Le réseau de transport d'électricité

# Évolution des règles relatives à la programmation, au mécanisme d'ajustement et au dispositif de responsable d'équilibre

Rapport d'accompagnement à la consultation
du projet d'évolution des règles MA-RE

- Septembre 2018 -

**1 Exposé des motifs ..... 5**
**2 Processus de pré-qualification ..... 8**
2.1 Introduction ..... 8
*2.1.1 Objectifs du processus de pré-qualification ..... 8*
*2.1.2 Rappel des exigences des règlements EBGL et SOGL ..... 8*
*2.1.3 Observabilité des ajustements effectués dans le cadre d'un produit standard de RR ..... 8*
*2.1.4 Pré-qualification des produits spécifiques ..... 9*
*2.1.5 Dispositions transitoires avant l'arrivée de la plateforme TERRE ..... 9*
2.2 Processus de pré-qualification des acteurs d'ajustement ..... 10
*2.2.1 Principe général : une étape unique ..... 10*
*2.2.2 Période de pré-qualification ..... 10*
*2.2.3 Qualification ..... 10*
2.3 Processus de pré-qualification des capacités d'ajustement ..... 11
*2.3.1 Principe général du processus de pré-qualification ..... 11*
*2.3.2 Période de pré-qualification en deux phases ..... 11*
*2.3.3 Qualification ..... 12*
*2.3.4 Période de suivi ..... 12*
*2.3.5 Renouvellement de la qualification ..... 13*
2.4 Critères techniques ..... 14
*2.4.1 Critères et exigences en énergie ..... 14*
*2.4.2 Critères et exigences en puissance ..... 15*
**3 Offres d'ajustement ..... 18**
3.1 Contexte ..... 18
3.2 Proposition de RTE ..... 18
*3.2.1 Caractéristiques des offres standard de RR ..... 18*
*3.2.2 Evolution de la typologie des offres d'ajustement ..... 18*
*3.2.3 Transmission des offres standard de RR ..... 18*
*3.2.4 Interaction entre les différents types d'offres d'ajustement ..... 19*
**4 Utilisation des offres d'ajustement ..... 21**
4.1 Contexte et organisation des règles MA-RE ..... 21
4.2 Processus d'équilibrage avec la plateforme de produits standard de RR ..... 21
*4.2.1 Rappel du processus actuel, sans la plateforme de produits standard de RR ..... 21*
*4.2.2 Impact de la plateforme de produits standard de RR sur le processus d'équilibrage ..... 21*
*4.2.3 Proposition de RTE ..... 22*
4.3 Offres non partagées ..... 24
*4.3.1 Contexte ..... 24*
*4.3.2 Proposition de RTE ..... 24*
4.4 Réception des programmes de marche ..... 27
*4.4.1 Contexte ..... 27*
*4.4.2 Proposition de RTE ..... 28*
**5 Calcul des volumes réalisés ..... 30**
5.1 Contexte ..... 30
5.2 Proposition de RTE ..... 30
*5.2.1 Généralités ..... 30*
*5.2.2 Pas de contrôle ..... 30*
*5.2.3 Plage de contrôle ..... 31*
*5.2.4 Calcul des volumes réalisés ..... 32*
**6 Valorisation des ajustements ..... 33**
6.1 Objectifs du régime de valorisation des ajustements ..... 33
*6.1.1 Pour les offres standards, inciter les acteurs d'ajustement à délivrer le volume retenu selon le profil d'ajustement en puissance standard, au périmètre de l'EDA offerte ..... 33*
*6.1.2 Favoriser la participation d'un large panel de capacités à l'ajustement, notamment sous la forme de produits standards ..... 35*

*6.1.3 Inciter les acteurs d'ajustement à délivrer le profil d'ajustement en puissance partagé avec RTE ..... 35*
*6.1.4 Inciter les acteurs d'ajustement à déclarer au plus tôt leur défaillance ..... 35*
*6.1.5 Assurer une concurrence équitable entre capacités ..... 35*
*6.1.6 Renvoyer des incitations cohérentes au sein des plateformes de partage d'énergie d'équilibrage et assurer la cohérence des modalités de valorisation appliquées en France avec le cadre d'harmonisation européenne ..... 36*
6.2 Rappels relatifs à la programmation et aux supports des offres d'ajustement ..... 37
6.3 Modalités générales de valorisation ..... 38
*6.3.1 Correction du périmètre d'équilibre ..... 38*
*6.3.2 Composantes de valorisation ..... 39*
*6.3.3 Définitions et modélisation Back-Office ..... 40*
6.4 Calcul des volumes attendus ..... 42
*6.4.1 Calcul du volume attendu théorique ..... 43*
*6.4.2 Calcul du volume attendu effectif ..... 46*
*6.4.3 Conversion des puissances en énergie ..... 47*
6.5 Gabarit des PM spécifique ..... 48
6.6 Calcul des rémunérations ..... 49
*6.6.1 Calcul du volume commercial ..... 50*
*6.6.2 Détermination du prix de rémunération ..... 52*
6.7 Calcul et valorisation des écarts d'ajustement ..... 53
*6.7.1 Pas de temps de contrôle ..... 53*
*6.7.2 Période de contrôle ..... 53*
*6.7.3 Calcul des écarts d'ajustement ..... 54*
*6.7.4 Valorisation des écarts d'ajustement ..... 54*
6.8 Défaillance et pénalités ..... 56
*6.8.1 Critère de défaillance ..... 56*
*6.8.2 Montant des pénalités ..... 57*
6.9 Cas particuliers ..... 58
*6.9.1 Spécifique sur standard ..... 58*
*6.9.2 Jonction PM-PA après livraison standard ..... 60*
6.10 Modes dégradés liés au renvoi de PM ..... 61
6.11 Affectation des coûts d'équilibrage ..... 62
6.12 Calcul des indicateurs ..... 62
*6.12.1 Energies d'ajustement ..... 62*
*6.12.2 Calcul de la tendance ..... 62*
*6.12.3 Prix marginaux d'équilibrage ..... 62*
*6.12.4 Prix Moyen Pondéré ..... 62*
*6.12.5 Répartition des volumes par RE et fournisseur ..... 63*
**7 Publication des résultats du processus « Ecarts » en S+1 ..... 64**
7.1 Rappel du processus « Ecarts » actuel S+3 ..... 64
7.2 Demandes d'évolutions formulées par la CRE ..... 65
7.3 Le système cible concernant la publication des résultats du processus « écarts » ..... 65
7.4 Proposition de déclinaison de l'orientation : processus « Ecarts » cible S+1 ..... 66
7.5 Evolution des modalités de mise en œuvre du modèle corrigé pour les sites RPD ..... 67
**8 Transparence de l'équilibrage ..... 69**
8.1 Contexte ..... 69
8.2 Proposition de RTE ..... 69
**9 Autres évolutions ..... 71**
9.1 Evolution du cadre règlementaire ..... 71
9.2 Modalités de calcul du prix de règlement des écarts ..... 71
*9.2.1 Modalités actuelles de calcul du Prix de Règlement des Ecarts ..... 71*
*9.2.2 Exigences du règlement Electricity Balancing ..... 71*
*9.2.3 Evolution des modalités de calcul du PRE ..... 72*
*9.2.4 Proposition d'évolution de RTE ..... 73*
9.3 Suppression des références à la section 3 suite à l'arrivée de PEB ..... 73

9.4 Sécurisation financière et modalités de contractualisation ..... 73
*9.4.1 Uniformisation du critère de notation des garants ..... 73*
*9.4.2 Modalités de contractualisation ..... 74*
9.5 Mise en conformité des règles avec les services actuels et futurs ..... 74
*9.5.1 Correction de la date concernant la communication du k' pour l'année A-1 ..... 74*
*9.5.2 Mise à disposition des données relatives aux éléments déclaratifs ..... 74*
*9.5.3 Gestion des données de référence nécessaires au calcul des Ecarts, du Soutirage Physique et à la Réconciliation Temporelle des RE ..... 74*
9.6 Gestion des cas d'EDA vides ..... 74
*9.6.1 Cas où l'acteur demande à retirer une EDA de son périmètre ..... 74*
*9.6.2 Cas où RTE constate qu'une EDA est vide ..... 75*
9.7 Harmonisation européenne des règles de nomination sur les frontières françaises ..... 75
**Annexe 1 - Tableau récapitulatif des évolutions et des dates de mise en œuvre ..... 76**

# 1 EXPOSE DES MOTIFS

## Contexte de l'évolution proposée

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 sont amenées à évoluer significativement au cours des prochaines années dans le but de poursuivre le développement d'un marché d'ajustement européen et d'accompagner efficacement la transition énergétique. Ces ambitions seront transcrites dans les évolutions en cours et à venir des règles relatives à la programmation, au mécanisme d'ajustement et au dispositif de responsable d'équilibre (ci-après règles MA-RE).

L'ampleur des changements est importante. Afin de s'y préparer, RTE a engagé un processus de concertation, en lien avec la Commission de régulation de l'énergie, qui a conduit à la publication en juin 2016 d'une feuille de route de l'équilibrage du système électrique français (ci-après livre vert). Cette feuille de route avait pour objectifs de structurer les débats, de mettre en perspective les prochaines évolutions des règles et de présenter les principales options d'architecture pouvant être retenues pour l'équilibrage du système électrique français. Suite à la publication du livre vert, la CRE a esquissé, dans sa délibération du 22 juin 2017 portant orientations sur la feuille de route de l'équilibrage du système électrique français, la cible du modèle d'équilibrage français.

Historiquement, les règles trouvaient leur fondement législatif dans le Code de l'Energie (article L.321-10 et suivants). Elles sont aujourd'hui encadrées par de nouveaux articles du Code de l'énergie, plusieurs décrets et règlements européens adoptées en application du troisième paquet énergie (aussi appelés « codes de réseau »). Les grands axes de l'européanisation ont été définis en premier lieu par le règlement (UE) 2017/2195 de la Commission du 23 novembre 2017 concernant une ligne directrice sur l'équilibrage du système électrique (ci-après règlement *Electricity Balancing*), entré en vigueur le 18 décembre 2017. La déclinaison des modalités requises dans le règlement *Electricity Balancing* se fait au niveau national par une évolution progressive des règles MA-RE.

Les travaux européens ont commencé avec la mise en œuvre de la plateforme européenne d'échange d'énergie d'équilibrage de réserve de remplacement (projet TERRE) et seront suivis par la mise en œuvre des plateformes européennes de réserve de restauration de la fréquence (manuelle et automatique). Afin d'anticiper au mieux les transformations nécessaires, le groupe de travail (« GT ») « Evolutions des règles MA-RE » de la Commission accès au marché (« CAM ») du CURTE a initié un processus de concertation en plusieurs phases avec les acteurs de marché. La première partie de ce processus de long terme se poursuivra jusqu'à la mise en œuvre de la plateforme européenne TERRE, attendue pour le 4ème trimestre 2019. Elle se poursuivra dans les années à venir afin de préparer l'arrivée des futures plateformes européennes de réserve de restauration de la fréquence. Les présentations faites dans le cadre de ce GT sont disponibles sur le site Concerte.

Ce contexte d'évolution règlementaire renforce le besoin de partager et d'échanger avec les acteurs du système électrique sur les enjeux associés aux évolutions des règles, et en particulier, sur le cadre dans lequel s'inscrivent ces modifications afin que chacun ait la faculté de réagir au bon moment et au bon niveau.

**Périmètre de l'évolution proposée**

Afin de préparer au mieux les évolutions nécessaires aux règles de l'équilibrage, RTE propose dans le présent rapport d'accompagnement, un projet d'évolution majeure des règles MA-RE. Ce projet couvre un large périmètre d'évolutions sur l'ensemble de la chaine temporelle de l'équilibrage

(i) en amont et en temps réel avec le processus de pré-qualification des acteurs et des capacités, puis l'évolution du processus d'équilibrage en temps réel,
(ii) après le temps réel avec l'évolution du modèle de valorisation des ajustements et des modalités de calcul du prix de règlement des écarts ainsi que la publication des résultats du processus écart en « S+1 »

En complément de ces évolutions, d'autres évolutions plus mineures des règles ont été ajoutées dont les contours sont présentés au chapitre 9 pour les évolutions relatives au mécanisme d'ajustement et au dispositif de responsable d'équilibre.

Les projets d'évolution du chapitre E de la section 2 des règles MA-RE et des règles NEBEF sont intégrés à la saisine de la CRE relative à cette version des règles MA RE. L'objectif est de proposer une révision coordonnée des jeux de règles concernant ce périmètre d'évolution.

**Processus de concertation**

Afin de préparer le plus en amont ces évolutions, le groupe de travail « Evolutions des règles MA-RE » de la Commission accès au marché (« CAM ») du CURTE a initié dès le 3 octobre 2016, un processus de concertation avec les acteurs de marché.

Afin de recueillir les contributions des acteurs de marché sur les différents axes de travail de ce projet d'évolution des règles MA-RE, RTE a organisé deux appels à contributions durant le premier semestre 2018.

Du 15 au 30 mars 2018, RTE a invité les acteurs à participer à l'appel à contributions sur la publication des résultats du processus écart en « S+1 ». Sept contributions ont été reçues de la part de l'ADEeF, Direct Energie, EDF, ENGIE, ES Energie, Oui Energy, Smart Grid Energy. Ces retours ont été présentés lors du GT du 13 avril 2018.

Du 20 avril au 23 mai 2018, RTE a invité les acteurs à s'exprimer via le second appel à contribution sur les sujets suivants :

- Processus de pré-qualification des acteurs et des capacités d'ajustement
- Processus d'équilibrage en temps réel
- Valorisation des ajustements
- Modalités de calcul du prix de règlement des écarts ;
- Cas de simultanéité MA-NEBEF.

Douze contributions ont été reçues de la part de l'ADEeF, Celest, CNR, Direct Energie, EDF, EFET, EnergyPool, ENGIE, Equinov, Smart Grid Energy, Uniper, Voltalis et présentées lors du GT du 15 juin 2018.

Le présent document vise à décrire les modifications que RTE souhaite apporter aux règles MA-RE à la lumière des travaux menés dans le cadre de la concertation et des retours des appels à contributions.

**Calendrier prévisionnel**

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

L'objectif est de permettre l'entrée en vigueur de ce projet de règles au premier trimestre 2019 après instruction et approbation par la CRE.

# 2 PROCESSUS DE PRE-QUALIFICATION

## 2.1 Introduction

### 2.1.1 Objectifs du processus de pré-qualification

Aujourd'hui, RTE met en œuvre une pré-qualification pour certains processus d'équilibrage. C'est le cas des services système (certificat d'aptitude) et des réserves rapide et complémentaire (agrément technique).

RTE prévoit une évolution du processus d'accès au mécanisme d'ajustement (MA) afin de mettre ce dernier en cohérence avec les exigences des règlements SOGL[1] (*System Operation Guidelines*) et EBGL[2] (*Electricity Balancing* Guidelines). Cette évolution concerne le processus de préqualification des acteurs d'ajustement (AA) et des capacités d'ajustement (EDA).

L'établissement d'un processus de pré-qualification est nécessaire en particulier pour les produits standard (RR et mFRR) échangés dans le cadre de la coopération européenne d'échange de réserve (projets TERRE[3] et MARI[4]), notamment d'un point de vue opérationnel.

### 2.1.2 Rappel des exigences des règlements EBGL et SOGL

L'article 16 du règlement *Electricity Balancing* décrit la nécessité pour les acteurs d'ajustement d'obtenir une qualification afin de déposer des offres d'équilibrage. Cet article énonce également que le gestionnaire de réseau de transport (GRT) de raccordement est responsable de la mise en œuvre du processus de qualification.

Afin de pouvoir déposer des offres d'équilibrage, un acteur d'ajustement doit pré-qualifier ses capacités d'ajustement suivant un processus décrit dans les articles 159 et 162 du règlement System Operation. En particulier, il est demandé aux capacités d'ajustement de respecter des exigences techniques minimales en matière de FRR (article 158) et de RR (article 161). La proposition de déclinaison au sein du mécanisme d'ajustement français est exposée ci-dessous. La présente proposition de règles MA-RE (version v9) décrit la déclinaison pour le produit de RR uniquement. Il est toutefois à noter que RTE proposera une déclinaison pour le produit de mFRR en cohérence.

### 2.1.3 Observabilité des ajustements effectués dans le cadre d'un produit standard de RR

Le projet de mise en œuvre de plateforme européenne de produit standard TERRE a défini un profil de puissance correspondant au profil standard échangé aux frontières entre GRT. La « forme » de la livraison par l'acteur d'ajustement est importante pour RTE afin qu'il n'y ait pas de déséquilibre supplémentaire engendré par un ajustement échangé entre les différents pays participant à la plateforme TERRE.

[1] SOGL : https://electricity.network-codes.eu/network_codes/sys-ops/
[2] EBGL : https://electricity.network-codes.eu/network_codes/eb/
[3] TERRE : https://preview.entsoe.eu/network_codes/eb/terre/
[4] MARI : https://electricity.network-codes.eu/network_codes/eb/mari/

Les critères proposés par RTE dans les paragraphes suivants sont exprimés par rapport à la forme définie par la plateforme européenne.

RTE rappelle que les données de comptage au pas dix minutes, utilisées pour le contrôle du réalisé constituent les données de référence et seront les données utilisées pour effectuer le suivi pour les critères en énergie décrits au paragraphe 2.4.1.

