Le réseau de transport d'électricité

Règles de Marché

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

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

Janvier 2024

SOMMAIRE DU PREAMBULE

1. CONTEXTE 3

2. CONCERTATION 4

2.A. Concertation pour l'évolution de forme 4

2.B. Concertation pour l'évolution de fond 4

2.B.1. Concertation pour l'évolution des règles relatives au Dispositif de Programmation, au Mécanisme d'Ajustement, au Dispositif de Responsable d'Equilibre 4

2.B.2. Concertation pour l'évolution des règles relatives aux règles Services Système fréquence 4

3. CONSULTATION 5

4. PERIMETRE DES EVOLUTIONS PROPOSEES 5

4.A. Evolutions transverses et dispositions générales (pages 8-18) 5

4.B. Dispositif de programmation (pages 19-40) 5

4.C. Mécanisme d'ajustement (pages 41-84) 5

4.D. Dispositif de responsable d'équilibre (pages 85-99) 6

4.E. Services système fréquence (pages 100-132) 6

5. CALENDRIER PREVISIONNEL 7

Annexe

A1 Tableau de correspondance des dates pivot 134

A2 Prise en compte des retours relatifs à l'évolution de forme des règles de marché harmonisées 139

A3 Prise en compte des retours relatifs à l'évolution de fond des règles de marché harmonisées 160

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 (SY).

Les règles de marché étaient historiquement regroupées en plusieurs corpus de règles : MA-RE, Services Système fréquence, RR-RC, 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 MA-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'équilibrage européen.

2.A. Concertation pour l'évolution de forme

Dans le cadre de la démarche d'harmonisation des règles de marché (haRMonie), un appel à contributions a été mené en septembre 2022 suivi d'un groupe de travail en novembre 2022 afin de prioriser les axes de travail d'harmonisation avec les acteurs de marché.

Une première étape a été réalisée début 2023 pour construire la version initiale des règles de marché harmonisées sur le périmètre dispositif de programmation (chapitre 1), mécanisme d'ajustement (chapitre 2), dispositif de responsable d'équilibre (chapitre 3) et services système fréquence (chapitre 4), correspondant à une évolution de forme des règles en vigueur.

2.B. Concertation pour l'évolution de fond

2.B.1. Concertation pour l'évolution des règles relatives au Dispositif de Programmation, au Mécanisme d'Ajustement, au Dispositif de Responsable d'Equilibre

La concertation associée à l'évolution de fond des chapitres 1, 2 et 3 des règles de marché harmonisées a démarré en mai 2022 et s'est poursuivie jusqu'en fin d'année 2023 dans le cadre du groupe de travail MA-RE.

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 en 2023 :

- Du 13 juillet au 14 septembre 2023, RTE a invité les acteurs à participer à un appel à contributions sur les impacts de l'ouverture du marché continu infra-journalier aux interconnexions (XBID) à 15h en J-1 (IDCZGOT 15h) et de la mise en place des enchères infra-journalières (IDA).

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

La concertation associée à l'évolution de fond du chapitre 4 des règles de marché harmonisées a démarré en septembre 2022 et s'est poursuivie jusqu'en fin d'année 2023 dans le cadre du groupe de travail « Evolutions des règles SSYf ». Les présentations faites dans le cadre de ces GT sont disponibles sur le site concerte.

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

3. Consultation

La première version des règles de marché harmonisées sur le périmètre dispositif de programmation (chapitre 1), mécanisme d'ajustement (chapitre 2), dispositif de responsable d'équilibre (chapitre 3) et services système fréquence (chapitre 4) a fait l'objet de deux consultations auprès des acteurs de marché.

Une première consultation sur l'évolution de forme des règles de marché, dont les retours acteurs sont listés en annexe A2, a été menée en juin 2023. Le projet de texte proposé s'est basé sur les règles MA-RE et SSYf en vigueur et a servi de socle pour intégrer des évolutions de fond.

Une seconde consultation sur l'évolution de fond, dont les retours acteurs sont listés en annexe A3, a été réalisée en octobre 2023.

4. 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 système fréquence (chapitre 4), ainsi qu'aux dispositions générales des règles de marché.

4.A. Evolutions transverses et dispositions générales (pages 8-18)

Les évolutions transverses et celles relatives aux dispositions générales concernent :

- L'harmonisation des règles de marché ;
- L'usage des flexibilités pour résoudre des contraintes réseau ;
- La participation aux échanges de produits standard de mFRR sur la plateforme MARI ;
- L'utilisation d'un PME contre-tendance ;
- La mise à jour de définitions.

4.B. Dispositif de programmation (pages 19-40)

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

- Programmation liée à la participation à la plateforme MARI ;
- Adaptation à l'ouverture du marché transfrontalier infrajournalier à 15h en J-1 ;
- Renforcement du dispositif de programmation ;
- Gestion des périmètres de programmation liés à une participation au mécanisme d'ajustement ou aux services système fréquence ;
- Passage à 96 guichets de programmation et d'offre.

4.C. Mécanisme d'ajustement (pages 41-84)

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

- Clarification de l'usage du MA pour la correction de PE lors de congestions du RPT ;
- Modalités de participation à la plateforme MARI ;
- Evolutions relatives à la plateforme TERRE ;

- Symétrisation de la formulation des prix sur les offres d'ajustement à la hausse ;
- Evolution du cadre relatif aux petites offres d'ajustement ;
- Mise en œuvre du processus européen de l'analyse sécurité coordonnée (CSA) ;
- Granularité des CUO ;
- Evolution des méthodes de contrôle de réalisé ;
- Valorisation des écarts d'ajustements ;
- Autres évolutions et amendements rédactionnels.

4.D. Dispositif de responsable d'équilibre (pages 85-100)

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

- Stratégie de bascule progressive des données devant changer de granularité avec le passage du pas de règlement des écarts à 15 minutes ;
- Correction de périmètre d'équilibre pour les flexibilités réseau RPT ;
- Définition des modalités financières lors de correction de périmètre d'équilibre de flexibilité réseau sous OA ;
- Intégration des flexibilités réseau dans le CAE ;
- Prise en compte des énergies de réglage pour le modèle « sans » ;
- Rationalisation des annexes de rattachement RE et du chapitre de programmation des échanges de bloc ;
- Evolutions portant sur la sécurisation financière : plafond de garantie financière pour les RE déclaratifs et questionnaire clients ;
- Amendements divers (calcul des quantités injectées et soutirées sur le réseau RPT et/ou RPD, prise en compte des offres d'ajustement standard de RR, clarification de l'annexe d'avenant au contrat de dépôt de liquidités).

4.E. Services système fréquence (pages 101-133)

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

- Déclinaison des conséquences du passage de pas de règlement des écarts à 15 minutes (ISP15) dans les règles services système fréquence ;
- Refonte de l'outil de calcul de la rémunération, des indemnités et des abattements avec les modifications apportées ;
- La mise à jour du calcul des prix lors de l'appel d'offres aFRR ;
- L'ouverture de la participation aux services système fréquence des sites soumis à limitations réseau ;
- Une modification du processus de certification pour les EDR diffuses ;
- Refonte de l'outil de calcul des obligations de réserves avec modernisation des flux de données ;
- Une mise à jour de la trame de certification pour le réglage primaire avec la mise en place de nouveaux indicateurs et l'actualisation des plages de simulation.

5. Calendrier prévisionnel

Les dates prévisionnelles de mise en oeuvre de l'ensemble des évolutions de la présente version des règles de marché harmonisées sont indiquées dans un tableau récapitulatif en Annexe A1.

L'objectif est de permettre l'entrée en vigueur de ce projet de règles au 1er avril 2024 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. HARMONISATION DES REGLES DE MARCHE 10

DG1.1. Contexte 10

DG1.2. Evolution de forme proposée 10
DG1.2.1. Nouvelle structuration des règles de marché 10
DG1.2.2. Formalisme 10
DG1.2.3. Dispositions générales 10
DG1.2.4. Dispositions particulières relatives aux mécanismes de marché 11

DG1.3. Propositions de RTE 11

DG2. USAGE DE FLEXIBILITES POUR RESOUDRE DES CONTRAINTES RESEAU 12

DG2.1. Contexte 12

DG2.2. Evolutions de plusieurs chapitres des règles de marché 12

DG2.3. Proposition de RTE ..... Erreur ! Signet non défini.
DG2.3.1. Proposition de RTE pour la consultation 13
DG2.3.2. Synthèse des retours de la consultation et proposition de RTE 14

DG3. PARTICIPATION AUX ECHANGES DE PRODUITS STANDARD DE MFRR SUR LA PLATEFORME MARI 15

DG3.1. Contexte 15

DG3.2. Evolutions de plusieurs chapitres des règles de marché 15

DG3.3. Proposition de RTE 15
DG3.3.1. Définitions 15
DG3.3.2. Indicateurs et publications 16

DG4. UTILISATION D'UN PME CONTRE-TENDANCE 17

DG4.1. Contexte 17

DG4.2. Proposition de RTE 17

DG5. EVOLUTIONS DES DEFINITIONS DES DISPOSITIONS GENERALES 17

DG5.1. Ajout de définitions 17

DG5.2. Modifications de définitions 18

DG5.3. Suppression de définitions 18

DG1. Harmonisation des règles de marché

DG1.1. Contexte

Dans le cadre de la démarche d'harmonisation des règles de marché (haRMonie), RTE a réalisé début 2023 la première version des règles harmonisées relatives au dispositif de programmation, au mécanisme d'ajustement, au dispositif de responsable d'équilibre et aux services système fréquence, en se basant sur les versions de règles en vigueur. Les travaux ont porté principalement sur la forme des règles et ont conduit à la création de dispositions générales transverses et des dispositions particulières spécifiques à chaque mécanisme. A ce titre, aucune nouvelle disposition n'a été ajoutée.

DG1.2. Evolution de forme proposée

DG1.2.1. Nouvelle structuration des règles de marché

- Organisation générale : RTE a unifié les règles de marché en rassemblant les dispositions générales communes aux différents mécanismes de marché. Des dispositions particulières organisées sous forme de chapitres complètent les dispositions générales.
- Structure des chapitres : chacun des chapitres a été structuré par étape de participation au mécanisme concerné et les articles y sont organisés de façon standardisée afin de faciliter la navigation.

DG1.2.2. Formalisme

- Terminologie : RTE a homogénéisé, parfois précisé, et rationnalisé les termes définis et expressions employées dans les règles de marché. Ce travail a permis de réduire le nombre de termes définis de 50% par rapport à 2022 et de rendre le lexique plus pertinent.
- Formules mathématiques : les indices et notations ont été uniformisés dans l'ensemble des expressions mathématiques ainsi que la description des éléments constitutifs des calculs afin de gagner en lisibilité et réduire toute incertitude quant à leur interprétation.
- Gestion des dates pivots : par cohérence avec le regroupement des règles de marché dans un même ensemble de documents, RTE a créé une nouvelle nomenclature pour les dates pivots afin de leur attribuer un code unique composé d'un digramme correspondant au mécanisme et d'un numéro en indice (Ex : MA_1).

DG1.2.3. Dispositions générales

- Définitions : RTE a centralisé l'ensemble des termes définis dans les dispositions générales.
- Dispositions juridiques : les dispositions juridiques ont été harmonisées, parfois révisées marginalement voire explicitées, afin d'être rendues applicables de façon cohérente pour l'ensemble des mécanismes de marché.

- Dispositions transverses : les dispositions transverses s'appliquant à plusieurs mécanismes de marché (situation d'état d'urgence et reconstitution du réseau électrique, accès au système d'information, transparence, règles d'arrondi et notifications et correspondances) ont été regroupées dans les dispositions générales. RTE y a aussi créé des fiches techniques transverses relatives au versement fournisseur pour les sites de consommation effacés, et aux méthodes d'établissement des courbes de référence pour le contrôle du réalisé des effacements.

DG1.2.4. Dispositions particulières relatives aux mécanismes de marché

- Chapitre 1 - Dispositif de programmation : RTE a créé un chapitre dédié au dispositif de programmation correspondant aux modalités figurant dans l'article 3 de la section 1 des règles MA-RE et à certaines dispositions spécifiques des règles services système fréquence.
- Chapitre 2 - Mécanisme d'ajustement : Le mécanisme d'ajustement qui était décrit à l'article 4 de la section 1 des règles MA-RE est désormais détaillé dans le chapitre 2 des règles de marché. RTE a réorganisé de nombreux articles afin de gagner en lisibilité et réalisé des mises à jour pour assurer la cohérence avec les dispositions générales et les autres chapitres.
- Chapitre 3 - Responsable d'équilibre : La section 2 des règles MA-RE a été transférée dans le chapitre 3 des règles de marché. Les chapitres A à D, E et F qui la constituaient ont été fusionnés dans un même document. Afin de faciliter la navigation du document par les GRD, les anciens chapitres « D Relations RTE-GRD », « E Relations GRD-RE » et « F Profilage » ont été regroupés à l'article « 3.R Modalités relatives aux missions des GRD ». RTE a également rassemblé les annexes RTE et GRD en introduisant une numérotation distincte.
- Chapitre 4 - Services système fréquence : Les règles services système fréquence ont été réorganisées pour former le nouveau chapitre 4 des règles de marché en se conformant à la trame type des chapitres harmonisés. RTE a déplacé vers le chapitre 1 les parties relatives à la programmation en services système fréquence et a restructuré plusieurs articles pour les aligner avec les chapitres 1 & 2 ainsi qu'avec avec les dispositions générales.

DG1.3. Propositions de RTE

La première version des règles de marché harmonisées a été consultée auprès des acteurs de marché au sein de la commission accès au marché (CAM).

L'ensemble des retours concernant l'évolution de forme des règles de marché ont fait l'objet d'une réponse RTE et sont détaillés en Annexe A2.

Les retours spécifiques aux dispositions générales sont listés en annexe A2.1A2.1.

Les retours transverses à l'ensemble des chapitres sont listés en annexe A2.2.

DG2. Usage de flexibilités pour résoudre des contraintes réseau

DG2.1. Contexte

La flexibilité est aujourd'hui majoritairement utilisée par RTE pour assurer l'équilibre du système électrique, mais sert également à résoudre des congestions réseau. Ce besoin de flexibilité pour résoudre les contraintes des réseaux de transport et de distribution est croissant et le développement de solutions localisées sur le réseau devient nécessaire pour l'exploitation de celui-ci. Les flexibilités distribuées et leur rôle dans la gestion des congestions du réseau public de transport (ci-après « RPT ») et du réseau public de distribution (ci-après « RPD ») ont déjà été développés dans les précédentes versions des règles de marché et l'on se place ici dans la continuité de ce travail.

Pour rappel, la Commission de régulation de l'énergie (CRE) a statué dans la délibération n°2021-12[2] sur le principe d'une correction des périmètres d'équilibre pour les flexibilités locales à compter de mars 2023. Cette correction de périmètres d'équilibre est entrée en vigueur le 1er mars 2023 pour les flexibilités distribuées définies dans les règles de marché en vigueur (chapitre 3), c'est-à-dire les flexibilités raccordées au RPD. RTE et Enedis continuent de travailler conjointement au design et à la mise en œuvre du cadre cible associé à l'activation de ces flexibilités.

Concernant le RPT, le dimensionnement optimal introduit par le Schéma Décennal du Développement du Réseau (SDDR) 2019 venant accompagner le dynamisme des énergies renouvelables fait également émerger un besoin de flexibilité pour résoudre des contraintes réseau. L'écrêtement du surplus ponctuel de la production renouvelable constitue en effet une activation de flexibilités venant gérer les contraintes du RPT. Il est ainsi nécessaire d'étendre les travaux réalisés sur les flexibilités du RPD aux énergies renouvelables raccordées au RPT.

RTE est donc amené à approfondir et à étendre le cadre et l'écosystème des flexibilités permettant de gérer les contraintes des réseaux de transport et de distribution. A noter également que RTE mène en parallèle un travail d'évolution des parties du contrat d'accès au réseau de transport pour les producteurs (CART-P) traitant des limitations en injection, afin d'assurer une cohérence entre les règles de marché et le contrat d'accès au réseau. Ces évolutions commenceront à être concertées au quatrième trimestre 2023.

DG2.2. Evolutions de plusieurs chapitres des règles de marché

L'activation de flexibilités permettant de résoudre des congestions réseau étant un sujet complexe et transverse, RTE propose plusieurs évolutions associées à différents chapitres des règles de marché. Ces évolutions ont pour objectif de détailler les différents aspects qui sont liés à l'activation de ces flexibilités, dans la continuité des travaux déjà réalisés et seront détaillées dans les paragraphes adéquats du présent rapport d'accompagnement :

- Dispositions générales : définition des flexibilités réseau (Cf. § **Erreur ! Source du renvoi introuvable.**) ;
- Chapitre 2 : clarification des cas d'usage du MA pour la correction de périmètre d'équilibre lors de congestions du RPT (Cf. § MA2) ;

[2] Délibération n°2021-12 de la CRE : https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Decision/tarif-d-utilisation-des-reseaux-publics-de-transport-d-electricite-turpe-6-htb

- Chapitre 3 :
    - Correction de périmètre d'équilibre pour les flexibilités réseau raccordées au RPT (Cf. § RE3) ;
    - Mise en place de flux financiers lors de correction de périmètre d'équilibre de flexibilité réseau sous obligation d'achat (Cf. § RE4) ;
    - Intégration des flexibilités dans le CAE pour compenser les coûts et produits de rééquilibrage résultant des activations de flexibilités pour traitement des congestions (Cf. § RE5 RE5).

DG2.3. Proposition de RTE pour la consultation

Les règles en vigueur définissent les flexibilités distribuées et les flexibilités locales. Or, avec l'introduction des flexibilités raccordées au RPT, il paraît pertinent de changer de terme afin de clarifier le rôle de ces flexibilités qui permettent de gérer des contraintes réseau. RTE propose donc l'introduction du terme « flexibilité réseau » pour les flexibilités activables hors mécanisme d'ajustement par les gestionnaires de réseau pour résoudre une congestion.

On distingue ensuite les flexibilités réseau RPT des flexibilités réseau RPD en fonction du réseau de raccordement de la flexibilité en question. Le terme « flexibilité réseau RPD » vient donc remplacer celui de « flexibilité distribuée ». Les flexibilités réseau RPD peuvent être activées pour résoudre des contraintes du RPT ou du RPD. Le terme de flexibilité locale est gardé et permet de désigner une flexibilités réseau RPD à laquelle seul un GRD peut recourir dans le cadre d'un appel au marché (aspect précisé dans la définition).

L'ensemble des définitions des flexibilités réseau et les évolutions proposées sont résumées dans la Figure 1 : définition des différentes flexibilitésFigure 1.

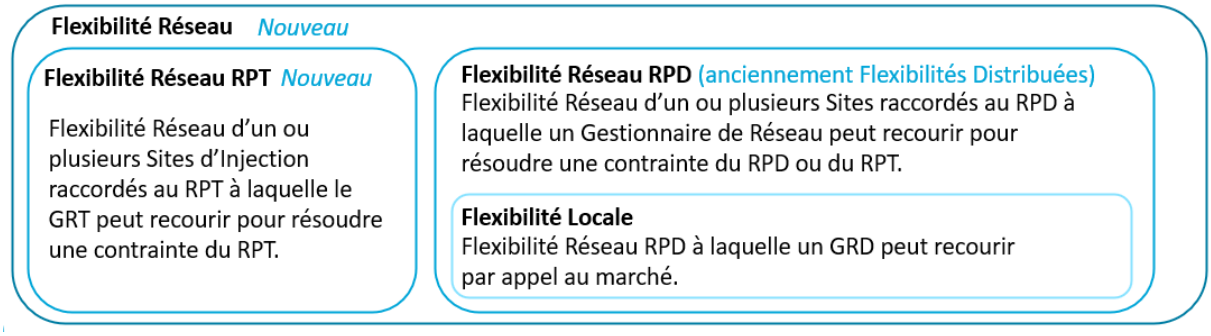


Figure 1 : définition des différentes flexibilités réseau

DG2.4. Synthèse des retours de la consultation et proposition de RTE

Lors de la consultation les acteurs ont exprimé quelques incompréhensions sur la notion de flexibilité réseau et notamment sur les modalités d'activation de ces flexibilités. RTE rappelle que le terme « Flexibilités Réseau » englobe les différents dispositifs mis en œuvre pour résoudre des congestions du RPD ou du RPT, en dehors du mécanisme d'ajustement. Une flexibilité réseau est une modulation de puissance en injection ou soutirage d'un ou plusieurs sites hors activation d'une offre d'ajustement et dont les modalités d'activation peuvent varier. Les flexibilités réseau RPT et certaines flexibilités réseau RPD sont à date des limitations en injection manuelles ou par automate au titre des contrats d'accès au réseau CART-P ou CARD-I. Ces limitations concernent principalement les parcs EnR et résultent du dimensionnement optimal du réseau. Les flexibilités locales ont des modalités d'activations différentes encadrées par l'appel au marché d'Enedis et supposent une participation volontaire.

Suite aux observations et interrogations des acteurs, RTE propose de modifier la formulation du titre de l'article *2.L.2.2.3* du chapitre 2 des règles de marché pour remplacer les termes "participent à une activation de Flexibilité Réseau RPD" par "fournissent une Flexibilité Réseau RPD", ce qui permet d'englober les différentes modalités d'activations de ces flexibilités.

Enfin, les réponses détaillées aux points mentionnés par les acteurs sont inclus dans les réponses aux retours de la consultation (annexes A3.1 et A3.4).

DG3. Participation aux échanges de produits standard de mFRR sur la plateforme MARI

DG3.1. Contexte

La connexion de RTE à la plateforme européenne d'échange d'offres standard d'énergie de type mFRR (plateforme MARI) nécessite l'introduction de nouvelles définitions mais également la mise à jour de définitions afin d'intégrer ce nouveau type d'offre dans les chapitres relatifs au dispositif de programmation et au mécanisme d'ajustement.

De même, le calcul et la publication des indicateurs publics relatifs à l'équilibrage du système électrique à chaque pas de règlement des écarts devront évoluer pour prendre en compte les échanges d'énergie provenant d'offres standard de mFRR, en particulier les indicateurs concernant la tendance du système électrique et le prix moyen pondéré.

DG3.2. Evolutions de plusieurs chapitres des règles de marché

Comme pour la participation à la plateforme TERRE, la connexion de RTE à la plateforme MARI entraîne des évolutions dans plusieurs chapitres des règles de marché. Ces évolutions ont pour objectif de détailler les différentes modalités de participation à la plateforme MARI et seront présentées dans ce document aux paragraphes suivants :

- Dispositions générales :
    - Définitions (Cf. § DG3.3.1) ;
    - Indicateurs et publications (Cf. § DG3.3.2)
- Chapitre 1 : modalités de programmation liées à la plateforme MARI (Cf. § PR2) ;
- Chapitre 2 : modalités de participation à la plateforme MARI (Cf. § MA2.3)

DG3.3. Proposition de RTE pour la consultation

DG3.3.1. Définitions

Afin de généraliser les définitions existantes qui comportent une mention d'offre d'ajustement standard de RR, des mises à jour ont été apportées pour y intégrer la notion d'offre d'ajustement standard de mFRR dans la définition du délai de mobilisation d'une offre (DMO) et la définition d'une offre d'ajustement standard. De même, à l'instar de la plateforme TERRE, une définition concernant la plateforme MARI a été ajoutée décrivant le type de produits échangés sur cette dernière.

Deux nouvelles définitions décrivant les caractéristiques techniques d'une « activation programmée de mFRR » et celles d'une « activation directe de mFRR » ont également été ajoutées. En effet, la plateforme MARI donne la possibilité à RTE de faire l'usage de deux types d'activations pour la gestion des déséquilibres, illustrés dans la Figure 2) :

- Une activation programmée (ou Scheduled Activation – SA) tous les quarts d'heure lors des 96 guichets journaliers avec un gabarit prédéfini ;

- Des activations directes (ou Direct Activations – DA) à la demande entre deux quarts d'heure au maximum toutes les minutes. Ces activations ont un profil variable en fonction du moment de l'activation.

Propriété	Valeur
Période de préparation	2,5'
Période de rampe	10'
DMO (FAT)	12,5'
DOmin	5' *(Scheduled Activation)* *6' à 19' (Direct Activation)*

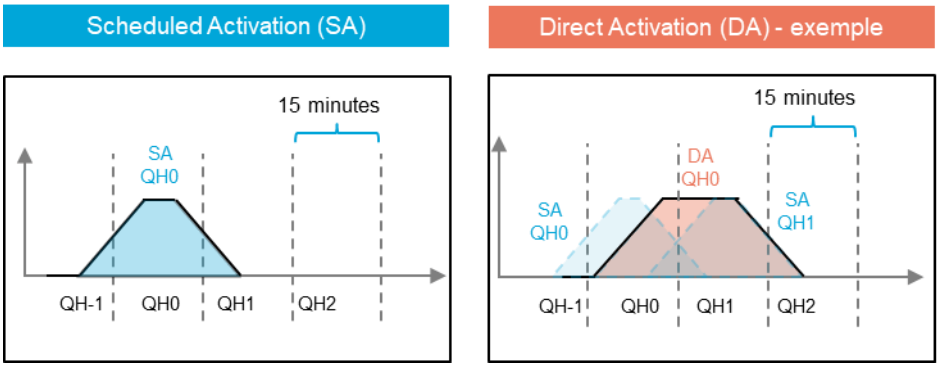


Figure 2 : les deux types d'activation possibles via la plateforme MARI

DG3.3.2. Indicateurs et publications

Les calculs de la tendance du système électrique français et du prix moyen pondéré ne prenant pas encore en compte les activations d'offres standard de mFRR, la détermination de la tendance devra intégrer le volume d'énergie de mFRR standard échangé sur la plateforme MARI, celle du PMP devra prendre en compte les prix marginaux associés pour chaque pas de règlement des écarts. La valorisation et le prix de rémunération des activations ont été présentés lors des GT MA-RE du 17 mai 2022 et du 25 mai 2023.

Pour le prix marginal d'équilibrage, les définitions existantes couvrent d'ores et déjà l'activation d'offres standard de mFRR (considérées comme des énergies d'équilibrage pour l'équilibre P=C), il n'y a donc aucun changement pour cet indicateur dans les règles. Néanmoins, le calcul du PME fera l'objet d'une évolution dans le SI RTE pour la bonne prise en compte des prix d'activations de mFRR.

DG3.4. Synthèse des retours de la consultation et proposition de RTE

Cette proposition n'ayant fait l'objet d'aucun retour de la part des acteurs lors de la consultation, RTE maintient sa proposition initiale.

