilibre, ainsi que les modalités de recouvrement associées.

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.

RE7. Harmonisation du cadre des Flexibilités Réseau

RE7.1. Contexte

Le cadre règlementaire de la correction des Périmètres d'Equilibre lors d'activation de Flexibilités Réseau RPD et RPT a évolué dans la v1 du Chapitre 3 des règles en introduisant la possibilité de corriger les Périmètres d'Equilibre des RE des activations à la baisse de Flexibilités Réseau RPT.

Dans un souci d'harmonisation, RTE propose d'introduire la possibilité de corriger les Périmètres d'Equilibre des RE des activations à la hausse de Flexibilité Réseau RPT, comme cela est possible pour les Flexibilités Réseau RPD.

Le cadre contractuel dans lequel la correction des Périmètres d'Equilibre des Flexibilités Réseau RPT à la hausse sera utilisée par RTE pourra être défini ultérieurement.

RE7.2. Proposition de RTE

Dans l'article « 3.L.5.1.3. Détermination de la correction du déséquilibre », l'extrait « l'énergie correspondant aux volumes résultant des activations à la hausse de Flexibilités Réseau RPT pour les Sites d'Injection du RE dans les cas où le Contrat d'Accès au Réseau de Transport le prévoit et conformément à celui-ci » a été ajouté dans la liste des termes à sommer pour déterminer la correction à la hausse du Périmètre d'Equilibre.

RE8. Nouvelles publications de données relatives à la participation des sites injection et stockage stationnaire au MA et aux SSYf

RE8.1. Contexte

Dans le contexte de la croissance de la participation des sites de stockage stationnaire et des sites EnR aux Services Système fréquence et Mécanisme d'Ajustement, les Responsables d'Equilibre, les Acteurs d'Ajustement et les Responsables de Réserve ont partagé avec RTE leur souhait d'obtenir plus de données relatives à cette participation, notamment lorsque les sites sont agrégés au sein d'entité. L'objectif étant :

- De faciliter la répartition par le RE des rémunérations et facturations entre les sites ajustés ou participant aux SSYf de son portefeuille et ;
- De mieux intégrer le comportement de ces sites aux modèles de prévision de production et de consommation des RE.

RE8.2. Proposition de RTE

RTE propose donc de publier auprès des RE les volumes réalisés du MA et les énergies de réglage à la maille site des sites injection et stockage stationnaire de leur périmètre.

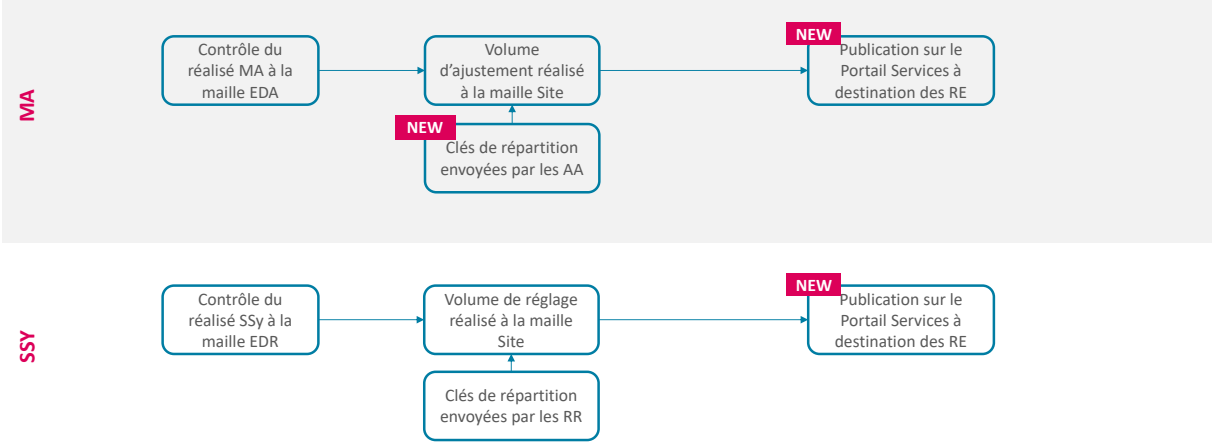
Ces volumes seront calculés par RTE de la sorte (sites injection et stockage stationnaire RPT et RPD) :

Pour le Mécanisme d'Ajustement :

- Le contrôle du réalisé du MA disponible en M+1 calcule le volume réalisé de **l'EDA.** Ce volume sert au back office MA et au calcul des écarts. – **Cela ne change pas.**
- Grâce aux clés de répartition envoyées par les Acteurs d'ajustement (voir MA4), RTE calcule le volume réalisé réparti par Site uniquement à des fins de publication.
- Parmi les destinataires de ces publications figurent les RE.

Pour les Services Système fréquence :

- Le contrôle du réalisé des SSYf calcule l'énergie de réglage réalisée à la maille de l'**EDR**. Ce volume sert au back office SSYf et au calcul des écarts. **– Cela ne change pas.**
- Grâce aux clés de répartition envoyées par les Responsables de Réserve (prévu à l'article 4.M.2.2 du Chapitre 4), RTE calcule déjà ces énergies réalisées à la maille site.
- Parmi les utilisations du résultat de ce calcul, RTE publiera cette énergie par site auprès des RE.



Publication des données d'ajustement et de réglage à la maille site

Ce besoin n'étant pas règlementaire, il ne s'accompagne pas d'évolution du Chapitre 3. Un calendrier de déploiement de ce nouveau service de publication sera présenté ultérieurement.

Par ailleurs, il est important de préciser que ce service de publication à la maille site ne se fait pas au détriment du service de publication à la maille EDR et EDA déjà mis en place pour les RE (API Speed Balancing), celui-ci sera maintenu.

RE9. Evolution du calcul de la Courbe de Charge Télérelevée de consommation du Périmètre-RPD

RE9.1. Contexte

Lors du GT SSYf du 12 février 2025, RTE a proposé d'ouvrir le modèle « corrigé » aux sites sous CARD-S participant aux SSYf. Cette évolution entrera en vigueur à partir d'une date pivot précisée dans les règles du chapitre 4 des règles de marché.

RE9.2. Proposition de RTE

Dans l'article « 3.R.2.6.1. Calcul de la Courbe de Charge Télérelevée de consommation », les mentions « plus, le cas échéant si le Site est au Modèle de Versement Corrigé, les volumes d'énergie de Réglage Primaire et Secondaire de fréquence à la Hausse du Site » et « moins, les cas échéant, si le Site est au Modèle de Versement Corrigé, les volumes d'énergie de Réglage Primaire et Secondaire de fréquence à la Baisse du Site » ont été ajoutées dans la liste des termes à sommer pour déterminer la Consommation Ajustée de chaque Site de Soutirage Télérelevé rattaché au réseau du GRD.

RE10. Amendements rédactionnels divers

RE10.1. Durée de la consultation

RE10.1.1. Contexte

L'article 3.C.3 décrivant le processus de révision des règles présente une incohérence dans sa formulation entre les étapes 4 et 5 :

- Le point 4 stipule que le délai de consultation des règles est fixé par RTE et ne peut être inférieur à un mois ;
- Le point 5 mentionne explicitement un délai d'un mois.

RE10.1.2. Proposition de RTE

Afin de pouvoir proposer une durée de consultation supérieure à un mois, RTE propose de supprimer au point 5 la durée explicite d'un mois.

Section relative aux évolutions des

Services Système fréquence

Chapitre 4 des Règles de Marché

SOMMAIRE RELATIF AUX SERVICES SYSTEME FREQUENCE

SY1. HARMONISATION DE L'ACCORD-SITE ENTRE LE CHAPITRE 2 ET 4 79

SY1.1. Contexte 79

SY1.2. Proposition de RTE 79

SY2. EVOLUTION DE L'APPEL D'OFFRES CAPACITAIRE DE RESERVE SECONDAIRE 80

SY2.1. Contexte 80
SY2.1.1. Interdiction de déposer des offres symétriques 80
SY2.1.2. Evolution de l'algorithme de détermination des prix marginaux à l'appel d'offres capacitaire de réserve secondaire : ajout d'un module de pricing 80

SY2.2. Proposition de RTE 81
SY2.2.1. Interdiction de déposer des offres symétriques 81
SY2.2.1. Evolution de l'algorithme de détermination des prix marginaux à l'appel d'offres capacitaire de réserve secondaire : ajout d'un module de pricing 81

SY3. INTEGRATION DE LA NOTION DE TMINLER ET DE SON EVOLUTION A 30 MIN 81

SY3.1. Contexte 81

SY3.2. Proposition de RTE 82

SY4. EVOLUTIONS CONCERNANT LA QUALIFICATION D'APTITUDE DES EDRS 82

SY4.1. Contexte 82

SY4.2. Proposition de RTE 83
SY4.2.1. Conditions d'éligibilité 83
SY4.2.2. Nouveau processus simplifié 83
SY4.2.3. Validation des performances et contrôle en fonctionnement réel 84

SY5. CREATION D'UN CADRE DE PARTICIPATION AUX SSYF POUR LES ENR EN « P0 VARIABLE » 85

SY5.1. Contexte 85

SY5.2. Proposition de RTE 87
SY5.2.1. Estimation du productible 88
SY5.2.2. Étape de certification d'aptitude 89
SY5.2.3. Contrôle par RTE 89
SY5.2.4. Traitement des énergies de réglage 90
SY5.2.5. Exemple d'application 90

SY6. EVOLUTION DU TRAITEMENT DES ENERGIES POUR LES SITES DE SOUTIRAGE RPD 93

SY6.1. Contexte 93

SY6.2. Proposition de RTE 93

SY6.2.1. Evolution du traitement des énergies pour les sites sous CARD-S 94
SY6.2.2. Evolution du traitement des énergies pour les autres sites de soutirage RPD 94

SY7. PRECISION DE LA DISPOSITION TRANSITOIRE 4.S.7 ET MODIFICATION DE L'ANNEXE 4 95

SY7.1. Contexte 95

SY7.2. Proposition de RTE 95

SY8. DISPOSITION TRANSITOIRE POUR LES EDRS DIFFUSES 97

SY8.1. Contexte 97

SY8.2. Proposition de RTE 97

SY9. AUTRES EVOLUTIONS 98

SY9.1. Durée de la consultation 98
SY9.1.1. Contexte 98
SY9.1.2. Proposition de RTE 98

SY9.2. Publication des énergies de réglage pour les sites de stockage stationnaire et injection 98
SY9.2.1. Contexte 98
SY9.2.2. Proposition de RTE 98

SY9.3. Ajout d'un cas de retrait du certificat d'aptitude 99

SY9.4. Mise à jour du temps d'activation (FAT) de la réserve secondaire 99

SY9.5. Mise à jour du calcul de l'indemnité associée au surcoût SSYf 99

SY9.6. Correction d'une erreur dans la formule de valorisation des offres d'énergie de réserve secondaires activées à la baisse en mode d'activation en préséance économique 99

SY9.7. Amendement rédactionnel de l'article 4.K.2.7.2.2 suite à la mise à jour de l'Accord de bloc Fréquence-Puissance 100

SY9.8. Clarification du paragraphe sur la sous-télémesure 100

SY9.9. Correction de la durée de réponse en puissance de l'Entité de Réserve 100

SY1. Harmonisation de l'accord-site entre le chapitre 2 et 4

SY1.1. Contexte

Les règles SSYf énoncent plusieurs cas où les données de comptage des sites réalisant des réserves peuvent être utilisées par RTE :

- Article 4.F.2.4.2 sur l'utilisation d'une sous-télémesure : « Des données complémentaires (données de comptage…) pourront être demandées par RTE. »
- Article 4.L.3.1 sur les modalités du contrôle de performance : « Utilisation des informations mémorisées par RTE et obtenues à partir des données de comptage dont dispose RTE, des données échangées par les systèmes de téléréglage et de téléconduite (contrôle continu);
- 4.S.3 sur l'expérimentation relative à l'observabilité statistique : « Dans le cadre du retour d'expérience, RTE et les GRD pourront échanger des données de comptage pertinentes des Sites engagés. »

Or les données de comptage RPD ne sont pas incluses dans les données transmises par les GRD à RTE dans les règles SSYf. Lors de la consultation des règles v1 en octobre 2023, l'AdEeF avait proposé d'ajouter la possibilité de transmettre les données de comptage RPD dans le chapitre 4.