En complément, afin de pouvoir observer finement la « forme » livrée par les capacités d'ajustement, en puissance, RTE propose que les acteurs d'ajustement partagent des courbes en puissance (télémesure 10 secondes) pour les périodes pendant lesquelles une offre standard de RR a été activée. Ces courbes sont attendues par RTE avant la fin du mois M+1 afin de pouvoir effectuer le suivi pour les critères en puissance décrits au paragraphe 2.4.2.

### 2.1.4 Pré-qualification des produits spécifiques

Dans la présente consultation pour les règles V9, RTE propose de ne pas pré-qualifier les produits spécifiques, notamment suite aux questions soulevées lors de l'appel à contributions par les acteurs sur la cohérence d'une pré-qualification des produits spécifiques avec :

- l'obligation d'offrir le disponible pour certaines capacités ;
- les possibilités de mise à jour des contraintes techniques dans la période d'observation d'un mois.

RTE rappelle également que contrairement aux activations standard où un profil de livraison est attendu par la plateforme européenne, dans le cas d'ajustements spécifiques, les acteurs transmettent à RTE leurs contraintes techniques qui permettent à RTE de définir le profil attendu lors d'une activation.

Aussi, un processus de qualification ne semble pas adapté car les contraintes techniques reflètent les spécificités de chaque capacité d'ajustement, pour chaque ajustement. Suite à la consultation, RTE reste néanmoins ouvert à la discussion concernant la pré-qualification des produits spécifiques.

### 2.1.5 Dispositions transitoires avant l'arrivée de la plateforme TERRE

Afin de faciliter la participation des capacités d'ajustement à l'arrivée de la plateforme TERRE et d'alléger les processus opérationnels, RTE propose un dispositif transitoire de « qualification *de facto* » de certaines EDA au produit standard de RR. Ce dispositif dispense les acteurs d'ajustement de faire des demandes de qualification au lancement de la plateforme TERRE.

Les EDA proposées au dispositif de « qualification *de facto* » sont les EDA qui auront effectué au moins un ajustement avec un DMO inférieur ou égal à trente minutes entre l'entrée en vigueur de la version V9 des règles et la mise en œuvre de la plateforme TERRE.

## 2.2 Processus de pré-qualification des acteurs d'ajustement

### 2.2.1 Principe général : une étape unique

RTE propose un processus de pré-qualification en une étape unique : une période de pré-qualification permettant d'obtenir la qualification. RTE ne prévoit pas de période de suivi étant donné que la qualification des acteurs d'ajustements est principalement administrative.

La figure suivante illustre la proposition de processus de pré-qualification pour les acteurs d'ajustement :




### 2.2.2 Période de pré-qualification

La période de pré-qualification se décompose en deux phases : la demande de participation au MA et une phase de test.

La qualification des acteurs d'ajustement participant déjà au MA est supposée acquise. Ils n'ont pas besoin de soumettre une nouvelle demande, ni de passer par une nouvelle phase de test.

#### *2.2.2.1 Demande de participation au MA*

La signature de l'accord de participation au MA conformément à l'annexe 3 de la section 1 des règles MA-RE fait office de demande de participation au MA. La qualification d'un acteur d'ajustement est soumise à la signature de cet accord de participation.

#### *2.2.2.2 Phase de test*

La qualification d'un acteur d'ajustement est soumise à la réussite des tests prévus par les règles SI.

Ces tests incluent notamment les éléments suivants :

- transmission à RTE d'un fichier d'offre SYGA et d'un fichier de conditions d'utilisation des offres ;
- réalisation de tests d'échanges par l'outil TAO.

### 2.2.3 Qualification

Sous réserve de validation de la demande de qualification (dossier de demande complet, données valides, etc.) et de la validation par RTE de la phase de test, la qualification de l'acteur d'ajustement est supposée acquise.

## 2.3 Processus de pré-qualification des capacités d'ajustement

### 2.3.1 Principe général du processus de pré-qualification

RTE propose un processus de pré-qualification en deux étapes : une période de pré-qualification permettant d'obtenir la qualification et une période de suivi permettant son maintien (ou éventuellement son retrait).

La figure suivante illustre la proposition de processus de pré-qualification des capacités d'ajustement :




### 2.3.2 Période de pré-qualification en deux phases

La période de pré-qualification se décompose en deux phases : la demande de participation au MA et une phase de test.

#### *2.3.2.1 Demande de qualification*

Soumission de la demande

La demande de qualification peut être faite par l'acteur d'ajustement à tout moment. L'acteur d'ajustement précise dans sa demande le type de produit d'ajustement pour lequel il souhaite que l'EDA soit qualifiée. Pour la version de règles V9, seul un type de produit est possible :

- produit standard de RR.

La demande se fait via les applications de gestion des périmètres de RTE. Des ateliers techniques spécifiques permettront de présenter les détails de soumission des demandes de qualification.

Délais de traitement de la demande

Conformément au règlement SOGL, RTE peut théoriquement valider la conformité de la demande de l'acteur d'ajustement dans un délai de 8 semaines maximum. Dans le cas où la demande serait incomplète, l'acteur d'ajustement doit la compléter dans les 4 semaines suivant le retour de RTE. RTE doit valider la qualification de l'EDA dans un délai de 3 mois maximum à partir du moment où la demande est validée.

RTE propose de réduire ce temps au maximum dans la mesure de la faisabilité opérationnelle afin de réduire le délai entre la contractualisation et la valorisation effective de la capacité. RTE validera la cohérence et la complétude de la demande faite par l'acteur d'ajustement dans un délai de 5 jours ouvrés maximum. La validation de la qualification est décrite au paragraphe 2.3.3.

#### *2.3.2.2 Phase de test*

Une phase de test initiale introduit un délai entre le moment où la capacité intègre le portefeuille de l'acteur et l'instant où il peut la valoriser sur le mécanisme d'ajustement. Dans le mesure où (i) les capacités offertes sur le MA (hors RR/RC et AOE) ne bénéficient pas d'une rémunération fixe et (ii) que le processus de contrôle de réalisé permet de définir et rémunérer les acteurs en fonction de la réussite de chacune des activations, RTE propose de ne pas mettre en place de tests sur la base de critères techniques de l'EDA conditionnant l'obtention de la qualification.

L'engagement de l'acteur d'ajustement pour l'EDA à qualifier se fait sur une base déclarative afin d'éviter la mise en place de tests. Cela permettra de réduire le délai entre la contractualisation et la valorisation effective de la capacité.

Cependant, la qualification d'une EDA à un produit standard peut amener RTE à vérifier des exigences techniques complémentaires liées à la participation aux plateformes d'échange européennes :

- exigences relatives à la précision des programmes d'appel, lorsque la capacité est constituée d'EDP ;
- exigences relatives à la remontée de données en puissance permettant d'observer la « forme » de l'ajustement pour le produit standard de RR (comme présenté en introduction) ;
- la capacité technique à transmettre des messages d'offres par TOPASE.

### 2.3.3 Qualification

La qualification pour un produit d'ajustement est acquise pour l'EDA lorsque la demande de qualification est validée par RTE (dossier de demande complet, données valides) et prend effet lors de la prochaine mise à jour mensuelle du périmètre de l'EDA : si la demande est jugée conforme et complète par RTE au moins 10 jours ouvrés avant la fin du mois, la qualification prend effet au début du mois suivant. Dans le cas contraire, la qualification prend effet au début du mois M+2.

### 2.3.4 Période de suivi

#### *2.3.4.1 Modalités de suivi*

Afin d'assurer une vérification de la conformité de la livraison physique des ajustements avec celle déclarée par l'acteur d'ajustement lors de la demande de qualification, RTE propose, dans un premier temps et pour des raisons de simplicité, de faire un suivi mensuel à la maille de l'EDA par rapport à des critères techniques définis au paragraphe 2.4.

A l'avenir (dans de prochaines versions des règles MA-RE), le processus de vérification de la conformité de la livraison physique pourrait évoluer si le processus s'avérait non pertinent, par exemple du fait de l'évolution de la fréquence de mise à jour du périmètre des EDA.

#### *2.3.4.2 Périmètre de suivi*

Le suivi est fait à la maille de l'EDA, indépendamment des évolutions du périmètre de cette EDA conformément au paragraphe 4.2.2 de la section 1 des règles MA-RE.

#### *2.3.4.3 Période d'observation*

Pour chaque mois, RTE propose que la période d'observation soit définie de la manière suivante :

- lorsque la capacité a réalisé moins de 5 activations sur le mois concerné, la période d'observation retenue permet de prendre les 5 dernières activations réalisées sur l'EDA, sans excéder 12 mois ;
- à l'ensemble du mois lorsque la capacité a été activée 5 fois ou plus dans le mois.

**Cas particuliers** : dans les cas où un ajustement spécifique a été réalisé sur la même période qu'un ajustement standard de RR, RTE propose de ne pas considérer cet ajustement standard dans la période d'observation.

### 2.3.5 Renouvellement de la qualification

#### *2.3.5.1 Conditions de maintien de la qualification*

Afin de maintenir sa qualification dans le temps, l'EDA doit assurer un respect suffisant des critères techniques définis au paragraphe 2.4.

RTE propose de considérer qu'une EDA est en défaut sur une activation s'il est constaté un non-respect des exigences telles que définies au paragraphe 2.4 pour au moins un des critères techniques.

Si plus de 50% des activations sont en défaut sur la période d'observation définie au 2.3.4.3, RTE propose de procéder au retrait de la qualification pour cette EDA. Les conditions de retrait de la qualification sont précisées au paragraphe suivant. Dans le cas contraire, la qualification est maintenue jusqu'à la période d'observation suivante.

#### *2.3.5.2 Perte de qualification*

RTE propose que la perte de qualification pour le produit standard de RR entraîne une impossibilité pour l'acteur d'ajustement de soumettre des offres pour des produits standard de RR pendant 3 mois. La perte de qualification suite à un suivi effectué au mois M prend effet au début du mois M+2.

#### *2.3.5.3 Information de l'acteur d'ajustement des défauts de son EDA*

RTE propose d'informer l'acteur des activations en défaut ainsi que la perte de qualification le cas échéant pour une EDA au titre du suivi fait au mois M avant la fin du mois M+1.

## 2.4 Critères techniques

RTE propose de baser les critères et exigences techniques utilisés lors du contrôle de l'EDA sur les exigences imposées par le règlement System Operation, à savoir *a minima* le respect du DMO et du temps de désactivation pour le type de produit considéré, ainsi que le respect de la puissance de consigne.

### 2.4.1 Critères et exigences en énergie

Afin de s'assurer que l'EDA fournissant un produit standard de RR délivre bien l'énergie attendue sur l'heure de livraison considérée, RTE propose de suivre les écarts d'ajustement suivants comme critère en énergie (calculés conformément aux formules proposées dans le cadre du contrôle du réalisé) :

- EAp : Ecart d'Ajustement positif pour l'EDA sur l'heure considérée pour l'ajustement ;
- EAn : Ecart d'Ajustement négatif pour l'EDA sur l'heure considérée pour l'ajustement.

Les exigences à respecter par l'EDA sont les suivantes :

| | **Hausse** | **Baisse** |
|---|---|---|
| **Ecart positif** | $EAp \leq 20\% * VAt_H$ | $EAp \leq 20\% * VAt_B$ |
| **Ecart négatif** | $EAn \leq 20\% * VAt_H$ | $EAn \leq 20\% * VAt_B$ |

avec :

- $VAt_H$ : volume attendu théorique à la hausse pour l'EDA, sur l'heure de livraison, calculé conformément à l'Article 6.4.2 des règles MA-RE ;
- $VAt_B$ : volume attendu théorique à la baisse pour l'EDA, sur l'heure de livraison, calculé conformément à l'Article 6.4.2 des règles MA-RE.

En considérant qu'il n'est pas possible d'avoir un ajustement simultané hausse-baisse pour la même activation, la formule simplifiée peut se résumer comme suit :

$$EAp + EAn \leq 20\% * (VAt_H + VAt_B)$$

**Remarque :** RTE propose une valeur limite de 20% pour l'écart d'ajustement afin d'être cohérent avec la valeur de tolérance sur la puissance attendue (voir paragraphe suivant sur les critères en puissance).

Ci-dessous quelques illustrations du critère en énergie pour le produit standard de RR :

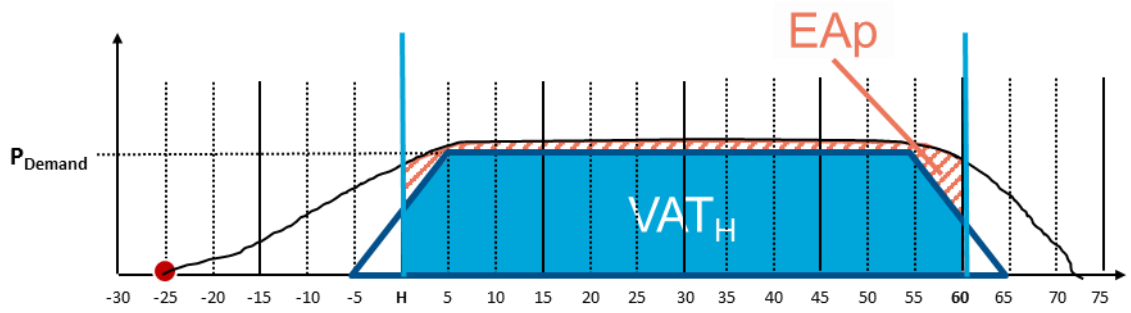



*Figure 1Critère en énergie - livraison attendue sur 60' (4 quarts d'heure)*

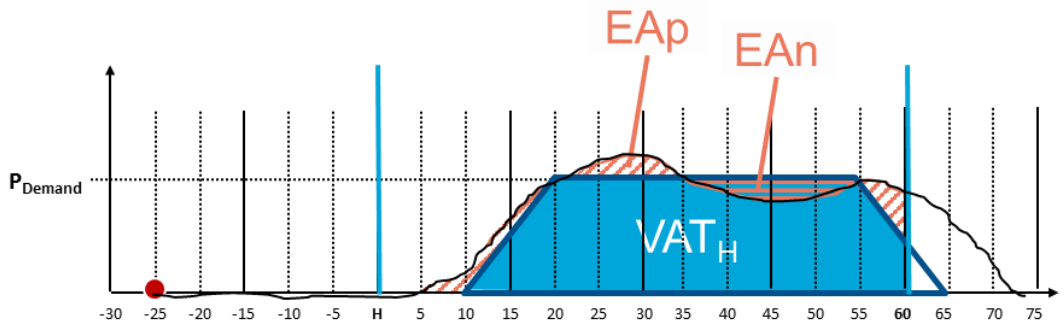



*Figure 2 - Critère en énergie - livraison attendue sur 45' (3 quarts d'heure)*

### 2.4.2 Critères et exigences en puissance

RTE propose de suivre les critères en puissance suivants :

- Pe (t=DMO) : puissance effective mesurée pour l'EDA au point théorique d'atteinte du DMO (= instant d'activation) ;
- Pe (t=DMO-5') : puissance effective mesurée pour l'EDA cinq (5) minutes avant le point théorique d'atteinte du DMO (= instant d'activation) ;
- Pe (t=désactivation) : puissance effective mesurée pour l'EDA au point théorique de début de désactivation (= instant de désactivation) ;
- Pe (t= désactivation+5') : puissance effective mesurée pour l'EDA cinq (5) minutes après le point théorique de début de désactivation (= instant de désactivation) ;
- Pe (t=désactivation+15') : puissance effective mesurée pour l'EDA quinze (15) minutes après le point théorique de début de désactivation (= instant de désactivation) ;
- Pe (t) : puissance effective mesurée pour l'EDA pour l'ensemble des points compris entre le point théorique d'atteinte du DMO et le point théorique de début de désactivation (= plage d'activation) ;

Remarque : les puissances effectives sont mesurées à partir des données partagées par l'acteur d'ajustement comme présenté au paragraphe 2.1.3.

RTE propose les exigences suivantes sur les critères en puissance:

| t | Cas d'une Offre à la Hausse | Cas d'une Offre à la Baisse |
|---|---|---|
| **DMO** | $Pe(t) \geq P_{sollicitée}$ | $Pe(t) \leq P_{sollicitée}$ |
| **DMO-5'** | $Pe(t) \geq P_{sollicitée} / 2$ | $Pe(t) \leq P_{sollicitée} / 2$ |
| **Désactivation** | $Pe(t) \geq P_{sollicitée}$ | $Pe(t) \leq P_{sollicitée}$ |
| **Désactivation+ 5'** | $Pe\ t) \geq P_{sollicitée} / 2$ | $Pe(t) \leq P_{sollicitée} / 2$ |
| **Désactivation+ 15'** | $Pe(t) = 0$ | $Pe(t) = 0$ |
| **[DMO ; désactivation]** | $P_{sollicitée} * 120\% \geq Pe\ (t) \geq P_{sollicitée} * 80\%$ | $P_{sollicitée} * 120\% \geq Pe\ (t) \geq P_{sollicitée} * 80\%$ |

avec $P_{sollicitée}$ la puissance sollicitée dans l'ordre d'ajustement communiqué par RTE.

**Remarque :** pour des raisons de simplification, les détails des formules données dans le présent rapport d'accompagnement prennent une référence à zéro. Dans le cas où l'ajustement est réalisé à partir d'une référence non nulle, les références en puissance prises par RTE sont les suivantes :

- si l'EDA est constituée d'EDP, la somme, sur l'ensemble des EDP constitutives de l'EDA, des valeurs de puissance du dernier programme d'appel tracé par RTE pour chaque EDP ;
- la puissance calculée à partir de la courbe de référence de l'EDA sinon.