DG4. Utilisation d'un PME contre-tendance

DG4.1. Contexte

Le PME est le prix marginal d'équilibrage et son élaboration est décrite dans les dispositions générales des règles. Il n'existe qu'un seul PME, c'est celui de la tendance. Néanmoins, certains tests d'activations à la hausse réalisés dans le cadre des règles RR-RC peuvent survenir sur des pas où la tendance est finalement à la baisse. Dans ce cas, le PME qui est utilisé pour la valorisation de ces tests d'activations est un PME des activations à la hausse qui n'est donc pas celui de la tendance.

DG4.2. Proposition de RTE pour la consultation

Par souci de clarté, et pour éviter toute confusion quant à la valorisation des tests d'activations à la hausse effectués dans le cadre des règles RR-RC, RTE propose de simplement mentionner l'existence d'un PME contre-tendance dans les dispositions générales des règles.

DG4.3. Synthèse des retours de la consultation et proposition de RTE

Cette proposition n'ayant fait l'objet d'aucun retour de la part des acteurs lors de la consultation, RTE maintient sa proposition initiale.

DG5. Evolutions des définitions des dispositions générales

DG5.1. Ajout de définitions

Chapitre	Définitions ajoutées
Chapitre 1	• Enchère Infrajournalière
Chapitres 1 et 2	• Activation Directe de mFRR (Direct Activation) • Activation Programée de mFRR (Scheduled Activation)
Chapitre 2	• Jour Signalé Ecowatt Rouge • Plateforme MARI
Chapitre 3	• Flexibilité Réseau • Flexibilité Réseau RPT
Chapitre 4	• Offre de raccordement avec limitations à la charge du client

DG5.2. Modifications de définitions

Chapitre	Définitions modifiées
Chapitre 3	• Capacité d'Ajustement • Délai de Mobilisation d'une Offre ou DMO • Flexibilité Réseau RPD (nouveau nom) • Flexibilité Locale • Offre d'Ajustement Standard

DG5.3. Suppression de définitions

Sans objet.

Section relative aux évolutions du **Dispositif de Programmation**

Chapitre 1 des Règles de Marché

SOMMAIRE RELATIF AU DISPOSITIF DE PROGRAMMATION

PR1. PRISE EN COMPTE DE LA CONSULTATION SUR L'EVOLUTION DE FORME DES REGLES DE MARCHE 22

PR2. MODALITES DE PROGRAMMATION LIEES A LA PLATEFORME MARI 22

PR2.1. Contexte 22

PR2.2. Proposition de RTE pour la consultation 22

PR2.3. Synthèse des retours de la consultation et proposition de RTE 24

PR3. OUVERTURE DU MARCHE TRANSFRONTALIER INFRA-JOURNALIER A 15H EN J-1 24

PR3.1. Contexte général 24
PR3.1.1. Ouverture anticipée du marché infra-journalier transfrontalier continu 24
PR3.1.2. Enchères infra-journalières 24
PR3.1.3. Impacts sur les études de sécurité J-1 de RTE 24
PR3.1.4. Impact sur les études de sécurité européennes 25

PR3.2. Retours de l'appel à contributions 26

PR3.3. Proposition de RTE pour la consultation 26

PR3.4. Synthèse des retours de la consultation et proposition de RTE 26

PR4. RENFORCEMENT DU DISPOSITIF DE PROGRAMMATION 27

PR4.1. Contexte général 27

PR4.2. Suspension de l'accord de participation en qualité de responsable de programmation 28
PR4.2.1. Contexte 28
PR4.2.2. Proposition de RTE pour la consultation 29
PR4.2.3. Synthèse des retours de la consultation et proposition de RTE 29

PR4.3. Responsabilité financière du responsable de programmation en cas de défaillance de programmation 29
PR4.3.1. Contexte 29
PR4.3.2. Proposition de RTE pour la consultation 30
PR4.3.3. Synthèse des retours de la consultation et proposition de RTE 30

PR4.4. Extension de la programmation aux sites d'injection RPD 31
PR4.4.1. Contexte 31
PR4.4.2. Proposition de RTE pour la consultation 34
PR4.4.3. Synthèse des retours de la consultation et proposition de RTE 34

PR5. PERIMETRES DE PROGRAMMATION RPD LIES A UNE PARTICIPATION AU MA ET/OU SSY 34

PR5.1. Contexte 34

PR5.2. Proposition de RTE pour la consultation 35

PR5.3. Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE 36

PR6. PASSAGE A 96 GUICHETS DE PROGRAMMATION 36

PR6.1. Contexte et cadre réglementaire 36

PR6.2. Proposition de RTE pour la consultation 36

PR6.3. Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE 37

PR7. AMENDEMENTS REDACTIONNELS DIVERS 39

PR7.1. Précision sur les redéclarations hors guichet 39
PR7.1.1. Contexte 39
PR7.1.2. Proposition de RTE pour la consultation 39
PR7.1.3. Synthèse des retours de la consultation et proposition de RTE 39

PR7.2. Suppression de l'article 1.F.3.3 39
PR7.2.1. Contexte 39
PR7.2.2. Proposition de RTE pour la consultation 39
PR7.2.3. Synthèse des retours de la consultation et proposition de RTE 39

PR7.3. Suppression de la date C 40
PR7.3.1. Contexte 40
PR7.3.2. Proposition de RTE pour la consultation 40
PR7.3.3. Synthèse des retours de la consultation et proposition de RTE 40

PR1. Prise en compte de la consultation sur l'évolution de forme des règles de marché

Dans le cadre de la démarche d'harmonisation des règles de marché (haRMonie), la première version des règles de marché harmonisées a été consultée en juin 2023 auprès des acteurs de marché au sein de la commission accès au marché (CAM).

L'ensemble des retours concernant l'évolution de forme du chapitre 1 relatif au dispositif de programmation ont fait l'objet d'une réponse RTE et sont détaillés en annexe A2.3.

PR2. Modalités de programmation liées à la plateforme MARI

PR2.1. Contexte

Le dispositif de programmation permet à RTE de construire une vision fine des flux d'injection et de soutirage sur le réseau et de l'équilibre du système électrique pour les échéances à venir, via la transmission d'informations précises de la part des acteurs de marché. Cette vision permet à RTE :

- D'équilibrer le système électrique de façon proactive en utilisant les ressources flexibles les moins onéreuses ;
- De gérer les flux qui transitent sur le réseau avec le moins d'incertitudes possibles, et donc avec une efficacité économique accrue.

RTE dispose actuellement, pour chaque instant, du programme d'appel (envoyé par les responsables de programmation) et du programme de marche (tracé par RTE) au pas 5 minutes pour chaque moyen participant à la plateforme TERRE. Les moyens participant à la plateforme de produits standard de mFRR ne livreront pas, lors de l'activation, une forme trapézoïdale standard parfaite. Dès lors, il n'est pas possible pour RTE de connaitre le fonctionnement des moyens après l'activation d'une offre standard, sans la transmission du programme de marche par le receveur d'ordre.

PR2.2. Proposition de RTE pour la consultation

Résolution du programme d'appel pour les capacités participant à la plateforme de produits standard de mFRR

Le contenu attendu par RTE du programme d'appel est décrit à l'article 1.I.2.1 du chapitre 1 des règles v1 proposées dans cette nouvelle version.

Afin d'uniformiser au maximum le fonctionnement des deux plateformes d'échange de produits standard TERRE et MARI, RTE propose que la résolution des chroniques de puissance du programme d'appel transmis par les responsables de progammation à RTE soit identique quelle que soit la plateforme, c'est-à-dire une résolution de 5 minutes.

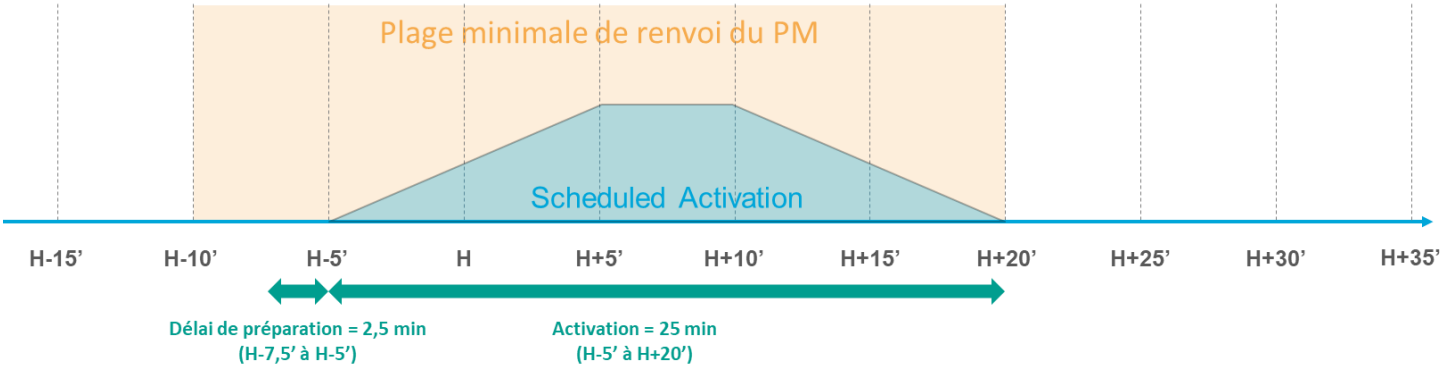
Renvoi du programme de marche pour les capacités participant à la plateforme de produits standard de mFRR

La transmission des programmes de marche par l'acteur d'ajustement est réalisée conformément à l'article 1.I.4.2 du chapitre 1 des règles v1 proposées dans cette nouvelle version et aux modalités prévues dans les règles SI.

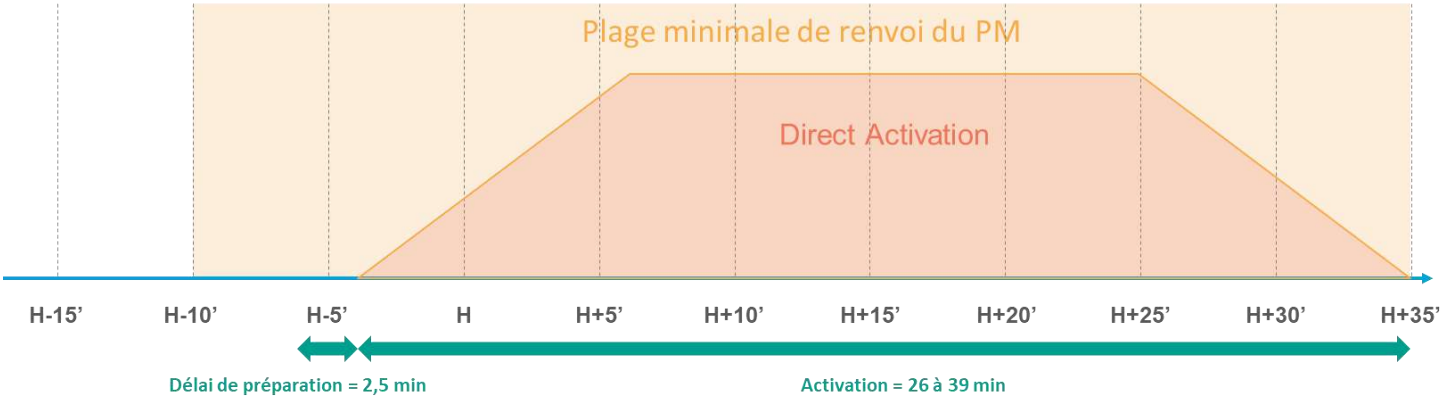
Pour maintenir une vision fine du système électrique et donc une gestion efficace de celui-ci, RTE souhaite que le receveur d'ordre désigné par l'acteur d'ajustement soit en mesure de transmettre à RTE le programme de marche pour ses moyens suite à une activation standard de mFRR.

Dans la mesure où le programme de marche permet à RTE d'anticiper le comportement des acteurs suite à une activation, RTE propose de calquer les modalités existantes pour les offres d'ajustement standard de RR aux offres d'ajustement standard de mFRR. Une spécificité réside néanmoins sur la plage de renvoi du programme de marche liée à la nature des produits échangés sur la plateforme MARI. En effet, la plage doit couvrir a minima tous les pas de temps 5 minutes du début du délai de préparation jusqu'à la fin de l'activation :

- Pour une activation programmée sur la période de livraison [H ;H+15'[



- Pour une activation directe sur la période de livraison [H ;H+15'[



<u>Traçabilité du programme de marche pour les capacités participant à la plateforme de produits standard de mFRR</u>

La traçabilité du programme de marche est décrite à l'article 1.I.4.3 du chapitre 1 des règles proposées dans cette nouvelle version.

Afin d'uniformiser au mieux le fonctionnement des deux plateformes d'échange de produits standards TERRE et MARI, RTE propose la même règle d'établissement du programme de marche théorique, en particulier lors de la jonction entre la puissance d'une offre standard de mFRR et le programme d'appel tracé par RTE.

PR2.3. Synthèse des retours de la consultation et proposition de RTE

Cette proposition n'ayant fait l'objet d'aucun retour de la part des acteurs lors de la consultation, RTE maintient sa proposition initiale.

PR3. Ouverture du marché transfrontalier infra-journalier à 15h en J-1

PR3.1. Contexte général

PR3.1.1. Ouverture anticipée du marché infra-journalier transfrontalier continu

Officiellement, le marché continu infra-journalier transfrontalier (marché unique en Europe géré par la plateforme XBID) ouvre déjà à 15h en J-1 pour une livraison en J sur les 24 pas horaires. Cependant, l'ensemble des GRT européens bloquent les échanges aux frontières jusque 22h en J-1 de manière à disposer de données stabilisées aux frontières pour mener les études J-1 d'analyse de sécurité.

La décision de l'ACER en avril 2018 met fin à ce procédé en imposant l'ouverture du marché infra-journalier sur toutes les frontières de l'Union Européenne à 15h en J-1. L'application de cette décision est prévue pour le second semestre 2024, à l'occasion de la mise en service des trois enchères infra-journalières.

PR3.1.2. Enchères infra-journalières

L'article 55 du code de réseau européen Capacity Allocation for Congestion Management (CACM) stipule que la capacité infra-journalière doit être tarifée, comme c'est le cas lors du couplage journalier. C'est dans ce contexte qu'en 2024, trois enchères infra-journalières (ou IDA, pour IntraDay Auction) viendront interrompre le marché continu XBID. Deux enchères auront lieu en J-1 (IDA 1 à 15h et IDA 2 à 22h en J-1) et porteront sur les 24 pas horaires de la journée de livraison du lendemain et la troisième (IDA 3) aura lieu à 10h en J et portera sur les 12 pas horaires restants de la journée en cours.

PR3.1.3. Impacts sur les études de sécurité J-1 de RTE

En 2024, avec l'ouverture réelle du marché continu aux interconnexions et la mise en service de la première enchère infra-journalière (IDA 1) à 15h en J-1, RTE s'interroge sur la fiabilité future de ses études de sécurité J-1 dans ce contexte d'échanges transfrontaliers variables.

En effet, si le processus de déclaration des PA reste similaire à l'existant, les programmes d'échanges aux frontières devraient quant à eux évoluer de 15h à 16h30 (HLAR) suites aux transactions issues de l'IDA 1 à 15h et des échanges continues XBID entre 15h20 et 16h30. Le risque pour RTE est de ne pas disposer d'une vision équilibrée et cohérente du système électrique français à 16h30 en J-1, moment où RTE réalise ses études de sécurité du réseau et ses calculs de prévision de l'équilibre entre l'injection et le soutirage.

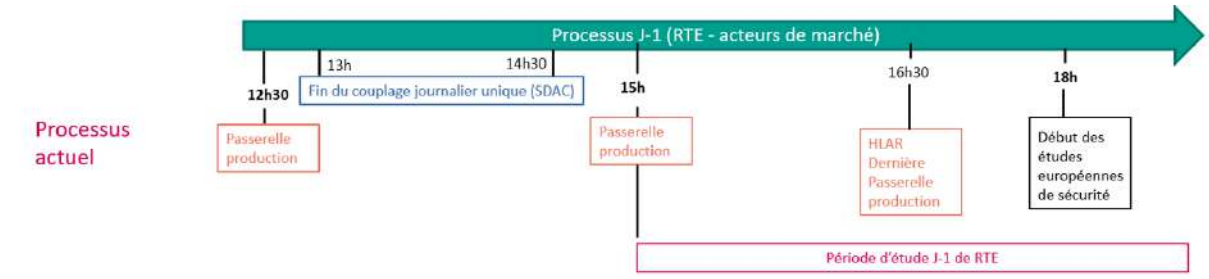


Figure 3 : processus J-1 de déclaration des données de production en lien avec l'évolution actuelle des données d'échanges aux interconnexions

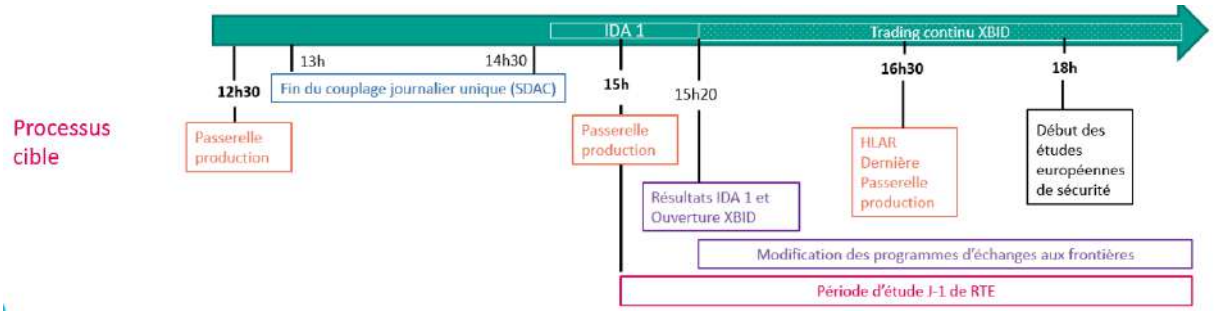


Figure 4 : processus J-1 de déclaration des données de production en lien avec l'évolution cible des données d'échanges aux interconnexions

Un décalage important entre la production déclarée dans les programmes d'appel et les programmes d'échanges aux frontières (issues des échanges réalisées sur le marché infra-journalier entre 15h et 16h30) pourraient entrainer des incohérences dans les données qui alimentent les études de sécurité J-1 des opérateurs de RTE, qui pourraient donc s'avérer fausses et ainsi mettre en danger la sûreté du système électrique français.

PR3.1.4. Impact sur les études de sécurité européennes

Des programmes d'appel incohérents avec les échanges aux frontières pourraient fausser les études européennes de sécurité du système électrique, pour deux raisons principales :

- En application du règlement européen CACM (EU 2015/1222), RTE construit aujourd'hui un modèle de réseau J-1 qui est envoyé au centre de coordination régional à 18h pour être utilisé dans les premières études de sécurité et surtout comme donnée d'entrée des premiers calculs de capacité infra-journaliers dans toutes les régions de calcul de capacité où RTE est présent.
- De même, ce modèle de réseau fourni par RTE sera utilisé en entrée des processus d'analyse de sécurité coordonnée régionale (CSA), en application du règlement européen SOGL (EU 2017/1485). Pour une journée J, quatre processus de CSA auront lieu en cible (1 en J-1 et 3 en infra-journalier) pour chacune des régions de calcul de capacité où RTE est présent. Pour le processus J-1, RTE devra ainsi fournir à 18h au plus tard un modèle de réseau fiable. Pour les processus infra-journaliers, RTE devra également fournir des modèles de réseau cohérents.

Ainsi, RTE est contraint de fournir à 18h un modèle de réseau équilibré aux processus européens. Les échanges doivent tenir compte des résultats de tous les mécanismes de marché transfrontaliers jusqu'à 16h, c'est-à-dire tenant compte de la première enchère infra-journalière. Pour que le modèle de réseau de RTE soit fiable, il est nécessaire que les programmes d'appel soient alignés avec ces échanges aux frontières.

PR3.2. Retours de l'appel à contributions

Un appel à contributions a été envoyé aux acteurs. L'objectif était de recueillir les contraintes et les préférences des acteurs dans les processus de déclaration et de redéclaration des programme d'appel en lien avec les positions prises sur les marchés européens en J-1. Deux acteurs y ont répondu.

Avec la mise en service prochaine de l'IDA 1 et du démarrage précoce de marché continu infra-journalier transfrontalier, un des acteurs affirme être capable de fournir à HLAR (16h30) des PA cohérents avec les positions prises sur le couplage journalier, l'IDA 1 et le marché continu de 15h20 à 16h.

L'autre acteur a exprimé ses craintes de ne pas être en mesure d'envoyer à HLAR des PA cohérents avec les premiers échanges infrajournaliers (IDA1 + trading continu jusqu'à 16h) si la liquidité sur le marché infrajournalier venait à être trop importante.

PR3.3. Proposition de RTE pour la consultation

RTE propose d'ajouter dans l'article 1.I.2.3.1 une précision de ce que RTE attend à HLAR (positionnée à 16h30 en J-1) dans les programmes d'appel envoyés par les RP. RTE attend que les responsables de programmation envoient des programmes d'appel cohérents avec les positions prises sur les marchés par le responsable d'équilibre auquel sont rattachés les sites constituant les EDP de leur périmètre de programmation : marché spot journalier à 12h et enchère infra-journalière de 15h (IDA 1).

De même, RTE propose de préciser dans l'article 1.I.2.3.2 le niveau de cohérence attendu par RTE à certains guichets infra-journaliers de redéclaration des PA. Ainsi, RTE attend :

- Au guichet infra-journalier de redéclaration de 00h, des PA tenant compte des échanges réalisées sur l'enchère infra-journalière 2 (22h en J-1) ;
- Au guichet infra-journalier de redéclaration de 12h, des programmes d'appel tenant compte des échanges réalisées sur l'enchère infrajournalière 3 (10h en IJ).

RTE propose enfin d'ajouter, à partir d'une date PR_5, un nouveau guichet, positionné à 18h en J-1, au processus infra-journalier de redéclaration infrajournalier. Ce guichet permettrait aux responsables de programmation de maintenir leurs programmes d'appel cohérents avec les dernières positions prises sur les marchés infrajournaliers. Ce guichet intègre le processus infra-journalier de redéclaration: il n'a pas vocation à se subtituer dans les faits à HLAR, qui reste positionné à 16h30.

PR3.4. Synthèse des retours de la consultation et proposition de RTE

Un acteur a exprimé sa crainte, en cas de forte liquidité lors de la première enchère infra-journalière (IDA 1), de ne pas être en mesure d'envoyer à HLAR des programmes d'appel cohérents avec les résultats de l'IDA 1, ou alors de devoir limiter sa participation à l'enchère afin de respecter la cohérence demandée par RTE.

RTE rappelle l'importance pour les études de sûreté réseau française, pour la constitution de modèles de réseau coordonnés européens, ainsi que pour la vision de l'EOD en J-1, de disposer des meilleures données possibles à HLAR. Des incohérences entre les programmes d'appels reçus et les positions prises sur le marché peuvent fausser les études de sûreté, ce qui peut avoir des conséquences sur la sûreté du système et/ou conduire les GRT à mettre en œuvre inutilement des actions préventives (par exemple de type CSA), potentiellement coûteuses.

La crainte remontée par l'acteur ne se réaliserait qu'en cas de forte liquidité sur la première enchère infra-journalière. RTE ne dispose pour le moment d'aucune indication sur la liquidité de cette enchère et a donc proposé lors de la consultation d'introduire dans les règles de marché, au moyen d'une date d'entrée en vigueur différée, un guichet infra-journalier de redéclaration intermédiaire à 18h. Cette position, entre HLAR et le début actuel des guichets infra-journalier de redéclaration à 23h, permettrait 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. Ce guichet arriverait trop tard pour alimenter les premières études de sûreté européennes mais permettra de mettre à jour les études françaises.

RTE estime que cette proposition offre une solution satisfaisante en cas de forte liquidité lors de l'IDA 1 et maintient sa proposition. RTE rappelle cependant qu'il ne souhaite pas que l'ouverture d'une guichet de redéclaration à 18h ne conduise dans les faits à un décalage d'HLAR à 18h et demande aux acteurs de faire leurs meilleurs efforts pour envoyer à HLAR des programmes tenant compte de toutes le informations dont ils disposent.

De la même manière, RTE maintient sa proposition de demander aux acteurs d'envoyer, aux guichets infra-journaliers de redéclaration de 00h00 et 12h00, des programmes d'appel cohérents respectivement avec les positions prisees lors des IDA 2 et 3.

PR4. Renforcement du dispositif de programmation

PR4.1. Contexte général

Historiquement, l'équilibrage du réseau électrique par RTE s'appuie fortement sur l'utilisation d'offres implicite sur le mécanisme d'ajustement. Cela était dû à la prédominance, dans les capacités d'ajustement, des moyens de production centralisés historiques, relativement peu nombreux et dont la localisation sur le RPT et les caractéristiques techniques sont connues de RTE.

L'évolution du marché de l'équilibrage a favorisé l'émergence de nouvelles capacités d'équilibrage dont les caractéristiques diffèrent fortement de celles des moyens historiques : plus faibles volume répartis de manières diffuses sur le territoire et contraintes techniques très diverses, ce qui rend leur connaissance précise ardue pour les opérateurs du réseau. Ces moyens sont davantage adaptés pour faire des offres explicites sur le mécanisme d'ajustement. L'augmentation de la part des produits standard dans l'équilibrage contribue également à l'accroissement de la soumission d'offres explicites.

La programmation étant historiquement intrinsèquement liée à la participation implicite au mécanisme d'ajustement, l'arrivée de plus en plus massive d'offres explicites questionne la place de la programmation dans les processus d'équilibrage de RTE. En effet, pour le moment, l'envoi de programmes d'appel est incompatible avec la participation explicite au mécanisme d'ajustement (cela sera possible à partir de la date PR_2 (ancienne date I) dans le chapitre 1 des règles de marché).

Pourtant, RTE a la conviction que la programmation possède une place capitale dans sa gestion du système électrique :

- En permettant d'avoir une vision anticipée et fiable des volumes injectés dans le système par les différents moyens de production, la programmation permet à RTE d'avoir une gestion proactive du système et d'en minimiser les coûts :
    - La gestion proactive du réseau permet d'identifier à l'avance les zones à risque et d'activer des parades topologiques peu coûteuses.
    - La gestion proactive de l'équilibrage offre-demande (EOD) permet de gérer le déséquilibre en utilisant tous les moyens disponibles sur la préséance technico-économique, sans fermer la porte à des moyens potentiellement peu coûteux, mais dont la mobilisation prend du temps.
- En faisant le lien entre les participations au mécanisme d'ajustement et aux services système fréquence, il permet d'aider à l'optimisation de la participation des moyens de production aux différentes composantes de l'équilibrage et contribue ainsi à éviter un surdimensionnement du parc.