SY1.2. Proposition de RTE

Le prérequis à la transmission des données de comptage d'un site, des GRD à RTE, est l'existence d'un accord (« accord-site ») entre l'utilisateur du site et le responsable de réserve (RR).

Or dans les règles SSYf (4.F.2.4.1.2), contrairement aux règles MA (2.F.3.2.3.1), l'obligation d'avoir cet accord ne s'applique qu'aux sites de soutirage.

RTE propose alors d'appliquer cette obligation à tous les sites, dans le paragraphe 4.F.2.4.1.1, et d'introduire une date pivot pour la transmission des données compteurs RPD des GRD à RTE.

Le contenu de l'accord-site s'appliquant à tous les sites a été construit à partir du contenu pour les sites de soutirage et pouvant s'appliquer à tous les sites :

- Autorisation entre l'utilisateur et le RR pour faire participer le site aux SSYf
- L'engagement de l'utilisateur à ne pas avoir de contrat avec un autre RR
- Autorisation pour transmettre les données utiles à la fourniture et au contrôle des SSYf du site aux gestionnaires de réseau GR, dont la courbe de charge
- Autoriser RTE à accéder au site si besoin (audits)

Le document doit être signé par l'utilisateur et le RR. En cas de coexistence de plusieurs documents pour le même site, le document dont la signature est la plus ancienne fait foi.

L'accord-site n'est pas à transmettre systématiquement au GR. Le GR a la possibilité de le demander.

Concernant la transmission des courbes de charges par un GRD à RTE, RTE propose d'introduire une date pivot SY_{20} relative à la transmission des données de comptage de sites raccordés au RPD. Cette date est introduite aux articles 4.F.2.4.2 et 4.L.3.1.

SY2. Evolution de l'appel d'offres capacitaire de réserve secondaire

SY2.1. Contexte

SY2.1.1. Interdiction de déposer des offres symétriques

Dans la Délibération n°2025-29[7] de la Commission de Régulation de l'Energie du 22 janvier 2025 portant la communication sur la fin des offres symétriques, la CRE, rappelant le principe du règlement EB[8], a annoncé la fin des offres symétriques et le passage aux offres dissymétriques, pour les capacités de réserve secondaire, à compter de l'entrée en vigueur de la prochaine version des règles Services Système fréquence de RTE prévue pour le début de l'année 2026.

La CRE avait demandé à RTE dans sa délibération du 10 juin 2021 portant approbation des règles SSyf, ainsi que dans sa délibération du 29 février 2024 d'évaluer l'impact des offres symétriques sur les six premiers mois de l'appel d'offres portant sur les capacités de réserve secondaire. L'appel d'offres s'étant tenu sans interruption depuis le 18 juin 2024, RTE a présenté lors du GT du 18 décembre 2024 un retour d'expérience tandis que la CRE a également mené des entretiens informels avec les acteurs. Les conclusions du REX comme celles des entretiens figurent dans la délibération n°2025-29 et confirment que l'existence des offres symétriques induit des effets de bord indésirables et nuit au bon fonctionnement du marché de l'aFRR. Il en résulte l'interdiction de formuler des offres symétriques, offres que jusqu'à présent les acteurs pouvaient faire sous certaines conditions en liant entre elles une offre à la hausse et une offre à la baisse.

SY2.1.2. Evolution de l'algorithme de détermination des prix marginaux à l'appel d'offres capacitaire de réserve secondaire : ajout d'un module de pricing

La CRE a défini dans la délibération 2022-188[9] du 30 juin 2022 les conditions nécessaires au redémarrage de l'appel d'offres lesquelles sont reprises dans la Délibération 2024-18[10] du 25 janvier 2024 mettant fin à la Dérogation accordée à RTE pour la contractualisation de capacités de réserve secondaire et au titre desquelles figure « la mise en œuvre par RTE d'un algorithme amélioré ».

[7] Délibération de la CRE du 22 janvier 2025 portant communication sur la fin des offres symétriques pour les capacités de réserve secondaire

[8] L'article 32, paragraphe 3, du règlement EB dispose que « l'acquisition de capacités d'équilibrage à la hausse et à la baisse est réalisée séparément au moins pour les réserves de restauration de la fréquence et les réserves de remplacement ». Ce principe a été réaffirmé dans le règlement (UE) 2019/943 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité (ci-après « règlement électricité »). L'article 6, paragraphe 9, énonce que « les marchés sont passés séparément pour la capacité d'équilibrage à la hausse et pour la capacité d'équilibrage à la baisse, sauf si l'autorité de régulation approuve une dérogation à ce principe [...] ».

[9] Délibération de la CRE du 30 juin 2022 portant décision de dérogation pour la contractualisation de réserve secondaire

[10] Délibération de la CRE 2024-18 portant décision mettant fin à la dérogation pour la contractualisation de capacités de réserve secondaire

RTE et la CRE ont poursuivi depuis 2022 leurs analyses afin d'améliorer le fonctionnement de l'algorithme. Actuellement, l'algorithme de sélection des offres s'appuie sur une fonction objectif distincte de celle utilisée pour calculer les coûts payés par RTE. En conséquence, le prix établi à chaque pas de temps ne reflète pas toujours fidèlement les coûts réels associés à la satisfaction des besoins en réserve secondaire. Le prix payé par RTE sur certains pas de temps est trop élevé, il n'est pas directement corrélé à la tension de ce marché du fait de l'existence de liens temporels entre offres (offres dites offres bloc).

SY2.2. Proposition de RTE

SY2.2.1. Interdiction de déposer des offres symétriques

Le paragraphe : 4.H.4.2.2.1 « Offres de Capacité de Réserve Secondaire symétriques » devient obsolète, il est supprimé étant donné l'interdiction de déposer des offres symétriques à l'appel d'offres de capacité de réserve secondaire. Par conséquent, à compter de l'entrée en vigueur des règles, les offres symétriques seront rejetées par la plateforme.

SY2.2.1. Evolution de l'algorithme de détermination des prix marginaux à l'appel d'offres capacitaire de réserve secondaire : ajout d'un module de pricing

RTE et la CRE se sont mise d'accord sur l'ajout d'un module de pricing dans l'algorithme de l'appel d'offres de réserve secondaire. Son objectif est l'amélioration de la méthode de formation de prix à chaque pas de temps. Il intervient après l'actuel algorithme de sélection des offres, donc sans modifier la sélection des volumes retenus. Le module de pricing a été présenté en GT SSyf des 27 mars et 29 avril 2025. Il détermine un nouveau prix et a pour objectif de minimiser le coût payé par RTE et garantir un revenu positif à chaque acteur. Le paragraphe « 4.H.4.4.1 Modalités d'attribution » a été complété des formulations mathématiques ajoutées en post-traitement.

RTE a présenté les résultats de l'étude simulant la mise en œuvre de ce module sur les 6 premiers mois de fonctionnement de l'appel d'offres aFRR en 2024. Il en ressort que dans 85% des cas, le prix marginal en sortie du module pricing est le prix de l'offre la plus chère retenue sur le pas de temps. Dans 14% des cas, le prix marginal est le prix de l'offre la 2ème ou la 3ème plus chère retenue sur le pas de temps (car la plus chère est une offre bloc). Dans moins de 1% des cas, le prix marginal calculé par le module de pricing n'est pas un prix d'offre.

SY3. Intégration de la notion de TminLER et de son évolution à 30 min

SY3.1. Contexte

Conformément à l'article 156, paragraphe 11, du Règlement de la Commission (UE) 2017/1485 du 2 août 2017 établissant une ligne directrice sur la gestion du réseau de transport d'électricité (SOGL), les GRT des zones synchrones CE doivent suggérer une durée requise pour que les unités ou groupes fournissant des FCR dotés de réservoirs d'énergie limités restent disponibles en état d'alerte (TminLER). Cette durée doit être comprise entre 15 minutes et 30 minutes, et être argumentée par une analyse coût-bénéfice (ACB).

Les GRT ont émis une première proposition en décembre 2021 à l'ACER pour approbation. L'ACER a amendé la proposition en demandant aux GRT une nouvelle exécution de la méthode ACB avec des données d'entrée et hypothèses actualisées. Les GRT ont réalisé l'ACB demandée et ont abouti à une proposition d'une durée TminLER 30 minutes en 2024. Ce résultat a été partagé aux parties prenantes lors d'une consultation ENTSOE en octobre 2024. Les GRT ont ensuite émis la nouvelle proposition à l'ACER début 2025.

La proposition soumise à l'ACER est la suivante :

1. La période d'activation minimale des LER est fixée à 30 minutes.
2. L'exigence des 30 minutes s'applique aux LER dont la première préqualification a lieu après la fin de la période transitoire (telle que définie ci-dessous) ou lorsqu'une réévaluation de la qualification conformément à l'article 155, paragraphe 6, point b) ou c), de SOGL est nécessaire après la fin de la période transitoire.
3. Les LER déjà préqualifiés avant la fin de la période transitoire restent soumis à l'exigence existante au niveau du bloc LFC. Ces LER sont également soumis à l'exigence des 30 minutes au moment de la première réévaluation de sa qualification (conformément à l'article 155(6)(a) de SOGL) ayant lieu après 10 ans à compter de la fin de la période transitoire.
4. La durée de la période transitoire est de 1 an à compter de l'approbation de la présente proposition par les ARN.

SY3.2. Proposition de RTE

Le planning prévisionnel d'entrée en vigueur du TminLER 30 minutes est fin d'année 2026 et la date exacte de délibération de l'ACER est encore inconnue. RTE propose d'introduire la durée de 30 min dans le chapitre 4 des règles de marché en soumettant cette durée à une date pivot SY_{21} afin de pouvoir respecter une entrée en vigueur avant les prochaines modifications des règles de marché, prévues en 2027. La durée 30 minutes a donc été ajoutée aux articles 4.G.2, 4.L.3 et 4.A12.