Ci-dessous quelques illustrations du critère en puissance pour le produit standard de RR :

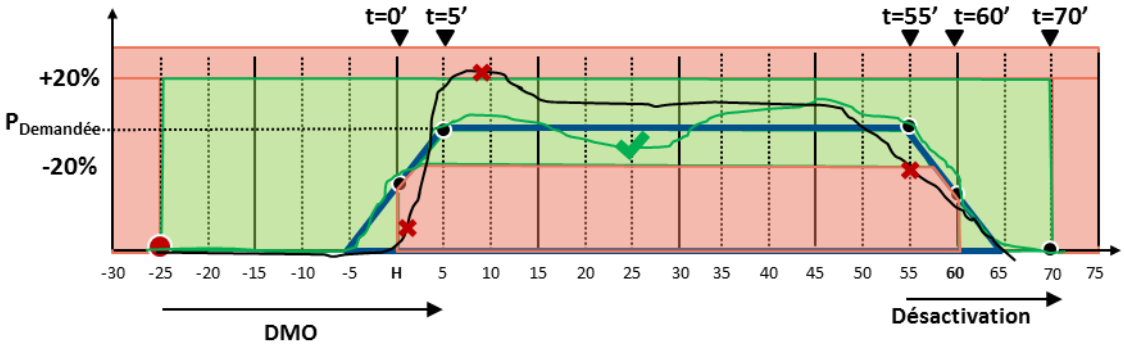



*Figure 3 - Critère en énergie - livraison attendue sur 60' (4 quarts d'heure)*

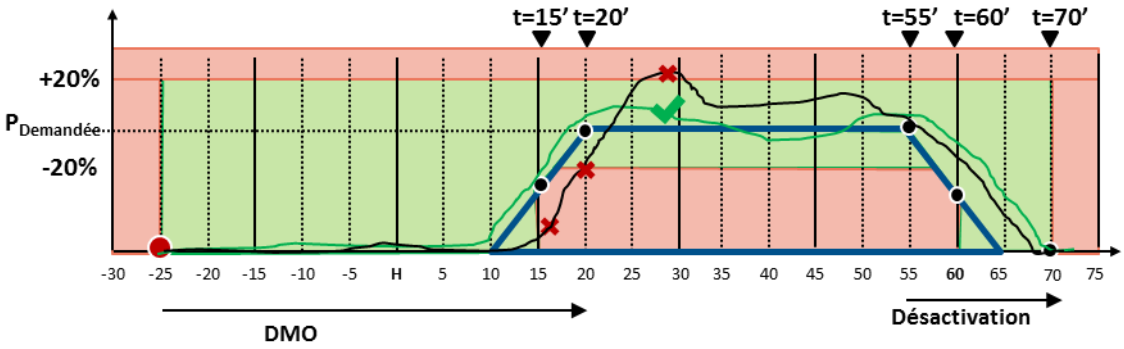



*Figure 4 - Critère en énergie - livraison attendue sur 45' (3 quarts d'heure)*

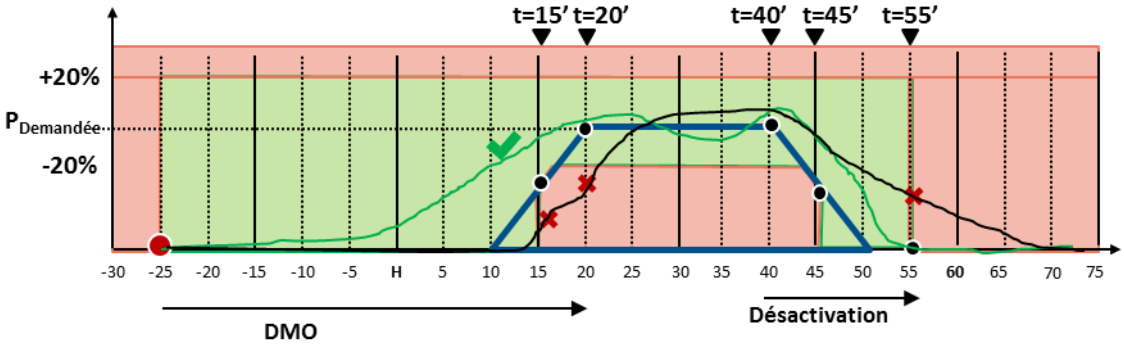



*Figure 5 - Critère en énergie - livraison attendue sur 30' (2 quarts d'heure)*

# 3 OFFRES D'AJUSTEMENT

## 3.1 Contexte

La mise en œuvre de la plateforme de produits standard de RR (TERRE) implique des évolutions qui concernent la constitution et la soumission d'une offre d'ajustement. L'article 4.3 des règles évolue pour intégrer ces évolutions.

## 3.2 Proposition de RTE

### 3.2.1 Caractéristiques des offres standard de RR

De la même manière que pour les offres spécifiques, RTE propose d'introduire les caractéristiques des offres standard de RR. Ainsi, une offre standard de RR est formulée par un acteur d'ajustement relativement à une EDA donnée, sur les quatre pas quart d'heure composant une heure de livraison d'une journée don née et comporte un certain nombre d'informations précisées à l'article 4.3.1.1.1 des règles et dans les règles SI telles que :

- Le sens de l'offre (à la hausse ou à la baisse) ;
- Les offres qui lui sont liées ou exclusives ;
- Le caractère divisible ou non de l'offre ;
- Pour chaque pas quart d'heure de l'heure de livraison : le prix d'offre et les quantités minimale (si l'offre est divisible) et maximale offertes

### 3.2.2 Evolution de la typologie des offres d'ajustement

Précédemment, les offres d'ajustement se répartissaient entre les offres explicites et les offres implicites. A partir de la v9 des règles MA-RE (article 4.3.1.2), elles se répartissent en 3 types :

- les offres standard de RR explicites ou offres standard de RR ;
- les offres spécifiques :
  - les offres spécifiques implicites ou offres implicites ;
  - les offres spécifiques explicites.

### 3.2.3 Transmission des offres standard de RR

#### *3.2.3.1 Evolutions fonctionnelles*

En plus de la transmission d'offres spécifiques, pour chacune des EDA comprises dans son périmètre d'ajustement l'acteur d'ajustement peut soumettre, par journée, si l'EDA est qualifiée pour la soumission d'offres standard de RR (cf paragraphe 2 de ce document sur la qualification des EDA), une ou plusieurs offre(s) standard de RR à la hausse et/ou une ou plusieurs offre(s) standard de RR à la baisse sur chaque heure de guichet de la plateforme de produits standard de RR.

*Les processus relatifs à la transmission des offres standard de RR sont décrits à l'article 4.3.2.2 des règles.*

Comme pour les offres spécifiques, l'acteur d'ajustement peut soumettre ses premières offres standard de RR pour une journée J à partir de minuit en J-7. Les offres sont déposables et modifiables jusqu'à leur heure de guichet de prise en compte, qui correspond à la dernière heure ronde avant heure de livraison

La soumission d'une offre standard de RR 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 RR et dans tous les cas se réfère aux règles SI.

Une offre standard de RR soumise est prise en compte à un guichet si la période de validité de l'offre est postérieure à l'expiration du délai de neutralisation. Les autres contrôles et conditions d'acceptation d'une offre standard de RR sont détaillés au sein des règles SI.

#### *3.2.3.2 Evolutions techniques*

RTE a prévu la mise en place d'une nouvelle interface technique avec les acteurs d'ajustement et les responsables de programmation dénommée TOPASE (Transmission des Offres et des Programmes Au Service de l'Equilibrage), en remplacement des interfaces actuelles E-PAT et SYGA.

A sa mise en place, cette interface permettra à RTE de recevoir l'ensemble des offres standard de RR de la part des acteurs d'ajustement pour ensuite les transmettre à la plateforme de produits standard de RR. Les modalités techniques d'échanges prévues sont les suivantes :

- Authentification par certificat PKI ;
- Echange *via* API (requêtes https) et *via* IHM (chargement de fichier) ;
- Les offres standard de RR pour une heure d'application donnée seront transmises de manière agrégée (document multi-offres). Un acteur d'ajustement transmettra donc à RTE un seul document par heure d'application de la journée, comprenant l'ensemble de ses offres (sur l'ensemble de son périmètre d'ajustement), soit au total, 24 documents pour une journée d'application J (23 ou 25 documents pour les journées de changement d'heure) ;
- La dernière version du guide d'implémentation a été transmise aux acteurs d'ajustement et se trouve sur la page TERRE du site RTE clients :

  https://clients.rte-france.com/lang/fr/clients_producteurs/services_clients/terre.jsp

### 3.2.4 Interaction entre les différents types d'offres d'ajustement

L'introduction des offres standard de RR au sein des règles MA-RE implique de définir un certain nombre de principes qui régissent les interactions entre les offres. Tout ce qui concerne les processus d'équilibrage en temps réel est détaillé au paragraphe 4 de ce document.

- Interaction entre les offres spécifiques et offres standard de RR d'un acteur d'ajustement :

  - Les offres standard de RR associées à une EDA et formulées sur une plage horaire [H ; H+1[ sont réputées réalisables dès lors qu'aucune activation d'offre spécifique n'a été réalisée par RTE sur la période [H-30' ; H+1[ au moment de l'activation de l'offre spécifique.
  - La puissance offerte par un acteur d'ajustement dans le cadre d'une offre spécifique peut également être soumise dans le cadre d'une offre standard de RR si l'EDA sur laquelle elle repose est qualifiée pour la soumission d'offres standard de RR.

- Interaction entre plusieurs offres standard de RR d'un acteur d'ajustement : l'ensemble des offres standard de RR non exclusives, soumises par un acteur d'ajustement doivent être réalisables.

# 4 UTILISATION DES OFFRES D'AJUSTEMENT

## 4.1 Contexte et organisation des règles MA-RE

Avec la mise en œuvre de la plateforme de produits standard de RR TERRE, le processus d'équilibrage opéré par RTE en temps réel est amené à évoluer.

*Ainsi, l'article 4.4 des règles MA-RE v9, qui traite de l'utilisation des offres d'ajustement par RTE, décrit les évolutions et les principes que RTE souhaite mettre en place pour maintenir un équilibrage efficient du système électrique (i) en maximisant l'utilisation de produits standard, (ii) en garantissant un même niveau de sûreté du système électrique qu'actuellement et (iii) en permettant de bénéficier localement et lorsque c'est possible, des flexibilités offertes sur le MA.*

*Outre l'ajout de deux articles relatifs à l'introduction de la plateforme de produits standard de RR (article 4.4.3 Processus d'équilibrage avec la plateforme de produits standard de RR et article 4.4.7 Priorisation des ordres transmis par RTE), certains articles ont été déplacés, remontés ou au contraire descendus dans l'organisation pour faciliter la lecture de l'ensemble du processus.*

*L'article 3 des règles MA-RE qui traite de la programmation (article 3.1.4) a également été modifié du fait de l'introduction de la possibilité pour un receveur d'ordre de transmettre un programme de marche (cf paragraphe 4.7 ci-dessous).*

## 4.2 Processus d'équilibrage avec la plateforme de produits standard de RR

### 4.2.1 Rappel du processus actuel, sans la plateforme de produits standard de RR

Le processus d'équilibrage est aujourd'hui réalisé avec des offres d'ajustement à destination exclusive de RTE et dont les caractéristiques sont hétérogènes. De plus, toutes les offres sont activables en processus direct par RTE.

Ce fonctionnement actuel permet à RTE de classer l'ensemble des offres dans une liste unique de préséance économique (*merit order*). En fonction de l'échéance du besoin et de la probabilité d'occurrence, RTE sélectionne continument les offres les moins chères parmi celles qui peuvent répondre au besoin, par exemple, en présélectionnant uniquement les offres dont le DMO est inférieur ou égal à 30 minutes lorsque qu'un besoin d'équilibrage intervient pour une échéance inférieure à 30 minutes.

### 4.2.2 Impact de la plateforme de produits standard de RR sur le processus d'équilibrage

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

*Le processus d'équilibrage avec la plateforme de produits standard de RR est décrit à l'article 4.4.3 des règles MA-RE v9.*

Les quatre catégories de motifs d'ajustement ne changent pas et sont décrites à l'article 4.4.4 des règles MA-RE v9 : (i) gestion de l'équilibre P=C, (ii) reconstitution des services système, (iii) reconstitution des marges, (iv) traitement des congestions. En complément, les ajustements demandés pour la gestion de l'équilibre P=C peuvent désormais répondre à un besoin défini par la plateforme de produits standard de RR.

### 4.2.3 Proposition de RTE

#### *4.2.3.1 Expression du besoin de RTE à la plateforme de produits standard de RR*

Lorsque RTE participe au processus de partage d'offres standard de RR, le besoin d'équilibrage P=C transmis par RTE à H-40 minutes à la plateforme correspond à la totalité du besoin d'équilibrage P=C prévu par RTE à H-40 minutes.

Ce besoin est exprimé avec une précision de 100 MW, afin de (i) limiter les contraintes d'algorithmes liées aux options offertes aux opérateurs de flexibilités (offres liées, non divisibles, puissances minimales, etc.), et (ii) dans la mesure où la précision du besoin est de cet ordre de grandeur à l'échéance H-45 minutes.

RTE propose de formuler un prix pour le besoin exprimé à la plateforme de produits standard de RR. Ainsi, pour chaque plage de puissance de 100 MW du besoin d'équilibre P=C exprimé à la plateforme de produit standard de RR, RTE associe un prix limite pour le besoin. Ce prix limite prend comme valeur :

- « à tout prix » s'il est nécessaire que ce besoin d'équilibrage soit activé pour le maintien des marges requises,
- un prix égal à une estimation du prix que coûterait la satisfaction de ce besoin d'équilibrage à partir de l'activation d'EDA ayant formulé des offres spécifiques et n'ayant pas formulé d'offres standard de RR et associées à un DMO strictement inférieur à 30 minutes. L'estimation de ce prix est issue de données de marché (prix des offres, prix de marché) et d'une estimation de la probabilité de réalisation du besoin estimé par RTE.

Lorsque RTE participe au processus de partage d'offres standard de RR pour un pas horaire, RTE n'active pas d'offres spécifiques pour motif d'équilibrage P=C sur ce pas horaire avant d'avoir exprimé le besoin d'équilibrage P=C à la plateforme de produits standard de RR. Ainsi, il n'y aura pas d'activation pour cause P=C avant H-30 minutes pour la période de livraison [H ; H+1h[.

#### *4.2.3.2 Transmission des offres standard de RR à la plateforme de produit standard de RR*

RTE transmet les offres standard de RR pour la période de livraison [H ; H+1h[ à la plateforme de produits standard de RR à H-40 minutes. RTE a la possibilité de préciser que certaines offres ne peuvent pas être sélectionnées par la plateforme (pour des raisons de transparence, toutes les offres standard reçues par RTE sont transmises à la plateforme, mais certaines peuvent être marquées comme non activables), cf paragraphe 4.3 de ce document.

#### *4.2.3.3 Processus d'équilibrage suite à la sélection des offres par la plateforme de produits standard de RR*

Après la sélection des offres par la plateforme de produits standard de RR (à l'échéance H-30 minutes), RTE propose de reprendre le processus d'équilibrage, en classant l'ensemble des offres spécifiques disponibles sur le MA pour la période [H ; H+1h[. Par exemple, les situations suivantes pourront se produire (dans le respect par RTE des conditions d'utilisation des offres) :

- les offres à la hausse activées par la plateforme de produits standard de RR pourront faire l'objet d'une activation spécifique à la baisse par RTE ;
- l'offre spécifique à la hausse d'une capacité pourra être activée en complément d'une offre standard de RR à la hausse de cette capacité si des offres standard de RR à la hausse ont été activées (complément en volume ou temporel) ;
- l'offre spécifique à la hausse d'une capacité pourra être activée si les offres standard de RR à la hausse n'ont pas été activées.

#### *4.2.3.4 Priorisation des ordres transmis par RTE*

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.