Avec le projet d'harmonisation des règles de marché, RTE a fait le choix de dédier à la programmation un chapitre des règles dédié, dorénavant nommé dispositif de programmation. RTE souhaite par là marquer l'importance que revêt pour lui ce mécanisme et l'attention qui lui sera porté lors des prochaines évolutions : il s'agit bien d'un service à part entière pour le système, indépendant des modalités de participation au mécanisme d'ajustement.

Des premières évolutions sont proposées dans cette nouvelle version des règles afin de débuter le travail d'ampleur que constituera la modernisation du dispositif de programmation.

PR4.2. Suspension de l'accord de participation en qualité de responsable de programmation

PR4.2.1. Contexte

RTE est engagé dans un chantier de modernisation de ses outils EOD afin de se préparer à une augmentation de la cadence de l'équilibrage. Ce chantier implique une refonte d'outils historiques. Néanmoins, toute la chaine applicative n'est pas encore prête à une accélération des processus puisque le chantier de refonte est en cours.

En 2023, certaines redéclarations de programmes d'appel (ci-après PA) ont été faites très régulièrement par des responsables de programmation sans mener nécessairement à une mise à jour du PA (i.e. redéclaration non nécessaire). Ceci a eu des effets négatifs sur la chaine applicative EOD de RTE, et il existe un risque sérieux de perte de guichets de programmation et d'ajustement qui pourrait impacter l'ensemble des acteurs.

La possibilité pour RTE de suspendre un acteur d'ajustement en cas de mise en danger du SI de RTE avait été intégrée dans la version 9.2 des règles MA-RE entrée en vigueur le 1er septembre 2021 (cf. article 2.18 de la section 1 des règles MA-RE en vigueur). L'harmonisation structurelle des règles de marché a permis de souligner que cette possibilité ne concerne que la suspension de l'accord de participation en tant qu'acteur d'ajustement. Cependant, les responsables de programmation peuvent tout autant mettre en danger le SI de RTE. A l'heure actuelle, rien n'existe dans les règles de marché pour gérer ce type de situation.

RTE souhaite donc se prémunir de comportements dangereux que pourrait avoir un responsable de programmation et qui ne serait pas corrigé par celui-ci après que RTE l'en a informé.

PR4.2.2. Proposition de RTE pour la consultation

RTE propose d'ajouter dans l'article 1.D.2 une disposition, calquée sur celle présente dans l'article 2.D.2 correspondant dans le chapitre 2, donnant la possibilité à RTE de suspendre l'accord de participation en qualité de responsable de programmation dans le cas où un responsable de programmation a un comportement menaçant le fonctionnement des applications SI de RTE.

Dans les faits une telle action ne se ferait que si RTE estime qu'il n'y a pas d'autre solution pour protéger son SI. RTE propose donc également de préciser qu'il prendra d'abord contact avec le responsable de programmation défaillant afin de lui exposer la problématique rencontrée et le comportement identifié comme dangereux. Ainsi, la notification de la suspension n'interviendrait que si ce contact préalable ne permettait pas de régulariser la situation. Par souci d'harmonisation, la même mention a été ajoutée dans l'article correspondant du chapitre 2 des règles.

PR4.2.3. Synthèse des retours de la consultation et proposition de RTE

Un seul acteur a émis un retour sur cette proposition, en demandant que RTE fasse parvenir des éléments justificatifs au responsable de programmation (RP) lors de son rapprochement avec celui-ci. De plus, il a été demandé que soit précisé que RTE laisse un délai au RP pour corriger son comportement vis-à-vis du SI de RTE. RTE a retenu ces deux éléments dans sa proposition pour la saisine.

Un autre amendement effectué concerne la précision de la fin de la suspension : la suspension sera levée après que RTE ait reçu une preuve de régularisation de la situation de la part de l'acteur, ou à défaut un engagement tangible.

PR4.3. Responsabilité financière du responsable de programmation en cas de défaillance de programmation

PR4.3.1. Contexte

RTE a constaté des situations où la puissance injectée par certains sites de production différait significativement du programme de marche issu du programme d'appel transmis à RTE (parfois jusqu'à plus de 100% d'écart entre le programme et le réalisé). Dans certains cas, il est arrivé que ces écarts conduisent à une problématique d'équilibrage ou de réseau non anticipée par RTE. Du fait d'une mauvaise programmation, le gestionnaire peut donc se retrouver contraint d'effectuer des parades sous-optimales sur le réseau. Ceci peut engendrer des conséquences négatives sur d'autres clients qui se retrouveraient impactés par la parade mise en oeuvre.

PR4.3.2. Proposition de RTE pour la consultation

RTE propose d'amender les règles relatives au dispositif de programmation afin de lui permettre, lorsqu'un non-respect substantiel et répété du programme de marche est identifié comme étant la cause d'un incident dans la gestion du système électrique, de faire porter sur le responsable de programmation la responsabilité financière de la gestion de l'incident et de la réparation des préjudices dont il est à l'origine.

En cas d'un incident d'exploitation notable dont l'origine repose sur un écart significatif au programme de marche, RTE se rapproche du responsable de programmation pour tenter de comprendre l'origine du dysfonctionnement et trouver une solution pérenne pour que l'incident ne se reproduise pas à l'avenir. Cet amendement des règles permettra à RTE de disposer d'un levier supplémentaire pour assurer une bonne qualité de programmation, au-delà du principe général selon lequel « le responsable de programmation s'engage à faire ses meilleurs efforts pour la qualité de sa programmation ».

RTE ne conçoit pas cet amendement comme la description d'un processus nominal de gestion des écarts de programmation, mais comme une clause à caractère assurantiel, visant à gérer des cas exceptionnels et à inciter financièrement les responsables de programmation à améliorer leur processus de programmation et ainsi déclarer des programmes conformes à leurs prévisions de production. De plus, RTE souhaite rappeler qu'il encourage les acteurs à lui déclarer dès que possible l'apparition d'un fortuit dégradant sa capacité à honorer un programme. L'amendement mentionne l'écart au programme de marche, qui désigne le dernier programme d'appel reçu en J-1 par RTE pour une entité de programmation, modifié par les redéclarations (du programme d'appel et/ou des performances et contraintes techniques) ainsi que les activations d'ordres par RTE. RTE considère que le processus de redéclaration lors des guichets infra-journaliers (articles 1.I.2.3.2 et 1.I.3.2.3) ainsi que le processus de redéclaration hors mécanisme de guichet (article 1.I.3.2.4) permettent en l'état aux responsables de programmation de communiquer à RTE une vision des programmes de production conforme à la réalité.

PR4.3.3. Synthèse des retours de la consultation et proposition de RTE

Lors de la consultation, les acteurs ont demandé à ce que ce sujet soit davantage concerté et à ce que des critères objectifs soient élaborés pour encadrer les situations où RTE peut pénaliser un responsable de programmation. Des règles concernant le montant de la pénalité doivent aussi être établies. RTE proposent d'inscrire ce sujet dans le prochain cycle de concertation et de travailler à élaborer des critères objectifs sur des situations pouvant conduire à une pénalisation en cas de défaillance de programmation, ainsi que sur les montants des pénalités.

Dans cette version des règles, RTE propose de simplement préciser que, lors d'écarts répétés au programme de marche causant un préjudice à RTE, RTE peut engager la responsabilité contractuelle du responsable de programmation dans les conditions décrites dans les conditions générales. Cette précision a pour but de montrer l'importance pour RTE de la qualité des programmes reçus et vise à être remplacée au profit des modalités plus robustes et pérennes qui ont vocation à être concertées lors du prochain cycle de concertation.

Des retours ont indiqué que le règlement financier des écarts constituaient déjà une incitation pour les acteurs à être équilibrés et demandaient comment cette modalité s'articulait avec le CAE et la formation du PRE. RTE ne partage pas cette analyse : si le règlement des écarts est bien une incitation pour les RE à être équilibrés en entrée de fenêtre opérationnelle, il n'a en revanche aucune influence sur la qualité de la programmation. Le dispositif proposé ici par RTE a pour but de pénaliser le RP pour des défaillances de programmation, indépendamment de l'effet de cette défaillance sur l'équilibre global du système. Il s'agit donc là pour RTE de deux mécanismes disjoints et aux objectifs différents.

PR4.4. Extension de la programmation aux sites d'injection RPD

PR4.4.1. Contexte

La part des énergies renouvelables (EnR) intermitentes dans le mix énergétique français est en pleine croissance, et les prévisions montrent que cette tendance va se poursuivre dans les années à venir.

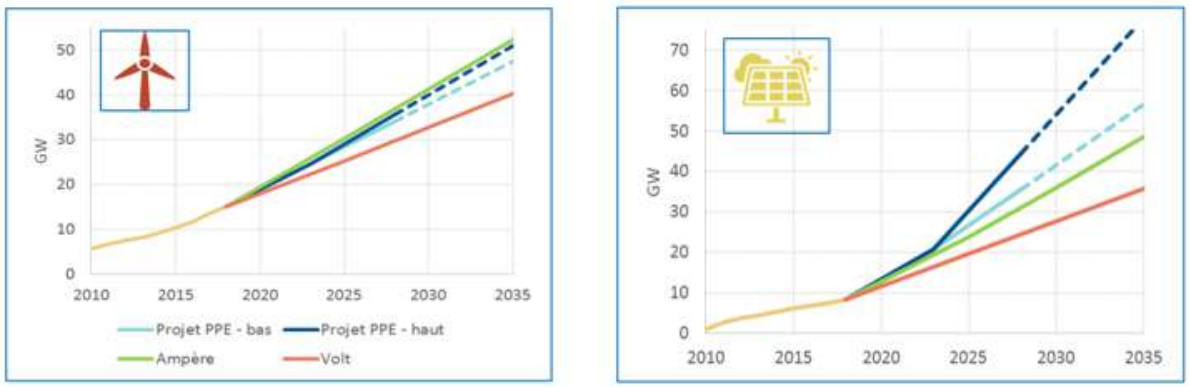


Figure 5 : prévisions d'évolution de la puissance installée en France des filière éolienne (gauche) et photovoltaïque (droite), selon différents scénarios.

Pour avoir une vision anticipée de la production EnR, RTE s'appuie sur une combinaison :

- Des programmes envoyés par les responsables de programmation des sites RPT ;
- Des programmes agrégés remontés à la maille nœuds HTA/HTB par certains GRD ;
- Ses propres prévisions et estimations.

La Figure 6 récapitule le cadre légal et réglementaire encadrant l'obligation des producteurs d'établir des programmes d'appel (PA) et de les remonter aux gestionnaires de réseau. Il s'agit d'une obligation découlant du Code de l'énergie, qui impose aux producteurs RPT d'établir des PA à destination de RTE et aux producteurs RPD d'établir des PA à destination des GRD, qui les remontent ensuite à RTE sous forme de PA agrégés.
Cette obligation du Code de l'énergie est déclinée :

- Dans le CART, par l'obligation pour les producteurs RPT de désigner un responsable de programmation,
- Dans les règles de marché, par l'obligation pour les responsables de programmation de déclarer des PA à RTE tous les jours, pour leurs entités de programmation contenant des sites situées sur le RPT.
- Dans les règles de marché, les GRD doivent envoyer des PA agrégés à RTE, à la maille nœud HTA /HTB. Cette obligation est cependant associée à la date d'entrée en vigueur différée PR_1 (anciennement date D).

	Sites RPT	Sites RPD
Code de l'énergie	• Des PA sont établis par tous les producteurs RPT • RTE est destinataire des PA des installations RPT	• Les PA sont établis par les producteurs RPD non marginaux (> 1MW) • Le GRD est destinataire des PA établi par des installations de RPD et il envoie à RTE des PA agrégés à la maille poste source • Les installations RPD participant au MA ou aux SSY envoient leurs PA directement à RTE
CART et règles de marché	• CART : les producteurs RPT doivent désigner un responsable de programmation • Le RP est chargé de constituer des PA à l'attention de RTE	• Date PR_1 (ancienne date D) : les GRD de rang 1 envoie à RTE les PA agrégés à la maille poste source • Les installations RPD participant au MA en implicite ou aux SSYf déclarent un RP qui envoie les PA directement à RTE • Date PR_2 (ancienne date I) : les installations RPD participant au MA en déclarent un RP qui envoie les PA directement à RTE
En pratique	• Une part importante des producteurs RPT ne respecte pas l'obligation de désigner un RP • Une part des RP n'envoie pas de PA, ou des PA de mauvaise qualité	• Enedis a anticipé la date PR_1 et renvoie déjà des PA agrégés • Une seule EDA implicite (70 MW) EnR permettant de récupérer des programmes directement

Figure 6 : cadre légal et réglementaire encadrant le dispositif de programmation

Actuellement, la puissance installée des filière solaire et éolienne est de plus de 41 GW, principalement raccordée au réseau de distribution, en particulier en HTA (voir Figure 7). Dans l'état actuel des règles relatives au Dispositif de Programmation, RTE ne dispose pas d'un moyen réglementaire de récupérer, par l'intermédiaire des GRD, les programmes de production établis par les producteurs EnR. Pour palier ces lacunes et disposer d'une prévision de production suffisamment fiable pour assurer la sécurité du système électrique, RTE effectue ses propres prévisions de production pour cette partie du parc EnR. Cependant, la production d'une part croissante du parc EnR n'est plus liée uniquement à des conditions météorologiques, et d'autres variables entrent en considération pour déterminer la puissance injectée sur le réseau, comme la maintenance, les contraintes environnementales, ou des informations liées au marché. En particulier, la production EnR est de plus en plus affectée par le prix de l'électricité sur les bourses journalière et infrajournalière.

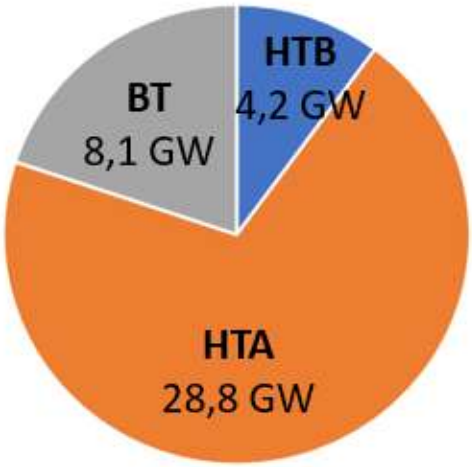


Figure 7 : répartition du raccordement de la puissance installée (éolien + photovoltaïque) en France (source : registre national des installations de production et de stockage d'électricité au 31/07/2023).

Il existe deux mécanismes de soutien aux énergies renouvelables pour en favoriser le developpement : l'obligation d'achat (OA), qui permet de vendre l'énergie à un acheteur obligé à un prix fixé, et le complément de rémunération (CR), qui consiste en une prime versée au producteur en complément de la vente de son énergie sur les marchés. Sur les plages horaires où le prix spot J-1 est négatif, la prime liée au complément de rémunération n'est pas versée, et ce afin d'inciter les producteurs à stopper leur production pour limiter le surplus d'énergie dans le système.

Près de la moitié de la puisance installée concerne des parcs qui ne sont pas en OA, ce qui veut dire qu'ils peuvent s'arrêter sur les périodes où le prix spot J-1 est négatif. Pour évaluer le volume de production EnR manquant lors de ces épisodes de prix spot J-1 négatif, RTE utilise ses outils de prévision en prenant l'hypothèse que tous les parcs en complément de rémunération arrêtent leur production durant la période où le prix spot J-1 est négatif. Cependant, ce système rencontre deux limites :

- Les installations de production ne bénéficiant d'aucun mécanisme de soutien n'ont pas une incitation financière à s'arrêter durant la période de prix spot J-1 négatif, et cela peut être intéressant pour eux de s'arrêter ou de continuer à produire, selon la situation. RTE n'a actuellement aucune connaissance de ce que ces installations prévoient de faire, ce qui peut créer un déséquilibre non anticipé.
- Lorsque le volume d'arrêt des EnR, suite à un prix spot J-1 négatif, est très important, il peut arriver que cela conduise à un fort déficit d'énergie dans le système et que cela se traduise sur le marché infra-journalier par une remontée du prix dans des plages positives, ce qui conduit certains producteurs à garder en production ou à redémarrer des moyens de production EnR durant la période de prix spot J-1 négatif. De la même manière, ces décisions ne sont pas connues de RTE et induisent également un déséquilibre dans le système.

Avec l'augmentation de la part des EnR dans le mix énergétique, les incertitudes de prévision causées par ces deux limites sont croissantes et maintenant supérieures aux valeurs des aléas dimensionnants pour la sûreté du système. RTE cherche donc à limiter ces incertitudes en améliorant sa connaissance des prévisions de production des EnR.

PR4.4.2. Proposition de RTE pour la consultation

Pour améliorer sa visibilité de la production EnR, RTE souhaite améliorer la participation des EnR au dispositif de Programmation. Cela se traduit :

- Sur le RPT, par une mise en conformité des sites de production EnR ne respectant pas le cadre réglementaire. Un courier a été envoyé aux producteurs n'ayant pas déclaré de responsable de programmation pour leur demander de régulariser leur situation ; des ateliers ont également été organisés pour ces même producteurs afin de les sensibiliser au dispositif de programmation et de les accompagner. RTE souhaite de plus encourager les responsables de programmation à redéclarer leurs programmes d'appel au cours de la journée pour prendre en compte les prévisions les plus récentes dont ils disposent.
- Sur le RPD , par une extension du dispositif de programmation aux sites d'injection RPD. Cette disposition est actuellement présente dans le chapitre 1 des règles à l'article 1.R.1 décrivant le renvoi de programmes d'appel agrégés à la maille nœud HTA/HTB par les GRD de rang 1 ; cette disposition est associée à une date d'entrée en vigueur différée PR_1 (anciennement date D) et RTE souhaite se diriger vers une notification de cette date. Conscient de l'ampleur des évolutions que cela peut demander pour les producteurs ainsi que pour certains GRD, RTE propose une échéance prévisionnelle pour la bascule au 1er janvier 2025. L'année 2024 sera alors consacrée à l'accompagnement des GRD le désirant, au moyen d' ateliers techniques dédiés, de manière à ce que le contexte soit le plus favorable possible pour l'entrée en vigueur de cette extension de la programmation.

PR4.4.3. Synthèse des retours de la consultation et proposition de RTE

Lors de la consultation, les acteurs ont exprimé leurs craintes concernant le positionnement indicatif de la date de bascule (1er janvier 2025), qui sera très difficile à tenir pour certains acteurs compte-tenu des chantiers SI en cours. RTE prend note de cette alerte et tient à rassurer les acteurs sur le déroulement de cette bascule. Si la récupération d'une programmation de qualité de la production située sur le RPD est cruciale pour RTE, il est tout aussi important d'aboutir à une solution pérenne et réaliste pour les acteurs. RTE réaffirme sa volonté d'accompagner au mieux tous les acteurs durant l'année 2024 et rappelle que le positionnement de la date de bascule peut être amené à évoluer selon l'avancement des travaux d'implémentation.

PR5. Périmètres de programmation RPD liés à une participation au MA et/ou SSY

PR5.1. Contexte

Le périmètre de programmation regroupe l'ensemble des entités de programmation (EDP) et entités de programmation soutirage (EDP soutirage).

- Sont concernés par les EDP :
  - Les sites d'injection RPT qui sont concernés par l'obligation de programmer
  - Les sites d'injection RPT et RPD qui participent au MA en implicite ou aux SSYf
  - Les sites de stockage RPT et RPD qui participent au MA ou aux SSYf (offres explicites et obligation d'envoyer un programme pour le MA et les SSYf)
- Sont concernés par les EDP Soutirage :
  - Les sites de soutirage RPT ou RPD dans le cadre des SSYf

La gestion des périmètres de programmation diffère de la gestion des périmètres d'ajustement, d'effacement ou encore de réserve. C'est notamment le cas en ce qui concerne la gestion des périmètres de programmation RPD.

Le fonctionnement actuel est le suivant :

- Les EDP sont créées par RTE suite à la demande d'un responsable de programmation.
- Les sites RPD sont envoyés par les GRD à RTE, à travers les périmètres du mécanisme d'ajustement, des services système (respectivement périmètres des EDA/EDR), et sans mention du rattachement du site à une EDP. Le périmètre d'une EDP est donc déduit du périmètre EDA et/ou EDR.
- Les GRD ne gèrent donc pas les périmètres des EDP.
- Les RP ne peuvent donc pas déclarer à RTE le périmètre en sites de leurs EDP, pour les sites RPD, via le processus habituel.

RTE souhaite donc fiabiliser ce processus pour garantir une cohérence entre les différents périmètres de programmation, d'ajustement et de réserve.

De plus, la déclaration du périmètre de programmation RPD est un prérequis pour permettre d'avantages d'agrégations sur le mécanisme d'ajustement et sur les services système, que cela soit pour les EDA comprenant plusieurs EDP, mais également pour les EDR mixtes RPD modèle cible.

PR5.2. Proposition de RTE pour la consultation

RTE propose que le responsable de programmation transmette au GRD concerné, l'information du lien site – EDP lors d'une évolution d'un site lié à une EDA ou une EDR.

La Figure 8 illustre les situations nécessitant que le site rejoigne une EDP, et donc que le responsable de programmation mentionne l'EDP auprès du GRD.

Dans les situations présentées, le responsable de programmation, l'acteur d'ajustement et le responsable de réserve constituent la même personne morale. A ce titre, l'information de lien site-EDP peut être transmis à travers les échanges actuels d'une part, entre le GRD et l'acteur d'ajustement, et d'autre part entre le GRD et le résponsable de réserve.

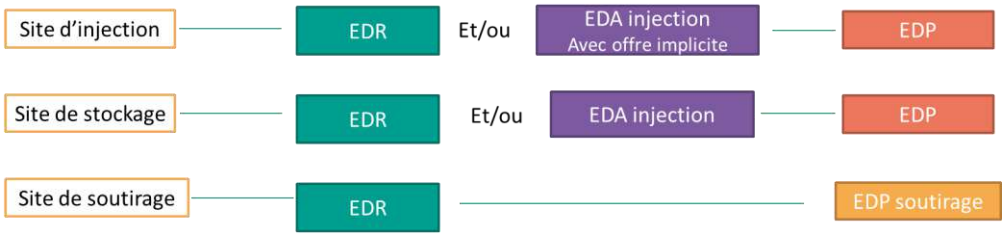


Figure 8 : description des cas où un site doit rejoindre une EDP et où le responsable de programmation doit la mentionner au GRD.

Des précisions sont apportées au sein des chapitres 1, 2 et 4 relatifs, respectivement, au dispositif de programmation, au mécanisme d'ajustement et aux services système pour décrire, d'une part, les modifications liées à la déclaration des informations par le RP auprès du GRD concerné et, d'autre part, la transmission de ces données par le GRD à RTE.

Cette évolution prendra effet à partir des dates suivantes qui seront notifiées concomittament :

- PR_{14} pour le chapitre 1 ;
- MA_{14} pour le chapitre 2 ;
- SY_{14} pour le chapitre 4.

PR5.3. Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE

Lors de la consultation, l'ADEeF a signalé que la notion de RP n'existait pas dans le CARD, seulement la notion d' « acteur de flexibilité », qui recouvre les rôles d'acteur d'ajustement, de responsable de réserve, d'opérateur d'effacement, etc. Les chapitres 2 et 4 des règles de marché imposent cependant respectivement que l'AA / le RR soit également le RP des EDP entrant dans la composition de EDA / EDR de son périmètre : en pratique, l'interlocuteur des GRD reste le même. Pour cette raison, et parce que le chapitre 1 des règles lie contractuellement le RP plutôt que l'AA ou le RR, RTE propose de garder pour la saisine la formulation telle qu'elle est actuellement pour ne pas ajouter de complexité supplémentaire.

PR6. Passage à 96 guichets de programmation

PR6.1. Contexte et cadre réglementaire

La déclinaison des règlements européens « Capacity Allocation and Congestion Management » (ci-après CACM) et « Electricity Balancing » (ci-après EBGL) aura notamment pour conséquence le passage à des produits de marché quart d'heure associé à un pas de règlement des écarts de 15 minutes, ce qui implique un passage à 96 guichets de programmation et d'offres.

Dans le cadre du projet de refonte des outils nécessaires au passage à 96 guichets, RTE avait initialement prévu de passer par une étape intermédiaire à 48 guichets, et ceci avait été intégré dans les règles MA-RE v10 entrée en vigueur au 1er avril 2022 (cf. dates d'entrée en vigueur différée MA4 et PR4 dans le projet de règles, anciennement date P') .

En effet, le règlement CACM précise que la clôture des marchés intervient au plus tôt une heure avant l'échéance de marché concernée. De plus l'ACER, via sa délibération portant sur l'heure d'ouverture du marché infra-journalier transfrontalier, a précisé que les échéances de marché doivent correspondre au pas de règlement des écarts.

Néanmoins, le règlement Electricity Balancing prévoit une cible à 15 minutes pour le pas de règlement des écarts à l'horizon du 18 décembre 2020 avec possibilité de dérogation, impliquant de passer à 96 guichets journaliers de programmation et d'offres. Dans sa délibération n°2018-229, la CRE octroie une dérogation autorisant RTE à reporter le passage à un pas de règlement des écarts de 15 minutes au 1er janvier 2025.

Conformément à ce qui a été annoncé par RTE en réunion plénière de la CAM et en GT MA-RE du 25 mai 2023, et dans le contexte d'implémentation d'un pas de règlement des écarts de 15 minutes, RTE a réinterrogé la nécessité d'un passage intermédiaire marqué à 48 guichets.

PR6.2. Proposition de RTE pour la consultation

L'instruction a permis de conclure que la sécurisation d'un passage par une configuration intermédiaire en 48 guichets pourrait fortement ralentir l'atteinte des 96 guichets. RTE privilégie donc de travailler directement à la cible en prévoyant une montée progressive du nombre de guichets pour l'atteindre.

Il est donc proposé de faire évoluer les règles afin :

- D'adapter la date d'entrée en vigueur différée à l'atteinte d'un processus cible stabilisé sur les 96 guichets :
    - Date PR_4 pour le passage à 96 guichets de programmation dans le chapitre 1 ;
    - Date MA_4 pour le passage à 96 guichets d'offres dans le chapitre 2 ;
- D'intégrer les modalités transitoires qui correspondent à la montée progressive du nombre de guichets.