SY4. Evolutions concernant la qualification d'aptitude des EDRs

SY4.1. Contexte

Dans le cadre de la concertation des règles SSYf, RTE a envoyé un sondage aux responsables de réserves sur le processus de certification en février 2025. L'objectif pour RTE était de recueillir le retour d'expérience des responsables de réserve sur le processus pour proposer des évolutions incluant les besoins des acteurs.

15 acteurs ont répondu et de nombreuses propositions ont été faites, autant sur la forme, le fond, l'étape « déclarative » (étape 1), et la réalisation des essais (étape 2). RTE a initié les réponses et actions lors du GT SSYf du 27 mars.

Une des demandes remontées par plusieurs acteurs a notamment été une simplification du processus concernant une certification et/ou recertification d'actifs similaires, notamment sur la réalisation des essais réels.

Or le paragraphe 4.G.3.2 des règles de marché actuelles indique que le responsable de réserve doit réaliser les essais lors d'une certification en FCR ou en aFRR, dont un test en fonctionnement réel. RTE a alors étudié un cadre de certification permettant une simplification de la phase de réalisation des essais pour des actifs similaires, en dérogation au paragraphe 4.G.3.2.

SY4.2. Proposition de RTE

RTE propose d'ajouter une disposition transitoire 4.S.9 d'expérimentation relative à la certification d'aptitude d'une entité de réserve similaire.

SY4.2.1. Conditions d'éligibilité

Pour être éligible, l'EDR doit respecter les conditions suivantes :

- Tous les actifs qui la composent sont identiques à ceux d'au moins 3 EDR déjà certifiées (appelées « EDR similaires déjà certifiées ») :
    - même filière
    - même constructeur
    - même palier technique
    - même contrôle commande
    - même puissance
    - même stock (si LER)
    - même participation aux réserves
    - même capacité FCR et aFRR
- son mode de pilotage et/ou sa gestion de stock si l'EDR est LER est identique à celui des EDR similaires déjà certifiées

En cas d'agrégat, le nombre d'actifs de la nouvelle EDR peut être différent de celui des EDR similaires déjà certifiées. Cela implique que sa puissance et ses capacités de FCR et aFRR peuvent être différentes.

Ce dispositif n'est pas accessible à l'expérimentation relative aux EDR mixtes (4.S.4).

Par exemple, dans le cas où les EDRs suivantes sont déjà certifiées :

- EDR 1 avec 2 batteries X ;
- EDR 2 avec 3 batteries X ;
- EDR 3 avec 5 batteries X ;

l'EDR 4 avec 4 batteries X peut demander une certification dans ce cadre simplifié de réalisation des essais.

SY4.2.2. Nouveau processus simplifié

Le responsable de réserve fournit à RTE en premier lieu le dossier déclaratif constituant « l'étape 1 » du processus de certification :

- Rédaction du dossier demandé dans l'annexe 12 et la trame aFRR en projet avec possibilité de fournir une version « générique » pour un groupe d'EDR, et une version « spécifique » à chaque EDR

- Réalisation des simulations demandées dans l'annexe 12 et la trame aFRR en projet si le nombre d'actifs de la nouvelle EDR diffère de celui des EDR de référence déjà certifiées, c'est-à-dire si la puissance de l'agrégat, les capacités à certifier, l'énergie, … sont différentes.

- RTE examine le dossier du responsable de réserve. Si le dossier est validé, le responsable de réserve réalise « l'étape 2 » définie ci-dessous :

- Pour une certification FCR seule ou en FCR + aFRR simultanées : 1 test d'échelon sans activation aFRR (possible de réaliser des tests par actifs identiques de l'EDR).
- Pour une certification aFRR seule : pas de tests de rampe
- Pas de réalisation du test sur 8h de fonctionnement

A l'issu de ce processus simplifié, si la demande est acceptée par RTE, le responsable de réserve reçoit un PV de certification avec une réserve de validation des performances en opération sous 2 mois maximum, à partir de l'émission du PV.

SY4.2.3. Validation des performances et contrôle en fonctionnement réel

Le bilan de performance attendu devra contenir un minimum d'activations pour avoir un échantillon suffisamment pertinent :

- pour la certification FCR seule : au moins 8h de programmation
- pour la certification aFRR seule : au moins 8h d'activation avec :
    - au moins 2 paliers à Ni = +1 pour l'aFRR hausse et 2 paliers à Ni = -1 pour l'aFRR baisse
    - au moins 2 rampes hausse et 2 rampes baisse complètes à la FAT certifiée
- pour la certification en FCR et aFRR en simultanées :
    - les conditions précédentes devront être atteintes (chaque réserve seule)
    - en complément, au moins 8h d'activation en fonctionnement FCR et aFRR simultanées

Le responsable de réserve a la responsabilité de programmer les plages suffisantes et de définir ses prix pour couvrir ce périmètre d'activation minimal.

Durant ces 2 mois, dès que ces conditions minimales d'activation seront remplies, l'acteur en informera RTE pour déclencher les analyses. Le RR fournira sous 2 semaines, un rapport de bilan des performances observées au regard des attendus dans les trames de certification.

Si durant ces 2 mois, ces conditions minimales d'activation ne sont pas remplies ou si les vérifications ne sont pas réalisables, la certification sous réserve sera retirée et RTE peut corriger les programmes a posteriori de l'EDR.

SY5. Création d'un cadre de participation aux SSYf pour les EnR en « P0 variable »

SY5.1. Contexte

Les parcs de production éolienne et solaire se sont fortement développés ces dernières années dans le système électrique français. Les parcs raccordés sur le RPT communiquent leurs programmes de productible variable à RTE, suivant leur estimation.

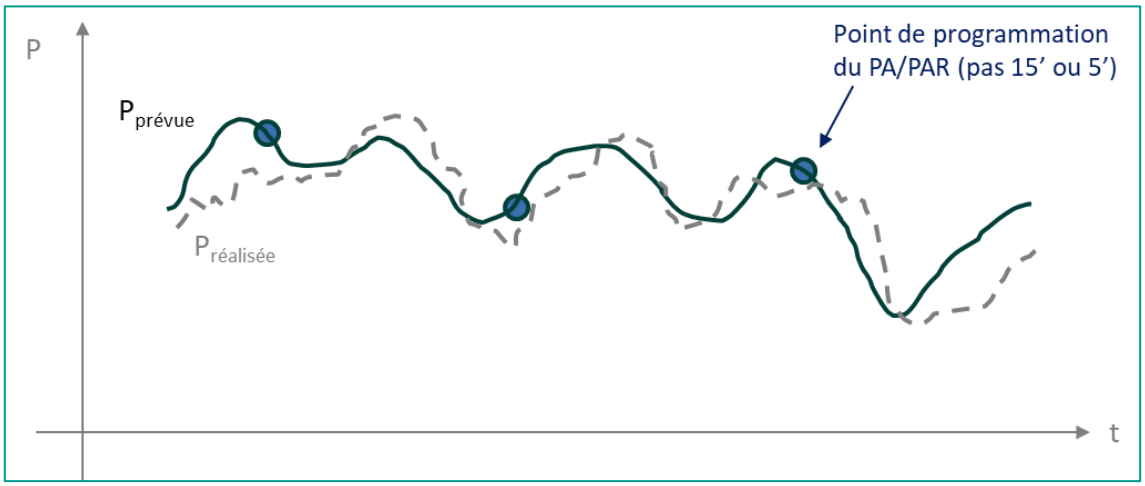


Schéma d'évolution de la puissance variable d'un parc EnR et de son estimation

Le code RfG décliné dans l'arrêté du 9 juin 2020 prévoit des exigences en matière de réglage de la fréquence (capacités constructives) pour les installations de production, y compris celles qui mettent en œuvre de l'énergie fatale. Ces exigences sont ensuite plus précisément définies dans la DTR de RTE au sein des cahiers des charges capacités constructives, qui distingue les unités de production synchrone (§8.3.2), les unités de production non synchrones (§8.3.1) et le stockage (§8.3.4).

Plusieurs parcs de production renouvelable intermittente sont alors soumis à des obligations de capacité constructive de réglage de la fréquence, qui s'appliquent à toutes les nouvelles unités (dont la PTF a été signée après le 26 Juin 2020) et aux existantes en cas de modification substantielle.

Elles portent sur :

- 2,5 % Pmax de l'unité pour la FCR (unité de type C, D)
- 4,5 % Pmax de l'unité pour l'aFRR (unité de type D raccordées en HTB2 ou HTB3)

Ces obligations de capacité constructive doivent faire l'objet d'une validation par RTE dans le cadre du processus de contrôle de conformité / raccordement (PV étape 3).

RTE a alors mis en place en 2024 une méthode de participation appelée « méthode palier » permettant de certifier un parc renouvelable en réserve primaire et/ou secondaire. Cette méthode oblige les parcs à respecter des paliers de puissance de base constants pendant au moins 15 minutes. En considérant la loi de réglage $P(t) = \boldsymbol{P_0(t)} + K(t) * \Delta f(t) + Ni(t) * P_{aFRR}(t)$, la « méthode palier » est illustrée ci-dessous.

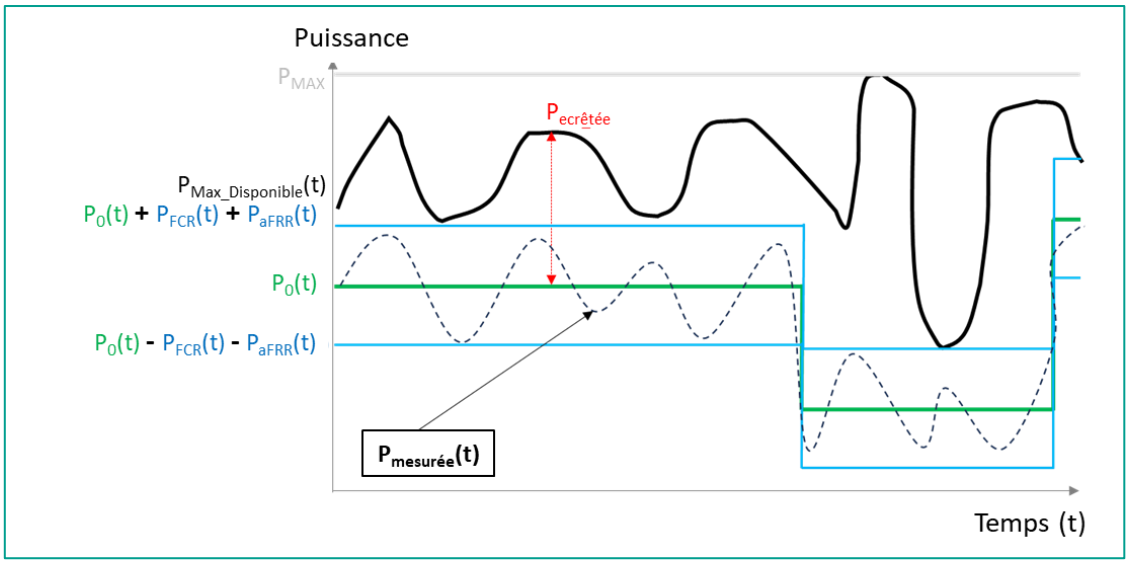


Illustration de l'évolution de la puissance d'un parc EnR en participation « palier »

Cette méthode induit un écrêtement supérieur du parc par rapport à une participation où la variabilité du parc est prise en compte. En parallèle, RTE a instruit l'étude d'une méthode appelée « P_0 variable » où la puissance de base évolue en prenant en compte la variabilité du parc.