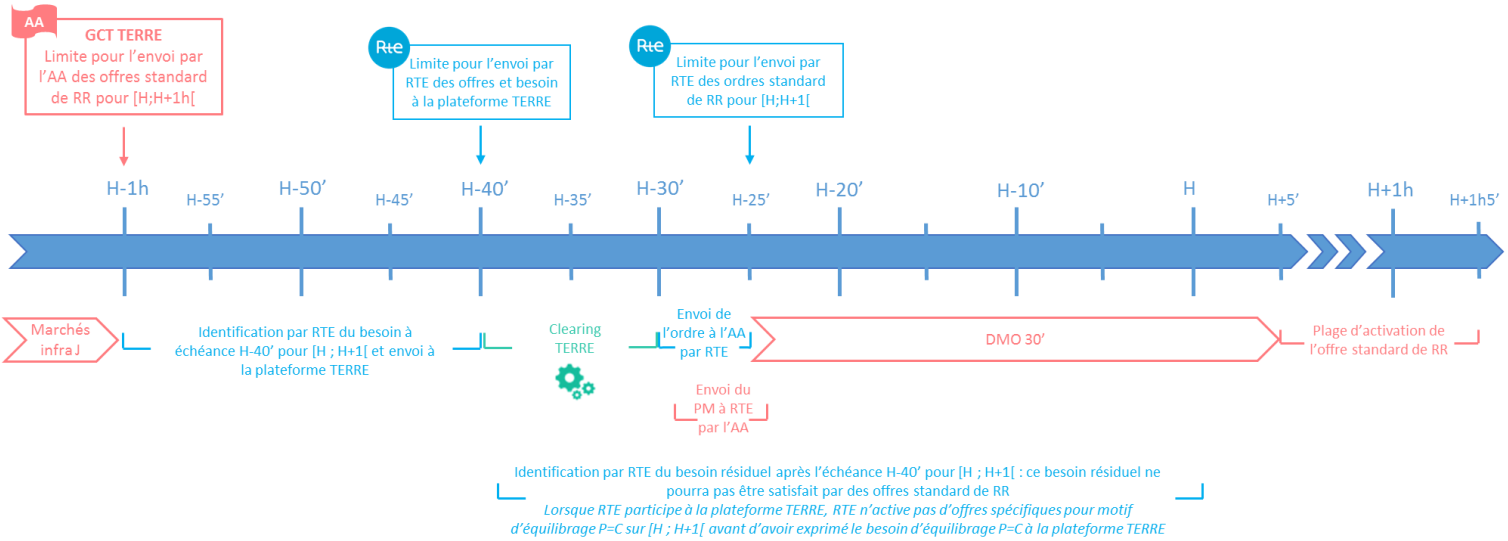
Cet ordre de priorité, décrit à l'article 4.4.7 des règles RE-MA, est le suivant (par ordre de l'importance la plus élevé à la moins élevée) :

- Ordres à exécution immédiate pour la sauvegarde du système,
- Ordres transmis par téléphone,
- Ordres transmis par le dispositif TAO et concernant les offres spécifiques,
- Ordres transmis par le dispositif TAO et 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 œuvre 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.

#### *4.2.3.5 Schéma récapitulatif du processus d'équilibrage*




## 4.3 Offres non partagées

### 4.3.1 Contexte

Conformément aux lignes directrices contenues dans le règlement *Electricity Balancing*, les plateformes européennes pour l'échange d'énergie d'équilibrage à partir d'offres standard donneront la possibilité aux GRT de rendre certaines offres non partagées (*restricted*). Lorsque ces offres sont non partagées, elles ne peuvent pas être sélectionnées par la plateforme de produits standard de RR.

RTE prévoit d'utiliser cette possibilité pour garantir la sûreté du système électrique.

### 4.3.2 Proposition de RTE

Plusieurs raisons peuvent conduire RTE à ne pas partager des offres à la plateforme de produits standard de RR ou à ne pas activer une offre qui aurait été sélectionnée par la plateforme de produits standard de RR

Les règles en vigueur du mécanisme d'ajustement prévoient que RTE peut, dans certaines situations, ne pas activer une offre.

*Avec la mise en œuvre des plateformes de produits standard, RTE propose de mettre à jour les modalités de maintien de la sûreté pour ajouter l'action de rendre non partagées certaines offres, selon les modalités explicitées ci-dessous et dans les règles MA-RE à l'article 4.4.2.*

#### *4.3.2.1 Maintien des marges et réserves*

Le maintien des marges et réserves consiste à conserver, pour les besoins d'équilibrage du système électrique français, un volume d'offres permettant de prémunir le système électrique d'un certain volume d'aléa à une échéance donnée.

Pour illustrer ce besoin, l'exemple suivant illustre la nécessité de conserver un volume de capacité en France :

1. A H-60 minutes si l'ensemble des capacités formulent une offre sur la plateforme de produits standard de RR ;
2. A H-45 minutes, le système français est parfaitement équilibré et aucun besoin n'est exprimé par RTE à la plateforme de produits standard de RR ;
3. L'ensemble des capacités raccordées en France est activé pour des besoins exprimés par les GRT étrangers ;
4. Un aléa sur le système électrique français sur la période [H ; H+1h[ (perte d'un groupe de production par exemple) ne peut plus être couvert par le mécanisme d'ajustement, car toutes les capacités ont été activées pour des besoins de GRT étrangers.

Ainsi, pour conserver un volume suffisant de capacités, il peut être nécessaire de ne pas partager un certain volume d'offres au sein de la plateforme de produits standard de RR.

Les offres standard de RR ne seront pas partagées par RTE lorsque le volume d'offres susceptible d'être disponible en France après le clearing de la plateforme conduit à un niveau de marges en France insuffisant (i) pour la fenêtre opérationnelle en cours ou (ii) pour les échéances futures.

#### *4.3.2.2 Maintien des services systèmes*

Pour le fonctionnement du système électrique, RTE doit garantir un volume de services système (FCR réserve primaire et aFRR réserve secondaire). Afin de garantir ce volume, les capacités qui programment des services système ne devraient théoriquement ne fournir que des services systèmes (SSY). L'acteur serait donc amené à choisir entre fournir des services systèmes (SSY) ou un ajustement sur le MA avec sa capacité.

Cependant, en pratique il est pertinent pour les groupes de production

(i) de programmer des services système sur les groupes dont le prix variable est le plus élevé et simultanément

(ii) d'ajuster prioritairement à la baisse les groupes de production dont le prix variable est également le plus élevé.

Actuellement, dans ces situations, RTE :

(i) recourt à la baisse de puissance des groupes dont le prix variable est le plus élevé ; et

(ii) reconstitue les services système via un ajustement « service système » qui consiste à baisser la production d'un groupe initialement à $P_{MAX}$ pour qu'il fournisse des services système.

A la mise en œuvre de la plateforme TERRE, RTE filtrera les offres standard de RR émanant d'entités fournissant des services système, sauf lorsqu'elles déclarent explicitement que l'activation de ces dernières ne conduit pas à une dégradation de la programmation en services système.

Afin de maintenir un niveau d'optimisation élevé (c'est à dire laisser les acteurs programmer en service système les capacités à coût marginal élevé et réaliser l'ajustement en temps réel sur ces capacités en reconstituant les services système sur d'autres capacités) et de maximiser le volume d'offres standards, RTE travaille actuellement à la mise en place d'un processus permettant :

- aux opérateurs de formuler des offres standard pouvant conduire à la perte de fourniture de services système par la capacité ;
- à RTE de reconstituer des services système sur les capacités n'ayant pas formulé d'offres standard.

Des points sont encore à instruire techniquement avec les opérateurs de marché avant que RTE puisse mettre en place ce processus opérationnel.

Dans le cadre d'un tel processus, RTE ne partagera pas les offres TERRE des capacités fournissant des services système qui, si elles sont activées, conduisent à un niveau de programmation inférieur aux engagements du responsable de réserve si les services système ne peuvent faire l'objet d'une reconstitution après le processus TERRE.

#### *4.3.2.3 Gestion des flux*

RTE propose de ne pas partager les offres standard de RR qui, si elles sont activées, conduisent à des congestions sur le réseau.

#### *4.3.2.4 Evaluation des pertes d'opportunité lorsque les capacités ne peuvent pas être activées par la plateforme TERRE*

Dans le cadre des réunions de concertation du groupe de travail « Evolution des règles MA/RE », les opérateurs ont mentionné que certains processus peuvent conduire à des pertes d'opportunités.

Ces pertes d'opportunité sont liées à l'impossibilité pour les acteurs de valoriser des capacités flexibles sur les plateformes d'échange de produits standards. Les processus suivants sont évoqués :

- les offres qui seront formulées par les acteurs et qui seront non partagées par RTE ;
- les offres qui seront formulées par les acteurs et qui ne seront plus réalisables du fait d'une activation d'offre spécifique par RTE (sur une période temporelle rendant impossible l'activation de l'offre standard) ;
- les activations des offres par les plateformes qui ne seront pas transmises aux acteurs du fait d'une contrainte réseau ou d'une activation de l'offre spécifique de la même capacité ayant lieu sur une période temporelle rendant impossible la réalisation de l'offre standard.

Certains acteurs font valoir une perte d'opportunité égale à $[Clearing_{CMOL} - Prix_{offre\ standard}]$.

Cependant, de nombreux paramètres viennent modifier ce principe théorique et RTE ne dispose pas, seul, des éléments permettant de définir les éléments liés aux éventuelles pertes d'opportunités.

Les éléments soulevés par RTE sont les suivants :

- pour les offres dont le stock est limité (sur 24h, sur 7j, sur 30 jours, sur 1 an) : comment calculer la perte d'opportunité sur une période longue ? Autrement dit, comment ne pas comptabiliser $n$ fois le même stock limité, offert d'heure en heure tant qu'il n'est pas « utilisé » ?
- Pour une capacité ayant un stock d'une heure, une offre à stock filtrée la nuit par RTE peut bénéficier in fine d'une meilleure rémunération en journée (la marge requise par RTE diminue et la probabilité de ne pas partager les offres diminue également) : la perte d'opportunité serait négative ?
- comment calculer une perte d'opportunité pour les capacités bénéficiant d'une rémunération capacitaire ? La perte d'opportunité pourrait être incluse dans la prime fixe par l'opérateur de marché, puisqu'il a connaissance des modalités de « non partage » qui sont susceptibles de s'appliquer sur sa capacité ;
- pour une capacité non partagée pour motif marge par RTE et lorsqu'un aléa survient sur le système, la capacité peut être utilisée par le RE subissant l'aléa pour rééquilibrer son périmètre : la capacité maintenue dans les marges joue pleinement son rôle et elle est utilisée pour couvrir un aléa (la rémunération est alors perçue directement par le RE et non par le mécanisme d'ajustement).

La majorité des capacités d'équilibrage ayant des contraintes de stock (gaz, hydraulique, effacement), RTE considère qu'il est nécessaire de traiter ces questions avant d'aborder la question d'un régime d'indemnisation des capacités.

*A date, la concertation n'a pas permis d'aboutir à une définition partagée des critères permettant d'identifier une perte d'opportunité effective, ni le montant de cette perte, ni encore les moyens permettant de s'assurer d'éviter tout effet d'aubaine. Dans ces conditions, RTE n'est pas en mesure de proposer des modalités de prise en compte de ces pertes d'opportunité au sein du texte soumis à consultation et propose de poursuivre la concertation sur ce point en 2019 en vue d'une prochaine version de règles.*

## 4.4 Réception des programmes de marche

### 4.4.1 Contexte

Le fonctionnement actuel du système électrique permet à RTE de construire une vision fine des flux 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 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 capacité participant au mécanisme d'ajustement. Les capacités participant à la plateforme de produits standard de RR 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 capacités après l'activation d'une offre standard, sans la transmission d'une information par les acteurs d'ajustement.

### 4.4.2 Proposition de RTE

*La transmission des programmes de marche par l'acteur d'ajustement est réalisée conformément à l'article 3.1.4.2 des règles MA-RE v9 et aux modalités prévues par les règles SI publiées sur le site client de RTE.*

*La traçabilité du programme de marche est décrite à l'article 3.1.4.3 des règles MA-RE et les critères d'acceptation du programme de marche par RTE sont décrits à l'article 3.1.4.4 des règles MA-RE v9.*

#### *4.4.2.1 Renvoi du programme de marche pour les capacités participant à la plateforme de produits standard de RR*

Pour maintenir une vision fine du système électrique et donc une gestion efficace de celui-ci, RTE demande, à partir de la date M, que les acteurs de marchés formulant des offres standard de RR, soient en mesure de transmettre à RTE le programme de marche pour ces capacités suite à une activation. Cette transmission permettra à RTE d'anticiper les écarts d'ajustement, en particulier ceux liés aux activations à/pour l'étranger, qui conduisent à des imports ou des exports et que RTE devra gérer.

Dans la mesure où cette information permet à RTE d'anticiper le comportement des acteurs suite à une activation, RTE propose de reconduire les principes actuellement en œuvre dans le mécanisme d'ajustement : utiliser cette information comme référence de ce que suivra la capacité et donc n'appliquer des pénalités que si le comportement de la capacité dévie de cette référence (cf. partie 6.8).

#### *4.4.2.2 Renvoi du programme de marche pour les capacités ne participant pas à la plateforme de produits standard de RR*

RTE propose d'introduire dans les règles MA-RE v9 la possibilité de renvoyer un programme de marche à la suite d'un ordre spécifique. Ainsi, à partir d'une date M', l'acteur d'ajustement doit déclarer à RTE si le receveur d'ordre transmet ou non un ou plusieurs programmes de marche lorsqu'il reçoit un ordre d'ajustement spécifique sur l'EDA. L'acteur d'ajustement est tenu de faire cette déclaration avant tout envoi d'offre sur l'EDA et il peut modifier sa déclaration jusqu'à J-2 23h59.

RTE propose donc que le programme de marche transmis puisse remplacer la trace de RTE lorsque ce programme de marche fait suite à un ordre spécifique, dans les cas où le programme de marche transmis par l'acteur est proche de la demande initiale de RTE et dans la mesure où le programme de marche transmis par l'acteur reflète plus précisément le comportement attendu pour la capacité (cf. partie 6.4).

Le gabarit pour un remplacement de la trace par RTE est présenté au paragraphe 6.5 et les modalités de traitement financier associées à ce gabarit sont présentées au paragraphe 5.

# 5 CALCUL DES VOLUMES REALISES

## 5.1 Contexte

L'arrivée de la plateforme de produit standard de RR, ainsi que la mise en œuvre du nouveau régime de valorisation conduisent RTE à faire évoluer les modalités de calcul des volumes réalisés.

Tout d'abord, RTE opère un changement de vocabulaire. Le terme « contrôle du réalisé » est remplacé par « calcul du volume réalisé des EDA » (article 4.5 des règles) et « valorisation des ajustements » (article 4.6 des règles), ce qui permet de distinguer les deux processus.

Ainsi, le paragraphe suivant traite des évolutions liées à l'article 4.5 des règles.

## 5.2 Proposition de RTE

### 5.2.1 Généralités

L'organisation générale de l'article ne change pas, puisque sont explicités :

(i) le principe du calcul du volume réalisé de l'EDA

(ii) le calcul du volume réalisé pour les offres émanant des EDA hors EDA point d'échange, avec les trois sous parties : calcul de la courbe de charge (paragraphe impacté par les modalités liées à la publication des résultats du processus « Ecarts » en S+1 détaillées au paragraphe 7 de ce document), calcul de la courbe de référence et calcul des volumes réalisés

(iii) le calcul du volume réalisé pour les offres émanant des EDA point d'échange

En revanche, les notions d'écart d'ajustement et de défaillance sont désormais traitées dans l'article 4.6 des règles MA-RE v9.

RTE propose d'introduire la date T qui correspond à la bascule vers le nouveau régime de valorisation (cf paragraphe 6 de ce document pour les évolutions concernant le régime de valorisation).

### 5.2.2 Pas de contrôle

La notion de pas de contrôle est introduite dans les règles et désigne la granularité du calcul des volumes réalisés. Le pas de contrôle est défini comme étant égal à 30 minutes avant la date T et à 10 minutes après la date T :

- le pas 10 minutes est cohérent avec le pas de comptage de l'ensemble des actifs participant au mécanisme d'ajustement. La donnée nécessaire au calcul du volume réalisé est donc systématiquement disponible ;
- un calcul du volume réalisé au pas 10 minutes permet bien de corriger avec précision les périmètres d'équilibre sur chaque pas de règlement des écarts (pas 30 minutes) ;

- le pas 10 minutes améliore la finesse du contrôle par rapport à un pas de règlement des écarts de 30 min même s'il ne permet pas un contrôle fin des profils de puissance de livraison des produits standard (produits 15 minutes, pentes 10 minutes).

L'introduction de la notion de pas de contrôle permet d'alléger les modifications (notamment de l'article 4.5.2.2 qui traite du calcul de la courbe de référence de l'EDA), en évitant la séparation en deux paragraphes « avant la date T » et « après la date T ».

RTE proposera de réinterroger ce pas à l'horizon du passage à un pas de règlement des écarts de 15 minutes. Le calendrier du passage à un pas de règlement des écarts de 15 minutes fera l'objet d'une proposition de la CRE.

Le calcul de l'écart d'ajustement sera également fait au pas 10 minutes après la date T. En revanche, le contrôle de la défaillance reste au pas 30 minutes (cf paragraphe 6 sur la valorisation des ajustements).

### 5.2.3 Plage de contrôle

Sur les plages temporelles durant lesquelles une capacité fait l'objet d'un ajustement, des modalités de valorisation spécifiques s'appliquent : le périmètre du ou des RE(s) concernés est corrigé des variations liées à l'ajustement, les écarts d'ajustement sont réglés financièrement avec l'acteur d'ajustement et des pénalités peuvent s'appliquer en cas de défaillance. Ainsi, il est nécessaire de déterminer la période sur laquelle ces règles s'appliquent : il s'agit de la période de contrôle.

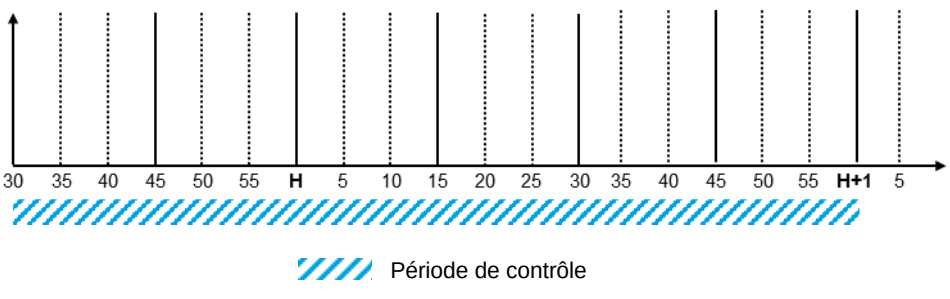
La notion de plage de contrôle change également avec la date T.