Plus concrètement, RTE propose d'ajouter un article dans les dispositions transitoires du chapitre 1 et du chapitre 2 afin de cadrer le processus d'augmentation progressive des guichets. Ainsi, RTE précise dans les règles que le début de cette phase d'augmentation des guichets sera annoncé par une notification de RTE adressée à l'ensemble des responsables de programmation et des acteurs d'ajustement, tout comme la fin de cette phase d'augmentation (i.e. atteinte des 96 guichets).

RTE souhaite indiquer, en outre, que cette phase sera jalonnée par des configurations différentes de guichets ouverts qui permettront d'atteindre la cible de 96 guichets. Entre deux changements de configuration, l'incrément numérique de guichets pourra ne pas être le même. Chaque nouvelle configuration de guichet sera annoncée par une notification de RTE avec un délai de prévenance minimum de 2 jours. La description de la configuration des guichets ouverts, ainsi que les modalités techniques de participation à ces guichets, seront intégrées à la notification.

Concernant le délai minimum de prévenance, RTE rappelle que la participation à un nouveau guichet n'est pas une obligation pour un acteur. Il est donc proposé un délai réglementaire de notification suffisamment court pour ne pas allonger cette période transitoire pour atteindre la cible des 96 guichets.

Enfin, RTE tient à rappeler que conformément aux échanges qui ont eu lieu lors du GT MA-RE du 25 mai 2023, des discussions techniques auront lieu avec les acteurs d'ajustements et les responsables de programmation en 2024 pour donner davantage de visibilité sur la stratégie d'augmentation des guichets mais également pour identifier d'éventuels prérequis ou contraintes à cette augmentation. Un des objectifs de l'instruction technique qui sera menée avec les acteurs est également d'assurer un minimum de participation des acteurs, ce qui doit permettre d'éprouver graduellement les processus d'exploitation avec un nouveau cadencement sans attendre l'atteinte de l'ensemble des 96 guichets.

PR6.3. Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE

Dans le cadre de la consultation du projet de règles, quatres acteurs se sont exprimés sur la proposition de RTE. Il a ainsi été suggéré de prévoir une date de bascule pour marquer le début de la phase transitoire d'augmentation et de préciser que la notification associée sera réalisée avec un délai de prévenance minimum d'un mois. Les acteurs estiment que ces modalités permettront de maximiser la participation des acteurs (responsable de programmation et acteurs d'ajustement) à cette phase transitoire. Il a également été demandé, pour maximiser la participation des acteurs aux nouveaux guichets de programmation lors de la phase d'augmentation des guichets, que la notification de RTE annonçant le début d'une nouvelle configuration de guichets pendant la phase transitoire soit faite avec un délai minimum de 5 jours ouvrés au lieu de 2 jours. En outre, un acteur a demandé un engagement sur une durée maximale de la phase transitoire.

Après analyse des retours à la consultation RTE est favorable à certaines propositions qui permettent d'améliorer la proposition initiale tout en tenant compte de l'ensemble des contraintes et des risques inhérents à l'atteinte des 96 guichets.

Ainsi, RTE a intégré une date distincte pour le début de la phase d'augmentation des guichets avec un délai de notification. Il en est fait de même pour les guichets d'ajustement.

- La date PR_4 correspond donc au début de la phase d'augmentation des guichets au-delà des 24 guichets de programmation (avec un délai de notification de 2 mois pour donner suffisamment de temps aux acteurs pour lancer les dernières actions qui leur permettront de s'engager sur la phase transitoire d'augmentation des guichets, en sus de l'accompagnement qui sera réalisé en amont avec des ateliers techniques et une campagne de tests avec les acteurs) ;
- La date PR_5 correspond alors à la fin de la phase d'augmentation des guichets et l'atteinte des 96 guichets de programmation (avec un délai de notification de 1 mois car plus difficile à prévoir et comportant moins d'intérêt en terme de prévenance puisque la phase transitoire sera déjà engagée) ;
- L'ancienne date PR_5 relative à l'ouverture d'un guichet de programmation IJ à 18h en J-1 (autre propositon du présent projet de règles) devient la date PR_6.

En revanche, et comme expliqué lors de la concertation, RTE s'emploie à minimiser les contraintes qui pourraient allonger cette phase transitoire. L'atteinte des 96 guichets représente un changement majeur du processus opérationnel de conduite du système électrique et RTE n'est pas en mesure de s'engager sur la durée de cette phase transitoire qui peut être impactée par des éléments que RTE ne pourrait pas contrôler. RTE réitère sa volonté de réduire au maximum la durée de cette phase transitoire.

De plus, l'allongement du délai de prévenance pour notifier le passage à une nouvelle configuration avec incrément de guichet aurait pour conséquence l'allongement mécanique de la phase transitoire. En effet, RTE considère que l'allongement de ce délai de prévenance, faute de connaitre en avance le nombre de configurations qui sera nécessaire pour atteindre les 96 guichets, se trouve en contradiction avec l'objectif de minimiser la durée de la phase transitoire (durée entre la configuration 24 guichets et la configuration cible des 96 guichets). Alors que les délais de prévenance avant le début de la phase transitoire d'augmentation des guichets et avant le passage définitif à 96 guichets pourraient permettre de maximiser la participation des acteurs en leur donnant la possibilité de se préparer à ces jalons importants, le délai de prévenance entre chaque configuration de guichets est moins contraignant pour la participation des acteurs. De fait, RTE devra éprouver chaque configuration un certain nombre de jours, qui pourraient être variables selon les configurations, avant d'envisager une autre configuration de guichets. Autrement dit, une certaine viabilité devra être assurée sur chaque configuration avant de passer à une autre configuration permettant une augmentation de guichets. RTE souhaite maximiser la participation des acteurs, mais il rappelle également que les acteurs n'ont pas l'obligation d'utiliser chaque guichet d'une nouvelle configuration. Ainsi, il n'est pas jugé nécessaire d'augmenter le délai de prévenance avant une configuration car un acteur pourra parfaitement utiliser davantage de guichets permis par la nouvelle configuration plusieurs jours après le passage à cette configuration par RTE. Par conséquent, RTE propose de rester sur un délai de 2 jours tout en ajoutant qu'il s'agirait de 2 jours ouvrés pour éviter des situations contraignantes pour les acteurs.

Enfin, un acteur a rappelé la nécessité de poursuivre les discussions techniques en concertation. Cet objectif est partagé par RTE et il est rappelé que, après finalisation de l'instruction interne relative à la conduite du changement nécessaire à l'évolution du cadencement du processus de gestion de l'équilibrage, des ateliers techniques seront organisés à partir du second trimestre 2024 avec les responsables de programmation et les acteurs d'ajustement pour raffiner les modalités techniques de la trajectoire d'augmentation progressive des guichets.

PR7. Amendements rédactionnels divers

PR7.1. Précision sur les redéclarations hors guichet

PR7.1.1. Contexte

L'article 1.I.3.2.4 précise les conditions dans lesquelles un RP redéclare ses performances et contraintes techniques en dehors du mécanisme de guichets et sans délai de prévenance. Parmi ces conditions se trouvent la venue d'un aléa non maîtrisable sur un groupe de production et le retour à la disponibilité d'un groupe de production, mais il n'est pas fait mention des cas de survenue d'un aléa/retour à la normale concernant un site de stockage stationnaire ou un site de soutirage.

PR7.1.2. Proposition de RTE pour la consultation

Par souci de complétude, RTE propose d'ajouter les cas de survenue d'un aléa/retour à la normale concernant un site de stockage stationnaire ou un site de soutirage parmi les conditions dans lesquelles un responsable de programmation redéclare ses performances et contraintes techniques en dehors du mécanisme de guichets et sans délai de prévenance.

PR7.1.3. Synthèse des retours de la consultation et proposition de RTE

Cette proposition n'ayant fait l'objet d'aucun retour de la part des acteurs lors de la consultation, RTE maintient sa proposition initiale.

PR7.2. Suppression de l'article 1.F.3.3

PR7.2.1. Contexte

L'article 1.F.3.3. (article 3.2.1.2.3 de la section 1 des règles MA-RE en vigueur) a été intégrée dans la version 8.4 des règles MA-RE, entrée en vigueur le 1er août 2018 . L'objectif de cet article était de faire le lien entre deux corpus des règles (MA-RE et SSYf) au sujet du processus d'évolution des EDP Soutirage. Or la description de l'évolution des EDP soutirage en lien avec les EDR est déjà décrite dans le chapitre 4.

PR7.2.2. Proposition de RTE pour la consultation

RTE propose donc de supprimer cet article 1.F.3.3 du chapitre 1.

PR7.2.3. Synthèse des retours de la consultation et proposition de RTE

Cette proposition n'ayant fait l'objet d'aucun retour de la part des acteurs lors de la consultation, RTE maintient sa proposition initiale.

PR7.3. Suppression de la date C

PR7.3.1. Contexte

La date C correspond à la possibilité pour une Entité de Réserve de type soutirage d'être composée uniquement de plusieurs EDP soutirage (ou EDP si stockage faisant de l'ajustement). Avec l'expérimentation portant sur les agrégrations mixtes des EDR introduite dans les règles SSYf en vigueur, cette date n'est plus nécessaire et est portée par cette même expérimentation présente au chapitre 4 (article 4.S.5).

PR7.3.2. Proposition de RTE pour la consultation

RTE propose donc de supprimer cette date pivot du chapitre 1.

PR7.3.3. Synthèse des retours de la consultation et proposition de RTE

Cette proposition n'ayant fait l'objet d'aucun retour de la part des acteurs lors de la consultation, RTE maintient sa proposition initiale.

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

Chapitre 2 des Règles de Marché

SOMMAIRE RELATIF AU MECANISME D'AJUSTEMENT

MA1. PRISE EN COMPTE DE LA CONSULTATION SUR L'EVOLUTION DE FORME DES REGLES DE MARCHE 46

MA2. CLARIFICATION DE L'USAGE DU MA POUR LA CORRECTION DE PE LORS DE CONGESTIONS DU RPT 46

MA2.1. Contexte 46

MA2.2. Proposition de RTE pour la consulation 46

MA2.3. Synthèse des retours à la consultation et propostion de RTE 47

MA3. MODALITES DE PARTICIPATION A LA PLATEFORME MARI 47

MA3.1. Contexte générale 47

MA3.2. Qualification d'acteurs d'ajustement et aptitude à la participation de la plateforme MARI 48
MA3.2.1 Contexte 48
MA3.2.2 Proposition de RTE pour la consultation 48
MA3.2.3 Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE 48

MA3.3. Construction d'une offre d'ajustement standard de mFRR 49
MA3.3.1 Contexte 49
MA3.3.2 Proposition de RTE pour la consultation 49
MA3.3.3 Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE 51

MA3.4. Utilisation d'une offre d'ajustement standard de mFRR par RTE 51
MA3.4.1 Contexte 51
MA3.4.2 Proposition de RTE pour la consultation 51
MA3.4.3 Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE 52

MA3.5. Valorisation d'une offre d'ajustement standard de mFRR par RTE 52
MA3.5.1 Contexte 52
MA3.5.2 Proposition de RTE pour la consultation 52
MA3.5.3 Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE 54

MA3.6. Calcul du volume commercial d'une offre d'ajustement spécifique par RTE 55
MA3.6.1 Contexte 55
MA3.6.2 Proposition de RTE pour la consultation 55
MA3.6.3 Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE 55

MA3.7. Indicateurs et publications 55
MA3.7.1 Contexte 55
MA3.7.2 Proposition de RTE pour la consultation 56
MA3.7.3 Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE 56

MA4. EVOLUTIONS RELATIVES A LA PLATEFORME TERRE 56

MA4.1. Rémunération des offres d'ajustement standards de RR activées pour la contrôlabilité des interconnexions 56

MA4.1.1 Contexte 56
MA4.1.2 Proposition de RTE pour la consultation 56
MA4.1.3 Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE 57

MA4.2. Rémunération des offres d'ajustement standard de RR se superposant à l'activation d'une offre d'ajustement spécifique 57
MA4.2.1 Contexte 57
MA4.2.2 Proposition de RTE pour la consultation 58
MA4.2.3 Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE 58

MA4.3. Ajout d'un motif d'exclusion des offres d'ajustement standards de RR 58
MA4.3.1 Contexte 58
MA4.3.2 Proposition de RTE pour la consultation 58
MA4.3.3 Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE 58

MA5. SYMETRISATION DE LA FORMULATION DES PRIX SUR LES OFFRES D'AJUSTEMENT A LA HAUSSE 59

MA5.1. Contexte et problématique 59

MA5.2. Proposition de RTE pour la consultation 59

MA5.3. Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE 59

MA6. EVOLUTION DU CADRE RELATIF AUX PETITES OFFRES D'AJUSTEMENT 59

MA6.1. Contexte 59

MA6.2. Rappel des évolutions réglementaires 60

MA6.3. Analyse de la situation actuelle 61

MA6.4. Proposition de RTE pour la consultation 63

MA6.5. Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE 65

MA7. MISE EN ŒUVRE DU PROCESSUS EUROPEEN DE L'ANALYSE SECURITE COORDONNEE (CSA) 66

MA7.1. Contexte 66

MA7.2. Processus actuel 66

MA7.3. Proposition de RTE pour la consultation 67

MA7.4. Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE 67

MA8. PASSAGE A 96 GUICHETS D'OFFRES 67

MA9. GRANULARITE DES CUO 68

MA9.1. Contexte 68

MA9.2. Problématique 68

MA9.3. Proposition de RTE pour la consultation 68

MA9.4. Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE 69

MA10. EVOLUTION DES METHODES DE CONTROLE DU REALISE 69

MA10.1. Méthodes par « prévision de consommation » et par « historique de consommation » 69
MA10.1.1 Contexte 69
MA10.1.2 Proposition de RTE pour la consultation 69
MA10.1.3 Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE 71

MA10.2. Méthode du « rectangle simple » 71
MA10.2.1 Contexte 71
MA10.2.2 Proposition de RTE pour la consultation 71
MA10.2.3 Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE 72

MA11. VALORISATION DES ECARTS D'AJUSTEMENT 72

MA11.1. Contexte réglementaire 72

MA11.2. Problématique 74

MA11.3. Proposition de RTE pour la consultation 75

MA11.4. Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE 76

MA12. AUTRES EVOLUTIONS ET AMENDEMENTS REDACTIONNELS 76

MA12.1. Impossibilité pour une EDA injection RPD d'offrir en explicite en étant constituée d'une EDP 76
MA12.1.1 Historique de concertation 76
MA12.1.2 Contexte et problématique 77
MA12.1.3 Proposition de RTE pour la consultation 77
MA12.1.4 Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE 77

MA12.2. Suppression de l'article l'article 2.P.2 77
MA12.2.1 Contexte 77
MA12.2.2 Proposition de RTE pour la consultation 78
MA12.2.3 Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE 78

MA12.3. Suppression de l'article 2.P.3 78
MA12.3.1 Contexte 78
MA12.3.2 Proposition de RTE pour la consultation 78
MA12.3.3 Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE 78

MA12.4. DMO et utilisation de l'application de transmission des ordres d'ajustement 78
MA12.4.1 Contexte 78
MA12.4.2 Proposition de RTE pour la consultation 79
MA12.4.3 Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE 79

MA12.5. Calcul du volume défaillant 79
MA12.5.1 Contexte 79
MA12.5.2 Proposition de RTE pour la consultation 79
MA12.5.3 Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE 79

MA12.6. Précision sur le calcul du volume commercial 79
MA12.6.1 Contexte 79
MA12.6.2 Proposition de RTE pour la consultation 80
MA12.6.3 Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE 80

MA12.7. Suppression des contrats d'échange d'énergie d'ajustement entre GRT 81
MA12.7.1 Contexte 81
MA12.7.2 Proposition de RTE pour la consultation 81
MA12.7.3 Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE 81

MA12.8. Clarification de l'évolution d'une EDA en lien avec une EDR 81
MA12.8.1 Contexte 81
MA12.8.2 Proposition de RTE pour la consultation 82
MA12.8.1 Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE 82

MA12.9. Clarification du portage des surcoûts sur les ajustements 83
MA12.9.1 Contexte 83
MA12.9.2 Proposition de RTE pour la consultation 83
MA12.9.3 Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE 83

MA12.10. Modification de la définition de la capacité d'ajustement 83
MA12.10.1 Contexte 83
MA12.10.2 Proposition de RTE pour la consultation 83
MA12.10.3 Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE 83

MA12.11. Harmonisation MA/NEBEF sur la définition d'une EDA soutirage 84
MA12.11.1 Contexte 84
MA12.11.2 Proposition de RTE 84

MA1. Prise en compte de la consultation sur l'évolution de forme des règles de marché

Dans le cadre de la démarche d'harmonisation des règles de marché (haRMonie), la première version des règles de marché harmonisées a été consultée en juin 2023 auprès des acteurs de marché au sein de la commission accès au marché (CAM).

L'ensemble des retours concernant l'évolution de forme du chapitre 2 relatif au mécanisme d'ajustement ont fait l'objet d'une réponse RTE et sont détaillés en annexe A2.4.

MA2. Clarification de l'usage du MA pour la correction de PE lors de congestions du RPT

MA2.1. Contexte

RTE peut aujourd'hui avoir recours au mécanisme d'ajustement (ci-après « MA ») pour gérer des contraintes réseau en réalisant des ajustements pour motif « traitement des congestions ». Cette utilisation se fait conjointement avec l'équilibrage du système et fait donc partie d'une gestion croisée équilibre offre demande (ci-après « EOD ») et réseau.

Il existe cependant d'autres cas d'utilisation du MA pour traiter des congestions réseau, décrits à l'article 2.K.5 des règles de marché en vigueur relatif aux congestions sur le réseau public de transport (RPT). Cet article prévoit l'utilisation du MA post temps réel pour corriger le périmètre d'équilibre du responsable d'équilibre (ci après « RE ») concerné suite à un écrêtement de production dû à une congestion du RPT (et non comme une activation d'offre d'ajustement classique). Ces utilisations particulières du MA sont classées en deux catégories dans les règles en vigueur et encadrées par les articles suivants :

- L'article 2.K.5.1 traite des limitations dues à des fortuits et aléas sur le RPT. Cette utilisation est encadrée par le contrat d'accès au réseau public de transport d'électricité pour les producteurs (ci- après « CART-P ») qui en prévoit les cas d'usage ;
- L'article 2.K.5.2 pose un cadre expérimental pour la gestion des congestions du RPT en assouplissant les conditions de soumission d'offres spécifiques d'ajustement pour 3 cas d'usage (indemnisation a posteriori suite à une limitation, rémunération d'activation pour résoudre une contrainte sur le RPT, correction du périmètre du RE et rémunération lors de l'activation du service dans le cadre de l'appel d'offres flexibilité RTE).

Or les travaux sur les flexibilités permettant de résoudre des congestions réseau mentionnés au paragraphe DG2 du présent document introduisent la correction de périmètre d'équilibre lors d'activation de flexibilité réseau, ce qui rend nécessaire de clarifier les dispositions existantes de l'article 2.K.5. Pour rappel, lorsque le périmètre d'équilibre d'un site d'injection est corrigé via une offre d'ajustement dans le cadre de cet article, la modulation de puissance du site concernée par la correction n'est pas considérée comme une activation de flexibilité réseau.

MA2.2. Proposition de RTE pour la consulation

RTE propose de clarifier dans quels cas le MA est utilisé pour corriger le périmètre d'équilibre a posteriori. La proposition de RTE consiste à :

- Préciser que seuls les sites d'injection raccordés au RPT (et non les sites raccordés au RPD) sont concernés par les dispositions de l'article 2.K.5.1. En pratique les installations de production photovoltaïques et éoliennes terrestres ne seront pas traitées de cette manière car en cas d'écrêtements quelle qu'en soit la cause le périmètre d'équilibre sera corrigé directement via le dispositif de flexibilité réseau. L'éligibilité à la correction de périmètre d'équilibre est dans tous les cas décrite et encadrée par le CART-P.
- Restreindre le cadre dérogatoire de l'article 2.K.5.2 à l'utilisation pour correction de périmètre d'équilibre et rémunération lors d'activation du service de l'appel d'offres Flexibilité de RTE et déplacer ce paragraphe dans l'article 2.S des règles de marché sur les dispositions transitoires.

Les différents usages du MA et les cas associés pour traiter des congestions du RPT sont résumés dans le tableau ci-dessous :

Objectif	Gestion croisée EOD-réseau	Correction de périmètre d'équilibre a posteriori	
Moyen utilisé	Schéma classique d'activation d'une offre d'ajustement (article 2.K.2.4)	Activation d'une offre a posteriori en back office	Correction de périmètre d'équilibre directe (article 3.L.5)
Cas concernés	Activation d'une offre d'ajustement existante pour motif congestion dans la fenêtre opérationnelle	En cas de limitations suite à un aléa sur le réseau amont pour les sites d'injection du RPT hors PV/éolien terrestre conformément au CART-P (article 2.K.5) Pour le lauréat de l'appel d'offres flexibilité de RTE (cadre dérogatoire 2.S.3)	Flexibilité réseau RPD activée pour résoudre une congestion du RPT et dans les cas prévus par le cadre contractuel du GRD Flexibilité réseau RPT (PV et éolien terrestre) dans les cas prévus par le CART-P

MA2.3. Synthèse des retours à la consultation et propostion de RTE

Cette proposition n'ayant fait l'objet d'aucun retour de la part des acteurs lors de la consultation, RTE maintient sa proposition initiale.

MA3. Modalités de participation à la plateforme MARI

MA3.1. Contexte générale

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 standard à partir de RR. Le projet de connexion à la plateforme PICASSO est en cours de réalisation au sein de RTE. En outre, la France a rejoint la coopération FCR depuis le 16 janvier 2020. Ainsi, la plateforme MARI sera la dernière plateforme européenne à laquelle RTE se connectera.

RTE a soumis une demande de dérogation d'une durée de vingt-quatre mois, en application de l'article 62(2) du règlement EBGL, ce qui porte l'échéance de connexion à la plateforme MARI au plus tard le 24 juillet 2024. En outre, RTE a indiqué nécessiter un délai supplémentaire pour permettre une connexion effective à l'horizon fin 2025, dans le meilleur des scénarios.

Dans ce contexte, la future connexion de RTE à la plateforme européenne MARI d'échange de produits standard de mFRR nécessite l'introduction d'élements propre à la mise en œuvre de la plateforme.

MA3.2. Qualification d'acteurs d'ajustement et aptitude à la participation de la plateforme MARI

MA3.2.1 Contexte

A l'image de la qualification permettant la participation à la plateforme TERRE, il est important de distinguer les deux éléments que les acteurs doivent valider afin de pouvoir participer aux plateformes européennes :

- La qualification en tant qu'acteur d'ajustement ;
- La qualification des entités d'ajustement de l'acteur d'ajustement à la participation des plateformes.

Pour rappel, une entité d'ajustement (EDA) est une unité élémentaire d'ajustement rattachée à un unique périmètre d'ajustement, apte à injecter ou à soutirer sur le réseau une quantité d'électricité donnée pendant une période donnée pour répondre à une demande de RTE visant à assurer l'équilibre du système électrique français. Une EDA doit être qualifiée pour offrir un ou plusieurs types de produits standard.

Dans la version v1 du chapitre 2 des règles proposée en consultation, seule la qualification d'un acteur d'ajustement en vue de la participation à MARI a été définie et présentée lors du GT du 25 mai 2023.

En revanche, la qualification des entités d'ajustement sera traitée dans une version ultérieure des règles.

MA3.2.2 Proposition de RTE pour la consultation

Dans une volonté d'harmonisation, RTE propose d'appliquer les mêmes formalités à la demande de qualification d'un acteur d'ajustement pour les plateformes TERRE et MARI conformément à l'article 2.E.1 soit en plus des modalités classiques :

- Réaliser un test d'envoi d'une offre standard de mFRR ;
- Réaliser un test d'envoi d'un programme de marche.

Afin d'introduire certaines notions liées à la participation des entités d'ajustement à la plateforme MARI dans le chapitre 2 des règles v1 proposées en consultation, le terme « apte » sera utilisé pour signifier qu'une entité d'ajustement a validé le processus de qualification dont les critères seront définis ultérieurement.

MA3.2.3 Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE

Cette proposition n'ayant fait l'objet d'aucun retour de la part des acteurs lors de la consultation, RTE maintient sa proposition initiale.

MA3.3. Construction d'une offre d'ajustement standard de mFRR

MA3.3.1 Contexte

La mise en oeuvre de la plateforme MARI implique des évolutions qui concernent la constitution et la soumission d'une offre d'ajustement. L'article 2.J des règles évolue pour intégrer ces modifications.

Les modalités d'interactions entre les différents types d'offres (standard et spécifique) n'étant pas encore déterminées et nécessitant des études plus approfondies, leur intégration se fera dans une version ultérieure des règles.

MA3.3.2 Proposition de RTE pour la consultation

A partir de la version 1 des règles proposées en consultation (article 2.J.1.1), un nouveau type d'offre « offres d'ajustement standard de manual frequency restoration reserve (mFRR) » a été ajouté faisant passer à quatre le nombre de types d'offres d'ajustement possibles.

De la même manière que pour les offres spécifiques et les offres standard de RR, RTE propose d'introduire les caractéristiques des offres standard de mFRR. Ainsi, une offre standard de mFRR est formulée par un acteur d'ajustement relativement à une EDA donnée, sur l'un des 96 pas quart d'heure composant une journée et comporte un certain nombre d'informations précisées à l'article 2.J.1.2.1 des règles. Les principales différences avec les caractéristiques d'une offre standard de RR sont les suivantes :

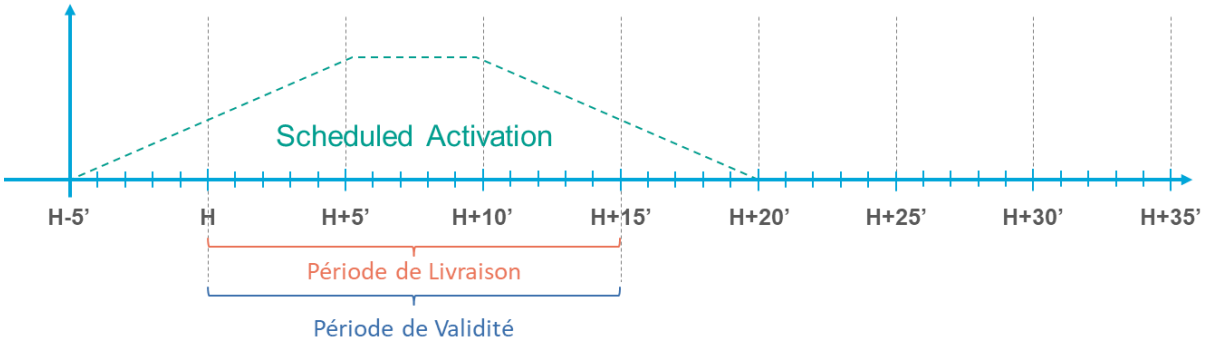
- La possibilité de définir le type d'activation (SA ou bien SA+DA) ;
- L'ajout d'un identifiant permettant de faire des liens entre les offres sur des quarts d'heure successifs afin de refléter des contraintes techniques ;
- L'ajout d'un identifiant permettant de faire des liens entre les offres d'un même quart d'heure selon deux stratégies possibles : les offres multi-parts ou les offres exclusives.