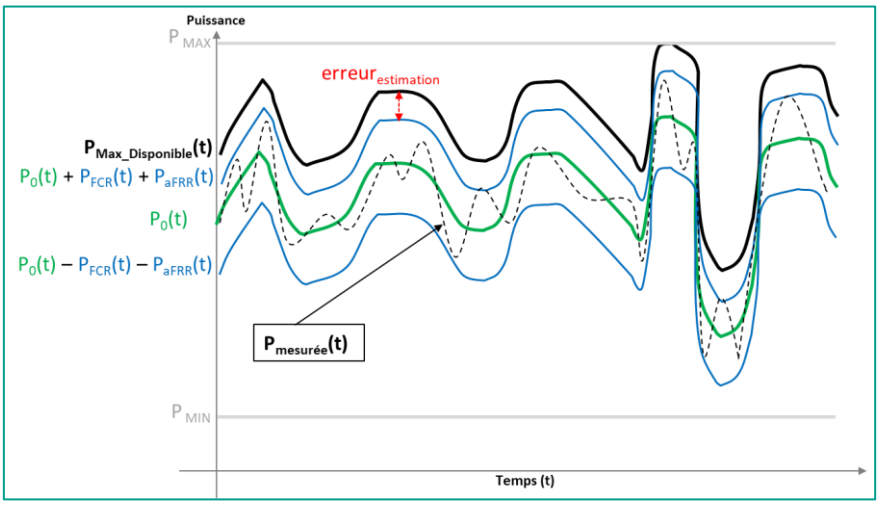
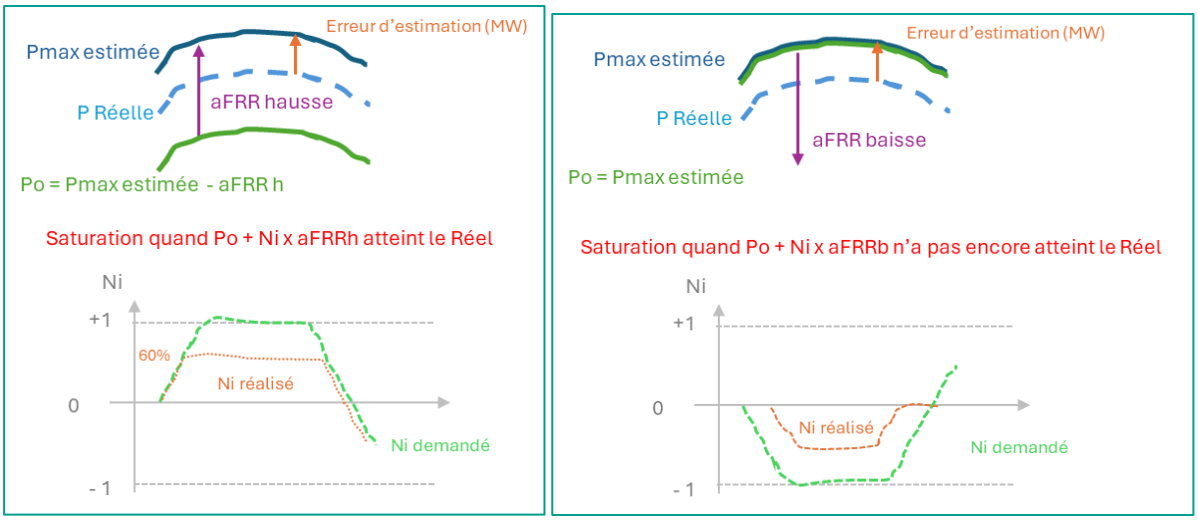


Illustration de l'évolution de la puissance d'un parc EnR en participation « P_0 variable »

Ce mode de participation implique une modification du cadre du contrôle de performance pour prendre en compte la variabilité de la puissance de base, de l'ordre de la variabilité du réglage de fréquence, et la qualité de son estimation.

Les schémas ci-dessous illustrent un cas de surestimation de la puissance maximale disponible lors d'une participation en aFRR :



Illustrations du risque de manque d'aFRR lors d'une surestimation du productible, pour une activation à la hausse (gauche) et à la baisse (droite)

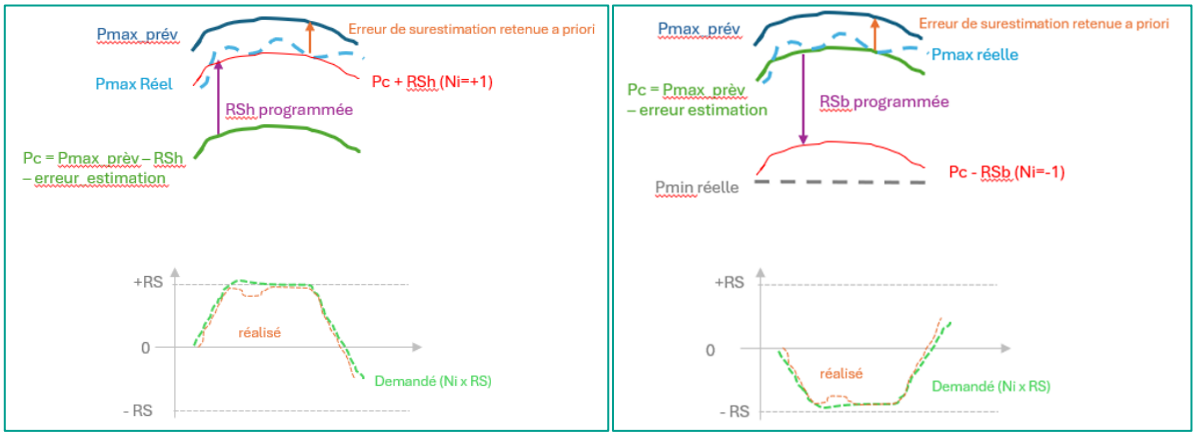
Lorsque le parc surestime sa puissance de base « P_0 » (courbe verte), l'activation de RS peut ne pas être garantie en totalité. En effet, quand la puissance réelle disponible (courbe en pointillé) est inférieure à la puissance disponible estimée (courbe bleue), la bande de réserve n'est plus disponible et l'activation n'est pas réalisée à 100% de la consigne demandée par RTE.

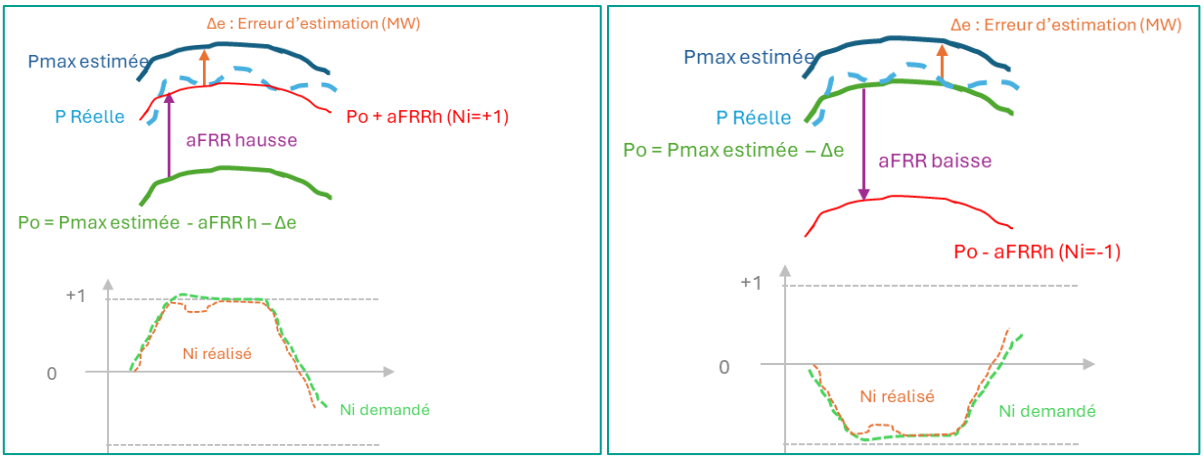
RTE a alors construit sa méthode de certification et contrôle pour la participation en « P_0 » variable afin de répondre aux deux problématiques citées ci-dessus.

SY5.2. Proposition de RTE

Afin de certifier et contrôler les parcs EnR en méthode « P_0 variable », RTE propose de créer une disposition transitoire de participation expérimentale des Sites d'injection à production variable. Ce nouveau cadre a pour objectif de permettre une meilleure optimisation des parcs EnR en réglage de fréquence, et leur permettre d'augmenter leur intérêt économique d'accéder aux marchés de la FCR et de l'aFRR. Il sera accessible à partir de la date pivot SY_{19}.

Pour garantir la bonne fourniture de réserve, RTE demande au parc voulant se certifier, d'intégrer son erreur d'estimation dans le calcul de sa puissance de base. Sur les schémas ci-dessous, cela se traduit par un abaissement de la puissance maximale prévue (courbe bleu foncé) pour délimiter les bandes de réserve (courbe rouge).





Illustrations de la prise en compte de l'erreur d'estimation lors d'une surestimation du productible, pour une activation aFRR à la hausse (gauche) et à la baisse (droite)

SY5.2.1. Estimation du productible

En amont de la certification, le responsable de réserve doit analyser sa méthode d'estimation en temps réel de la puissance maximale disponible et évaluer la qualité de cette estimation sur un historique de données d'au moins 6 mois consécutifs et à un pas ≤ 10 secondes. La période choisie doit être représentative de la production normale du parc et englober tous les régimes auxquels le parc est soumis naturellement. Durant cette période, le parc ne doit pas être écrêté et produire à son maximum.

L'évaluation de la qualité de l'estimation repose sur la comparaison, à chaque instant, entre la puissance mesurée du parc et la puissance maximale disponible estimée en temps réel par l'estimateur. La comparaison de la mesure du parc avec l'estimation de la puissance maximale disponible, devra se faire sur l'historique de données de 6 mois cité plus haut, sur tous les instants où la puissance mesurée du parc sera au-delà de sa puissance minimale (P_{min}). La puissance minimale (P_{min}) devra être communiquée et justifiée à RTE. Il s'agit de la puissance minimale en-deçà de laquelle le parc n'est plus capable de fournir sa FCR et/ou aFRR dans les temps de réponse impartis.