Avant la date T, la plage de contrôle d'un ajustement correspond à la plage de mise en œuvre augmentée d'une heure avant et d'une heure après. Cette plage correspond à la plage sur laquelle RTE peut contrôler la bonne réalisation d'une offre d'ajustement.

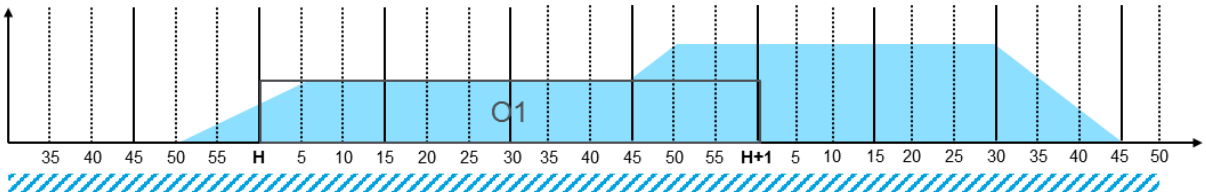
Après la date T, la plage de contrôle correspond à l'ensemble des pas de temps pour lesquels RTE : (i) calcule un volume réalisé pour l'EDA, (ii) calcule et valorise un écart d'ajustement pour l'EDA, (iii) contrôle la défaillance de l'EDA et valorise les pénalités associées. Plus précisément, la plage de contrôle d'une EDA correspond à l'union des périodes suivantes :

- [H-30 ; H+1h] si une offre standard de RR portant sur l'EDA a été activée sur la plage horaire [H ; H+1h] ;
- L'ensemble des pas 10 minutes complets pendant lesquels le volume attendu théorique ou le volume attendu effectif (cf paragraphe 6.4) est non nul.

**Exemple 1 :** activation constituée exclusivement d'une offre activée standard O1



**Exemple 2 :** activation constituée d'une offre activée standard O1 et d'une offre activée spécifique O2




### 5.2.4 Calcul des volumes réalisés

Sur le principe, le calcul du volume réalisé d'une EDA consiste toujours à effectuer une différence entre une courbe de charge et une courbe de référence.

Cependant, à partir de la date T, RTE propose d'introduire les formules de calcul des volumes réalisés qui diffèrent en fonction du type de l'EDA : injection ou soutirage (cf article 4.5.2.3.2 des règles pour les formules). Pour chaque EDA et chaque pas 5 minutes de la plage de contrôle de l'EDA, RTE calcule deux volumes : le volume à la hausse et le volume à la baisse, qui, lorsqu'ils sont non nuls, correspondent à la différence d'énergie au pas 5 minutes entre : la puissance de la courbe de charge et de la courbe de référence ramenées au pas 5 minutes.

La convention retenue est la suivante :

- Le volume réalisé à la hausse est positif pour les énergies injectées sur le système ;
- Le volume réalisé à la baisse est positif pour les énergies soutirées sur le système.

# 6 VALORISATION DES AJUSTEMENTS

Historiquement, les acteurs d'ajustement français avaient la possibilité, à travers leurs offres, de déclarer au GRT les capacités techniques de leurs actifs (délai de préparation, gradient, paliers de puissance, etc.). Cette approche a permis au GRT de couvrir ses besoins avec précision et de réaliser un équilibrage du système « en puissance ». La logique d'offre standard conduit à ce que les acteurs formulent des offres dont les caractéristiques ne correspondent pas précisément aux aptitudes physiques des actifs qui les sous-tendent. Il existe donc une incertitude sur le profil de livraison physique qui découlera de l'activation de l'offre.

Afin de permettre à RTE d'opérer un équilibrage fin en puissance à partir d'offres standard tout en favorisant la participation d'un large spectre d'actifs au mécanisme d'ajustement et de permettre la coexistence d'offres standard et d'offres spécifiques, il apparaît nécessaire de refonder les modalités de valorisation des ajustements.

*La présente partie décrit la proposition de RTE relative à ces modalités de valorisation, formalisée au sein d'article 4.6.2 de la section 1 du projet de texte.*

## 6.1 Objectifs du régime de valorisation des ajustements

RTE retient les principes directeurs suivants pour l'élaboration des modalités de valorisation des ajustements à l'horizon de la mise en œuvre des plateformes d'échange de produits standard :

- inciter les acteurs d'ajustement à livrer le volume demandé ;
- inciter les acteurs d'ajustement à suivre le profil de puissance standard ;
- favoriser la participation d'un large panel de capacités ;
- inciter les acteurs d'ajustement à délivrer le profil de puissance partagé avec RTE ;
- inciter les acteurs d'ajustement à déclarer au plus tôt leur défaillance ;
- assurer une concurrence équitable entre capacités ;
- décliner le cadre législatif et réglementaire relatif aux effacements de consommation ;
- assurer la cohérence des modalités de valorisation appliquées en France avec le cadre d'harmonisation européenne ;
- aligner les principes de rémunération des ajustements au sein des plateformes d'échange d'énergie d'équilibrage.

### 6.1.1 Pour les offres standards, inciter les acteurs d'ajustement à délivrer le volume retenu selon le profil d'ajustement en puissance standard, au périmètre de l'EDA offerte

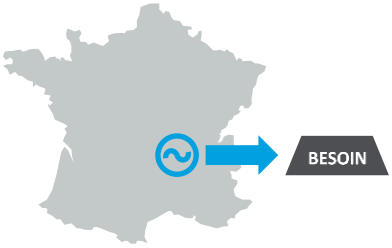
Afin de mettre en œuvre une stratégie efficace d'équilibrage en puissance, limiter les écarts de réglage et assurer la compatibilité des activations avec les contraintes du réseau, il apparaît nécessaire d'inciter les acteurs à délivrer un profil d'ajustement en puissance proche du profil standard attendu à l'interconnexion.

En effet, le recours à des plateformes d'échange d'énergie d'équilibrage aura les impacts suivants :

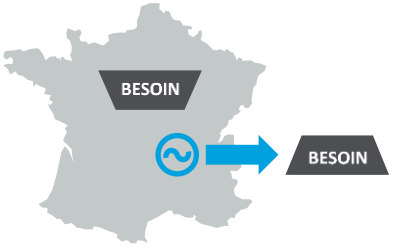
- le besoin exprimé par RTE à la CMOL TERRE pourra être couvert par une activation en France ou à l'étranger. Afin de s'assurer que le besoin d'équilibrage en puissance sera bien couvert dans les deux cas, il apparaît nécessaire d'assurer une cohérence entre les profils de livraison physique. Ceci constitue un prérequis à la mise en œuvre d'une stratégie d'équilibrage en puissance efficace ;




- des volumes importants d'offres d'ajustement reposant sur des moyens raccordés au réseau français pourront être activés par la CMOL TERRE pour couvrir des besoins situés à l'étranger. Dès lors, tout écart entre la livraison physique et le programme d'échange se traduira par un écart de réglage à la maille France ;




- les moyens activés en France pourront répondre à un besoin de sens opposé à la tendance France. Ainsi, les sur-ajustements pourront, plus régulièrement, dégrader la situation de l'équilibre et nécessiter des actions de compensation à l'aide d'offres spécifiques alors que ce n'est pas le cas aujourd'hui puisque les activations sur le MA sont réalisé exclusivement pour les besoins de RTE.




Cette incitation à livrer le profil standard devra s'appliquer au périmètre de chaque EDA :

- au sein de la fenêtre opérationnelle, RTE a accès à l'ensemble des flexibilités offertes sur le mécanisme d'ajustement et est donc en mesure de mettre en œuvre des actions de compensation en cas de défaillance à l'activation. Ainsi, il n'est pas souhaité que les acteurs d'ajustement compensent un sous-ajustement sur une EDA donnée par un sur-ajustement sur une autre EDA également activée ;

- RTE analyse l'impact potentiel des activations sur le RPT à partir de la puissance offerte et de la localisation des moyens physiques sous-jacents. Si, pour compenser une défaillance sur une autre EDA, l'acteur réalise un sur-ajustement, l'analyse de réseau est caduque et la sécurité du système compromise.

### 6.1.2 Favoriser la participation d'un large panel de capacités à l'ajustement, notamment sous la forme de produits standards

Afin de maximiser la liquidité du marché d'ajustement, le régime d'incitation des acteurs d'ajustement ne doit pas constituer une barrière à la participation des flexibilités existantes ou émergentes. Il ne doit pas conduire les acteurs à adopter des stratégies consistant à faire des offres de taille plus faible ou à augmenter considérablement leurs prix.

Pour les offres standards, RTE propose d'inciter les acteurs à suivre le profil de puissance standard associé au produit. Cette incitation permet aux AA de mieux valoriser des capacités proposant une livraison physique parfaitement cohérente avec les caractéristiques du produit. Toutefois, elle ne doit pas conduire à écarter les actifs dont le profil de livraison physique s'éloigne du profil standard.

Par ailleurs, RTE souhaite accéder, au moins sous forme d'offres spécifiques, à l'ensemble des flexibilités en puissance active disponibles au sein du système électrique. Le régime de valorisation retenu ne devra pas faire porter un risque financier trop élevé aux acteurs d'ajustement afin de ne pas les dissuader d'engager de nouvelles flexibilités.

### 6.1.3 Inciter les acteurs d'ajustement à délivrer le profil d'ajustement en puissance partagé avec RTE

RTE propose, *a minima* pour les capacités offertes sous forme de produits standards, que les acteurs déclarent, à travers le renvoi le programme de marche, une vision prévisionnelle de la livraison physique. Ce programme est notamment utilisé pour le calcul du déséquilibre prévisionnel du système (« bouclage ») et la gestion des flux sur le réseau.

Afin de disposer de programmes de marche reflétant le fonctionnement réel des capacités, RTE souhaite inciter les acteurs d'ajustement à assurer une livraison physique cohérente avec le dernier programme de marche partagé avec RTE, tant pour les offres standard que spécifiques.

### 6.1.4 Inciter les acteurs d'ajustement à déclarer au plus tôt leur défaillance

Afin de mettre en œuvre une gestion efficace des défaillances, l'acteur doit alerter au plus tôt RTE de son incapacité à délivrer le volume attendu à travers la déclaration de contraintes techniques et la déclaration du programme de marche suite à une activation. Le régime de valorisation retenu devra donc permettre de limiter les conséquences financières des défaillances lorsque les acteurs déclarent ces contraintes dès qu'ils en ont connaissance.

### 6.1.5 Assurer une concurrence équitable entre capacités

RTE propose d'aligner les modalités de valorisation des offres d'ajustement reposant sur des EDA soutirage et sur des EDA injection.

Ces modalités devront prendre en compte le cadre réglementaire spécifique aux effacements de consommation mis en œuvre par des opérateurs indépendants : désinfluencement du responsable d'équilibre des sites, mis en œuvre du versement fournisseur pour les sites concernés sur la base du volume certifié.

En complément, les modalités retenues devront permettre une concurrence équitable entre les capacités raccordées au sein des pays membres participant aux plateformes de partage d'énergie d'équilibrage. A cette fin, les cadres d'implémentation de ces plateformes proposent une harmonisation des incitations renvoyées aux acteurs d'ajustement (cf. 6.1.6).

### 6.1.6 Renvoyer des incitations cohérentes au sein des plateformes de partage d'énergie d'équilibrage et assurer la cohérence des modalités de valorisation appliquées en France avec le cadre d'harmonisation européenne

Le règlement *Electricity Balancing* prévoit que :

- chaque GRT formule une proposition de règles, au niveau national, encadrant les règlements financiers entre GRT et acteurs d'ajustement [articles 18(5)(h) à 18(5)(k)] ;
- les processus de règlement financier doivent notamment permettre de :
  - éviter les incitations perverses,
  - favoriser la concurrence entre les acteurs de marché,
  - fournir des incitations aux AA à offrir et livrer des services d'équilibrage [articles 44(1)(f) à 44(1)(h)] ;
- chaque GRT accompagne la proposition de règles formulée au niveau national d'une analyse d'impact au regard des objectifs du règlement [article 5(5)] ;
- au sein des plateformes d'échange d'énergie d'équilibrage, l'ensemble des GRT propose un cadre d'harmonisation des règles [articles 19(3)(f) et 20(3)(f)].

Ainsi, les règles de rémunération des ajustements, de règlement des énergies d'ajustement en écart et de traitement financier des défaillances sont soumises à des décisions nationales. RTE considère que ces règles devront tenir compte :

- des attentes et besoins du GRT, acheteur du service, liées à la stratégie d'équilibrage mise en œuvre : proactif ou réactif, niveau de réserves automatiques, structure et ampleur des déséquilibres constatés sur la zone de réglage ;
- du cadre législatif et réglementaire encadrant la participation de certaines capacités (notamment les effacements de consommation mis en œuvre par des opérateurs indépendants).

A date, les GRT formulent, au sein des projets de plateforme d'énergie d'équilibrage TERRE et MARI, les propositions suivantes :

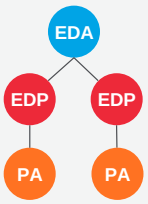
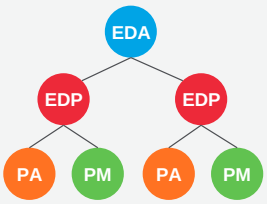
- harmonisation de la base de rémunération des acteurs d'ajustement soumettant des offres standard : `Rémunération = [Volume demandé] x [Prix marginal Cross-Border]` ;

- alignement des incitations renvoyées par les mécanismes de règlement des écarts d'ajustement, de pénalité et de préqualification : incitation à participé au marché d'ajustement, incitation à délivrer le profil standard échangé à l'interconnexion, incitation à déclarer les défaillances au plus tôt et incitation à délivrer le volume demandé.

Par ailleurs, les propositions formulées et soumises à consultation publique par les GRT concernant le règlement des écarts d'une part, et le prix de rémunération des énergies d'équilibrage d'autre part, sont compatibles avec les modalités de valorisation des ajustement proposées par RTE au sein du texte soumis à la présente consultation.

## 6.2 Rappels relatifs à la programmation et aux supports des offres d'ajustement

A échéance TERRE, les offres reposeront sur des entités d'ajustement (EDA) constituées de sites. Les modalités de programmation conditionnent la structure de l'EDA, le type d'offre spécifique soumis et la possibilité d'offrir des produits standard :

| Programmation | Programme d'Appel<br>Programme de Marche | Programme d'Appel<br>Programme de Marche | Programme d'Appel<br>Programme de Marche | Programme d'Appel<br>Programme de Marche |
|---|---|---|---|---|
| Structure du support d'offre |  |  |  |  |
| Type d'offre spécifique | Explicite | Implicite | Explicite | Implicite |
| Possibilité d'offrir en standard | ✗ | ✗ | ✓ | ✓ |
| | Ensemble de sites de soutirage offert en explicite spécifique<br>Ensemble de sites d'injection RPD offert en explicite spécifique | Site d'injection RPT offert en implicite spécifique<br>Ensemble de sites d'injection RPD offert en implicite spécifique | Ensemble de sites de soutirage offert en explicite spécifique et/ou en standard<br>Ensemble de sites d'injection RPD offert en explicite spécifique et/ou en standard | Site d'injection RPT offert en implicite spécifique et/ou en standard<br>Ensemble de sites d'injection RPD offert en implicite spécifique et/ou en standard |

En complément, dans le cas particulier d'une EDA Soutirage contenant des sites fournissant des services système, une EDA peut réunir :

- une ou plusieurs EDP réunissant les sites fournissant des services système ; et
- des sites de soutirage n'appartenant pas à une EDP (ne fournissant pas de SSY).

Dans ce cas particulier, RTE trace :

- des programmes de marche à la maille de chacune des EDP ; et
- des programmes de marche à la maille de l'ensemble des sites n'appartenant pas à une EDP.

*La proposition de texte formulée par RTE concernant le calcul des volumes d'ajustement (article 4.6.2 de la section 1) vise à s'appliquer à l'ensemble des quatre structures d'EDA décrites ci-dessus.*

## 6.3 Modalités générales de valorisation

Cette partie vise à décrire la structure globale du modèle de valorisation des ajustements proposé par RTE. Les parties suivantes décrivent le détail des calculs et paramètres associés.

### 6.3.1 Correction du périmètre d'équilibre

RTE opère une distinction entre :

- le responsable d'équilibre qui est incité financièrement à équilibrer, en énergie sur chaque pas de règlement des écarts, un périmètre d'équilibre incluant des actifs physiques et des échanges commerciaux ; et
- l'acteur d'ajustement duquel il est attendu la fourniture de services d'équilibrage au GRT en puissance à partir d'un ensemble d'actifs limités et dont la localisation est connue.

Le règlement *Electricity Balancing* opère également cette distinction entre *Balance Responsible Party* (BRP) qui correspond au responsable d'équilibre et *Balancing Service Provider* (BSP) qui correspond à l'acteur d'ajustement.

Les actions du premier se limitent à la période de temps qui précède la fermeture du dernier guichet infra-journalier transfrontalier. Le second agit, sur demande de RTE, dans la fenêtre opérationnelle du GRT débutant après le guichet précité (ou précédemment pour les ajustements nécessaires à la gestion des contraintes réseau, des marges ou à la reconstitution des services système). En particulier, la livraison de services d'équilibrage ne constitue pas une opportunité pour un RE de rééquilibrer son périmètre. Ces principes constituent la base du modèle de gestion de l'équilibre proactif mis en œuvre par RTE. Ainsi, les attentes relatives aux services d'équilibrage nécessitent de renvoyer des incitations qui peuvent différer de celles renvoyées au RE.