La structure des offres standard de mFRR et des liens associés ont été présentés lors du GT MA-RE du 9 décembre 2021 et feront l'objet d'ateliers techniques (AT) dédiés qui restent à planifier par RTE.

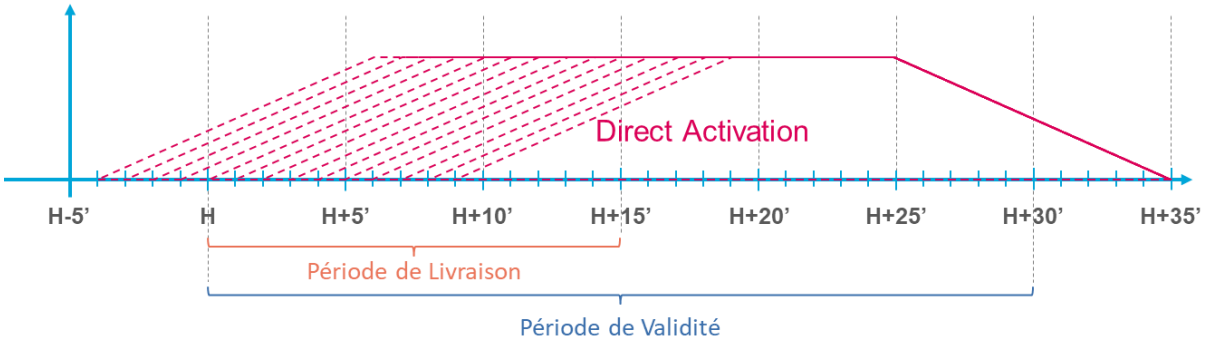
Les différents types d'activation possibles obligent à préciser les notions de période de livraison et de période de validité. Lors d'une activation programmée (SA) la période de livraison est alors identique à la période de validité de l'offre et correspond au pas quart d'heure sur lequel porte l'offre. Dans le cas d'une activation directe (DA), la période de livraison reste identique à celle d'une activation programmée. En revanche la période de validité de l'offre s'étend alors du début de la période de livraison jusqu'à la fin du pas quart d'heure suivant, afin de couvrir les deux pas quart d'heure pendant lesquels l'activation directe sera effective. En résumé, la période de livraison correspond au pas quart d'heure sur lequel l'offre sera déposée, la période de validité correspond quant à elle à l'intervalle de temps où l'activation de l'offre pourra être effectuée.

Les différentes périodes sont présentées dans les exemples ci-dessous :

- Pour une activation programmée de mFRR :

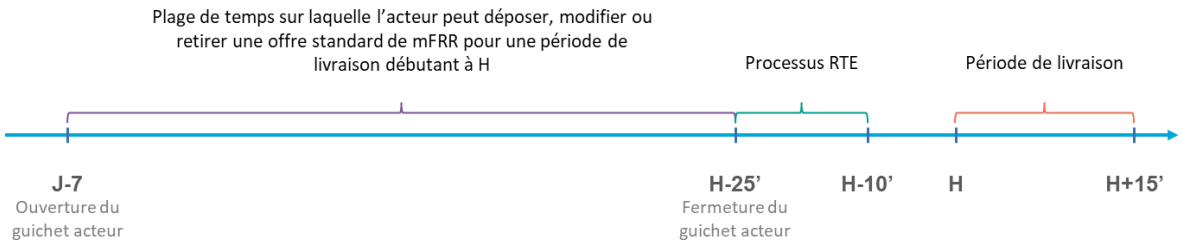


- Pour une activation directe de mFRR :



Enfin, concernant la réduction des participations aux réserves primaire et secondaire d’un acteur d’ajustement suite à l’activation d'une offre par la plateforme MARI, les mêmes niveaux d’exigence que ceux définis pour la participation à la plateforme TERRE seront appliqués, c’est-à-dire une non dégradation des services système.

Les processus relatifs à la transmission des offres standard de mFRR sont décrits à l’article 2.J.3 de la première version du chapitre 2 des règles proposée en consultation, ci-dessous une représentation schématique de leur enchaînement décrit dans la suite du document :



Comme pour les offres spécifiques et/ou de RR standards, l’acteur d’ajustement peut soumettre ses premières offres standard de mFRR pour une journée J à partir de minuit en J-7. Les offres sont déposables et modifiables jusqu’à leur guichet de prise en compte, qui correspond à 25 minutes avant la periode de livraison.

La soumission d’une offre standard de mFRR peut concerner une offre nouvelle, une modification d’offre ou un retrait d’offre. L’acteur d’ajustement soumet une nouvelle offre ou une modification d’offre en transmettant l’ensemble des caractéristiques des offres standard de mFRR.

Enfin comme pour n'importe quelles offres d'ajustement, les offres standard de mFRR peuvent faire l'objet d'un filtrage durant le processus RTE pour des raisons liées à la sûreté du réseau qui se trouvent détaillées dans l'article 2.K.1.4.

MA3.3.3 Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE

Cette proposition n'ayant fait l'objet d'aucun retour de la part des acteurs lors de la consultation, RTE maintient sa proposition initiale.

MA3.4. Utilisation d'une offre d'ajustement standard de mFRR par RTE

MA3.4.1 Contexte

Avec la mise en oeuvre de la plateforme de produits standards de mFRR MARI, le processus d'équilibrage opéré par RTE en temps réel est amené à évoluer.

Une fois le résultat TERRE passé, le processus d'équilibrage est aujourd'hui réalisé avec des offres d'ajustement spécifiques à destination exclusive de RTE et dont les caractéristiques sont hétérogènes. De plus, toutes les offres d'ajustement spécifiques sont activables en processus direct par RTE (l'envoi de l'ordre d'activation pouvant avoir lieu à n'importe quel instant).

En fonction de l'échéance du besoin et de la probabilité d'occurrence, RTE sélectionne en continu les offres les moins chères parmi celles dont les caractéristiques techniques permettent de répondre au besoin, par exemple, en présélectionnant uniquement les offres dont le DMO est inférieur ou égal à 15 minutes lorsqu'un besoin d'équilibrage intervient pour une échéance inférieure à 15 minutes.

A la mise en place de la plateforme de produits standard de mFRR, les modalités de sélection des offres par RTE vont évoluer car (i) le besoin transmis à la plateforme standard de mFRR ne pourra pas être exprimé en continu et (ii) il ne sera pas possible d'interclasser les offres standard de mFRR avec les offres spécifiques.

En complément, toutes activations d'offres françaises issues de la plateforme MARI sont associées à un motif d'équillibrage P=C.

MA3.4.2 Proposition de RTE pour la consultation

Pour la période de livraison [H ; H+15'[, lorsque RTE participe au processus de partage d'offres standard de mFRR, le besoin d'équilibrage P=C transmis par RTE à H-10' à la plateforme peut correspondre :

- A la totalité du besoin d'équilibrage P=C prévu par RTE à H-10' dans le cas où la somme des volumes des offres déposées par les acteurs est supérieure ou égale au besoin RTE;
- Une partie du besoin d'équilibrage P=C prévu par RTE à H-10' dans le cas contraire.

RTE propose de formuler un prix pour le besoin exprimé à la plateforme de produits standard de mFRR lors des 96 guichets. Ce prix limite prend comme valeur :

- « A tout prix » s'il est nécessaire que ce besoin d'équilibrage soit activé pour la sûreté du système électrique,
- Un prix égal à une estimation du prix que coûterait ce besoin d'équilibrage à partir d'activations d'autres offres d'équilibrage soumis en dehors du processus standard d'échange d'offres d'énergie de mFRR sur la plateforme MARI.

Dans le cas d'un besoin exprimé entre deux guichets pour demander une activation directe de mFRR, le besoin est nécessairement inélastique, c'est-à-dire qu'il sera exprimé « à tout prix ».

Une fois les résultats de la CMOL reçus, les ordres d'ajustement sont transmis par RTE au plus tard 7,5 minutes avant la période de livraison pour une activation programmée de mFRR. En ce qui concerne une activation directe de mFRR, l'ordre d'ajustement peut être transmis à n'importe quel moment.

Lorsque plusieurs ordres sont transmis par RTE et que la réalisation de l'ensemble des ordres n'est pas réalisable, du fait d'une contradiction entre les ordres ou que la réalisation d'un des ordres rend un ou plusieurs autres ordres irréalisables, alors RTE propose à l'acteur d'ajustement de retenir un ordre de priorité aux ordres d'ajustement transmis.

Cet ordre de priorité est décrit à l'article 2.K.3 des règles et positionne les ordres concernant les offres standard de mFRR après les ordres concernant les offres spécifiques et avant les ordres concernant les offres standard de RR.

Cet ordre de priorité prime sur l'instant de transmission des ordres par RTE à l'acteur d'ajustement.

RTE met en oeuvre un processus permettant de limiter ces situations. La traçabilité permet de préciser à l'acteur d'ajustement, si besoin, les raisons ayant conduit à ces situations.

MA3.4.3 Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE

Cette proposition n'ayant fait l'objet d'aucun retour de la part des acteurs lors de la consultation, RTE maintient sa proposition initiale.

MA3.5. Valorisation d'une offre d'ajustement standard de mFRR par RTE

MA3.5.1 Contexte

A l'instar des calculs du volume commercial et de la rémunération d'une offre standard de RR effectués par RTE conformément aux articles 2.M.3.2 et 2.M.4.2, l'activation d'une offre standard de mFRR devra également faire l'objet d'une valorisation par RTE. Pour chaque pas de temps 5 minutes, RTE établit un montant de rémunération en multipliant un volume commercial et un prix défini par la plateforme MARI (prix marginal dans le cas d'une activation programmée et prix de règlement dans le cas d'une activation directe).

MA3.5.2 Proposition de RTE pour la consultation

Le calcul du volume commercial des offres standard de mFRR est détaillé à l'article 2.M.3.1.

Pour une offre activée de manière programmée et chaque pas 5 minutes de la période de validité de l'offre, le volume commercial est défini comme pour une offre standard de RR par la formule suivante :

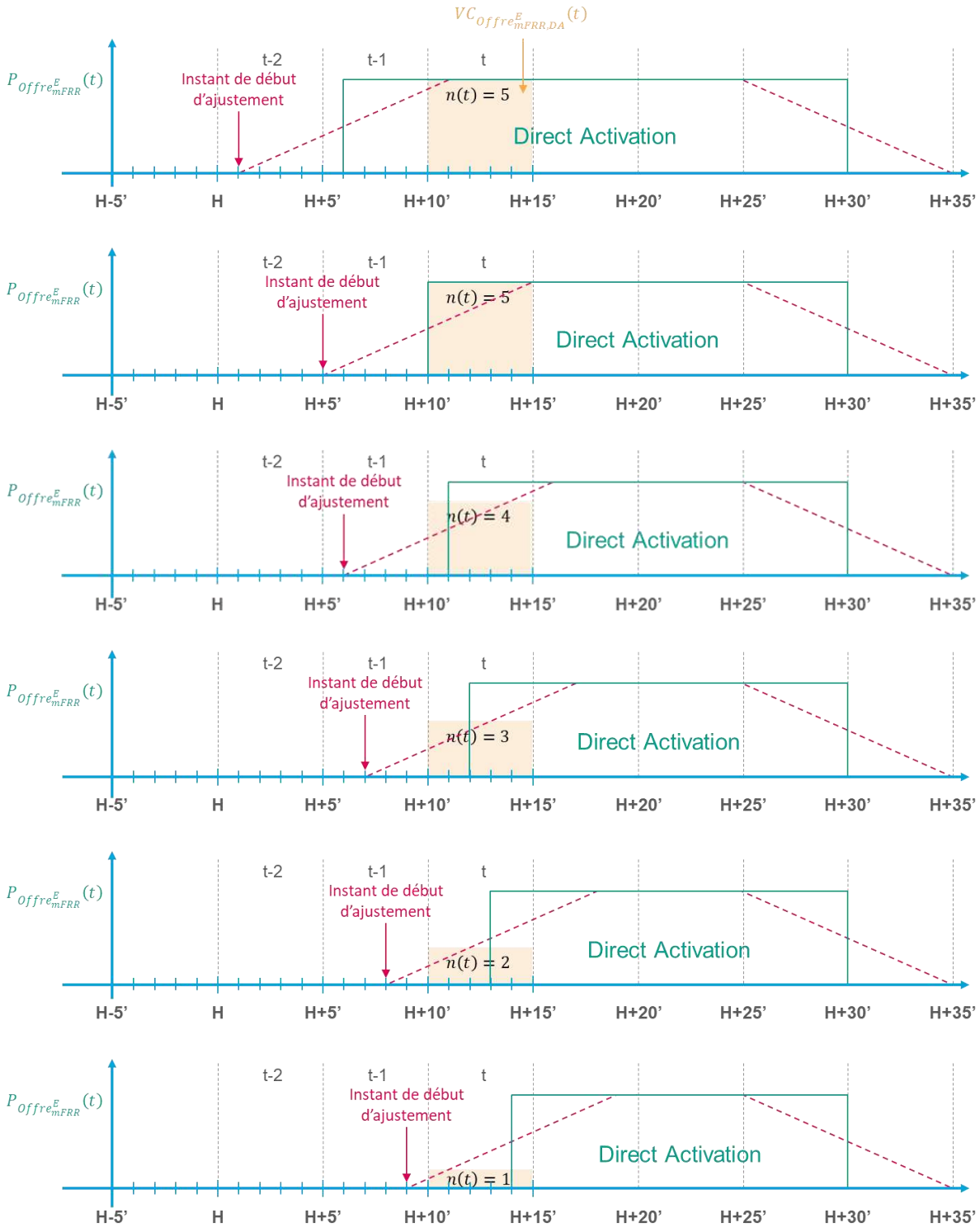
$$VC_{Offre^{E}_{mFRR,SA}}(t) = P_{Offre^{E}_{mFRR}}(t) \times \frac{5}{60}$$

Pour une offre activée de manière directe et chaque pas 5 minutes de la période de validité de l'offre, le volume commercial est défini par la formule suivante :

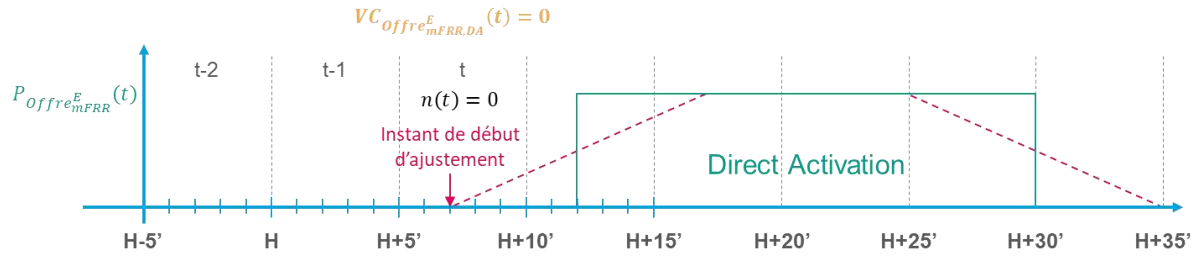
$$VC_{Offre^{E}_{mFRR,DA}}(t) = \frac{n(t)}{5} \times P_{Offre^{E}_{mFRR}}(t) \times \frac{5}{60}$$

Avec $n(t)$ pouvant prendre les valeurs suivantes :

- Si l'instant de début d'ajustement (début de la rampe) est antérieur au pas 5 minutes t, alors $n(t) \in [1;5]$ selon les schémas de principe ci-dessous :



- Si l'instant de début d'ajustement (début de la rampe) appartient au pas 5 minutes t ou postérieur, alors $n(t) = 0$



En résumé, RTE propose de calculer le bloc commercial équivalent sur chaque pas 5 minutes de la période de validité de l'offre.

En ce qui concerne la rémunération des offres standard de mFRR, le calcul est détaillé à l'article 2.M.4.1.

Pour une offre activée de manière programmée et chaque pas 5 minutes, la rémunération est définie comme pour offre standard de RR par la formule suivante :

$$Rémunération_{Offre^{E}_{k,mFRR}}(EDA_j, t) = VC_{Offre^{E}_{k,mFRR,SA}}(EDA_j, t) \times Prix_{Marginal,mFRR,SA}(t)$$

Il peut exister deux prix de règlement pour les activation directes en fonction de la direction des offres activées (à la hausse ou à la baisse). Ainsi pour chaque pas 5 minutes, les rémunérations d'une offre à la hausse et d'une offre à la baisse sont données par les formules suivantes :

$$Rémunération_{Offre^{E}_{k,mFRR,H}}(EDA_j, t) = VC_{Offre^{E}_{k,mFRR,DA,H}}(EDA_j, t) \times Prix_{Settlement,mFRR,DA,H}(t)$$

$$Rémunération_{Offre^{E}_{k,mFRR,B}}(EDA_j, t) = VC_{Offre^{E}_{k,mFRR,DA,B}}(EDA_j, t) \times Prix_{Settlement,mFRR,DA,B}(t)$$

La détermination du prix marginal et des prix de règlement par la plateforme MARI sont décrites dans les articles 5 et 6 de la « Methodology for pricing balancing energy »[3].

NB : pour des questions d'arrondis, il peut arriver dans de rares cas qu'une offre soit activée alors que son prix est légèrement plus élevé (quelques centimes) que le prix marginal ou le prix de règlement. La rémunération devra alors se baser sur le prix de l'offre plutôt que sur le prix marginal ou le prix de règlement afin de respecter les conditions de l'offre. Ainsi, l'implémentation dans le SI RTE du calcul de la rémunération se fera en prenant le maximum entre le prix de l'offre et le prix marginal/de règlement. Les formules présentées ci-dessus répondent néanmoins à la très grande majorité des cas, les offres sont en effet rémunérées au pay-as-clear et non au pay-as-bid.

MA3.5.3 Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE

Un acteur a demandé à faire apparaître, directement dans le chapitre 2, des précisions sur la détermination du prix de règlement dans le cadre d'une offre standard activée de manière directe.

La détermination du prix de règlement pour une offre standard de mFRR activée de manière directe est en effet détaillée dans l'article 6 de la "Methodology for pricing balancing energy". RTE récupère uniquement le résultat final du calcul réalisé par l'algorithme de la plateforme MARI permettant de construire le "prix de settlement".

Ainsi la méthodologie de calcul n'a pas vocation à être inscrite dans les règles de marché.

[3] Microsoft Word - ACER Decision on the Methodology for pricing balancing energy - Annex I (entsoe.eu)

A noter que des discussions européennes sont en cours à propos d'un potentiel changement de méthode de calcul du prix (notamment pour les offres concernant le Direct Activation), c'est pourquoi la description des termes utilisés dans les formules de rémunération des offres directes détaillées à l'article 2.M.4.1.2 reste suffisamment large. Des précisions pourront ainsi être apportées à cet article dans une prochaine version du chapitre 2 sous condition que la méthodologie de calcul soit stabilisée.

MA3.6. Calcul du volume commercial d'une offre d'ajustement spécifique par RTE

MA3.6.1 Contexte

Le volume commercial des offres d'ajustement spécifiques activées par RTE étant déterminé en fonction du volume commercial des offres d'ajustement standard de RR, la participation aux échanges de mFRR implique une nouvelle définition de ce calcul prenant en compte les volumes d'offres d'ajustement standard de mFRR activées.

MA3.6.2 Proposition de RTE pour la consultation

Les formules de calcul du volume commercial d'une offre spécifique activée sont détaillées dans les articles 2.M.3.3.2 et 2.M.3.3.3. Ces dernières reprennent la même logique de calcul que les modalités applicables avant la date MA_{11} (article 2.M.3.3.1) en intégrant les termes liés à la mFRR. La mise en application de ces nouvelles formules de calcul se feront en fonction de l'entrée en vigueur des deux nouvelles dates pivots MA_{11} et MA_{12} correspondant respectivement à la participation de RTE à la plateforme MARI en Scheduled Activation seulement (SA) et la participation en Scheduled et en Direct Activation (SA et DA).

MA3.6.3 Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE

Cette proposition n'ayant fait l'objet d'aucun retour de la part des acteurs lors de la consultation, RTE maintient sa proposition initiale.

MA3.7. Indicateurs et publications

MA3.7.1 Contexte

Les données concernant le mécanisme d'ajustement sont des informations publiques et accessibles sur le site internet de RTE[4]. Il est entre autre possible de retrouver les volumes d'énergie activés pour l'équilibrage, les prix d'activation ou encore les besoins exprimés sur la plateforme TERRE. Ces données sont pour la plupart publiées en J par pas demi-horaire et passeront au pas quart d'heure après la date MA_{15}.

[4] Equilibrage - RTE Portail Services (services-rte.com)

MA3.7.2 Proposition de RTE pour la consultation

Les données issues de la plateforme MARI seront intégrées à l'ensemble des indicateurs publiés sur le portail services de RTE. A l'image de l'ensemble des indicateurs existants pour la RR, RTE propose de publier également le volume du besoin en mFRR standard satisfait par MARI, le prix extremum associé au besoin si existant, le prix marginal et les prix de règlement définis par la plateforme MARI, les volume d'offres standard de mFRR activés etc. L'exhaustivité des indicateurs sont listés dans l'article 2.P.1 des règles MA-RE v1.

MA3.7.3 Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE

Un acteur a demandé de faire préciser directement dans le règles les valeurs que peuvent prendre le paramètre « n(t) » en fonction du début d'activation de l'ajustement. Cette précision a été apportée à l'article 2.M.3.1.2.

MA4. Evolutions relatives à la plateforme TERRE

MA4.1. Rémunération des offres d'ajustement standards de RR activées pour la contrôlabilité des interconnexions

MA4.1.1 Contexte

La contrôlabilité des interconnexions permet à un GRT d'émettre une contrainte par frontière pour orienter les flux dans une certaine direction. Conformément à la dernière version de la méthodologie de détermination des prix de l'énergie d'équilibrage (« pricing methodology ») validée par l'ACER, les offres d'ajustement standard de RR activées pour satisfaire la contrôlabilité des interconnexions ne doivent plus être rémunérées au prix d'offre mais au prix marginal.

Depuis juillet 2022, les contraintes liées à la contrôlabilité des interconnexions sont donc prises en compte dans le calcul du prix marginal de la plateforme TERRE et il n'y a plus de distinction entre l'activation d'une offre pour motif P=C ou pour motif contrôlabilité des interconnexions. Toutes les offres d'ajustement standards de RR étant rémunérées au prix marginal, la contrôlabilité des interconnexions n'engendre plus de surcoût d'ajustement.

A noter que cette fonctionnalité n'a jamais été utilisée par les GRT à ce jour.

MA4.1.2 Proposition de RTE pour la consultation

RTE propose de supprimer la référence au prix d'offre pour le calcul de la rémunération des offres d'ajustement standard de RR (article 2.M.4.1) ainsi que pour le calcul du surcoût d'ajustement (article 2.Q.1.2).

Pour rappel, il est possible que le prix d'une offre standard à la hausse (respectivement à la baisse) soit supérieur (respectivement inférieur) au prix marginal sur un pas 15 minutes mais l'algorithme s'assure que le prix d'offre moyen pondéré par les volumes activés sur la période de livraison de l'offre soit toujours supérieur (respectivement inférieur) ou égal au prix marignal moyen.

Par exemple, considérons une offre à la hausse de 10 MW à 10€/MWh retenue sur toute l'heure et un prix de clearing égal à 5€/MWh sur la première demi-heure et à 20€/MWh sur la deuxième demi-heure. Le prix marginal sur la première demi-heure est inférieur au prix d'offre mais la rémunération horaire au prix marginal ($5 * \frac{10}{2} + 20 * \frac{10}{2} = 125€$) est bien supérieure à la rémunération au prix d'offre ($10 * 10 = 100€$).

MA4.1.3 Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE

Un acteur a demandé une clarification sur le contexte qui amène à retirer cette disposition.

Avant juillet 2022, un ajustement standard activé pour satisfaire la contrôlabilité des flux était rémunéré au prix d'offre et générait un surcoût pour cause réseau égal à la différence entre le prix d'offre et le prix marginal. Depuis juillet 2022, ce type d'activation est rémunéré au prix marginal. Il n'est donc plus possible d'occasionner un surcoût égal à la différence entre le prix de rémunération de l'offre et le prix marginal.

MA4.2. Rémunération des offres d'ajustement standard de RR se superposant à l'activation d'une offre d'ajustement spécifique

MA4.2.1 Contexte

Conformément à l'article 2.M.4.2.1, sauf en cas de congestion réseau, les offres standard de RR dont l'odre d'ajustement a été bloqué par RTE sont rémunérées. Pour rappel, la formule de rémunération prévoit de compenser la différence entre le prix marginal RR et le prix d'offre spécifique:

- Exemple :

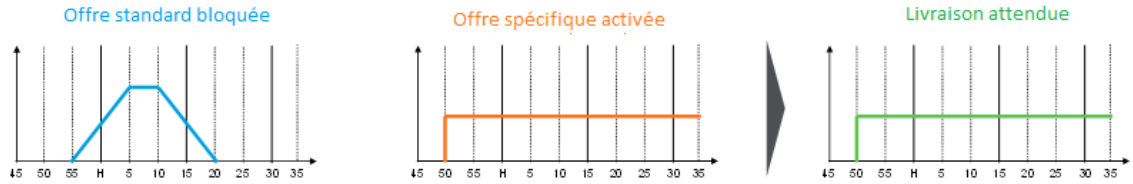


Figure 10 : exemple d'activation d'offres standard et spécifique

- $Rémunération = A\ x\ Prix\ d'offre\ spécifique\ hausse + (B + C)\ x\ Prix\ marginal\ standard - C\ x\ Prix\ d'offre\ spécifique\ hausse$

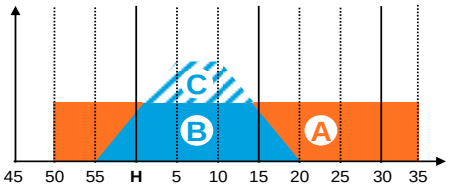


Figure 9 : méthode de rémunération dans le cas où des activations standard et spécifique se superposent

Or, même si cela n'est pas mentionné dans les règles, la formule de rémunération s'applique également au cas où l'ordre d'ajustement n'a pas été bloqué par RTE mais supplanté par un autre ordre d'ajustement provenant de l'activation d'une offre spécifique plus proche du temps réel.