Deux indicateurs de mesure devront alors être établis par le producteur et vérifiés par RTE, sur l'historique d'au moins 6 mois, sur tous les pas de temps t où la puissance mesurée est supérieure à P_{min} :

- Le RMSE, calculé de la sorte sur l'historique d'au moins 6 mois, sur tous les pas de temps t où la puissance mesurée est supérieure à P_{min} :

$$RMSE = \sqrt{\sum \left(P_{MaxDisponible}(t) - P_{mesurée}(t)\right)^2}$$

- Le quantile 99%, c'est-à-dire la valeur en MW supérieure à 99% des erreurs d'estimation $\left(P_{MaxDisponible}(t) - P_{mesurée}(t)\right)$.

Où :

- $P_{MaxDisponible}(t)$: la puissance estimée en temps réel du parc à l'instant t
- $P_{mesurée}(t)$: la puissance réelle du parc à l'instant t

Pour pouvoir participer aux réserves, un critère de qualité est exigé sur le RMSE. Celui-ci devra être inférieur ou égal à 5% de la puissance moyenne P_{moy} sur tous les pas de temps où la puissance mesurée est supérieure à P_{min}.

$$P_{moy} = \frac{\sum P_{mesurée}(t)}{n}$$

Où

- n : le nombre de pas de temps où $P_{mesurée}(t) > P_{min}$

Pour participer aux réserves, le responsable de réserve devra également intégrer, dans le calcul de sa puissance de base $P_0(t)$, une marge pour couvrir son erreur d'estimation, Δe, Cette marge sera au moins égale au quantile 99% calculé ci-dessus. Le parc devra alors respecter la condition suivante :

$$P_{min} + FCR_b(t) + aFRR_b(t) \leq P_c(t) \leq P_{Max}(t) - FCR_h(t) - aFRR_h(t) - \Delta e$$

Où :

- $FCR_b(t)$ et $FCR_h(t)$ sont les volumes de FCR programmés au pas de temps t, respectivement à la baisse et à la hausse.
- $aFRR_b(t)$ et $aFRR_h(t)$ sont les volumes d'aFRR programmés au pas de temps t, respectivement à la baisse et à la hausse.

SY5.2.2. Étape de certification d'aptitude

Lors de la certification du parc, le responsable de réserve doit remplir les formulaires demandés dans la trame de certification FCR et/ou aFRR « GDP ou Sites d'Injection à partir d'énergies renouvelables » (trame en projet, partagée sur Concerte et le site internet de RTE). L'introduction de l'autorisation de participation en « P_0 variable » demande en supplément :

- La description du modèle d'estimation utilisé (données d'entrée, algorithme, …) et la démonstration de la conformité des performances de son modèle de prévision comme exigé ci-dessus sur les périodes de simulations et tests.
- La démonstration de la conformité de la qualité de son estimation temps réel de la $P_{MaxDisponible}(t)$ et du calcul de puissance de base $P_0(t)$ avec les exigences du SY5.2.1.
- La fourniture d'une TM supplémentaire : la puissance maximale disponible que le parc estime en temps réel $P_{MaxDisponible}(t)$, au pas 10s. A noter que la puissance de base $P_0(t)$ est déjà exigée dans la version actuelle des règles de marché, sous la notation « P_c ».
- Les descriptions et les essais demandés des trames de certification doivent être réalisés avec la $P_0(t)$ ainsi définie.

SY5.2.3. Contrôle par RTE

De même que pour la certification, le responsable de réserve fournit en temps réel les valeurs de $P_0(t)$ et $P_{MaxDisponible}(t)$ via des télémesures au pas 10 sec.

RTE réalise le contrôle de performance, défini dans l'article 4.L.3 à partir de la différence entre les télémesures $P_{mesurée}(t)$ et $P_0(t)$.

En supplément, RTE contrôle la conformité du calcul de la valeur de $P_c(t)$ selon la formule établie lors de la certification, à partir de la télémesure $P_{MaxDisponible}(t)$ estimée et de la valeur de l'erreur d'estimation, Δe, retenue.

RTE contrôle également la qualité des valeurs de la télémesure $P_{MaxDisponible}(t)$ estimée :

- Quand les réserves ne sont pas programmées : écart $\left(P_{MaxDisponible}(t) - P_{mesurée}(t)\right)$ conforme à l'erreur estimée au SY5.2.1.
- Quand les réserves sont programmées : vérification que $P_{MaxDisponible}(t)$ n'est pas artificiellement reconstruite à partir de $P_{mesurée}(t)$.

À tout moment, une réévaluation de l'erreur de référence Δe utilisée pourra être sollicitée par l'acteur (amélioration du modèle) ou par RTE (suspicion de dégradation).

SY5.2.4. Traitement des énergies de réglage

Le traitement des énergies de réglage d'un parc EnR participant en méthode « palier » ou « P_0 variable » respecte les règles établies pour un site d'injection.

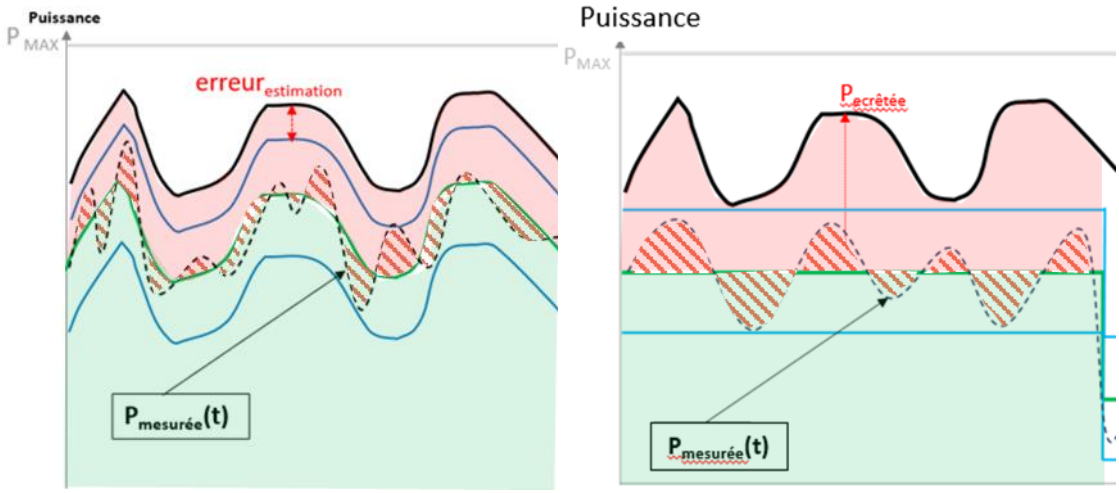


Schéma des énergies d'un parc EnR en participation « P_0 variable » à gauche et « palier » à droite

RTE va rémunérer ou facturer l'énergie de réglage ( ), calculée conformément à l'article 4.M.2, au responsable de réserve.

L'écart du périmètre d'équilibre du RE du site d'injection sera calculé à partir de ces mêmes énergies de réglage. L'écart ainsi calculé correspondra à une production à la puissance de base ( ).

Le coût de l'énergie abattue ( ) pour garantir les bandes de réserves est à prendre en compte dans les prix d'offres capacitaires et d'énergie du responsable de réserve.

SY5.2.5. Exemple d'application

Paramètres :

Un producteur EnR pilote un parc dont les caractéristiques sont les suivantes :

- 100 MW de puissance installée
- aFRR ou RS de 5 MW hausse et 15 MW baisse

- FCR ou RP de 4 MW symétriques

Les prévisions de la puissance produite en temps réel sont réalisées au pas 10 sec. La distribution de l'erreur de la prévision de la puissance produite, sur un échantillon représentatif du passé, a un **quantile 99%** de **+3 MW** (c'est-à-dire que le réalisé du parc est supérieur de 3 MW à sa prévision dans 1% des cas). En participation « P_0 variable », RTE demande alors au parc de **diminuer systématiquement sa puissance maximale prévue (Pmax_disponible) d'au moins 3 MW** avant le calcul de sa puissance de base (P_0) en fonction des SSYf programmés.

Participation en « P_0 variable » :

En temps réel, sur un pas de temps donné (10 sec), sa prévision de Pmax_disponible est de 55 MW.

- Si le Responsable de Réserve souhaite programmer seulement de la RS à la baisse, la P_0 doit respecter la condition suivante :

$$P_0 \leq \text{Pmax_disponible} - \text{quantile 99\%} = 55 - 3 = 52 \text{ MW}$$

- S'il souhaite programmer seulement de la RS à la hausse, la P_0 doit respecter la condition suivante :

$$P_0 \leq \text{Pmax_disponible} - \text{quantile 99\%} - \text{RS_hausse} = 55 - 3 - 5 = 47 \text{ MW}$$

- S'il souhaite programmer de la RP symétrique et de la RS baisse, la P_0 doit respecter la condition suivante :

$$P_0 \leq \text{Pmax_disponible} - \text{quantile 99\%} - \text{RP_hausse} = 55 - 3 - 4 = 48 \text{ MW}$$

Les valeurs transmises à RTE via la TM P_0 peuvent donc être différentes des valeurs de puissance actives transmises dans le programme d'appel (PA) :

- Pour un pas 15' du programme d'appel déclaré, le RR déclarera sa meilleure prévision à date de la P_0 et des réserves associées du dernier point de ce quart d'heure (convention finissante des PA). Par exemple, son estimation lors du guichet pour la fin du pas 15' concerné est une Pmax_disponible de 49 MW. S'il souhaite programmer de la RP symétrique et de la RS baisse, le quintuplet sera :

(*Pmax_disponible – quantile 99% - RP_hausse = 49 – 3 – 4 =* **42 ; 4 ; 4 ; 0 ; 15**)

- En temps réel, son estimation de Pmax_disponible sera améliorée et sa valeur pourra être différente de 49 MW. Dans ce cas, le pilotage des réserves et la valeur transmise à RTE via la TM P_0 devront être réalisés à partir de la dernière estimation de Pmax_disponible.