Par ailleurs, le cadre législatif français relatif aux effacements de consommation mis en œuvre par des opérateurs indépendants du fournisseur impose de corriger les périmètres d'équilibre des responsables d'équilibre des sites concernés par l'ajustement.

Par conséquent, RTE propose d'appliquer, pour les EDA injection, comme pour les EDA soutirage, une correction du périmètre d'équilibre sur la base des volumes réalisés. Cette correction permet d'isoler les volumes livrés au titre de l'ajustement des écarts de RE et ainsi de maitriser les incitations renvoyées aux acteurs d'ajustement en lien avec les services d'ajustement attendus et les principes énoncés au 6.1.

A l'inverse, le maintien d'une correction du périmètre d'équilibre sur la base du volume demandé et donc le renvoi des écarts d'ajustement dans les écarts de RE (comme c'est le cas aujourd'hui pour les EDA injection livrant plus de 80% du volume demandé) ne permettrait pas :

- de renvoyer une incitation à livrer le volume demandé EDA par EDA : foisonnement des écarts d'ajustement au sein du périmètre du RE ;
- de renvoyer une incitation à livrer le profil standard : règlement des écarts au pas 30' là où les produits standard ont une granularité de 15' ;

- d'appliquer des modalités harmonisées entre injection et soutirage : le cadre législatif des effacements impose une correction du RE au réalisé pour les EDA soutirage.

### 6.3.2 Composantes de valorisation

RTE propose de mettre en œuvre un modèle de valorisation des ajustements en trois composantes, chacune permettant de renvoyer des incitations aux fournisseurs de service d'équilibrage en cohérence avec les principes du 6.1.

#### *6.3.2.1 Rémunération des volumes activés*

RTE propose de rémunérer chaque offre activée sur la base du volume demandé (nommé volume commercial dans la suite du document) et du prix de rémunération. Cette rémunération constitue l'élément principal de valorisation des ajustements.

Pour les offres standard TERRE, RTE propose de rémunérer les blocs 15' retenus par la plateforme au prix marginal transfrontalier (cross border marginal price, XBMP) déterminé lors du clearing, conformément à la proposition commune des GRT. Ainsi, dans le cas d'une livraison parfaitement cohérente avec le profil standard attendu, la valorisation se limite à cette unique composante.

Les modalités précises de calcul du volume commercial et de détermination du prix de rémunération sont détaillées dans la partie 6.6.

#### *6.3.2.2 Valorisation des écarts d'ajustement*

Pour les offres standards, RTE souhaite :

- renvoyer une incitation à livrer le volume attendu selon le profil en puissance standard ;
- favoriser la participation d'un large panel de capacités.

Pour les offres spécifiques, RTE vise de renvoyer aux acteurs une incitation à livrer le volume demandé.

Afin de concilier ces différents objectifs et d'assurer un bouclage financier des énergies d'équilibrage, RTE propose de valoriser les écarts entre le volume réalisé et la livraison idéale (« volume attendu théorique »). Ces volumes sont nommés « écarts d'ajustement ».

Ainsi, pour les offres standards, tout écart entre la livraison physique mesurée et le profil standard attendu est considéré comme un écart d'ajustement. Cet écart d'ajustement est valorisé à un prix renvoyant une incitation « douce » à se rapprocher du profil standard et du volume attendu. La valorisation de cet écart peut donner lieu à un flux financier de RTE vers l'acteur ou de l'acteur vers RTE selon le sens de l'écart et le signe du prix de règlement des écarts d'ajustement. Il ne s'agit donc pas d'une pénalité mais d'un outil de bouclage des énergies d'ajustement.

Les modalités précises de calcul des écarts d'ajustement et du prix de règlement des écarts d'ajustement sont détaillées dans la partie 6.7.

#### *6.3.2.3 Pénalités en cas de défaillance*

En complément des deux composantes précitées, RTE propose de définir comme défaillant tout ajustement pour lequel un écart trop important est mesuré entre le volume réalisé et le volume partagé entre RTE et l'acteur (basé sur le programme de marche déclaré par l'acteur ou, à défaut, la trace estimée par RTE, et, le cas échéant, les fortuits déclarés par l'acteur en temps réel).

Cette défaillance donnera lieu à l'application de pénalités visant à renvoyer une incitation, pour l'acteur d'ajustement, à déclarer ses défaillances au plus tôt. Ainsi, dès lors que l'acteur, par retour de PM ou déclaration de fortuit, informe RTE de sa défaillance, les pénalités ne s'appliquent pas pour les pas de temps postérieurs à la déclaration.

Le critère de défaillance et le montant des pénalités associées sont détaillés dans la partie 6.8.

### 6.3.3 Définitions et modélisation Back-Office

La structure de valorisation proposée ci-dessus s'appuie sur de nouveaux objets attributs dont RTE propose une définition dans la présente partie.

#### *6.3.3.1 Offre activée*

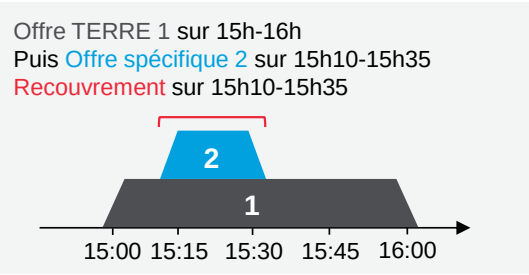
Une offre activée est une offre d'ajustement (spécifique ou standard) au titre de laquelle RTE a activé des volumes d'ajustement. Ses attributs sont déduits des caractéristiques de l'offre, des volumes retenues par la plateforme standard et des ordres transmis en temps réel par RTE à l'acteur d'ajustement :

- volume commercial ;
- prix de rémunération ;
- montant de la rémunération ;
- instants de démarrage et forfait associé.

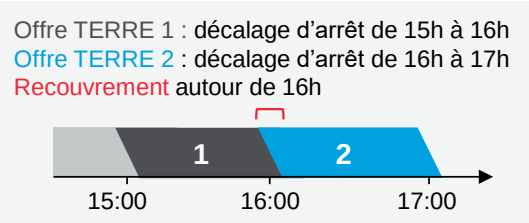
#### *6.3.3.2 Données associées aux EDA*

L'introduction des offres standard fait apparaître des situations dans lesquelles, sur un pas de temps donné, une EDA est sollicitée au titre de plusieurs offres d'ajustement :

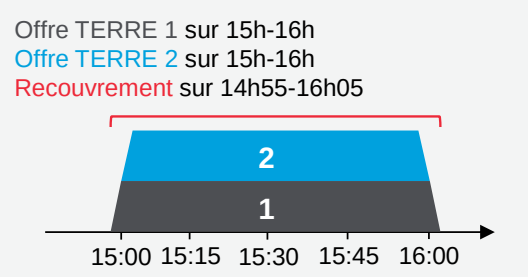
- une même EDA peut être activée, sur un même pas de temps, au titre d'une offre standard puis au titre d'une offre spécifique :




- une même EDA peut être activée en standard sur des périodes contiguës :




- une même EDA peut être activée au titre de plusieurs offres standard sur une même période :




Dans ces différents cas, les méthodes de contrôle du réalisé ne permettront pas nécessairement de discerner les volumes réalisés associés à chacune des offres activées. Dès lors, les données liées aux volumes attendus (déduits des programmes de marche et des programmes d'appel) et réalisés ne peuvent être associées unitairement aux offres activées. RTE propose donc d'associer ces données directement aux EDA. Une solution alternative pourrait consister à définir des règles arbitraires de ventilation des volumes sur les offres activées. RTE considère que de telles règles introduiraient de la complexité dans les calculs de valorisation sans apport sur le plan des incitations ou du bouclage financier.

Il en est de même pour les volumes déclaratifs, issus des programmes de marche et d'appel qui sont établis à la maille de l'EDA.

Les données suivantes seront donc rattachées à l'EDA et à la journée de livraison :

- volume attendu théorique ;
- volume attendu effectif ;
- programme d'appel tracé par RTE ;
- programme de marche tracé par RTE ;
- le cas échéant, programme de marche transmis par le receveur d'ordre ;
- volume réalisé ;
- écart d'ajustement ;
- prix de règlement des écarts d'ajustement ;
- valorisation de l'écart d'ajustement ;
- volume défaillant ;
- montant des pénalités.

Le suivi de ces données d'ajustement sur la journée, EDA par EDA, tel que mis en œuvre actuellement, pourra donc être maintenu.

#### *6.3.3.3 Volumes déclaratifs*

RTE propose de distinguer, en back-office, trois notions relatives aux volumes déclaratifs d'ajustement :

- le volume commercial (VC) : volume d'ajustement acheté ou vendu par RTE à l'acteur d'ajustement. Ce volume est calculé à la maille de l'offre activée et sert de base à la rémunération de l'ajustement (première composante de valorisation) ;
- le volume attendu théorique (VAt) : volume d'ajustement correspondant à la livraison idéale liée au produit et au volume retenu. Il est calculé à la maille de l'EDA. La différence entre ce volume et le volume réalisé est valorisée au titre des écarts d'ajustement (seconde composante de valorisation) ;
- le volume attendu effectif (VAe) : volume d'ajustement correspondant à la meilleure vision de ce que la capacité activée s'apprête à livrer (acquise grâce à la transmission de programmes de marche). Si la différence entre le volume réalisé et le volume attendu effectif excède un seuil, l'activation est considérée comme défaillante (troisième composante de valorisation). Le volume attendu effectif est déterminé à la maille de l'EDA.

## 6.4 Calcul des volumes attendus

RTE propose de distinguer deux notions liées aux volumes d'ajustement attendus :

- le volume attendu théorique (VAt) correspondant à la livraison idéale liée au produit et au volume retenu. Pour le standard, ce volume sera déduit du volume retenu par la plateforme et du profil standard (trapèze). Pour le spécifique, le VAt sera déduit de la prévision (PM) de l'acteur tant que celle-ci est conforme au gabarit défini par RTE ou, à défaut, de la livraison estimée par RTE. Ces modalités de calcul sont détaillées au 6.4.1 ;
- le volume attendu effectif (VAe) correspondant à la meilleure vision de ce que la capacité activée s'apprête à livrer, indépendamment de l'attendu théorique. Pour le standard comme pour le spécifique, le volume attendu effectif correspond à la prévision de l'acteur (PM) ou, à défaut, à la livraison estimée par RTE. Le calcul du VAe est détaillé au paragraphe 6.4.2.

Pour rappel, comme indiqué au 6.1.2, RTE souhaite favoriser la participation des capacités sous forme de produits standard et propose donc d'appliquer une tolérance importante sur les formes de livraison. Ainsi :

- le critère de défaillance s'appliquera par rapport au volume attendu effectif. Pour un produit standard, l'acteur d'ajustement ne sera pas pénalisé lorsque son profil de livraison s'écarte du profil standard dès lors que cette information a bien été transmise en temps réel à RTE (via le PM) ;
- RTE propose de valoriser la différence entre le volume réalisé et le volume attendu théorique afin de donner une incitation aux acteurs d'ajustement à livrer le volume retenu.

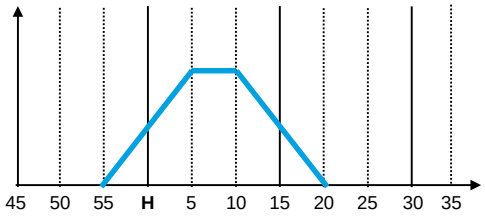
Comme indiqué au 6.3.3.2, une capacité peut être activée au titre de plusieurs offres (spécifique et standard) sur le même pas de temps. Pour autant, les prévisions de livraison sont établies à la maille de l'EDP ou de l'EDA (PA, PM, traces RTE), sans distinguer quel volume correspond à chacune des offres activées. Ainsi, les notions de volumes attendus ne peuvent être rattachés à chacune des offres activées, elles sont associés directement à l'EDA.

### 6.4.1 Calcul du volume attendu théorique

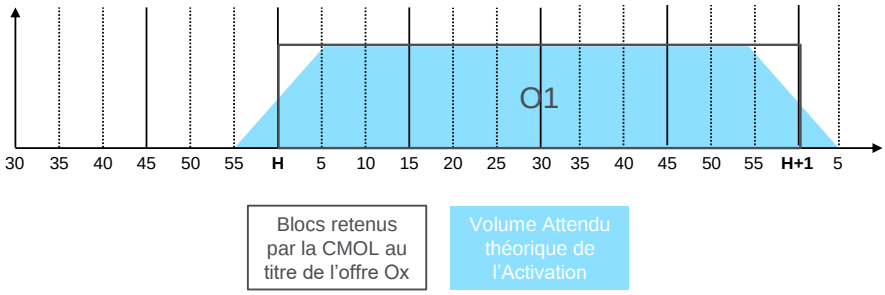
Le calcul du volume attendu théorique est effectué pour chaque pas 5' et dépend du type d'offres activées sur cette EDA sur le pas de temps considéré.

#### *6.4.1.1 Pas de temps sur lesquels sont activées uniquement des offres standards*

Pour ces pas de temps, la chronique des volumes attendus théoriques correspond aux blocs retenus par la CMOL auxquels est appliqué le profil standard, le tout converti en énergie au pas 5'. Pour les projets TERRE et MARI, le profil standard est un trapèze avec pentes 10' centrées sur les bornes des pas de livraison :

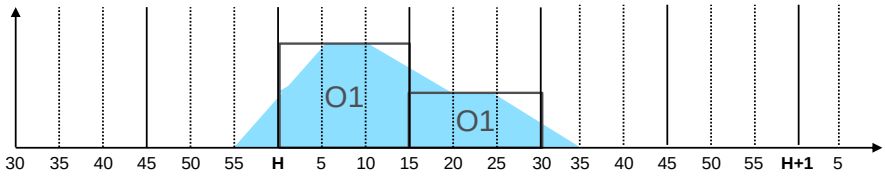



**Exemple 1 :** une offre standard O1 retenue à P constante sur une heure

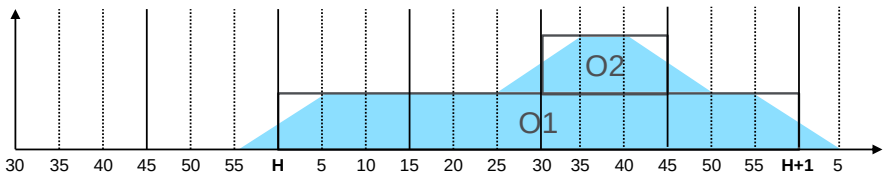



En supposant que la hauteur du bloc retenu par la CMOL soit de 100 MW, la puissance moyenne attendue théorique sur le pas `[H-5 ; H]` est de 25 MW. Ainsi, le volume attendu théorique sur ce pas est égal à `25 * 5 / 60 = 2,083 MWh`. De la même manière, `VAt([H ; H+5]) = 6,250 MWh`, `VAt ([H+5;H+10) = 8,333 MWh`, etc.

**Exemple 2 :** une offre standard O1 retenue sur deux pas 15' à des puissances différentes




**Exemple 3 :** une offre standard O1 retenue sur une heure et une offre standard O2 retenue sur 15'




#### *6.4.1.2 Pas de temps sur lesquels sont activées des offres spécifiques*

Lors de l'envoi d'un ordre portant sur une offre spécifique, RTE détermine un gabarit des profils de livraison en puissance considéré comme répondant à l'ordre envoyé (cf. 6.5). L'amplitude temporelle de ce gabarit définit la plage d'activation en spécifique. Les règles de calcul détaillées au sein de la présente partie s'appliquent sur chacun des pas 5' de la plage d'activation en spécifique.