A noter que la comptabilisation du volume négatif [– C] peut conduire à publier un volume de mFRR à la maille France négatif mais cela n'a pas d'impact sur le calcul des indicateurs qui prend en compte le volume net [A+B].

MA4.2.2 Proposition de RTE pour la consultation

RTE propose donc de compléter l'article 2.M.4.2.1 pour inclure le cas mentionné ci-dessus.

MA4.2.3 Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE

Cette proposition n'ayant fait l'objet d'aucun retour de la part des acteurs lors de la consultation, RTE maintient sa proposition initiale.

MA4.3. Ajout d'un motif d'exclusion des offres d'ajustement standards de RR

MA4.3.1 Contexte

Suite à la connexion de RTE à la plateforme TERRE et à la participation d'un nombre conséquent d'EDA standard hydrauliques, RTE a pris la décision d'ajouter un nouveau motif d'exclusion des offres standard de RR afin de préserver la sécurité d'exploitation et la qualité du réglage de fréquence.

En effet, depuis le 10 janvier 2022, certaines offres d'ajustements standards hydraulique ne sont pas partagées à la plateforme afin de ne pas créer ou aggraver d'écart de fréquence déterministe.

Pour rappel, les écarts de fréquence déterministes sont causés par la différence entre la variation continue de la consommation et la variation par palier de la production. Les déficits ou surplus de production par rapport à la consommation survenant aux heures rondes sont générateurs d'écarts de fréquence.

Le démarrage ou l'arrêt de moyens de production hydraulique sans pente lissée aux heures rondes aggravent ces écarts de fréquence.

MA4.3.2 Proposition de RTE pour la consultation

RTE propose d'ajouter ce motif d'exclusion à l'article 2.K.1.4 et travaille avec les acteurs d'ajustement concernés afin de mettre en place des solutions techniques pour diminuer le volume d'offres standard non partagées à la plateforme TERRE.

MA4.3.3 Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE

Cette proposition n'ayant fait l'objet d'aucun retour de la part des acteurs lors de la consultation, RTE maintient sa proposition initiale.

MA5. Symétrisation de la formulation des prix sur les offres d'ajustement à la hausse

MA5.1. Contexte et problématique

Actuellement, les règles en vigueur restreignent le prix qu'un acteur d'ajustement peut établir sur une offre d'ajustement à la hausse. De fait, le prix d'une offre d'ajustement à la hausse doit nécessairement être supérieur à zéro, alors qu'il est d'ores et déjà possible d'offrir un ajustement à la baisse avec un prix négatif.

Lors d'un précédent cycle de concertation, des acteurs ont exprimé la nécessité de pouvoir, dans certains cas, soumettre des offres d'ajustement à la hausse avec des prix négatifs, et ce, de manière symétrique avec ce qui est réglementairement permis pour des offres à la baisse.

MA5.2. Proposition de RTE pour la consultation

Afin de ne pas contraindre inutilement les acteurs d'ajustement quant aux possibilités de formulation d'offre sur le mécanisme d'ajustement, et pour garantir une certaine cohérence avec les modalités applicables aux offres d'ajustement standards, RTE propose d'autoriser des prix négatifs pour tout ajustement, que ce soit à la baisse comme à la hausse.

MA5.3. Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE

Cette évolution a été accueillie favorablement par un acteur. Il n'y pas eu d'autres précisions concernant cette évolution qui sera intégré au projet de règles v1.

MA6. Evolution du cadre relatif aux petites offres d'ajustement

MA6.1. Contexte

Les règles MA-RE imposaient historiquement un seuil minimum de puissance de 10 MW pour proposer des offres sur le mécanisme d'ajustement. Ce seuil était déjà relativement bas au vue de la nature de ce mécanisme qui permet de sélectionner manuellement les offres les plus compétitives à proximité du temps réel pour assurer la sûreté de fonctionnement du système électrique, et qui nécessite une surveillance permanente. Néanmoins, la mise en œuvre du règlement Electricity Balancing et le développement de nouvelles flexibilités requièrent une baisse de ce seuil pour permettre aux moyens qui offrent des puissances de 1MW de participer au mécanisme d'ajustement.

Pour atteindre le seuil de 10 MW, les acteurs d'ajustement ont la possibilité d'agréger des sites entre eux au sein d'une entité d'ajustement (i.e. EDA). Depuis plusieurs années, RTE travaille avec les acteurs de marché dans le cadre de la concertation portant sur les règles MA-RE pour abaisser ce seuil de participation et ainsi faciliter l'entrée de nouveaux acteurs sur le mécanisme d'ajustement.

Selon le nombre et les caractéristiques techniques des offres, les acteurs ont actuellement la possibilité de participer au mécanisme d'ajustement en proposant des offres d'une puissance comprise entre 1 et 10 MW (cf. cadre dérogatoire dit « des petites EDA »).

Afin que RTE soit en capacité de gérer opérationnellement les EDA de moins de 10 MW sans imposer de limite sur le nombre de petites offres d'ajustement, il est nécessaire de faire évoluer profondément le système d'information pour permettre aux opérateurs temps réel de RTE d'interclasser toutes les offres d'ajustement, en respectant les règles de préséance technico-économique.

Dans un contexte de profonde transformation des processus d'équilibrage lié à la déclinaison du règlement Electricity Balancing et donc d'une évolution des systèmes d'information, RTE a engagé un chantier de refonte de ces outils pour classer les offres de moins de 10 MW avec les EDA de plus de 10 MW, ainsi que pour être en mesure de les gérer selon une gestion de l'équilibrage rythmée toutes les 15 minutes. Cette évolution cible permettra notamment de lever la limitation sur le nombre d'EDA de puissance inférieure à 10 MW.

MA6.2. Rappel des évolutions réglementaires

Le cadre dérogatoire dit « des petites EDA », introduit dans la v8.4 des règles MA-RE entrée en vigueur le 1er aout 2018, permet la participation d'EDA sur lesquelles les acteurs d'ajustement peuvent proposer des offres d'ajustement dont la puissance maximale offerte est inférieure à 10 MW et supérieure à 1 MW. Il existe deux types de petites EDA :

- Les petites EDA dites « normalisées » (anciennement dites standardisées) passent dans la chaine SI de RTE. Elles sont visualisables unitairement par les opérateurs du système électrique pour pouvoir être activées de manière unitaire.
- Les petites EDA dites « non normalisées » (anciennement dites non standardisées) ne sont pas traitées par la chaine SI mais par une macro Excel, qui fonctionne en parallèle du processus d'équilibrage et sélectionne des offres sur la base des conditions d'utilisation et du prix marginal d'équilibrage constaté.

	Petites EDA normalisées	Petites EDA non normalisées
Offre	Offres à la hausse et à la baisse	Offre à la hausse
Nombre	Limitées à trois EDA par acteur par jour	Pas de limite sur le nombre de petites EDA mais uniquement en explicite
Ordre d'activation	via l'application TAO	via mail avec alerte SMS
DMO	≤ 30 min	Multiple de 30 min
DOmin	≤ 60 min	Multiple de 30 min et ≥ 30 min
DMO + Domin	-	≤ 180 min
Autres modalités	• EDA compatibles avec TERRE, sans obligation d'offrir le volume en standard et en spécifique • Ouvert aux sites de stockage stationnaire	• EDA non compatibles avec TERRE • Applicable à une EDA pour une période 7 ans (à compter de sa création, cadre mis en place au 1er janvier 2019)

Dans le projet de règles MA-RE v10, RTE a proposé plusieurs évolutions toutes approuvées par la CRE dans la délibération n°2022-71 :

- Changement du terme « standardisé » en « normalisé » ;
- Augmentation de deux à trois petites EDA normalisées par acteur et par jour ;
- Autorisation des offres à la baisse pour les petites EDA normalisées ;
- Ouverture des petites EDA normalisées aux sites de stockage stationnaires ;
- Suppression de la limite de 100 MW d'activations des petites EDA non normalisées ;

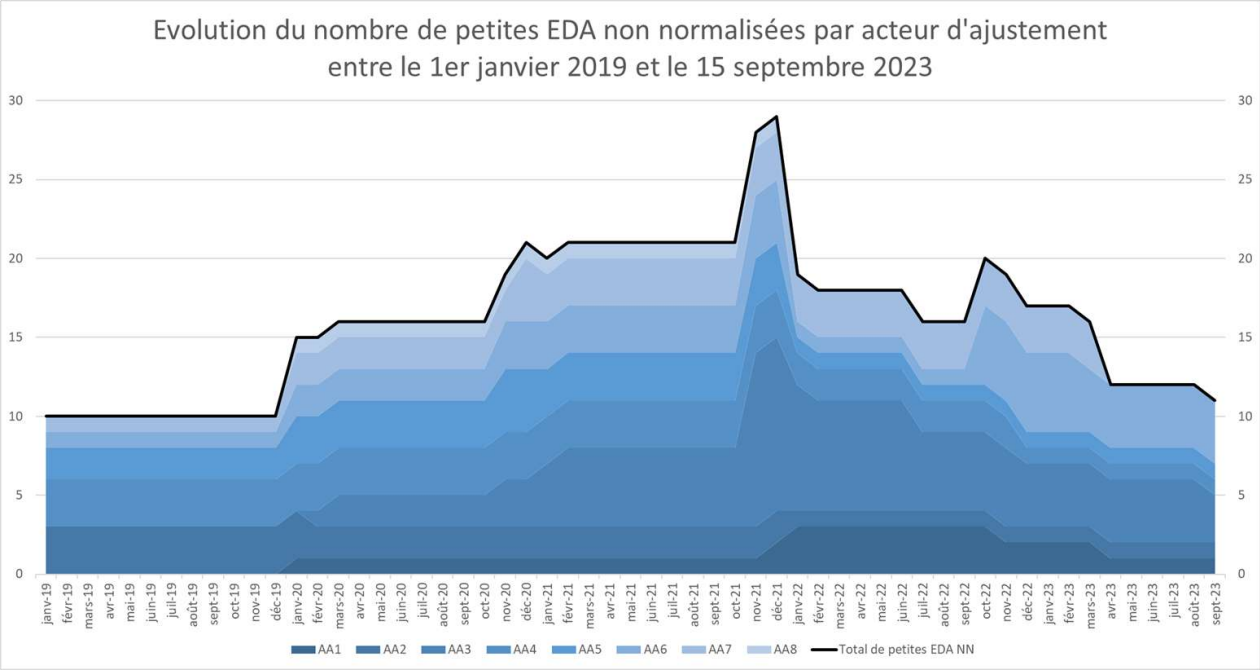
- Prolongation du cadre dérogatoire des petites EDA non normalisées à 7 ans (jusqu'au 1er janvier 2026).

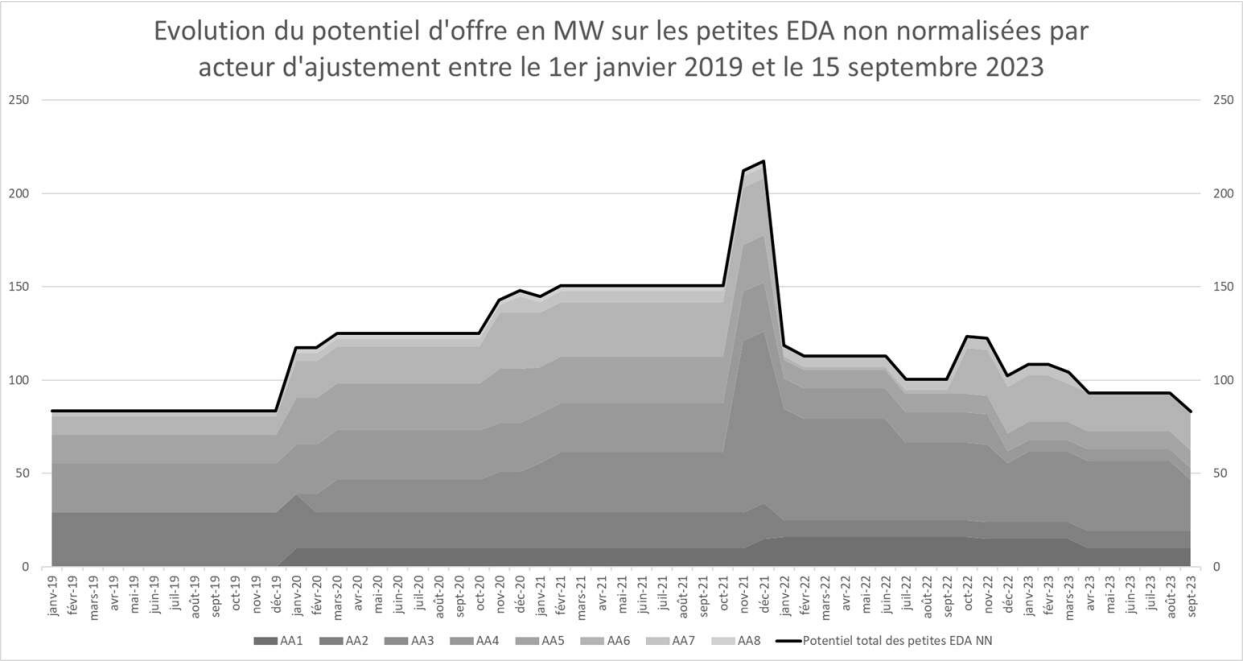
Le cadre dérogatoire pour les petites EDA « non standardisée » a été mis en place au 1er janvier 2019, initialement avec période d'application possible sur une durée de 3 ans à compter de la date de création de l'EDA. Ce cadre fut prolongé avec les règles MA-RE v9.2 entrée en vigueur au 1er septembre 2021 pour assurer une continuité réglementaire. Ce cadre fut ensuite prolongé jusqu'au 1er janvier 2026 avec les règles MA-RE v10 qui sont entrée en vigueur au 1er avril 2022, et ce, afin d'attendre la possibilité d'intégrer les petites offres inférieures à 10 MW dans les nouveaux outils d'équilibrage refondus qui permettront un équilibrage cadencé toutes les 15 minutes à la cible.

MA6.3. Analyse de la situation actuelle

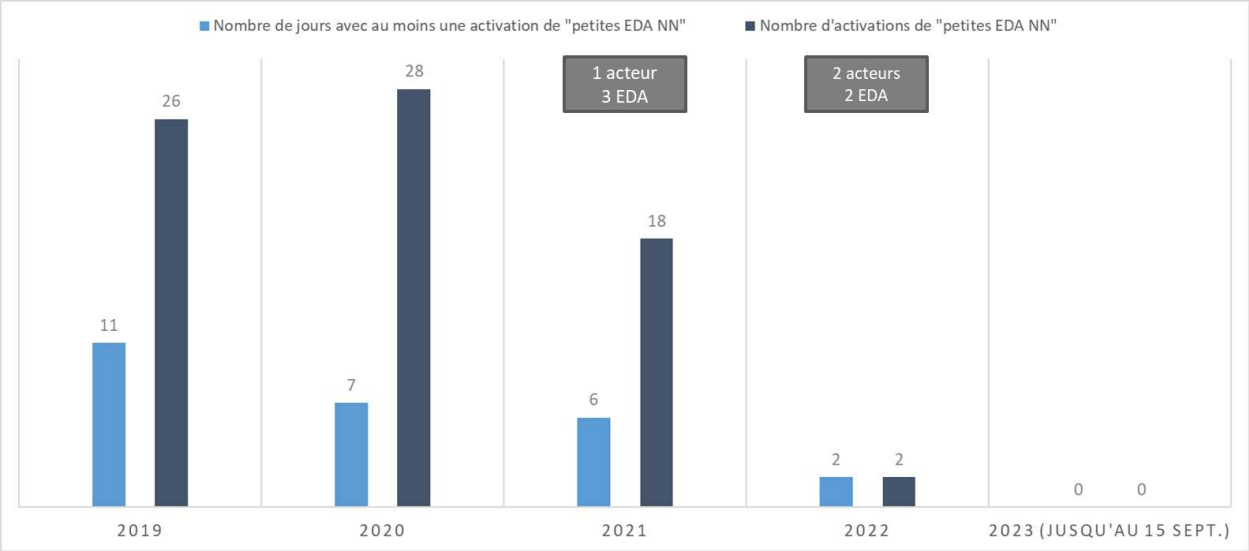
Suite aux dernières évolutions du cadre dérogatoire, RTE a souhaité analyser l'évolution des petites EDA « non normalisées » depuis le 1er janvier 2019 jusqu'au 15 septembre 2023, et ce, afin de concevoir un cadre réglementaire stable pour les acteurs et cohérent avec les processus opérationnels de l'équilibrage à la cible.

Tout d'abord, RTE constate que le nombre de petites EDA s'est contracté après une brève augmentation atteignant son pic en décembre 2021. Actuellement, il existe 11 petites EDA dites « non normalisées » réparties sur 6 acteurs d'ajustement, pour un potentiel d'offre de 83 MW.

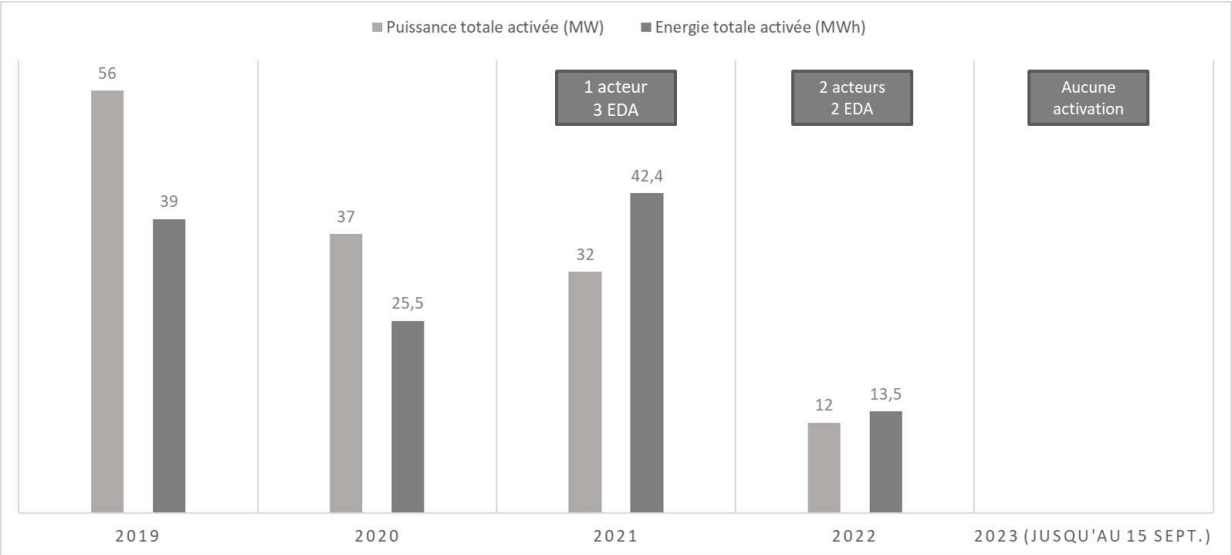




De la même manière, le nombre d'activations et de jours d'activations est en forte baisse. En 2022, il n'y a eu que 2 activations sur 2 jours et réparties sur 2 acteurs d'ajustement. Tandis que l'année 2023 ne recense à ce jour aucune activation.



L'évolution de la puissance totale activée par année présente la même dynamique baissière. Ainsi, les deux activations réalisées sur 2022 représentaient 12 MW pour une énergie totale activée de 13,5 MWh. A titre de comparaison, l'énergie totale activée sur le mécanisme d'ajustement était de 7,2 TWh cette même année. Les activations de petites EDA dites « non normalisées » ont donc représenté moins de 0,0002% des volumes d'ajustement activées en 2022.



Enfin, il peut être noté que les prix minimum sur les offres activées avec ces petites EDA « non normalisées » sont restés élevés, voire ils ont augmenté, depuis 2019.



MA6.4. Proposition de RTE pour la consultation

Tout d'abord, RTE souhaite proposer une nouvelle sémantique car ce n'est pas de la puissance des petites EDA dont il est question, mais plutôt de la puissance de l'offre d'ajustement. Ainsi, RTE a retravaillé les termes employés dans les règles pour éviter toute confusion.

La proposition d'évolution que propose RTE vise à répondre à des enjeux et des objectifs multiples.

Enjeux

- La nécessité d'avoir un cadre réglementaire pérenne ;
- Le développement de nouvelles flexibilités dans le mix électrique ;
- La participation de nouvelles flexibilités au mécanisme d'ajustement compatibles avec la fenêtre opérationnelle d'aujourd'hui et de demain ;
- La capacité de RTE à activer des petites offres sur un mécanisme dont le rythme va quadrupler ;

- L'adéquation entre d'une part les contraintes et la taille des produits d'ajustement et d'autre part l'accélération de l'équilibrage manuel ;
- L'évolutivité des outils d'équilibrage.

Objectifs

- Fournir de la visibilité aux acteurs d'ajustement ;
- Intégrer les offres entre 1 et 10 MW au processus d'équilibrage nominal qui sera rythmé par des cycles de 15 minutes ;
- Supprimer la limite du nombre des petites offres « normalisées » inférieures à 10 MW qui peuvent être offertes par jour et par acteur ;
- Être en capacité de pouvoir abaisser davantage le seuil si la réglementation l'exige ultérieurement ;
- Permettre une participation nominale à des petits moyens dont le DOmin est trop long pour participer à la plateforme MARI ;
- Centraliser la gestion quotidienne des offres d'ajustement dans les nouveaux outils refondus pour gérer un équilibrage cadencé toutes les 15 minutes.

De plus, cette proposition d'évolution n'atténue pas la nécessité de travailler sur les modalités qui permettront aux acteurs d'ajustement d'utiliser des agrégats pour participer au mécanisme d'ajustement. Ceci devra faire l'objet de discussion dans le cadre des cycles de concertation ultérieures.

La présente proposition de RTE vise à orienter les offres inférieures à 10 MW vers des conditions d'utilisation qui seront compatibles avec un équilibrage cadencé en 15 minutes. Ainsi, RTE propose de circonscrire les petites offres à une participation explicite au mécanisme d'ajustement. Afin de permettre une participation de ces petites offres au mécanisme d'ajustement nominal, elles devront présenter des conditions d'utilisation normalisées :

- DMO ≤ 30 minutes
- DOmin ≤ 30 minutes

Concernant les petites offres dites « non normalisées » qui ne peuvent pas entrer dans le processus nominal d'équilibrage, leur validité sera limitée aux jours signalés Ecowatt rouge. RTE pourra ainsi disposer de ces petites offres « non normalisées » lorsque une menace grave et imminente sur la sécurité d'approvisionnement ne semble pas pouvoir être contenue en ayant exclusivement recours aux mécanismes utilisés habituellement pour garantir l'équilibrage du système électrique. Ainsi, RTE propose d'ajouter dans les règles la définition d'un jour signalé Ecowatt rouge. Par cohérence avec la cible en 15 minutes, RTE propose également que ces offres « non normalisées » possèdent un DMO et DOmin multiples de 15 minutes. L'amendement de ces conditions d'utilisation n'apporte pas de restriction comparé au cadre actuel, au contraire cela ouvre plus de possibilités.

Ces modalités entreront en vigueur de manière différée par rapport à l'entrée en vigueur du présent projet de règles. Ainsi, RTE introduit une date pivot (MA_{10}) dans le Chapitre 2 des règles qui correspondra à la mise en œuvre de ces modalités dans les outils refondus de l'équilibrage de RTE. Il est important de noter que la mise en œuvre de ces modalités requiert de travailler conjointement à la possibilité de formuler des offres explicites avec des EDA composées d'EDP (cf. date MA_2 du Chapitre 2, anciennement date I des règles MA-RE). En effet, certains moyens avec des offres inférieures à 10 MW peuvent nécessiter un contrôle du réalisé qui repose sur un programme d'appel alors que le recours à la méthode du rectangle simple peut ne pas être adaptée.

	Offre < 10MW normalisées	Offre < 10MW non normalisées
Offre	**Offres à la hausse / baisse et explicite**	**Offre à la hausse et explicite**
Nombre	**Limitation supprimée !**	-
DMO	**≤ 30 min**	**Multiple de 15 min**
DOmin	**≤ 30 min**	**Multiple de 15 min**
DMO + Domin	-	**≤ 180 min**
Validité	**Tous les jours**	**Uniquement les jours signalés (Ecowatt rouge)**
Autres modalités	-	**Dispositions transitoires**

De plus, RTE en profite pour préciser que la possibilité de formuler des offres de démarrage, identifiables séparément, ne sont applicables qu'aux offres d'ajustement spécifiques implicites.

Enfin, la limite de 100 MW d'activations « non normalisées » auraient dû être enlevée de la v10 des règles MA-RE conformément à ce qui avait été convenu au cours de la concertation dédiée. Ceci avait d'ailleurs été rappelé dans le rapport d'accompagnement mais le paragraphe y faisant référence n'avait pas été supprimé des règles. Ceci est un oubli rédactionnel que RTE propose de corriger dans ce projet de règles.

MA6.5. Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE

Lors de la consultation, un acteur s'est montré favorable à cette évolution. Une demande de précision a également été formulée sur la limitation du nombre de MW pour les petites offres « normalisées ».

La mise en place d'une limite d'un nombre de MW d'activations, telle qu'elle existait sur les petites EDA "non normalisées", n'est pas envisagée dans la proposition d'évolution de RTE. L'objectif est d'avoir des offres qui permettent d'éviter ce type de limite sur le volume total des activations de petites offres "normalisées".

RTE propose donc de conserver la proposition faite en consultation.

MA7. Mise en œuvre du processus européen de l'analyse sécurité coordonnée (CSA)

MA7.1. Contexte

En application du règlement européen SOGL (EU 2017/1485) article 76, des méthodologies européennes décrivant le processus à mettre en œuvre par les GRT pour l'analyse de sécurité coordonnée régionale (CSA) au périmètre des régions de calcul de capacité ont été validées par les régulateurs européens. Pour une journée J, quatre processus de CSA auront lieu en cible (1 en J-1 et 3 en infra-journalier) pour chacune des régions de calcul de capacité où RTE est présent.