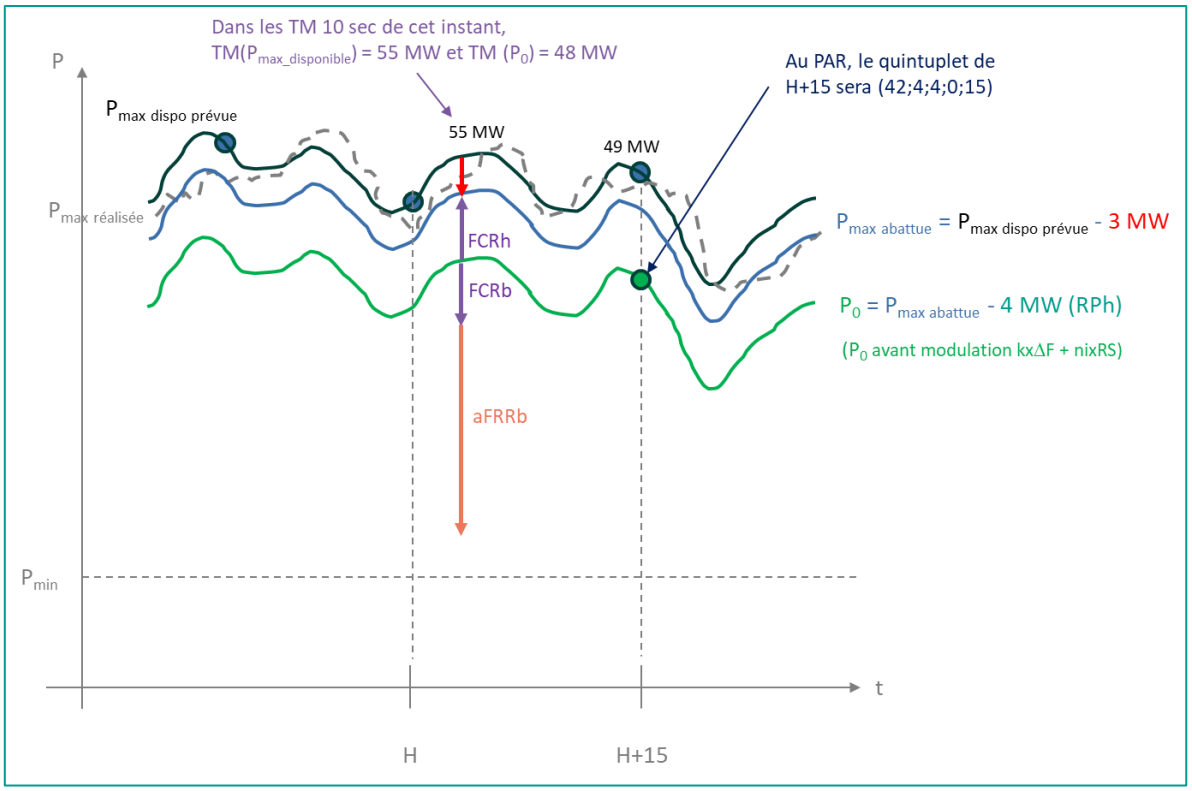


Illustration des paramétrages d'un parc participant en méthode « P_0 variable »

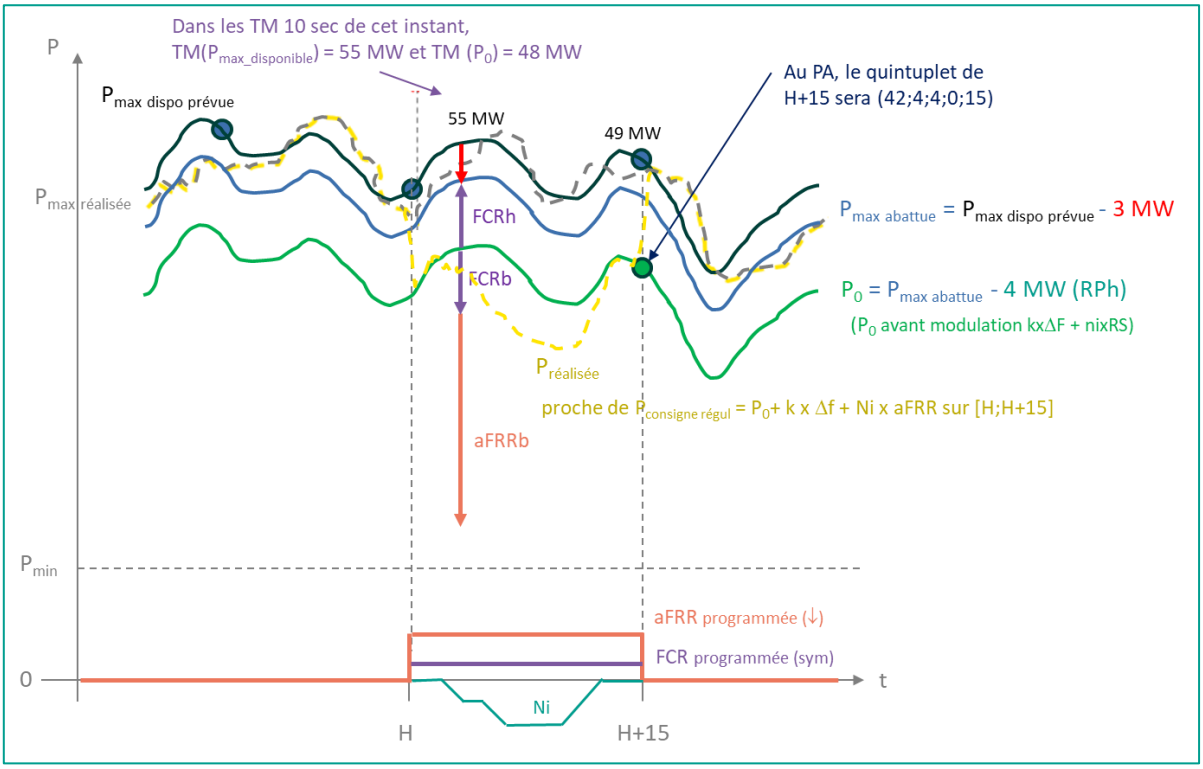


Illustration de la réalisation de réserve sur un parc participant en méthode « P_0 variable »

SY6. Evolution du traitement des énergies pour les sites de soutirage RPD

SY6.1. Contexte

Les sites de soutirages RPD participant aux services système fréquence ont aujourd'hui 3 modèles de traitement des énergies de réglage dans l'insensibilisation des responsables d'équilibre (RE) :

- Le modèle « sans prise en compte de l'énergie de réglage »
- Le modèle de versement contractuel optionnel
- Le modèle de versement régulé optionnel

Les sites de soutirage RPT participent quant à eux au modèle de versement corrigé. Les détails de ces modèles concernant la correction du périmètre du RE et les flux financiers avec le fournisseur sont disponibles dans le tableau ci-dessous :

Type de sites	Modèle	Correction du périmètre RE	Flux financier fournisseur
Soutirage RPT	« Modèle corrigé »	**Correction de la courbe de charge site par site**	Facturation du client par son fournisseur sur la base de la **courbe de charge corrigée** de l'effacement, adressée par RTE au RE + régularisation annuelle pour la CSPE
Soutirage RPD	Modèle « Sans »	Correction **agrégée** à maille RE hors EDR diffuses Pas de correction pour les EDR diffuses SY_9 : Correction **agrégée** à maille RE	Par défaut, pas de versement fournisseur
	« Modèle régulé »	Correction **agrégée** à maille RE	Si le fournisseur signe un accord de participation aux règles, **Versement fournisseur** à prix normatif, opéré par RTE, bidirectionnel RR⇔ RTE ⇔ Fournisseur
	« Modèle contractuel »		(optionnel) Flux financier encadré par **contrat bilatéral** RR⇔ Fournisseur

Tableau des modèles de traitement des énergies de réglage SSYf pour les sites de soutirage

Ces modèles ont été introduits en 2015 pour application au 1er janvier 2016 dans les règles Services Système. La FCR et l'aFRR étant symétriques dans cette période, et l'accès au marché se faisant par prescription, les premiers sites de soutirage RPD ont réellement participé à partir de 2021.

La participation aux réserves est restée symétrique jusqu'en novembre 2023 avec la mise en place du Merit Order aFRR puis prochainement début 2026 avec la fin des offres symétriques à l'AO aFRR. Ces modifications entrainent un bilan global des énergies de réglage non nul à traiter entre les différents acteurs de marché (RTE, RR, RE, fournisseur)

Face à ce constat, et aux demandes et remarques des acteurs de marchés en GT SSYf et bilatérales, RTE a instruit l'évolution du traitement des énergies pour le soutirage RPD.

SY6.2. Proposition de RTE

RTE a distingué les sites de soutirage sous CARD-S (Contrat d'Accès au Réseau de Distribution – Soutirage) supérieur à 36 kVA d'une part, et les sites de soutirage en contrat unique ou raccordé en puissance inférieure à 36 kVA d'autre part.

SY6.2.1. Evolution du traitement des énergies pour les sites sous CARD-S

Le chapitre 2 des règles de marché relatif au mécanisme d'ajustement propose un traitement des énergies d'ajustement différent des règles SSYf sur l'application du modèle de versement corrigé.

Type de sites	Modèle	Correction du périmètre RE	Flux financier fournisseur
Soutirage RPT RPD CARD-S sup 36	« Modèle corrigé »	**Correction de la courbe de charge site par site**	Facturation du client par son fournisseur sur la base de la **courbe de charge corrigée** de l'effacement, adressée par Enedis/RTE au RE + régularisation annuelle pour la CSPE
Soutirage RPD CU ou inf 36	« Modèle régulé »	Correction **agrégée** à maille RE	**Versement fournisseur** à prix normatif, opéré par RTE OE/AA→ RTE → Fournisseur
	« Modèle contractuel »		(optionnel) Flux financier encadré par **contrat bilatéral** OE/AA → Fournisseur
Injection/Stockage	-		Relation bilatérale encadrée par **Accord AA - RE**

Tableau des modèles de traitement des énergies d'ajustement pour les sites de soutirage

Afin d'harmoniser les traitements entre les mécanismes d'équilibrage, RTE et Enedis ont échangé conjointement pour proposer, lors du GT SSYf du 12 février 2025, l'ouverture du modèle « corrigé » aux sites sous CARD-S raccordés en BT SUP36 & HTA en SSYf.

Cette évolution sera mise en œuvre à partir de la date pivot SY_{24}.

SY6.2.2. Evolution du traitement des énergies pour les autres sites de soutirage RPD

Les sites de soutirage RPD n'ayant pas accès au modèle « corrigé », peuvent alors choisir entre le modèle « sans », « régulé » ou « contractuel ». Toutefois, ces trois modèles présentent tous des avantages et inconvénients, renforcés depuis la dissymétrisation du bilan en énergie d'aFRR.

Le modèle par défaut est le modèle « sans ». Il permet de corriger l'écart du périmètre d'équilibre du RE du site depuis le 8 avril pour les sites non inclus dans une EDR diffuse et à partir de SY_9 pour les autres sites. Cependant, aucun flux financier n'est encadré entre le fournisseur et le RR, ce qui peut conduire le RR à valoriser plus d'aFRR à la hausse (baisse de consommation) qu'à la baisse.

Le modèle « contractuel » permet de même de corriger l'écart du périmètre d'équilibre du RE. Il implique que le RR établisse un contrat avec le fournisseur du site de soutirage pour encadrer les flux financiers entre eux. Malgré l'utilisation du barème de RTE, disponible dans les dispositions générales, les RR remontent des difficultés à construire un tel contrat.

Le modèle « régulé » permet aussi de corriger l'écart du périmètre d'équilibre du RE, et d'encadrer les flux financiers avec le fournisseur. RTE est alors l'intermédiaire entre le RR et le fournisseur. Le modèle régulé est aujourd'hui complexe à opérer sur les SSYf pour deux raisons :

- D'une part, le RR doit obtenir la signature d'un accord de participation par le fournisseur du site ;
- D'autre part, la problématique d'un flux financier « inversé » pour le traitement des énergies de réglage à la baisse, du fournisseur vers RTE vers le RR, n'a pas été instruite par RTE. Elle fera le cas d'une instruction croisée entre les mécanismes concernés par le versement fournisseur.

C'est pourquoi RTE a décidé de soumettre l'utilisation du modèle régulé en SSYf à une date pivot SY_{25}. La mise en œuvre de cette date sera portée en concertation pour les prochaines versions du chapitre 4 des règles de marché.