Le mode de calcul des volumes attendus théoriques dépend des modalités de programmation de l'EDA :

- s'il n'est attendu ni programme d'appel, ni programme de marche (capacité offerte en explicite spécifique, sans que l'acteur ne renvoie de programme de marche) :

  $\boldsymbol{VAt = Trace\ RTE}$ convertie en énergie (les modalités de conversion des puissances en énergie sont détaillées au 6.4.3)

- si des programmes d'appel sont attendus mais pas de programme de marche (capacité offerte en implicite, sans que l'acteur ne renvoie de programme de marche) :

  $\boldsymbol{VAt = Trace\ RTE} - \sum_{\mathbf{EDP}} \mathbf{PA}$ converti en énergie

- si des programmes de marche sont attendus mais pas de programme d'appel (capacité offerte en explicite spécifique et éventuellement en standard) :
  - si le PM transmis par l'acteur respecte le gabarit sur toute la durée de l'activation,

    $\boldsymbol{VAt = PM}$ converti en énergie
  - sinon :

    $\boldsymbol{VAt = Trace\ RTE}$ convertie en énergie

- si des programmes d'appel et des programmes de marche sont attendus (capacité offerte en implicite et éventuellement en standard) :
  - si le PM transmis par l'acteur respecte le gabarit sur toute la durée de l'activation,

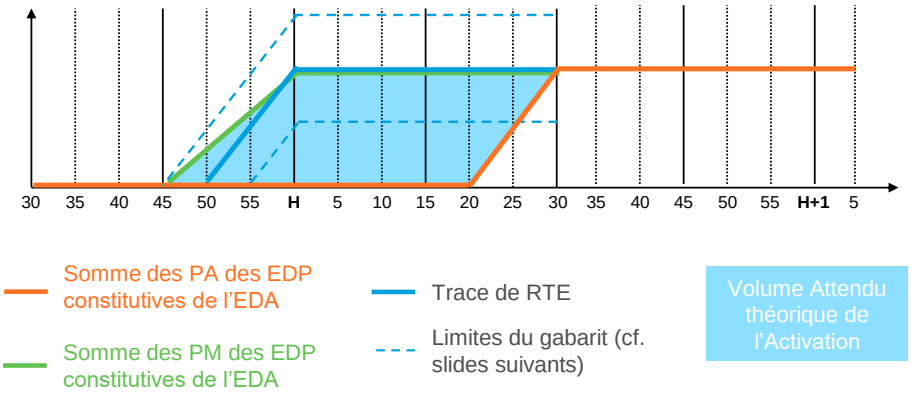
    $\boldsymbol{VAt = \sum_{EDP}(PM - PA)}$ converti en énergie
  - sinon :

    $\boldsymbol{VAt = Trace\ RTE} - \sum_{\mathbf{EDP}} \mathbf{PA}$ converti en énergie

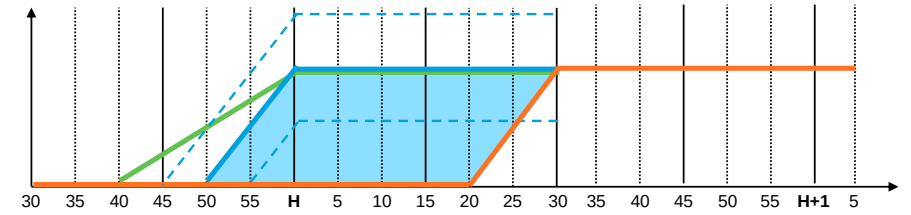
En synthèse, pour les capacités programmées, dès lors que des offres spécifiques sont activées sur une EDA, le volume attendu théorique correspond à la différence entre PM et PA sauf à ce que le PM soit « hors gabarit » (ne réponde pas à l'ordre envoyé sur une offre spécifique). Pour rappel, c'est par rapport au volume attendu théorique que seront calculés et valorisés les écarts d'ajustement.

Les modes dégradés (non transmission de PM ou de PA pour des entités où ils sont attendus, ou transmission de fichiers techniquement non conformes) sont abordés dans la partie 6.10 du présent document.

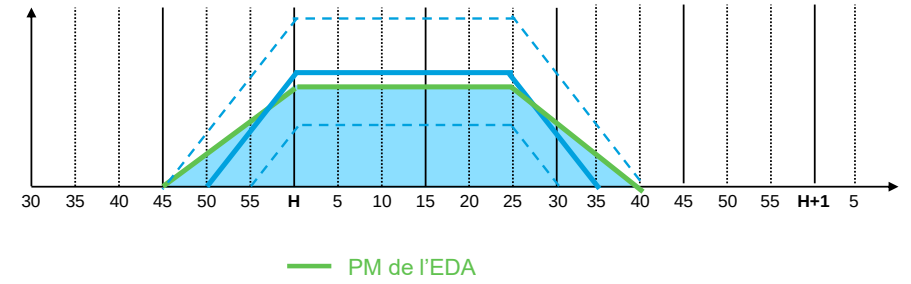
**Exemple 1 :** EDA soumettant des PA et des PM, activée au titre d'une offre spécifique, PM dans le gabarit



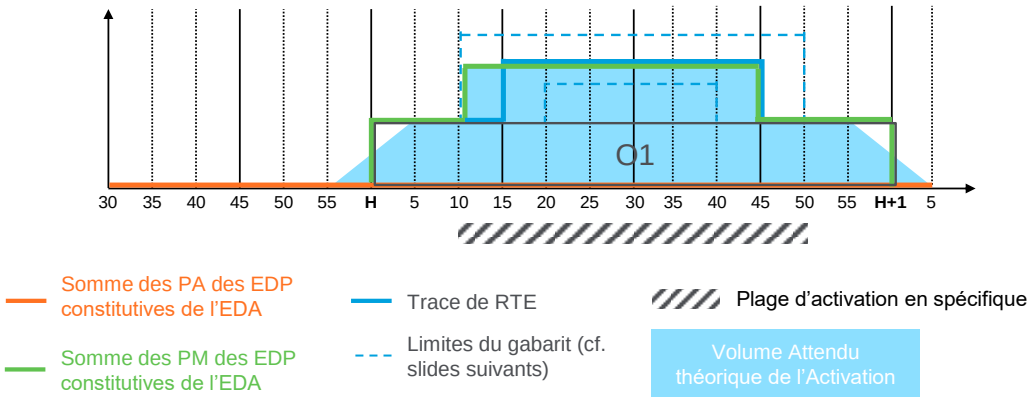

**Exemple 2 :** EDA soumettant des PA et des PM, activée au titre d'une offre spécifique, PM hors gabarit



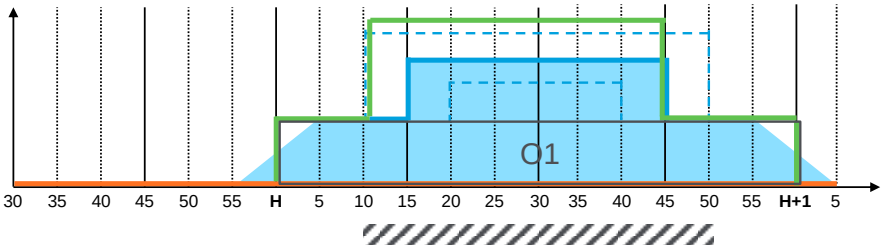

**Exemple 3 :** EDA soumettant un PM mais pas de PA (offre explicite), PM dans le gabarit




**Exemple 4 :** EDA soumettant des PA et des PM, activée au titre d'une offre standard O1 sur une heure puis d'une offre spécifique O2




**Exemple 5 :** même situation que 2.4, avec PM renvoyé hors gabarit




*Les modalités de calcul du volume attendu théorique des EDA est décrit à l'article 4.6.2.1 de la section 1 de la proposition de texte de RTE. Cet article fait intervenir les programmes de marche théoriques et programmes d'appels définis au sein de l'article 3 relatif à la programmation. C'est ce dernier article qui porte notamment les règles de gestion liées au gabarit pour les activations d'offres spécifiques.*

*Par ailleurs, pour faciliter la gestion opérationnelle, le projet de texte prévoit de distinguer les volumes attendus à la hausse et les volumes attendus à la baisse, tous deux exprimés positivement.*

### 6.4.2 Calcul du volume attendu effectif

Le volume attendu effectif correspond à la meilleure vision de ce que la capacité activée s'apprête à livrer, indépendamment de l'attendu théorique. Le mode de calcul du volume attendu effectif ne dépend pas du type d'offre activée mais simplement des modalités de programmation de l'EDA :

- s'il n'est attendu ni programme d'appel, ni programme de marche (capacité offerte en explicite spécifique) :

  $\boldsymbol{VAt = Trace\ RTE}$ convertie en énergie (les modalités de conversion des puissances en énergie sont détaillées au 6.4.3)

- si des programmes d'appel sont attendus mais pas de programme de marche (capacité offerte en implicite) :

  $\boldsymbol{VAt = Trace\ RTE - \sum_{EDP} PA}$ converti en énergie

- si des programmes de marche sont attendus mais pas de programme d'appel (capacité offerte en explicite spécifique et éventuellement en standard) :

$$\boldsymbol{VAt = PM}$$ converti en énergie

- si des programmes d'appel et des programmes de marche sont attendus (capacité offerte en implicite et éventuellement en standard) :

$$\boldsymbol{VAt = \sum_{EDP}(PM - PA)}$$ converti en énergie

La notion de conformité des programmes de marche n'intervient pas dans le calcul du volume attendu effectif. Ainsi, lors de l'activation d'une offre spécifique, le programme de marche de l'acteur (s'il en soumet) est retenu pour le calcul du VAe même si celui-ci est « hors gabarit » car il constitue la meilleure prévision de ce que s'apprête à livrer la capacité. Pour rappel, c'est par rapport au volume attendu effectif que sera jugée la défaillance et que seront valorisées les éventuelles pénalités (incitation à renvoyer à RTE la meilleure vision de ce que la capacité s'apprête à livrer).

Les modes dégradés (non transmission de PM ou de PA pour des entités où ils sont attendus, ou transmission de fichiers techniquement non conformes) sont abordés dans la partie 6.10 du présent document.

*Les modalités de calcul du volume attendu effectif des EDA sont décrites à l'article 4.6.2.2 de la section 1 de la proposition de texte de RTE. Cet article fait intervenir les programmes de marche effectifs et programmes d'appels définis au sein de l'article 3 relatif à la programmation.*

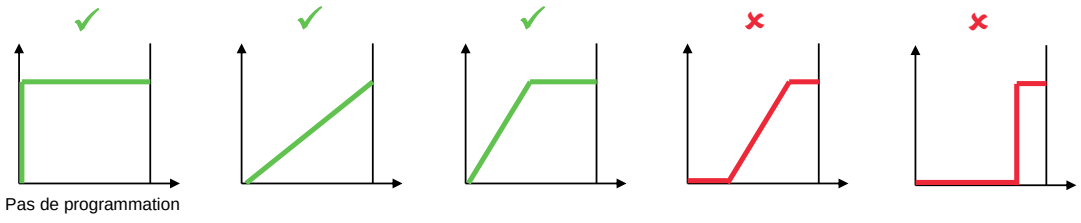
*Comme pour les volumes attendus théoriques, RTE propose de distinguer, dans les règles, les volumes attendus effectifs à la hausse et à la baisse.*

### 6.4.3 Conversion des puissances en énergie

Les calculs de valorisation reposent sur des volumes d'énergie : volumes commerciaux, attendus théoriques, attendus effectifs, réalisés, écarts d'ajustement. Il est donc nécessaire de convertir les traces et programmes utilisés en temps réel, exprimés en puissance, en chroniques de volumes d'énergie au pas 5'.

Pour rappel, la convention de programmation est la suivante :

- début de variation au début du pas de programmation ;
- atteinte de la puissance indiquée au plus tôt au cours du pas de programmation et au plus tard à la fin du pas de programmation.




Ainsi, quel que soit le pas temporel de programmation retenu, RTE propose de maintenir le mode de calcul déjà en vigueur sur le MA :

**Energie sur le pas = Puissance retenue sur le pas x 5 / 60**

**Exemple 1 :**

- EDA renvoyant des PM et des PA au pas 5' ;
- sur le pas `[13h;13h05], PM = 100 MW, PA = 0 MW` ;
- l'énergie correspondant à PM-PA sur le pas `[13h;13h05]` est égale à `100 x 5 / 60 = 8,333 MWh`.

**Exemple 2 :**

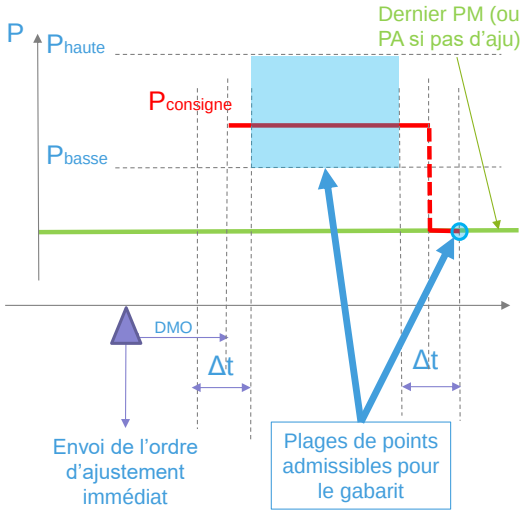
- EDA renvoyant des PM et des PA au pas 30' ;
- sur le pas `[13h;13h30], PM = 100 MW, PA = 0 MW` ;
- l'énergie correspondant à `PM - PA` sur le pas `[13h;13h05]` est égale à `8,333 MWh` ;
- l'énergie correspondant à PM - PA sur le pas `[13h;13h05]` est égale à `8,333 MWh` ;
- etc.

## 6.5 Gabarit des PM spécifique

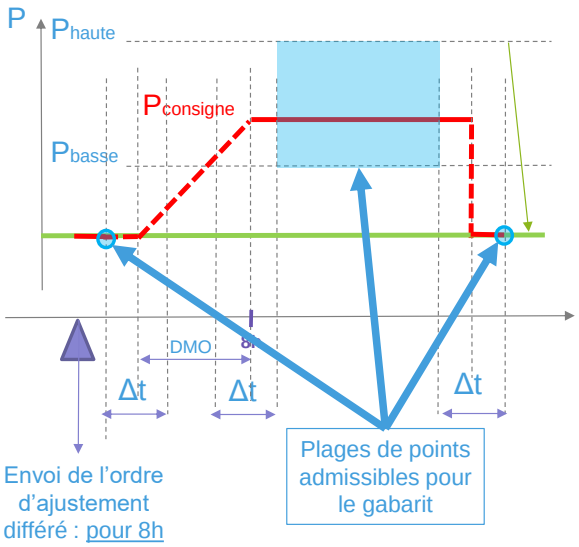
Trois cas sont distingués par RTE :

1. les offres avec DMO ;
    a. les ordres à effet immédiat,
    b. les ordres à effet différé,
2. les offres avec DP+gradient ;
3. les offres de démarrage.

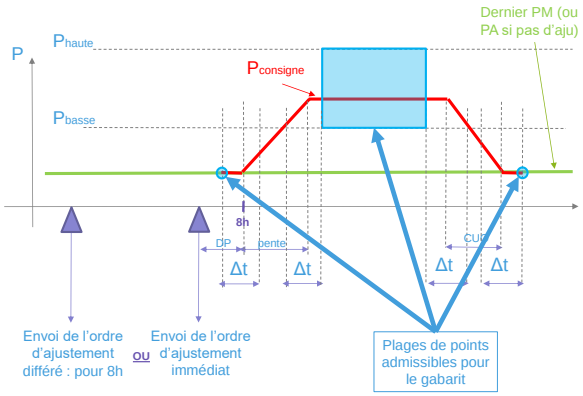
RTE propose de définir les tolérances suivantes pour caractériser le fait que le PM renvoyé par l'acteur est proche de la demande initiale de RTE.



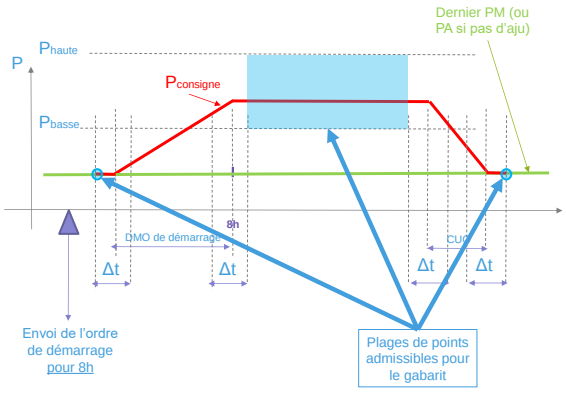

*Cas 1.a*




*Cas 1.b*




*Cas 2*




*Cas 3*

$P_{consigne}$ est la différence entre le PM et le PA.

RTE propose que soient retenues les valeurs numériques suivantes :

- $P_{haute} - P_{consigne} = max\ [10\ MW\ ;\ x * P_{consigne}]$ ;
- $P_{consigne} - P_{basse} = max\ [1\ MW\ ;\ x * P_{consigne}]$ ou alternativement prendre $P_{basse} = 0$, ce qui permettrait d'accepter immédiatement toute infaisabilité partielle ;
- $x = 0,1\ (10\%)$ ;
- $\Delta t = \pm\ 5\ min$.

Les capacités qui ne participeront pas à la plateforme TERRE pourront également transmettre des programmes de marche suite à une activation.

Absence de retour de PM

Lorsque, exceptionnellement, une capacité ne renvoie pas de programme de marche suite à une activation d'offre standard, RTE prendra comme référence le programme d'appel (ou 0 si la capacité ne programme pas) auquel seront ajoutés les profils théoriques standard des activations pour définir le comportement attendu de la capacité.

Lorsque de façon durable l'acteur n'est plus en mesure de renvoyer des programmes de marche suite aux activations, RTE mettra en œuvre une procédure de déqualification de la capacité.

*Le gabarit pour les activations en spécifique est décrit à l'article 3.1.4.4 « Acceptation du programme de marche transmis par l'acteur d'ajustement » de la section 1 du projet de texte.*

## 6.6 Calcul des rémunérations

La rémunération est calculée comme le produit du volume commercial et du prix de rémunération dont les modalités de détermination sont définies au sein de la présente partie.

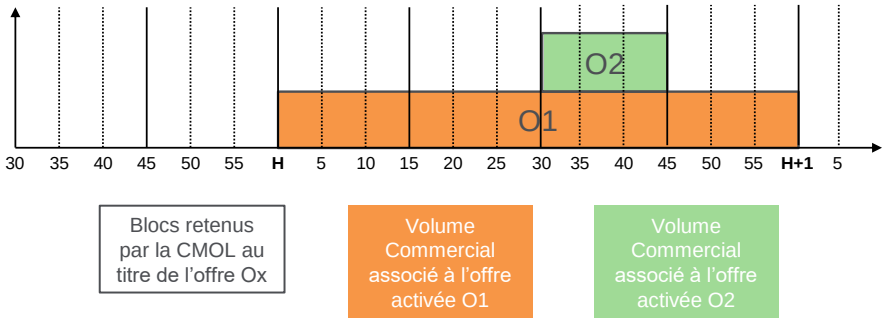
### 6.6.1 Calcul du volume commercial

Le volume commercial, rattaché à l'offre activée, désigne, pour chaque pas 5' sur lequel l'offre est activée, le volume retenu par RTE et devant faire l'objet d'une rémunération au prix d'offre ou au prix marginal (selon le type d'offre). Le mode de calcul du volume commercial dépend du type d'offre activée : standard ou spécifique.