Dans le cadre de cette mise en œuvre, les régulateurs de la région Core sur proposition des GRT ont approuvé en avril 2023 que le passage d'ordre des ajustements sélectionnés pendant la CSA soit réalisé au plus tôt après la fin de chaque processus de CSA. Dès lors, cette obligation suppose dans le cas français une modification des règles MA-RE en vigueur dans son article 4.4.5.1 (ou article 2.K.3.1 dans la nouvelle version harmonisée) relativement au délai du passage d'ordre d'ajustement d'une EDA pour motif « traitement des congestions ».

MA7.2. Processus actuel

Les règles MA-RE disposent actuellement dans l'article 4.4.5.1 que RTE ne peut activer une offre d'ajustement qu'au plus tôt une heure avant le début du délai de mobilisation de l'offre (ci-après règle du délai maximum DMO+1h).

Il est important de préciser que RTE attendra toujours le dernier moment pour activer un moyen vis-à-vis de son DMO, et ce, pour évaluer correctement le besoin d'équilibrage sans interférer sur le comportement des acteurs en amont. Néanmoins, dans les processus d'exploitation de RTE il existe un cas hypothétique où cette règle pourrait ne pas être respectée. Il s'agit d'un cas de redispatching transfrontalier pour lequel la coordination avec le GRT étranger peut se faire de façon anticipée dès J-1 et donner lieu à une pré-validation des groupes à activer de façon anticipée, et ce afin d'aligner les contraintes d'activation de chaque côté de la frontière. Mais dans une logique d'attendre de mieux évaluer le besoin et de voir si la contrainte se confirme, le passage d'ordre par RTE se fait bien aujourd'hui selon le respect de la règle DMO+1h.

Par conséquent, cette règle du délai maximum DMO+1h est actuellement respectée par RTE pour le passage des ajustements quel que soit le motif, hormis le cas exceptionnel d'un jour signalé Ecowatt rouge. Encore une fois, ce cas reste hypothétique puisque cette situation de forte tension sur le système électrique, amenant au déclenchement d'un signal Ecowatt, rouge ne s'est pas concrétisée l'hiver dernier.

De fait, RTE s'était préparé à gérer des jours de forte tension cet hiver 2022-2023 (cf. signal Ecowatt). Cependant, le processus d'équilibrage manuel ne permet pas, en période de forte tension, de gérer la pluralité des conditions d'utilisation des offres (i.e. DMO) en considérant individuellement chaque offre d'ajustement à activer manuellement. Pour cette raison, RTE avait indiqué lors GT MA-RE du 15 décembre 2022 qu'il était nécessaire, pour sécuriser le processus d'exploitation lors des jours signalés Ecowatt rouge, d'envoyer par anticipation en J-1 des ordres groupés d'activation et donc de déroger exceptionnellement au délai maximum DMO+1h pour envoyer un ordre d'ajustement. Aucun jour Ecowatt rouge n'a été signalé, mais RTE juge pertinent que les règles intègrent ce cas particulier où le délai maximum DMO+1h pourrait ne pas être systématiquement respecté.

Au-delà du cas particulier de forte tension sur le système électrique qui doit être formalisé, RTE a besoin de faire évoluer les règles pour assurer la déclinaison des processus du CSA sans contrevenir à la règle du délai maximum DMO+1h. En effet, les échéances et les délais associés aux processus de la CSA vont nécessiter que des ordres d'ajustement pour motif « traitement des congestions » soient passés de façon plus anticipée qu'actuellement prévu dans les règles MA-RE en vigueur.

MA7.3. Proposition de RTE pour la consultation

En conséquence, RTE propose de faire évoluer l'article relatif au délai maximum DMO+1h en y introduisant deux exceptions pour lesqelles l'envoi de l'ordre doit être davantage anticipé :

- un ajustement pour motif « traitement des congestions » ;
- un ajustement lors d'une situation de forte tension pour l'équilibrage du système électrique.

Pour ce deuxième cas très particulier, RTE propose d'introduire la définition de « jour signalé Ecowatt rouge » dans les règles. Ainsi, RTE répond à la demande formulée par les acteurs d'ajustement lors du GT MA-RE du 15 décembre 2022 qui pointaient le besoin d'une formulation moins vague.

RTE précise par ailleurs que les règles MA-RE en vigueur garantissent déjà l'impossibilité de modifier le programme d'appel dans le sens contraire d'un ajustement pour motif « traitement des congestions ». De plus, les receveurs d'ordre ont connaissance de ce motif réseau lors qu'ils accèdent à l'ordre d'ajustement sur l'application SI dédiée.

MA7.4. Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE

Cette proposition n'ayant fait l'objet d'aucun retour de la part des acteurs lors de la consultation, RTE maintient sa proposition initiale.

MA8. Passage à 96 guichets d'offres

Le contexte ainsi que la proposition d'évolution des règles relatives au mécanisme d'ajustement ont été mutualisés dans la partie dédiée au dispositif de programmation du présent rapport.

MA9. Granularité des CUO

MA9.1. Contexte

La déclinaison des règlements européens « Capacity Allocation and Congestion Management » (ci-après CACM) et « Electricity Balancing » (ci-après EBGL) aura notamment pour conséquence le passage à des produits de marché quart d'heure associé à un pas de règlement des écarts de 15 minutes, ce qui implique un passage à 96 guichets de programmation et d'offres.

Ce contexte réglementaire est à l'origine de nombreux chantiers d'évolutions d'ampleur dans les processus et le système d'information de RTE afin d'implémenter la cible « 15 minutes » des règlements.

MA9.2. Problématique

Actuellement, l'article 4.3.1 des règles MA-RE en vigueur (i.e. article 2.J.1.3 dans le projet de règles) ne permet pas les modulations chaque quart d'heure pour les ajustements. C'est uniquement le dispositif de programmation, auquel s'appuie la formulation d'offres implicite d'ajustement, qui prévoit la possibilité de moduler le programme d'appel sur chaque pas de 5 minutes ou 15 minutes (ou 30 minutes jusqu'à la date PR_{15} relative au projet de passage au pas de règlement des écarts de 15 minutes).

Dans le cadre de l'implémentation des règlements européens, l'évolution de la granularité des conditions d'utilisation des offres est importante à plusieurs égards. En effet, il est nécessaire :

- D'apporter une cohérence d'ensemble, à terme, au mécanisme d'ajustement qui poursuit son évolution vers une cible 15 minutes ;
- De maximiser la participation de flexibilités existantes mais également des nouvelles flexibilités comme par exemple le stockage et les énergies renouvelables ;
- De garantir une cohérence dans les évolutions SI des acteurs et dans les processus opérationnels.

MA9.3. Proposition de RTE pour la consultation

En conséquence, RTE propose d'introduire une date d'entrée en vigueur différée MA_{13} qui correspondra à la possibilité d'envoyer des chroniques 15 minutes sur un certain nombre de conditions d'utilisation des offres (CUO).

- Pour les offres d'ajustement spécifiques implicites :
    - La puissance maximale, la puissance minimale, et le délai de préparation ainsi que le délai de mobilisation dans le cas particulier des offres de démarrage (cf. article 2.J.1.3.2) ;
    - La puissance maximale offerte à la hausse et la puissance maximale offerte à la baisse calculées par RTE (cf. articles 2.J.1.3.5.1 et 2.J.1.3.5.2) ;
- Pour les offres d'ajustement spécifiques explicites :
    - La puissance maximale offerte à la hausse, la puissance maximale offerte à la baisse, et le délai de mobilisation (cf. article 2.J.1.3.3) ;

- La puissance maximale offerte à la hausse et la puissance maximale offerte à la baisse (cf. articles 2.J.1.3.5.1 et 2.J.1.3.5.3).

MA9.4. Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE

Cette proposition n'ayant fait l'objet d'aucun retour de la part des acteurs lors de la consultation, RTE maintient sa proposition initiale.

MA10. Evolution des méthodes de contrôle du réalisé

MA10.1. Méthodes par « prévision de consommation » et par « historique de consommation »

MA10.1.1 Contexte

Dans un objectif de simplification des règles relatives au mécanisme d'ajustement et de l'alignement de ces méthodes avec les méthodes par « prévision de consommation » et par « historique de consommation » des règles NEBEF, RTE a proposé en consultation des évolutions portant sur les demandes d'homologation, la vérification mensuelle de la qualité de la courbe de référence et le calcul de la référence pour la méthode par « historique de consommation ».

MA10.1.2 Proposition de RTE pour la consultation

Pour les deux méthodes par « prévision de consommation » et par « historique de consommation » et concernant les demandes d'homologation, RTE propose :

- La réduction du délai de réponse de RTE à la demande d'homologation, passant ainsi de 7 jours ouvrés à 2 jours ouvrés.
- L'introduction des modalités d'aller-retour entre ces deux méthodes. Ainsi, un site qui demande une homologation à la méthode par « prévision de consommation » dans les 9 mois suivant le retrait d'homologation à la méthode par « historique de consommation » ne devrait pas avoir fait l'objet d'un retrait d'homologation à la méthode par « prévision de consommation » dans les 24 mois qui précèdent. De même, un site qui demande une homologation à la méthode par « historique de consommation » dans les 9 mois suivant le retrait d'homologation à la méthode par « prévision de consommation » ne devrait pas avoir fait l'objet d'un retrait d'homologation à la méthode par « historique de consommation » dans les 24 mois qui précèdent.
- Que l'acteur d'ajustement n'ait plus besoin d'informer l'homologation d'un site raccordé au RPD au GRD dont il dépend.

Pour les demandes d'homologation à la méthode par « historique de consommation », RTE propose également :

- Qu'il ne soit plus nécessaire de déclarer la capacité d'ajustement minimale du site.
- De préciser que le changement de variante au sein de la méthode ne réinitialise pas les indicateurs de vérification mensuelle et ne permet pas à l'acteur d'ajustement de s'affranchir du délai de carence de 9 mois en cas de perte de l'homologation à la méthode par historique.

Pour les deux méthodes par « prévision de consommation » et par « historique de consommation » et concernant la vérification mensuelle de la qualité de la courbe de référence, RTE propose :

- Que les critères d'homologation d'un site ne soient calculés que pour les mois pendant lesquels ce site a été rattaché à une EDA homologuée à la méthode par « prévision de consommation » ou par « historique de consommation ».

Pour la méthode par « prévision de consommation » et concernant la vérification mensuelle de la qualité de la courbe de référence, RTE propose qu'en cas d'absence de courbe de charge et de présence d'une prévision pour un même pas de temps, l'erreur considérée soit nulle sur ce pas de temps et qu'il soit bien pris en compte dans le calcul des critères.

Pour la méthode par « historique de consommation », pour les variantes « moyenne 10J » et « médiane 10J », RTE propose que la référence soit établie sur 10 jours précendent l'effacement jusqu'à J-2 inclus, hors période d'indisponibilité ou d'effacement.

En cohérence avec les évolutions intégrées dans NEBEF 3.5 et bien que cela n'ait pas été concerté lors des GT MA-RE mais seulement dans le cadre des GT Effacement Transverse, RTE propose :

- De préciser que dans le cadre de la vérification mensuelle des indicateurs, RTE puisse décider de mener des audits.
- De préciser que, dans le cadre de la méthode « par historique de consommation », le gestionnaire de réseau de distribution doit transmettre à RTE les courbes de consommation des sites de soutirage concernés à partir du 1er jour du mois M de rattachement du site à l'entité d'ajustement et au plus tard à 12h le deuxième vendredi du mois M.
- De publier les seuils des critères d'homologation sur le Portail Services de RTE avec un délai de prévenance de 2 mois et non plus dans les Règles de Marché. La modification de ces seuils ferait l'objet d'une concertation avec les acteurs et serait soumise à l'approbation de la Commission de régulation de l'énergie. Dans le cadre du passage au pas de règlement des écarts à 15 minutes, si une modification des seuils s'avérait nécessaire, les nouveaux seuils seraient appliqués ex-post en faveur de l'acteur d'ajustement. De plus, RTE propose de préciser pour la méthode « par historique de consommation », de la même façon que pour la méthode « par prévision » et que dans les règles NEBEF, que les critères d'homologation doivent pouvoir être calculés au minimum 3 mois sur 11 mois glissants.

Par ailleurs, en ce qui concerne la valeur des seuils des critères d'homologation, RTE rappelle que ces valeurs, ainsi que les formules de calcul, ont évolué au 1er janvier 2023 dans le sens d'un assouplissement des critères. Un REX a été mené par RTE sur les résultats obtenus pour les mois de janvier à avril 2023 et a été présenté lors du GT MA-RE du 27 juin 2023. Ce REX a permis d'observer une nette augmentation de la validation des critères. Aussi, RTE propose de ne pas modifier à nouveaux les seuils des critères d'homologation.

Pour rappels, les valeurs de ces seuils sont les suivants :

- 15 % pour l'erreur absolue depuis le 1er janvier 2023, 10% auparavant,
- 7 % pour l'erreur de centrage depuis le 1er janvier 2023, 3 % auparavant, l'erreur de centrage n'étant valable que pour la méthode par prévision.

MA10.1.3 Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE

Cette proposition n'ayant fait l'objet d'aucun retour de la part des acteurs lors de la consultation, RTE maintient sa proposition initiale.

MA10.2. Méthode du « rectangle simple »

MA10.2.1 Contexte

Il a été constaté par RTE des conditions d'utilisation des offres (CUO) inadaptées à la méthode du « rectangle simple » car dégradant la fiabilité de la courbe de référence.

Par exemple, pour un effacement qui aurait une durée de 13 heures et un délai de mobilisation (DMO) de 8 heures, la puissance moyenne observée sur un unique pas de temps précédent le DMO de l'offre, peut ne plus être représentatif de la puissance qui aurait due être soutirée par le site sur toute la durée de l'effacement.

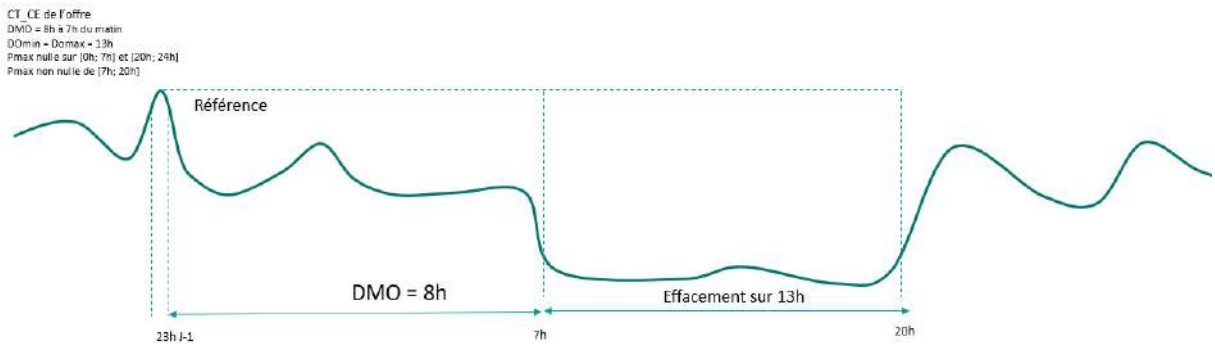


Figure 11 : exemple de courbe de charge

MA10.2.2 Proposition de RTE pour la consultation

Dans un objectif de fiabilisation de la courbe de référence pour la méthode « rectangle simple », RTE propose d'encadrer les conditions d'utilisation de cette méthode selon les modalités suivantes :

- Une durée d'effacement maximale de 4 heures pour que la prise de référence ne soit pas trop éloignée de l'effacement,
- Une durée de mobilisation de l'offre n'excédant pas 2 heures pour que la prise de référence ne soit pas trop éloignée de l'effacement,
- Une plage pour la prise de référence passant d'un unique pas de temps à une durée égale à la durée de l'effacement,
- Une durée sans activation supérieure ou égale au maximum des Durées d'Utilisation.

La démarche de limiter la durée d'un effacement offert sur le MA est d'ailleurs cohérent avec les règles NEBEF qui limite également la durée d'un effacement pour la méthode « rectangle à double référence corrigée ».

RTE propose que cette évolution soit effective ultérieurement, à partir de la date MA_2 (déjà existante et qui réfère à l'obligation pour les EDA injection RPD d'envoyer un programme d'appel ainsi qu'à la possibilité pour une EDA injection RPD composée d'EDP uniquement composée(s) de sites d'injection de soumettre des offres d'ajustement spécifique explicite). Cette mise en œuvre différée permettrait notamment aux acteurs d'ajustement d'adapter éventuellement leur fonctionnement.

MA10.2.3 Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE

Deux acteurs se sont prononcés sur cette évolution. Un premier acteur s'est montré en faveur de cette évolution. Un deuxième acteur a exprimé des doutes concernant sa mise en place.

Une proposition de modification de la méthode rectangle simple a été présentée, afin de rendre cette méthode plus fiable et plus adaptée pour évaluer le volume réalisé.

- Cette modification est valable pour les sites de soutirage et d'injection.
- RTE entend la position de certains acteurs concernant l'incompatibilité de certaines modalités avec le mécanisme de capacité.

Le mécanisme de capacité actuel demande actuellement une plage de disponibilité de 7H à 15H, ce qui rend en effet l'utilisation de cette méthode peu compatible. Néanmoins, dans le futur mécanisme de capacité, l'orientation se porte sur une diminution de cette plage.

Par ailleurs, il est possible de passer à la méthode par prévision ou historique pour les sites de soutirages.

Concernant les sites d'injection, il est prévu de passer à une participation en explicite avec l'envoi d'un programme d'appel, comme déjà précisé dans le rapport d'accompagnement des règles MA-RE V10.

RTE maintient donc cette évolution dans le chapitre 2 du projet de règles de marché v1.

MA11. Valorisation des écarts d'ajustement

MA11.1. Contexte réglementaire

Lorsqu'un acteur d'ajustement active une EDA des suites d'un ordre d'ajustement envoyé par RTE, il fait rarement, voire jamais, un ajustement parfait. Ainsi, il existe une différence entre ce que réalise l'acteur (i.e. volume réalisé de l'ajustement) et ce qui est attendu par RTE sur la base de l'offre commerciale. Ceci est un écart d'ajustement.

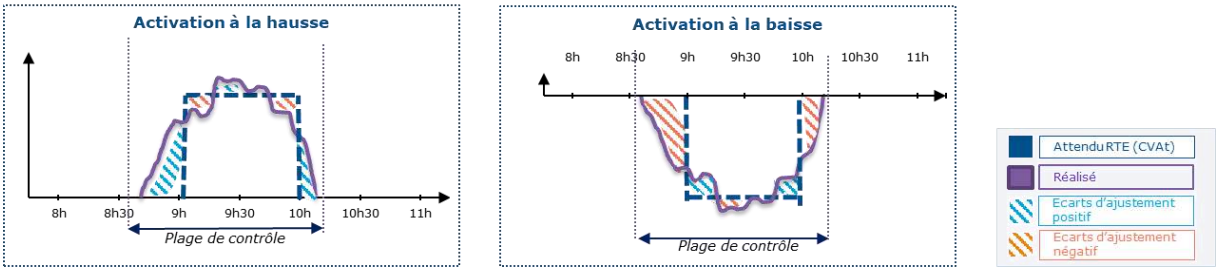


Figure 12 : exemples d'écarts d'ajustement

L'écart d'ajustement se calcule en comparant le volume réalisé et le volume attendu théorique selon les formules suivantes :

$$EA_{+}(EDA_j, t) = max\left(VR(EDA_j, t) - VA_{Théorique}(EDA_j, t)\,;0\right)$$

$$EA_(EDA_j, t) = -min\left(VR(EDA_j, t) - VA_{Théorique}(EDA_j, t)\,;0\right)$$

Où,

$$VR(EDA_j, t) = VR_H(EDA_j, t) - VR_B(EDA_j, t)$$

$$VA_{Théorique}(EDA_j, t) = VA_{Théorique,H}(EDA_j, t) - VA_{Théorique,B}(EDA_j, t)$$

Et où,

- $VR_H(EDA_j, t)$: le volume réalisé à la hausse de l'EDA_j sur un pas 5 minutes *t* (en MWh) ;
- $VR_B(EDA_j, t)$: le volume réalisé à la baisse de l'EDA_j sur un pas 5 minutes t (en MWh) ;
- $VA_{Théorique,H}(EDA_j, t)$: le volume attendu théorique à la hausse de l'EDA_j sur un pas 5 minutes t (en MWh) ;
- $VA_{Théorique,B}(EDA_j, t)$: le volume attendu théorique à la baisse de l'EDA_j sur un pas 5 minutes t (en MWh).

Pour les écarts d'ajustement positifs :

$$Montant\left(EA_+(EDA_j, t)\right) = EA_+(EDA_j, t) \times PREA_+(t)$$

Pour les écarts d'ajustement négatifs :

$$Montant\left(EA_(EDA_j, t)\right) = EA_(EDA_j, t) \times PREA_(t)$$

Où :

- $Montant\left(EA_+(EDA_j, t)\right)$ et $Montant\left(EA_(EDA_j, t)\right)$ en euros : la valorisation des Ecarts d'Ajustement de l'EDA_j, respectivement positifs et négatifs, pour un Pas 5 Minutes t donné ;
- $EA_+(EDA_j, t)$: l'Ecart d'Ajustement positif de l'EDA_j sur le Pas 5 Minutes t (en MWh) ;
- $EA_(EDA_j, t)$: l'Ecart d'Ajustement négatif de l' EDA_j sur le Pas 5 Minutes t (en MWh) ;
- $PREA_+(t)$: le Prix de Règlement des Ecarts d'Ajustement positifs sur le Pas 5 Minutes t (en €/MWh) ;
- $PREA_(t)$: le Prix de Règlement des Ecarts d'Ajustement négatifs sur le Pas 5 Minutes t (en €/MWh).

$$PREA_+(t) = PREA_(t) = PMP_{J+3}(t)$$

Où $PMP_{J+3}(t)$ est :

- Soit le Prix Moyen Pondéré à la hausse si la Tendance du Système Electrique Français est à la hausse sur le Pas de Règlement des Ecarts contenant le Pas 5 Minutes *t,* calculé en J+3 ;
- Soit le Prix Moyen Pondéré à la baisse si la Tendance du Système Electrique Français est à la baisse sur le Pas de Règlement des Ecarts contenant le Pas 5 Minutes t, calculé en J+3.

Le principe de flux financier est le suivant, si la valorisation est positive :

- Pour un écart d'ajustement positif : le compte ajustements-écarts rémunère l'acteur d'ajustement (CAE vers AA) ;
- Pour un écart d'ajustement négatif : l'acteur d'ajustement rémunère le compte ajustements-écarts (AA vers CAE).

D'après les règles MA-RE en vigueur, un écart d'ajustement réalisé en J est valorisé au prix moyen pondéré calculé en J+3.

MA11.2. Problématique

Suite à une analyse des combinaisons possibles de sur- et de sous-ajustement, de prix positif et négatif, de sens de l'ajustement, RTE a constaté que les formules de valorisation des écarts d'ajustement ne conduisent pas aux mêmes signaux selon la combinaison associée à un ajustement.

Exemples non exhaustifs qui illustrent la problématique :

Cas étudié	Cas 1	Cas 2	Cas 3	Cas 4
	Sur-ajustement hausse	Sous-ajustement hausse	Sous-ajustement baisse	Sur-ajustement baisse
Ecart d'ajustement	EA positif	EA négatif	EA positif	EA négatif
Volume commercial	10	10	10	10
Volume attendu théorique	10	10	-10	-10
Volume réalisé	12	8	-8	-12
Prix d'offre	50	50	-10	20
PREA = PMP_{J+3}	80	20	50	10
Acteur reçoit pour le volume commercial	500	500	100	-200
Acteur reçoit pour l'écart d'ajustement	160	-40	100	-20
Valorisation unitaire absolue de l'énergie en écart	80	20	50	10
Valorisation unitaire absolue de l'énergie réalisée totale	55	57,5	25	18,3

Ces exemples permettent d'illustrer que la conception du prix de règlement des écarts d'ajustement est insatisfaisante puisque dans certains cas l'acteur n'est pas perdant, voire il est gagnant sur ces écarts d'ajustement en comparaison avec la valorisation escomptée sur le volume commercial (c'est-à-dire sur le service d'ajustement).

Des échanges ont eu lieu entre RTE et les services de la CRE à propos de cette problématique, et le constat est partagé. Ainsi, RTE en a fait part aux acteurs d'ajustements lors de la session du groupe de travail MA-RE du 21 septembre 2023.

MA11.3. Proposition de RTE pour la consultation

Suite à la concertation d'une solution, et après plusieurs échanges avec les services de la CRE, RTE confirme le besoin de réaliser un amendement de la valorisation des écarts d'ajustement dans le projet de règles relatives au mécanisme d'ajustement.

Tout d'abord, il ne semble pas justifié de modifier les formules qui calculent les écarts d'ajustement car elles permettent un fléchage des flux financiers cohérents avec la logique économique du système. En revanche, il semble pertinent de faire évoluer la construction du prix de règlement des écarts d'ajustement (i.e. PREA) puisque le problème actuel réside dans le fait que le PMPJ+3 ne semble pas renvoyer un signal approprié et semblable d'un cas à un autre.

Par conséquent, RTE propose une évolution de la valorisation des écarts d'ajustement à partir d'une date MA_{31}. La capacité de mise en œuvre de cette évolution par RTE devra faire l'objet d'une instruction dédiée. La proposition d'évolution qui est intégrée dans le projet de règles repose sur deux axes :

1. La formule de valorisation applicable selon le sens de l'écart et le signe du prix de règlement des écarts ; et
2. Le prix de règlement des écarts applicable selon l'ajustement considéré.

Cette proposition est détaillée dans le chapitre 2 du projet de règles comme suit.

1. Pour chaque EDA_j et chaque pas 5 minutes t de la journée J, RTE valorise les écarts d'ajustement selon le cas applicable :

	$PREA(t) \geq 0$	$PREA(t) < 0$
$Montant\left(EA_+(EDA_j,t)\right)$	$EA_+(EDA_j,t) \times PREA(t) \times (1-\alpha)$	$EA_+(EDA_j,t) \times PREA(t) \times (1+\alpha)$
$Montant\left(EA_-(EDA_j,t)\right)$	$EA_-(EDA_j,t) \times PREA(t) \times (1+\alpha)$	$EA_-(EDA_j,t) \times PREA(t) \times (1-\alpha)$

2. Le prix de règlement des écarts d'ajustement est défini comme suit pour chaque pas 5 minutes t de la journée J :

Si Ecart d'Ajustement sur :	$PREA(t)$
Ajustement Spécifique	$PREA(t) = Prix_{Offre^E_{Spé}}(EDA_j,t)$
Ajustement Standard	$PREA(t) = Prix_{Valorisation^E_{Std}}(t)$
Ajustement Spécifique concomitant Ajustement Standard	$PREA(t) = \frac{Prix_{Offre^E_{Spé}}(EDA_j,t) \times VC_{Offre^E_{Spé}} + Prix_{Valorisation^E_{Std}}(t) \times VC_{Offre^E_{Std}}(t)}{VC_{Offre^E_{Spé}(EDA_j,t)} + VC_{Offre^E_{Std}}(t)}$

MA11.4. Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE

Dans le cadre de la consultation, trois acteurs se sont exprimés sur cette évolution. Un acteur en faveur de sa mise en place, et deux acteurs ont questionné le calcul proposé, ainsi que l'arrivée de cette proposition en fin du cycle de concertation.