SY7. Précision de la disposition transitoire 4.S.7 et modification de l'Annexe 4

SY7.1. Contexte

Suite aux premiers retours d'expérience de Responsables de Réserve souhaitant faire participer aux services système des sites dans le cadre de la disposition transitoire 4.S.7, RTE a souhaité apporter des précisions quant à la rédaction de cet article, introduit dans la v1 du Chapitre 4.

RTE souhaite notamment préciser :

- Que seuls les sites RPT doivent disposer de leurs propres EDP
- Les règles de redéclarations par les Responsables de Réserve en cas de limitation du site intervenant proche du temps réel.

Cela implique également une modification de l'annexe 4.

SY7.2. Proposition de RTE

La proposition de rédaction de RTE est la suivante :

a) **[Modification de §4.S.7.2]** Les sites raccordés au RPT souhaitant participer aux Services Système fréquence dans le cadre de cette disposition doivent être contenus dans des EDP mono-site. Ainsi, les sites RPD peuvent, quant à eux, demander une dérogation pour s'agréger au sein d'une EDP, comme visé à l'article §1.F.2 du Chapitre 1.

b) **[Clarification de 4.S.7.3]** En fonction du délai entre la réception de l'ordre de limitation et le début de la limitation elle-même, l'article reprécise et clarifie les actions attendues de la part du Responsable de Réserve. Ces actions sont :

    a) Soit redéclarer leur EDP pour prendre en compte la limitation (si ce délai est suffisamment grand),

    b) Soit déclarer une Indisponibilité Fortuite de l'EDP (si le Délai de Neutralisation empêche la redéclaration).

    c) Il est demandé aux Responsables de Réserve de redéclarer de manière pérenne le Programme d'Appel de l'EDP touchée par la limitation de manière à la prendre en compte dès que possible, même après la déclaration d'une Indisponibilité Fortuite.

Préavis entre la réception de l'ordre et l'instant de mise en œuvre attendue de la limitation	Actions attendues du RR	Conséquences sur le bilan de réserve au PA
L'ordre a été reçu avant l'AOJ en J-1 pour une mise en œuvre en J	Le RR ne doit pas compter sur le site limité pour formuler son offre à l'AOJ pendant la durée de la limitation. Ainsi le PA de l'EDP contenant ce Site doit prendre en compte la limitation.	Pas d'impact sur le Bilan de Réserve au PA
L'ordre a été reçu après l'AOJ en J-1 mais plus de 2h avant la mise en œuvre attendue	Le RR redéclare dès que possible sur le premier guichet accessible à 0 les SSYf sur l'EDP du site s'il est raccordé au RPT ou en prenant en compte la baisse de programmation, si le site est agrégé dans une EDP.	La redéclaration est prise en compte dans le calcul du Bilan de Réserve au PA
L'ordre a été reçu moins de 2 heures avant la mise en œuvre attendue	Le RR déclare une indisponibilité fortuite de l'EDP au dispatching puis redéclare dès que possible le nouveau PA de l'EDP via le premier guichet de programmation accessible.	Le Bilan de Réserve au PA est insensibilisé uniquement sur le délai de neutralisation, conformément à §4.M.3.1.2.

c) **[Modification de l'Annexe 4]** Ajout de deux colonnes à remplir en priorité pour les sites raccordés au RPD.

Ajout d'une colonne **« Site disposant d'un contrat de raccordement sous condition de limitation préventives à sa charge »** - à remplir par OUI ou à laisser vide

Ajout d'une colonne **« Nombre d'heures de limitations à la charge du Site »** - à remplir par le nombre en heures en sommant les limitations préventives, à la charge du site, à l'injection et au soutirage.

Laisser le champ vide si :

- La colonne précédente est vide.
- Le contrat de raccordement ne stipule pas de nombre d'heures (cela dépend du GRD qui a raccordé le site).

Exemple : les offres de raccordement de RTE dites Offres de Raccordement Optimisé ou Offre de raccordement de référence avec raccordement anticipé sont visées par cette disposition transitoire. Si le Site que le RR souhaite valoriser a été raccordé sous un de ces régimes alors, il remplira la première colonne par OUI.

Dans l'offre de raccordement optimisé du Site, il est précisé que 300h de limitation à l'injection et 200h de limitations au soutirage sont à sa charge, dans ce cas, la deuxième colonne doit être remplie par « 500h ».

SY8. Disposition transitoire pour les EDRs diffuses

SY8.1. Contexte

La disposition transitoire 4.S.6 relative à l'expérimentation sur l'évolution de la composition d'une Entité de Réserve Diffuse a évolué dans la v1 des règles de marché harmonisées avec l'introduction d'une certification d'aptitude « sous réserve de réalisation des essais » pour une EDR, aussi appelée « pré-certification » lors des GT de concertation.

Elle permet aux EDRs diffuses de se certifier pour une capacité supérieure, en réalisant une certification pour la capacité maximale certifiable seulement. L'expérimentation permet à l'EDR de proposer ses capacités intermédiaires aux appels d'offres, et de finaliser sa certification en réalisant les essais une fois la capacité cible disponible.

La certification sous réserve est retirée en cas d'écart de performance, ou si les essais finaux ne sont pas concluants. Si les essais ne sont pas réalisés, la pré-certification est annulée et la capacité de l'EDR reprend sa valeur précédente. Aucune action rétroactive n'est appliquée si les essais ne sont pas réalisés.

Depuis son entrée en vigueur fin 2023, la disposition transitoire a permis de certifier quelques dizaines de MW d'aFRR, tout en réduisant la charge de traitement des demandes de certification pour RTE et pour les responsables de réserve.

Le cadre proposé incite correctement les responsables de réserve à réaliser leurs essais lorsque la capacité cible de l'EDR est atteignable. Cependant, dans le cas inverse, l'absence d'action rétroactive n'incite pas les responsables de réserve à valider leur certification sous réserve.

SY8.2. Proposition de RTE

RTE souhaite renforcer l'incitation de réalisation des essais via un abattement possible des programmes, à postériori, si aucun dossier d'essai n'est envoyé à RTE.

Cet abattement concernera les périodes pendant lesquelles les valeurs de réserves programmées permettent de réaliser les essais, soit au moins deux fois 4h en continu et à la puissance cible ou 70% de la puissance cible si l'EDR est thermosensible.

RTE propose aussi de supprimer le paragraphe relatif au seuil d'évolution du périmètre de 10 %.

Exemple d'application de la proposition :

Une EDR thermosensible est certifiée pour 5MW et demande une pré-certification pour 10 MW. Elle peut alors réaliser ses essais dès qu'elle atteint une programmation de réserve de 7 MW.

La « pré-certification » est validée le 10 novembre et le RR programme 6 MW dès le 11 novembre. Le RR doit donc réaliser ses essais avant le 11 janvier.

Il programme pour la première fois 7 MW le 20 novembre sur 4h consécutives, et le 23 novembre sur 4h consécutives. Il doit alors réaliser ses essais avant le 7 décembre et envoyer le dossier d'essai à RTE avant le 21 décembre.

Si RTE ne reçoit pas de dossier, il peut abaisser les programmes de cette EDR à 5 MW depuis le 11 novembre.

SY9. Autres évolutions

SY9.1. Durée de la consultation

SY9.1.1. Contexte

L'article 4.C.3 décrivant le processus de révision des règles présente une incohérence dans sa formulation entre les étapes 4 et 5 :

- Le point 4 stipule que le délai de consultation des règles est fixé par RTE et ne peut être inférieur à un mois ;
- Le point 5 mentionne explicitement un délai d'un mois.

SY9.1.2. Proposition de RTE

Afin de pouvoir proposer une durée de consultation supérieure à un mois, RTE propose de supprimer au point 5 la durée explicite d'un mois.

SY9.2. Publication des énergies de réglage pour les sites de stockage stationnaire et injection

SY9.2.1. Contexte

Dans le contexte de la croissance de la participation des sites de stockage stationnaire et des sites EnR (à venir) aux Service Système fréquence, les Responsables d'Equilibre et les Responsables de Réserve ont partagé avec RTE leur besoin d'obtenir plus de données relatives à cette participation, notamment lorsque les sites sont agrégés. L'objectif étant :

- De faciliter la répartition des rémunérations entre sites et
- De mieux intégrer le comportement des sites réglant la fréquence aux modèles de prévision de production et de consommation.

RTE propose donc de publier auprès des RE et des RR les énergies de réglage à la maille site de sites injection et stockage stationnaire de leur périmètre. Ces énergies sont déjà calculées par RTE – mais pas publiées – grâce aux clés de répartition envoyées par les RR, tel que requis par l'article 4.M.2.2 du Chapitre 4.

Un calendrier de déploiement de ce nouveau service de publication sera présenté ultérieurement. Par ailleurs, il est important de préciser que ce service de publication à la maille site ne se fait pas au détriment du service de publication à la maille EDR déjà mis en place pour les RR (API aFRR Reserve) et RE (API Speed Balancing), qui sera maintenu.

SY9.2.2. Proposition de RTE

RTE propose la modification de l'annexe 4A3 du Chapitre 4 pour inclure l'autorisation donnée par le Responsable de Réserve à RTE pour la transmission de l'énergie de réglage à la maille site au RE de ce site.

SY9.3. Ajout d'un cas de retrait du certificat d'aptitude

Depuis le 1er avril 2024, RTE a ajouté une annexe aux trames de certification pour établir l'attestation par le RR du respect des conditions présentées dans la demande de certificat d'aptitude lors de la participation de l'EDR aux réserves.

RTE propose d'ajouter, en cohérence avec cette exigence, un cas de retrait du certificat d'aptitude si l'EDR ne respecte plus les données validées lors de la certification d'aptitude.

SY9.4. Mise à jour du temps d'activation (FAT) de la réserve secondaire

Depuis le 18 décembre 2024, toutes les EDR doivent être certifiées avec une FAT maximale de 300s. Jusqu'à cette date, la valeur maximale était de 400s.

RTE propose de mettre à jour les exigences de FAT dans les articles 4.G.2 relatif aux critères d'aptitude et 4.J.1.2 relatif aux caractéristiques d'une offre en énergie de réserve secondaire.

SY9.5. Mise à jour du calcul de l'indemnité associée au surcoût SSYf

Le coefficient d'indemnité S est un paramètre des règles SSYf qui intervient dans le calcul de l'indemnité au PM. Cette pénalité est due quand le volume programmé par un responsable de réserve sur son périmètre, après un ajustement, devient inférieur à ses engagements.

Sa formule est la suivante :

$$S_A = \frac{\sum_{A-1} surcoûts\ SSY}{\sum_{A-1} volumes\ SSY\ reconstitués} - \frac{solde_{A-1}}{\sum_{A-1} aV_H + (1-a)V_B}$$

Formule de calcul du coefficient S

Le coefficient construit ainsi pourrait être négatif, ce qui entrainerait une inversion du système d'incitation via des pénalités financières.

RTE propose de modifier le calcul du coefficient S afin de garantir sa positivité en le limitant au minimum à une valeur nulle.