C'est une évolution structurante qui mérite d'être partagée plus amplement avec les acteurs afin que RTE décide de sa mise en œuvre.

Par ailleurs, des discussions européennes incitent RTE à la prudence quant à la modification du calcul du PREA. Cela fait référence notamment à la création du code Demand Response, qui pourrait induire une mise à jour de « l'Imbalance Settlement Harmonisation (ISH) Methodology » qui établit les modalités de calcul du Prix de Règlement des Ecarts (PRE). Le PREA actuel étant proche en terme de construction du Prix de Règlement des Ecarts, les acteurs d'ajustements étant tenus responsable des écarts qu'ils occasionnent au système en ne respectant par les activations demandées, RTE souhaite donc connaitre le point de sortie de ces discussions, afin de mettre en place une solution cohérente avec l'ISH methodology.

RTE n'inclura donc pas cette évolution dans la version v1 et propose de continuer à travailler cette proposition pour une future version. Des analyses seront poursuivies en 2024 sur le situations qui découleraient de situations opportunistes.

MA12. Autres évolutions et amendements rédactionnels

MA12.1. Impossibilité pour une EDA injection RPD d'offrir en explicite en étant constituée d'une EDP

MA12.1.1 Historique de concertation

Lors du cycle de concertation ayant conduit à l'entrée en vigueur au 1er avril 2022 des règles MA-RE v10, RTE avait élaboré un appel à contributions relatif à l'obligation pour toutes installations de production raccordées à un réseau public de distribution qui participerait au mécanisme d'ajustement de transmettre un programme d'appel à RTE.

Le but de cet appel à contributions était d'analyser les perspectives d'une mise en œuvre qui aurait restreint temporairement les acteurs d'ajustement à une participation des EDA sous forme implicite, et ce, pour respecter ladite obligation d'envoyer un PA. Cet appel à contributions faisait suite à plusieurs révisions de ces modalités élaborées successivement sur plusieurs cycles de concertation (cf. rapport d'accompagnement à la consultation ou à la saisine du projet de règles MA-RE v10).

Sur la base des réponses des acteurs à cet appel à contributions, RTE avait proposé une déclinaison différente de l'ordonnance 2016-1059 fixant l'obligation d'envoi de PA pour toute EDA injection RPD avec un repositionnement de la date MA_2 (anciennement date I) aux alentours de 2025 pour autoriser :

- La soumission d'offres spécifiques explicites basées sur l'envoi de contraintes explicites et celui d'un programme d'appel ;
- La soumission d'offres spécifiques implicites basées sur l'envoi de contraintes implicites et celui d'un programme d'appel (déjà autorisée par les règles en vigueur).

Ainsi, et conformément à l'ordonnance 2016-1059 du 3 août 2016, à partir de la date MA_2 les acteurs seront en mesure de respecter l'obligation d'envoyer un programme d'appel à RTE, et ce, indépendamment du type d'offre spécifique soumise pour l'EDA injection RPD.

MA12.1.2 Contexte et problématique

Lors du cycle de concertation relatif aux règles MA-RE v11, des acteurs ont constaté qu'il était impossible pour une EDA injection RPD d'offrir en explicite tout en étant constituée d'une EDP pour programmer. De plus, ils ont alerté RTE sur l'absence de cette contrainte dans les règles en vigueur.

MA12.1.3 Proposition de RTE pour la consultation

Lors de la session de travail du 18 avril 2023, RTE a rappelé que la déclinaison initiale de l'ordonnance 2016-1059 dans les règles MA-RE v8.3 avait été dictée par cette contrainte technique puisque le dispositif de programmation implique historiquement des offres d'ajustement implicites.

Conformément aux éléments d'explication apportés dans le rapport d'accompagnement au projet de règles MA-RE v10, RTE souhaite rappeler que cette contrainte devrait pouvoir être supprimée dans le cadre d'un chantier de refonte de l'application centrale de l'équilibrage, permettant ainsi l'envoi de programmes d'appel indépendamment du type d'offre spécifique soumise.

Cependant, la rédaction des règles ne reflète pas totalement cette contrainte technique. Par conséquent, RTE propose un amendement rédactionnel pour indiquer qu'il n'est pas possible de formuler des offres explicites sur une EDA constituée d'EDP avant la date MA_2. Autrement dit, RTE confirme bien sa volonté d'obliger l'envoi d'un PA pour les EDA injection RPD uniquement lorsqu'il sera possible d'envoyer un PA indépendamment du type d'offre spécifique (i.e. implicite ou explicite).

Les articles 2.F.2.4 et 2.J.1.1.3.2 relatifs aux EDA injection RPD et aux offres d'ajustement spécifiques ont été précisés pour intégrer explicitement cette contrainte technique. De même, la description de la date MA_2 figurant à l'article 2.C.2 a été mise à jour pour corréler l'obligation pour les EDA injection RPD d'envoyer un PA à la possibilité pour celles-ci d'être composées d'EDP (uniquement composées de sites d'injection).

MA12.1.4 Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE

Cette proposition n'ayant fait l'objet d'aucun retour de la part des acteurs lors de la consultation, RTE maintient sa proposition initiale.

MA12.2. Suppression de l'article l'article 2.P.2

MA12.2.1 Contexte

Cet article 2.P.2 (i.e. article 4.10.1.6 de la section 1 des règles en vigueur) a été intégré dans une version des règles MA-RE antérieure à la mise en œuvre de la surveillance relative au règlement européen (UE) n°1227/2011 (ci-après « règlement REMIT ») qui vise à assurer l'intégrité et la transparence des marchés de gros de l'énergie. Le processus qui est succinctement décrit dans cet article correspond à un processus de suivi qui s'intègre désormais dans les activités globales de surveillance des marchés de l'électricité.

MA12.2.2 Proposition de RTE pour la consultation

Etant donné que cet article apparait obsolète, et pour ne pas conserver inutilement dans un texte réglementaire des articles qui relèvent d'un processus de surveillance plus globale, RTE propose simplement de supprimer cet article du chapitre 2 des règles de marché relatif au mécanisme d'ajustement.

MA12.2.3 Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE

Cette proposition n'ayant fait l'objet d'aucun retour de la part des acteurs lors de la consultation, RTE maintient sa proposition initiale.

MA12.3. Suppression de l'article 2.P.3

MA12.3.1 Contexte

Cet article 2.P.3 (i.e. article 4.10.4 de la section 1 des règles en vigueur) a été intégré dans les règles MA-RE v7 entrées en vigueur au 1er mars 2015. Il évoque le projet d'élaborer un retour d'expérience analysant les impacts sur le RPD des activations d'offres d'ajustement sur des EDA constituées de sites raccordés au RPD. Il précise en outre que ce retour d'expérience se fonderait sur des documents transmis par les GRD avant le 1er avril 2016.

La rédaction initiale de cet article s'inscrivait dans un contexte de développement des ajustements sur des sites raccordés au RPD, et du besoin d'instruire des évolutions éventuelles dans les processus et les règles SI. Cependant, cet article revêt un intérêt extrêmement limité dans le contexte actuel :

- La référence à des évènements préalables à 2016 rend cet article obsolète ;
- Une coordination entre gestionnaire de réseau est déjà en cours et ne se fonde pas sur cet article très spécifique ;
- Les discussions qui portent actuellement sur la participation des nouvelles flexibilités au mécanisme d'ajustement s'inscrivent dans un cadre plus étendu que le cadre de cet article.

MA12.3.2 Proposition de RTE pour la consultation

Etant donné que cet article apparait obsolète, et pour ne pas conserver dans un texte réglementaire des articles qui relèvent davantage d'une feuille de route, RTE propose simplement de supprimer cet article du chapitre 2 des règles de marché relatif au mécanisme d'ajustement.

MA12.3.3 Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE

Cette proposition n'ayant fait l'objet d'aucun retour de la part des acteurs lors de la consultation, RTE maintient sa proposition initiale.

MA12.4. DMO et utilisation de l'application de transmission des ordres d'ajustement

MA12.4.1 Contexte

Actuellement, l'article 2.J.1.3.4 du chapitre 2 des règles consultées sur la forme harmonisée établit une mauvaise relation de cause à effet entre le délai de mobilisation et les modalités techniques d'utilisation de l'application SI dédiée à la transmission des ordres d'ajustement.

MA12.4.2 Proposition de RTE pour la consultation

Par conséquent, RTE propose d'inverser la relation de cause à effet pour décrire correctement la réalité. En effet, c'est le délai de mobilisation (DMO) qui conditionne les modalités techniques d'utilisation de l'application SI dédiée à la transmission des ordres d'ajustement, et non l'inverse.

MA12.4.3 Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE

Cette proposition n'ayant fait l'objet d'aucun retour de la part des acteurs lors de la consultation, RTE maintient sa proposition initiale.

MA12.5. Calcul du volume défaillant

MA12.5.1 Contexte

Les formules liées au volume défaillant ont été modifiées avec l'entrée en vigueur de la date T' précédemment notifiée au 5 janvier 2023. Lors de l'implémentation dans les règles, une erreur s'est glissée dans la formule.

MA12.5.2 Proposition de RTE pour la consultation

RTE propose d'amender la formule du cas n°2 du volume défaillant (2.M.6) pour la mettre en cohérence avec le critère défaillant et l'implémentation déjà mise en oeuvre dans notre système d'information comme suit :

- *Cas 2) Si le critère de défaillance 2, ci-dessous et conformément à l'article2.M.6, est satisfait :*

$$\sum_{u\in t} VR(EDA_j,u) > \sum_{u\in t}\left(max\left(VA_{Effectif}(EDA_j,u)\,;\,\frac{VA_{Effectif}(EDA_j,u)+VA_{Effectif}(EDA_j,u-1)}{2}\right)\right) + max\left(20\%\times\sum_{u\in t}\left|VA_{Effectif}(EDA_j,u)\right|\,;0{,}5\ MWh\right)$$

Alors :

$$V_{Déf}(EDA_j,t) = \left|\frac{\sum_{u\in t} VR(EDA_j,u) - \sum_{u\in t}\left(\sout{min}\ max\left(VA_{Effectif}(EDA_j,u)\,;\,\frac{VA_{Effectif}(EDA_j,u)+VA_{Effectif}(EDA_j,u-1)}{2}\right)\right)}{n}\right|$$

MA12.5.3 Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE

Cette proposition n'ayant fait l'objet d'aucun retour de la part des acteurs lors de la consultation, RTE maintient sa proposition initiale.

MA12.6. Précision sur le calcul du volume commercial

MA12.6.1 Contexte

RTE souhaite apporter une précision aux conditions d'applications du calcul du volume commercial des offres spécifiques activées.

Cela concerne le cas d'un ajustement spécifique dans le sens opposé à l'ajustement standard. Cela peut se matérialiser selon les deux cas décrits dans la Figure 13 :

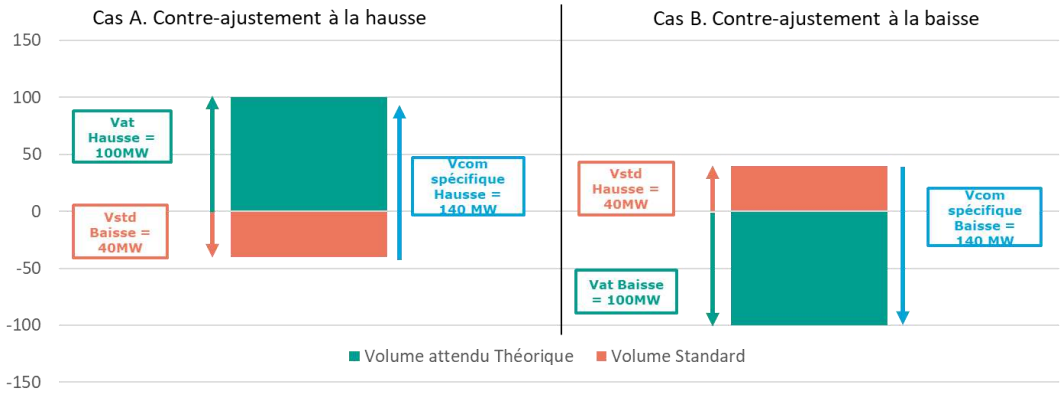


Figure 13 : exemples de contre-ajustements

Cas A : sur un même pas de temps et pour une même EDA, un ajustement standard est à la baisse, puis un ajustement spécifique est à la hausse.

Cas B : sur un même pas de temps, et pour une même EDA, un ajustement standard est à la hausse, puis un ajustement spécifique est à la baisse.

Actuellement dans les règles MA-RE en vigueur, le volume commercial des offres spécifiques activées comprend deux formules.

Or ces deux cas de contre-ajustement satisfont les conditions d'applications des deux formules, et cela ne permet pas de connaitre la formule à appliquer.

MA12.6.2 Proposition de RTE pour la consultation

RTE propose d'amender les conditions d'applications des formules, afin de simplifier la lecture et d'identifier la formule à appliquer en cas de contre-ajustement à la hausse et contre-ajustement à la baisse.

Au sein du paragraphe 2.M.3.3 :

- La première condition porte à présent uniquement sur le critère du $VA_{Théorique,H}(EDA_j, t)$ non nul, i.e. un ajustement à la hausse spécifique non nul.
- La deuxième condition porte à présent uniquement sur le critère du $VA_{Théorique,B}(EDA_j, t)$ non nul, i.e. un ajustement à la baisse spécifique non nul.

Ces deux conditions permettent d'orienter vers la bonne formule à appliquer pour l'ensemble des cas identifiés.

MA12.6.3 Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE

Cette proposition n'ayant fait l'objet d'aucun retour de la part des acteurs lors de la consultation, RTE maintient sa proposition initiale.

MA12.7. Suppression des contrats d'échange d'énergie d'ajustement entre GRT

MA12.7.1 Contexte

Depuis la fin de l'exploitation sous contrôle TERRE, RTE n'a plus la possibilité d'échanger de l'énergie d'ajustement avec ses GRT voisins au travers de contrats bilatéraux et doit obligatoirement passer par la plateforme TERRE. Ainsi, depuis le 1er avril 2022, le mécanisme BALIT (BALancing Inter-TSOs) est obsolète.

MA12.7.2 Proposition de RTE pour la consultation

RTE propose de supprimer les références aux contrats d'échange d'énergie d'ajustement entre GRT (articles 0.O.2, 2.J.1.1.2.2.1, 2.P.1.1, 2.Q.2.1, 3.Q.1.1 et 3.Q.1.1.2) et de conserver l'accès aux données historiques du mécanisme BALIT sur le portail services pendant 5 ans.

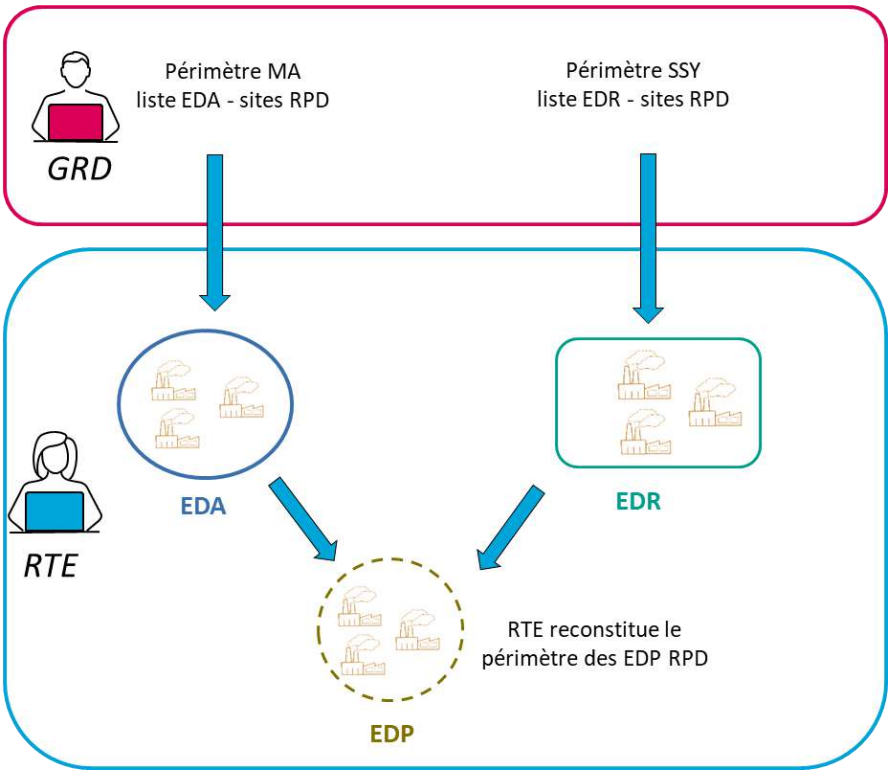
MA12.7.3 Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE

Cette proposition n'ayant fait l'objet d'aucun retour de la part des acteurs lors de la consultation, RTE maintient sa proposition initiale.

MA12.8. Clarification de l'évolution d'une EDA en lien avec une EDR

MA12.8.1 Contexte

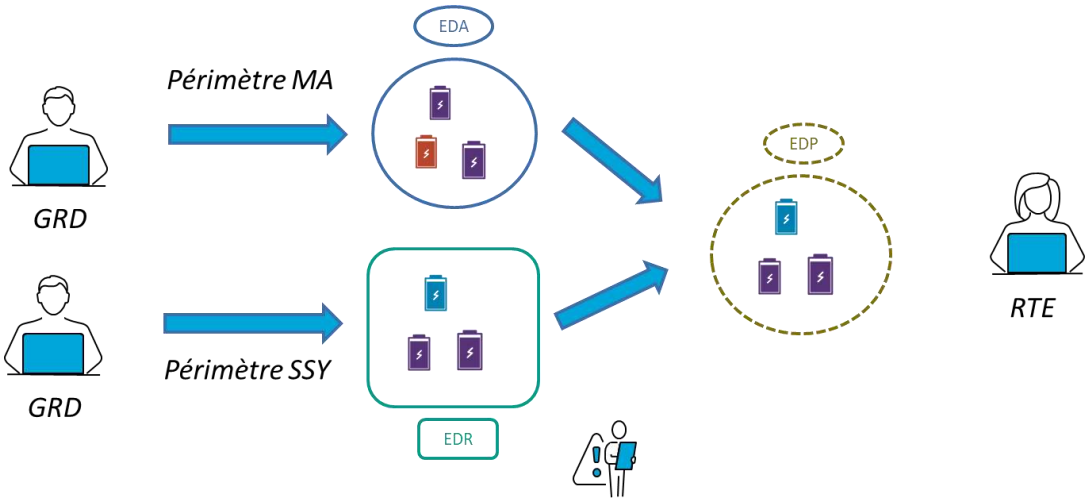
Avant la mise en place de la future évolution sur les périmètres de programmation RPD liés à une participation MA et/ou SSY (§PR5), RTE doit reconstituer des entités de programmation (EDP) cohérentes sur le RPD en fonction de la composition en sites des entités d'ajustement (EDA) et des entités de réserve (EDR.)



La remontée des périmètres MA et SSYf doit être cohérente pour une bonne prise en compte de la participation des EDA.

S'il y a une incohérence entre les périmètres MA et SSYf, RTE conservera le périmètre SSYf conforme à la certification, et le périmètre MA sera modifié par RTE en conséquence.

Dans le cas de la figure ci-dessous, l'EDA ne pourra pas être utilisée, sans modification de l'EDA pour être en conformité avec l'EDR/EDP associée.



- **Rappel de la rédaction dans les règles SSYf en vigueur**

Article 4.3.2 « Modification par RTE » dans la section « Modification du Périmètre de Réserve »

Si un ou plusieurs Sites font partie conjointement d'une Entité de Réserve et d'une Entité d'Ajustement, et que RTE n'est pas en mesure de reconstituer la composition en Sites d'une Entité de Programmation liée à cette Entité de Réserve et cette Entité d'Ajustement, alors la composition en Sites de l'Entité de Programmation est déterminée de façon à privilégier le maintien / préserver le Périmètre en Sites de l'Entité de Réserve. A cette fin, RTE peut retirer des Sites de l'Entité d'Ajustement pour qu'elle reste en cohérence avec l'Entité de Programmation. Si toutefois, le Périmètre en Sites de l'Entité d'Ajustement n'est pas compatible avec celui de l'Entité de Programmation, alors RTE peut suspendre l'Entité d'Ajustement.

- **Rappel des modalités applicables dans les règles MA-RE en vigueur**

Article 4.2.1.2.3 « EDA injection RPD » :

L'ensemble des Sites composant une EDP doit être rattaché à la même EDA.

MA12.8.2 Proposition de RTE pour la consultation

RTE propose de clarifier l'obligation de cohérence inter-mécanismes MA et SSYf dans le chapitre 2, à l'image de ce qui a été précédemment rédigée dans les règles SSYf.

MA12.8.1 Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE

Cette proposition n'ayant fait l'objet d'aucun retour de la part des acteurs lors de la consultation, RTE maintient sa proposition initiale.

MA12.9. Clarification du portage des surcoûts sur les ajustements

MA12.9.1 Contexte

L'article 2.Q.1.2 du chapitre 2 expose les modalités de calcul des surcoûts d'ajustement, cependant le portage financier de ces surcoûts n'est pas exposé clairement dans les règles. Le chapitre 3 présente par ailleurs les modalités d'élaboration du solde du compte ajustements-écarts (CAE). En effet, le coût des ajustements à hauteur du prix marginal d'équilibrage est porté financièrement par les responsables d'équilibre en écart. L'article 3.Q.6 indique également que les surcoûts sont déduits des charges et ajoutés aux produits du solde du CAE. Le non portage financier de ces surcoûts par les responsables d'équilibre est une conclusion indirecte qui peut être faite de la lecture des règles. Néanmoins, l'absence de mention claire du portage financier des surcoûts d'ajustements peut soulever des interrogations légitimes. Actuellement, ce portage est géré dans le cadre du TURPE.

MA12.9.2 Proposition de RTE pour la consultation

Afin d'indiquer plus clairement que les surcoûts d'ajustements sont portés par un mécanisme tarifaire dédié, et non par le dispositif de Responsable d'Equilibre, RTE propose d'intégrer une précison dans l'article 2.Q.1.2 du chapitre 2. Ainsi, il est indiqué que conformément au chapitre 3, le surcoût d'un ajustement est intégré dans l'élaboration du solde du CAE de telle manière qu'il ne soit pas une charge financière pour les responsables d'équilibre. En outre il est précisé que le surcoût d'un ajustement est financièrement porté par un autre compte que gère RTE et qui est suivi dans le cadre d'une régulation tarifaire dédiée.

MA12.9.3 Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE

Cette proposition n'ayant fait l'objet d'aucun retour de la part des acteurs lors de la consultation, RTE maintient sa proposition initiale.

MA12.10. Modification de la définition de la capacité d'ajustement

MA12.10.1 Contexte

Dans le cadre de l'harmonisation des règles de marché, la définition de la capacité d'ajustement a été modifiée par erreur, et la mention suivante a été supprimée :

« Dans le cas particulier des Sites de Soutirage appartenant à une EDA Soutirage Profilée, la variation maximale à la hausse est approximée par la Puissance Souscrite du Site de Soutirage concerné et les trois autres valeurs sont considérées comme nulles. »

MA12.10.2 Proposition de RTE pour la consultation

RTE propose de corriger cette coquille rédactionnelle et ainsi de remettre cette mention nécessaire à l'application du chapitre 2.

MA12.10.3 Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE

Cette proposition n'ayant fait l'objet d'aucun retour de la part des acteurs lors de la consultation, RTE maintient sa proposition initiale.

MA12.11. Harmonisation MA/NEBEF sur la définition d'une EDA soutirage

MA12.11.1 Contexte

Une modification de la définition des Entités d'Effacement (EDE) a été concertée dans le cadre des règles NEBEF V3.5, mais n'avait pas été intégrée au projet de règles présenté lors de la consultation.

Une Entité d'Effacement dans le Périmètre d'Effacement doit à présent respecter les conditions suivantes :

• Une EDE Télérelevée est constituée exclusivement de Sites de Soutirage Télérelevés raccordés, directement ou indirectement, sur le RPT ou sur le RPD, et dont la Puissance Souscrite est supérieure ou égale au seuil en-dessous duquel la consommation des Sites peut être calculée par Profilage, tel que défini au chapitre F de la Section 2 des Règles MA/RE ;

• Une EDE Profilée est constituée de Sites de Soutirage dont la Puissance Souscrite est **strictement** inférieure au seuil en-dessous duquel la consommation des Sites peut être calculée par Profilage, tel que défini au chapitre F de la Section 2 des Règles MA/RE.

Cette modification a été introduite afin de prendre en compte les sites dont la puissance souscrite est inférieure à 36 kVA, mais dont la consommation n'est pas calculée par profilage. Celle représente notamment des sites avec une offre de marché qui n'est pas assimilable à un profil exisant.

Il est donc nécessaire de mettre en cohérence le chapitre 2 avec les règles NEBEF V3.5 en vigueur.

MA12.11.2 Proposition de RTE

Les mentions **en gras** vont être ajoutées dans le projet de règles.

2.F.2.5. EDA Soutirage Télérelevée

Une EDA Soutirage Télérelevée est constituée exclusivement de Sites de Soutirage Télérelevés raccordés, directement ou indirectement, sur le RPT ou sur le RPD, **et dont la Puissance Souscrite est supérieure ou égale au seuil en-dessous duquel la consommation des Sites peut être calculée par Profilage, tel que défini au chapitre 3 des Règles de Marché.**

2.F.2.6. EDA Soutirage Profilée

Une EDA Soutirage Profilée est constituée de Sites de Soutirage dont la Puissance Souscrite est **strictement** inférieure au seuil en-dessous duquel la consommation des Sites peut être calculée par Profilage, tel que défini au Chapitre 3.