SY9.6. Correction d'une erreur dans la formule de valorisation des offres d'énergie de réserve secondaires activées à la baisse en mode d'activation en préséance économique

RTE a apporté une correction à une erreur de formulation dans les Règles de Marché pour les offres en Energies de Réserve Secondaire à la baisse pour le mode d'activation suivant le mécanisme de préséance économique. Jusqu'à présent la formule stipulait que la valorisation se faisait sur la base du *Prix Payé_B* en prenant la valeur maximale entre le prix marginal baisse et le prix d'offre, ce qui est incorrect car la valorisation de l'entité de réserve doit au moins couvrir son prix d'offre. Conformément à la logique symétrique entre les offres à la hausse et à la baisse, les Entités de Réserve à la baisse sont rémunérées au minimum entre le prix marginal baisse et le prix d'offre.
Il s'agit donc uniquement d'une correction de forme dans les textes réglementaires, sans impact sur la pratique : cette règle était déjà correctement implémentée dans nos outils SI de valorisation.

La formule corrigée est la suivante :

$$Prix\ Payé_B = min\left(MP_B\ ; Prix_{Offre^E_{aFRR,B}}\right)$$

Où :

- MP_B : le Marginal Price (Prix Marginal) à la baisse, qui correspond :
    - soit au CBMP France baisse en cas de partage avec la Plateforme PICASSO, selon les modalités définies par la « Methodology for pricing balancing energy and cross-zonal capacity used for the exchange of balancing energy or operating the imbalance netting process » au titre de l'article 30 du Règlement EBGL ;
    - soit au aFRR LMP France baisse dans le cas où RTE serait déconnecté de la Plateforme PICASSO.
- $Prix_{Offre^E_{aFRR,B}}$: le prix de l'Offre en Energie de Réserve Secondaire à la baisse soumise à RTE pour une EDR et correspondant au volume de son Programme de Marche. Ce prix est celui associé à l'offre correspondant à la Période de Validité.

SY9.7. Amendement rédactionnel de l'article 4.K.2.7.2.2 suite à la mise à jour de l'Accord de bloc Fréquence-Puissance

RTE a apporté une correction à l'article 4.K.2.7.2.2 portant sur le calcul du seuil du besoin inélastique transmis à la plateforme PICASSO. Les définitions du Plafond Seuil Hausse et du Plafond Seuil Baisse ont été modifiées pour tenir compte de l'évolution introduite dans la nouvelle version de l'Accord de bloc Fréquence-Puissance : à partir du 1er juillet 2025, le besoin en réserve secondaire sera en effet calculé tous les semestres et non plus tous les trimestres. RTE a supprimé la référence au calcul trimestriel pour tenir compte de cette évolution.

SY9.8. Clarification du paragraphe sur la sous-télémesure

RTE propose de clarifier la condition de mise en œuvre d'une sous-télémesure. Cette clarification ne change pas le fond du paragraphe.

SY9.9. Correction de la durée de réponse en puissance de l'Entité de Réserve

L'article 4.G.2 exige que la réponse en puissance de l'EDR, à la hausse ou à la baisse, doit pouvoir être maintenue sur l'ensemble des pas où les EDP ou EDP soutirage constituant l'entité sont programmées. Il mentionne que la durée de ces pas est d'au minimum 30 minutes. Or le chapitre 1 des règles exige une programmation des valeurs de réserves primaires et secondaires, hausse et baisse, sur un pas d'au moins 15 minutes. RTE propose de mettre à jour l'exigence de l'article 4.G.2 en cohérence avec la durée minimale exigée dans le chapitre 1 des règles.

RTE propose également de mettre à jour la durée 30 minutes des articles 4.L.1.1 et 4.L.1.2 à la valeur 15 minutes.

ANNEXES

1.A Tableau de correspondance des dates pivot

Certaines évolutions inscrites dans les règles n'entrent pas en vigueur au même moment que le reste du corpus. En effet, RTE inscrit des évolutions qui pourront entrer en vigueur postérieurement à l'entrée en vigueur proposée du reste du jeu de règles afin d'anticiper les changements et de donner le maximum de visibilité aux acteurs.

Lorsque cela est le cas, RTE indique une date ainsi que le préavis avec lequel cette date sera notifiée. Le tableau ci-dessous permet de compléter avec la meilleure vision « à date » de l'entrée en vigueur de ces différentes évolutions. Cette prévision pourra être réévaluée le cas échéant.

Ce tableau répertorie l'ensemble des dates pivot qui seront notifiées après l'entrée en vigueur du projet de règles mis en consultation. Pour rappel, la codification de ces dates a évolué pour une certaine harmonisation entre les différents chapitres des règles et éviter notamment des doublons pour des sujets différents. Cette nouvelle codification a été proposée dans la consultation sur la forme harmonisée des règles de marché.

Il convient également de noter la particularité de la date P, relative à la bascule applicative SYGA vers TOPASE, qui a été supprimée par anticipation car dans la version harmonisée des règles les noms des applications SI n'apparaissent plus, et ce, pour garantir une rédaction pérenne des règles et distinguer les modalités « marchés » des modalités « techniques SI ». De plus, cette date devrait avoir été notifiée lorsque les règles entreront en vigueur en 2024.

Nouvelle date	Description	Commentaire (date prévisionnelle)
MA_1	Simultanéité d'une Offre d'Ajustement activée sur le MA et NEBCO lorsque moins de 10% des Sites de l'EDA appartiennent à l'EDE	–
MA_2	Obligation pour les EDA Injection RPD d'envoyer un Programme d'Appel et possibilité pour une EDA Injection RPD composée d'EDP uniquement composée(s) de Sites d'Injection de soumettre des Offres d'Ajustement Spécifique explicite	T2 2026
MA_4	Début de la phase d'augmentation des Guichets au-delà des 24 Guichets d'offres	T4 2025
MA_5	Fin de la phase d'augmentation des Guichets et atteinte des 96 Guichets d'offres	T1 2026
MA_6	Possibilité d'appliquer les méthodes de contrôle du réalisé (prévision et historique) aux EDA Soutirages Profilées	-

MA_7	Possibilité pour une EDA Injection RPD d'être constituée de plusieurs EDP, composées uniquement de Sites d'Injection, tous raccordés directement ou indirectement sur le RPD, éventuellement raccordés à des GRD différents	2027
MA_9	Mise en œuvre du dispositif de suivi de la qualification d'une EDA	-
MA_{10}	Suppression du cadre dérogatoire des offres d'ajustement inférieures à 10 MW	T2 2026
MA_{11}	Participation à la plateforme MARI en Scheduled Activation (SA)	T1 2026
MA_{12}	Participation à la plateforme MARI en Scheduled Activation (SA) et en Direct Activation (DA)	-
MA_{13}	Passage des chroniques constitutives des Conditions d'Utilisation de l'Offre (CUO) à 15 minutes	T1 2026
MA_{16}	Bascule vers les critères stricts de conformité pour la participation à la plateforme MARI	-
MA_{17}	Prise en compte de l'Ecart de Programmation dans le calcul du Volume Réalisé, pour les EDA injection	T4 2026
MA_{18}	Transmission des Clés de Répartition de l'énergie à la maille site pour les EDP multi-sites	T1 2026
PR_1	Etablissement par le GRD de rang 1 d'un programme d'appel agrégé par filière de production à la maille de chaque transformateur HTA/HTB d'un poste source	T1 2027
PR_2	Obligation pour les EDA injection RPD d'envoyer un programme d'appel et possibilité pour une EDA Injection RPD composée d'EDP uniquement composée(s) de Sites d'Injection de soumettre des Offres d'Ajustement	T2 2026
PR_3	Transmission, par le receveur d'ordre, des programmes de marche (PM) pour les ordres spécifiques	T1 2026
PR_4	Début de la phase d'augmentation des Guichets au-delà des 24 Guichets d'offres	T4 2025

PR_5	Fin de la phase d'augmentation des Guichets et atteinte des 96 Guichets d'offres	T1 2026
PR_6	Ouverture d'un guichet de programmation IJ à 18h en J-1	-
PR_{19}	Pénalisation des défaillances d'EDP	T1 2027
RE_1	Dématérialisation des annexes 3.A5, 3.A7	-
SY_1	Agrégation de plusieurs EDP ou EDP soutirage RPD dans une EDR mixte (modèle cible)	S1 2025
SY_9	Insensibilisation des RE à l'énergie de réglage des sites de soutirage participant au modèle sans prise en compte de l'énergie de réglage y compris les sites appartenant à une entité de réserve diffuse	S1 2025
SY_{14}	Déclaration des périmètres de programmation RPD liés à une participation MA et/ou SSYf	T4 2024
SY_{19}	Participation expérimentale des GDP ou Sites d'Injection à partir d'énergies renouvelables aux SSYf	S1 2026
SY_{20}	Transmission des données compteur RPD des GRD à RTE	2026
SY_{21}	Passage de la valeur de TminLER de 15 minutes à 30 minutes	T4 2026
SY_{24}	Mise en œuvre du modèle de versement corrigé pour les sites de soutirage RPD sous CARD-S en SSYf	T1 2027
SY_{25}	Mise en œuvre du modèle de versement régulé pour les sites de soutirage RPD en SSYf	-

Dates pivots supprimées

Dans le présent projet de règles, RTE propose de supprimer les dates suivantes car la mise en œuvre des modalités qu'elles désignaient ont été notifiées ou seront notifiées avant la date d'entrée en vigueur du projet de règles :

- Date PR_{14} du chapitre 1, date MA_{14} du chapitre 2 et date SY_{14} relatives à la déclaration des périmètres de programmation RPD liés à une participation MA et/ou SSYf
- Date PR_{15} relative à la fin de la possibilité de programmer au pas 30 minutes
- Date MA_{15} relative au passage des indicateurs d'équilibrage (dont déséquilibre, Tendance du Système électrique et PRE) à 15 minutes
- Date MA_{20} relative à l'évolution du contrôle de réalisé en lien avec le passage du pas de règlement des écarts au pas 15 Minutes

- Date MA_{21} relative au passage du contrôle de la défaillance au pas 15 Minutes
- Date MA_3 relative à la transmission du programme de marche par le receveur d'ordre à la suite d'un ajustement spécifique. Il n'y a pas de trace de cette modalité dans le chapitre 2, tout étant contenu dans le chapitre 1. La date PR_3 est donc conservée dans le chapitre 1
- Date RE_2 relative à la correction des périmètres d'équilibre à la suite d'activations de Flexibilités Réseau RPT
- Date RE_{15} à RE_{19} en lien avec le passage du pas de règlement des écarts au pas 15 minutes
- Date SY_5 relative à l'évolution des formules de pénalités
- Date SY_7 relative à la connexion de RTE à la plateforme européenne de réserve secondaire PICASSO
- Date SY_8 relative à l'insensibilisation des RE à l'énergie de réglage des sites de soutirage participant au modèle sans prise en compte de l'énergie de réglage à l'exception des sites appartenant à une EDR diffuse
- Date SY_{15}, SY_{22} et SY_{23} en lien avec le passage du pas de règlement des écarts au pas 15 minutes