#### *6.6.1.1 Cas des offres activées standards*

Lorsqu'une offre standard est retenue par la plateforme et donne lieu à une activation (exclue les cas de filtrage par le GRT au retour de la plateforme décrits au paragraphe 4.3 du présent document), le volume commercial est égal au volume retenue par la plateforme d'échange de produits standards. Pour les plateformes TERRE et MARI, il est envisagé que ce volume soit défini sous la forme de blocs de durée 15'.

**Exemple :** une offre standard O1 est retenue et activée sur une heure et une offre standard O2 est retenue et activée sur 15'



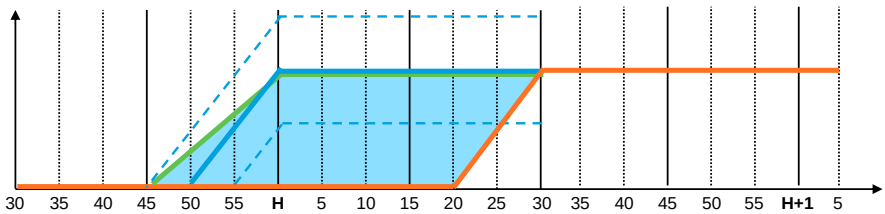

Cette modalité est conforme à la proposition commune des GRT de retenir le volume bloc comme base des règlements financiers GRT-GRT et GRT-AA.

*Ces modalités sont décrites à l'article 4.6.2.3.1 de la section 1 du projet de texte soumis à consultation.*

#### *6.6.1.2 Cas des offres activées spécifiques*

Pour chaque pas de temps sur lequel une offre spécifique est activée, le volume commercial associé à cette offre activée est égal au volume attendu théorique. En d'autres termes, pour les capacités soumettant des PA et des PM, RTE propose de rémunérer le volume correspondant à PM – PA dès lors que le PM est dans le gabarit (conforme à l'ordre envoyé).

**Exemple 1 :** EDA soumettant des PA et des PM, activée au titre d'une offre spécifique, PM dans le gabarit



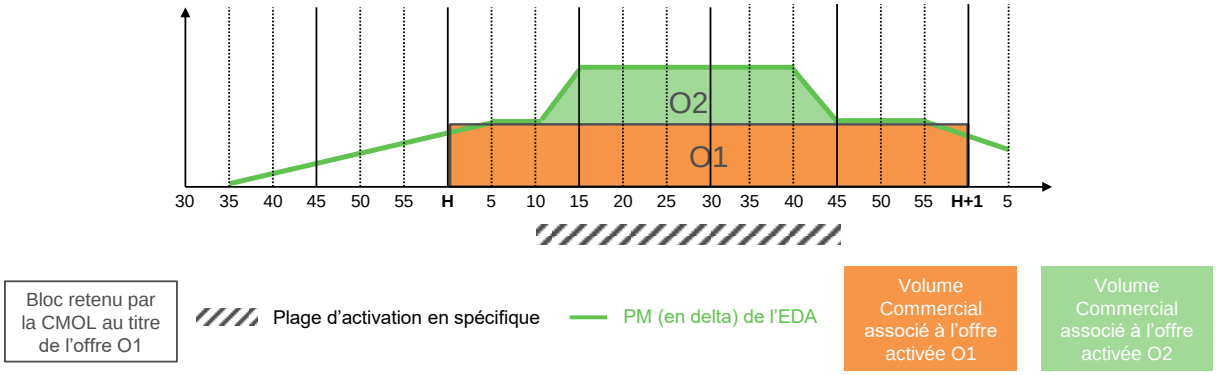



Si une même EDA est activée au titre d'une offre spécifique et au titre d'une ou plusieurs offres standards, le volume commercial retenu au titre de l'offre spécifique correspond au volume attendu théorique (global, à la maille de l'EDA) duquel est déduit le volume correspondant aux offres standard activées.

Ainsi, sur tous les pas 5' de la plage d'activation en spécifique, le volume commercial associé à l'offre activée spécifique est défini comme suit :

`Volume Attendu théorique – Volumes Standard retenus sur l'EDA`

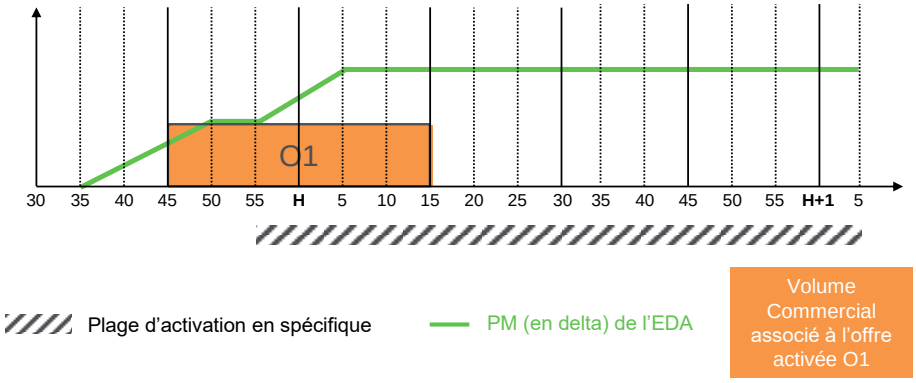
**Exemple 2 :** EDA soumettant des PM mais pas de PA (offre explicite), activée au titre d'une offre standard O1 sur une heure puis d'une offre spécifique O2. On suppose que le PM renvoyé est dans le gabarit.



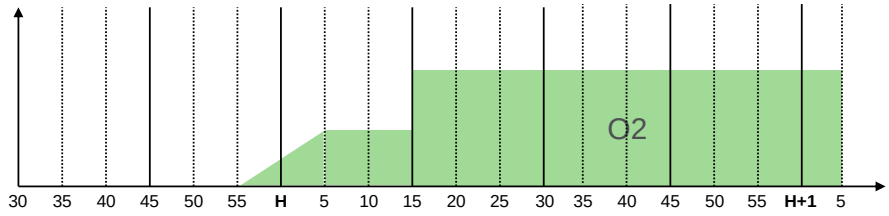

La définition des « volumes standard retenus sur l'EDA » est un exercice théorique car, comme indiqué précédemment, ni le processus de programmation, ni le contrôle du réalisé ne permettent de distinguer ce qui est attendu au titre de chacune des offres activées sur un même pas de temps. RTE identifie deux options :

**Option 1 : Définir les volumes standard retenus sur l'EDA comme les blocs 15' retenus par la plateforme**

**Exemple :** EDA soumettant des PM mais pas de PA, activée au titre d'une offre standard O1 sur 30 min puis d'une offre spécifique O2



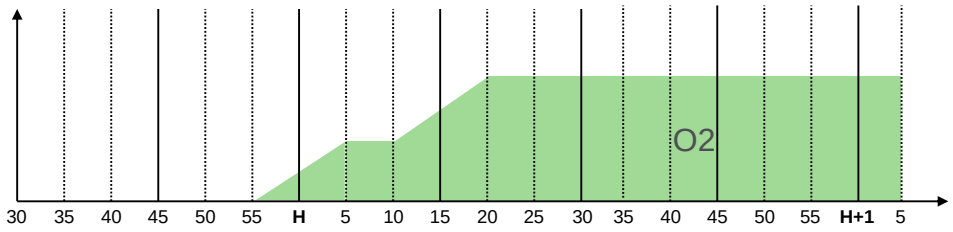
On suppose que le PM renvoyé suite à l'ordre spécifique est dans le gabarit. L'option 1 (soustraction des blocs standards) donne le volume commercial suivant pour l'offre activée O2 :




Volume Commercial associé à l'offre activée O2

**Option 2 : Définir les volumes standard retenus sur l'EDA comme les trapèzes (pentes 10' centrées sur les bornes des blocs) correspondant aux blocs retenus par la plateforme**

**Exemple :** sur le même exemple, l'application de l'option 2 donne le résultat suivant :




Les deux options conduisent à des volumes commerciaux identiques au global. On observe simplement une distribution différente de l'énergie des pentes autour de H+15'. Cette différence est sans impact sur la valorisation dès lors que ces reports d'énergie s'effectuent dans la même plage de prix spécifique. Un effet marginal peut être observé sur les activations bordant le début ou la fin des plages de prix.

RTE propose de retenir l'option 1, plus simple et sans impact financier majeur.

Par ailleurs, les situations particulières dans lesquelles les activations en spécifiques conduisent à des volumes d'ajustement inférieurs aux volumes retenues en standard (et pour lesquelles le calcul précédent donnerait des volumes commerciaux spécifiques négatifs) sont traitées au 6.9.1.

*Les modalités de calcul du volume commercial des offres activées spécifiques sont décrites à l'article 4.6.2.3.2 de la section 1 du projet de règles. Les formules proposées tiennent également compte du traitement des cas particuliers décrits au paragraphe 6.9.1 du présent rapport.*

### 6.6.2 Détermination du prix de rémunération

Le prix de rémunération dépend du type d'offre soumis et du motif d'activation :

- pour les offres standard activées pour motif P=C, RTE propose de retenir le prix marginal émergeant de la plateforme standard pour la zone France et le pas temporel concerné, conformément aux orientations du règlement Electricity Balancing et à la proposition des GRT (cf. 6.1.6) ;
- pour les offres standard activées pour motif autre que P=C (counter-trading, contrôlabilité des interconnexions), RTE propose de retenir le prix d'offre lorsqu'il supérieur au prix marginal de la plateforme pour motif P=C ;
- pour les offres spécifiques, RTE propose de maintenir une rémunération au prix d'offre, quel que soit le motif d'activation.

*Ces modalités sont décrites à l'article 4.6.2.5 de la section 1 du projet de texte soumis à consultation.*

## 6.7 Calcul et valorisation des écarts d'ajustement

La proposition de RTE consiste à (i) rémunérer les acteurs d'ajustement sur la base des volumes déclaratifs (volumes commerciaux) et (ii) corriger les périmètres d'équilibre du volume d'ajustement réalisé. Afin d'assurer le bouclage financier et de renvoyer des incitations fines à livrer l'ajustement attendu, RTE propose de valoriser la différence entre le volume déclaratif et le volume réalisé : l'écart d'ajustement. Cette partie détaille les modalités de calcul et de valorisation de cet écart d'ajustement.

### 6.7.1 Pas de temps de contrôle

Le pas de temps de contrôle désigne la granularité du calcul des volumes réalisés. Il s'agit du pas temporel auquel les calculs back-office (écarts d'ajustement, défaillance) sont menés.

RTE propose, à l'horizon de la mise en œuvre de TERRE, de définir le pas de temps de contrôle à 10 minutes :

- le pas 10' est cohérent avec le pas de comptage de l'ensemble des actifs participant au mécanisme d'ajustement. La donnée nécessaire au calcul du volume réalisé est donc systématiquement disponible ;
- un calcul du volume réalisé au pas 10' permet bien de corriger avec précision les périmètres d'équilibre sur chaque pas de règlement des écarts (30') ;
- le pas 10' ne permet pas un contrôle fin des profils de puissance de livraison des produits standard (produits 15', pentes 10') mais fournit de meilleurs résultats qu'un contrôle par pas de règlement des écarts (30').

RTE proposera de réinterroger le pas de temps de contrôle à l'horizon du passage à un pas de règlement des écarts de 15'.

### 6.7.2 Période de contrôle

La période de contrôle est décrite au paragraphe 5.2.3 de ce document.

### 6.7.3 Calcul des écarts d'ajustement

Le volume d'écarts d'ajustement est calculé, pour chaque pas de temps de contrôle de la période de contrôle, comme la différence entre le volume réalisé et le volume attendu théorique (livraison idéale). Ce volume peut être positif (surplus d'énergie) ou négatif (défaut d'énergie).

**Exemple :** sur un pas de temps de contrôle donné, le volume attendu théorique est de `-40 MWh` (ajustement à la baisse). Si le volume réalisé calculé par RTE est de `-30 MWh` (réalisé à la baisse), l'écart d'ajustement est égal à `+10 MWh` (écart d'ajustement positif correspondant à un surplus d'énergie).

*Le calcul de l'écart d'ajustement est décrit à l'article 4.6.2.7 de la section 1 du texte soumis à consultation. RTE propose d'établir ce volume au pas 5', en cohérence avec les modalités de publication envisagées qui seront présentées aux acteurs à l'automne 2018.*

### 6.7.4 Valorisation des écarts d'ajustement

Comme présenté lors de la réunion du GT « Evolution des règles » du 24 novembre 2016, RTE vise, à travers la valorisation des écarts d'ajustement, à satisfaire les objectifs suivants :

- renvoyer aux acteurs d'ajustement une **incitation centrée** à livrer le volume attendu théorique sur chaque pas de temps de contrôle : un acteur ne doit être incité ni à délivrer un sur-ajustement ni un sous-ajustement. L'évaluation de ce critère doit tenir compte des potentielles incertitudes relatives au prix de règlement des écarts d'ajustement et du risque de défaillance ;
- renvoyer une **incitation douce** à livrer l'attendu : l'écart d'ajustement est valorisé dès le premier kWh en écart. Il s'agit d'un mécanisme d'incitation et de bouclage financier et non d'une pénalité. Ainsi, la perte de valorisation en cas d'écart au volume attendu ne doit pas conduire à annuler la totalité de la marge de l'acteur ;
- renvoyer une **incitation symétrique** : RTE ne souhaite pas que les acteurs décentrent le volume livré pour maximiser leurs gains en espérance. Ainsi, le règlement des écarts d'ajustement doit conduire à ce que marge de l'acteur soit réduite d'autant pour 1 MWh d'écart d'ajustement positif que pour 1 MWh d'écart d'ajustement négatif ;
- permettre aux acteurs d'ajustement de **quantifier le risque financier** associé aux écarts d'ajustement : la perte de valorisation en cas d'écart d'ajustement doit être connue à l'avance, ou pouvant être facilement anticipée par l'acteur ;
- permettre une **gestion cohérente des activations** impliquant plusieurs offres activées simultanément ;
- les critères ci-dessus devront être respectés pour une rémunération au prix marginal (offres standards) comme pour une rémunération au prix d'offre (offres spécifiques).

RTE avait proposé, dans le cadre de la concertation, les options suivantes pour la définition du prix de règlement des écarts d'ajustement :

- **extrema des prix d'offre** :

```
PREAn = PrixOffreMax * (1 + p)
```

```
PREAp = PrixOffreMin * (1 - p)
```

- **prix moyen pondéré** :

```
PREAn = PMP * (1 + p)
PREAp = PMP * (1 - p)
```

- **prix de règlement des écarts (de RE)** :

```
PREAn = PREn
PREAp = PREp
```

- **prix de marché** :

```
PREAn = Prix spot de référence * (1 + p)
PREAp = Prix spot de référence * (1 - p)
```

- **prix d'offre** :

```
PREAn = Prix de rémunération * (1 + p)
PREAp = Prix d'offre * (1 - p)
```

RTE avait étudié qualitativement ces différentes options. Cette étude a démontré qu'aucune option ne permet de satisfaire tous les critères précités.

Conformément à la délibération pour orientations de la CRE du 22 juin 2017, RTE propose de retenir le PRE pour déterminer le PREa. Toutefois, afin d'éviter les recalculs/refacturations de l'ajustement en A+2, RTE propose de ne pas considérer le facteur k dans le calcul du prix de règlement des écarts d'ajustement et de figer le calcul du PMP en J+3 (sur la base des éléments déclaratifs) :

```
PREa = prix moyen pondéré des énergies d'équilibrage dans la tendance
```

Ainsi, le prix de règlement des écarts d'ajustement positifs est systématiquement égal au prix de règlement des écarts d'ajustement négatifs.

Cette solution ne permet pas de renvoyer une incitation déterministe aux acteurs d'ajustement : dès lors que le PRE sera supérieur au coût marginal du moyen ajusté, l'acteur sera incité à livrer un volume supérieur au volume demandé par RTE. Par ailleurs, le prix étant unique au pas 30', il ne permet pas de renvoyer des incitations au pas 10 minutes.

RTE pourra étudier le comportement des acteurs suite à la mise en œuvre de cette proposition et pourra proposer, si nécessaire, une évolution de la définition du PREa permettant de fiabiliser les incitations.

*Le prix de règlement des écarts d'ajustement est défini au sein de l'article 4.6.2.8 de la section 1 du projet de texte soumis à consultation.*

## 6.8 Défaillance et pénalités

RTE propose de définir comme défaillant tout ajustement non conforme à la prévision partagée entre RTE et l'acteur d'ajustement (programme de marche ou, à défaut, trace RTE). Ainsi, dès lors que l'acteur partage une prévision fiable avec RTE et qu'il déclare en temps réel les aléas subis par les capacités offertes, l'ajustement n'est pas considéré comme défaillant au titre du mécanisme d'ajustement[5].

La présente partie vise à préciser le critère de défaillance et le montant des pénalités associées.

### 6.8.1 Critère de défaillance

#### *6.8.1.1 Modalités transitoires*

RTE propose de maintenir, jusqu'à une date U, nécessairement postérieure au 1er janvier 2020, le critère de défaillance historique (sous-ajustement supérieur à 20% du volume demandé sur un pas 30').

*Ces modalités transitoires sont décrites à l'article 4.6.2.9.1.1 de la section 1 du projet de texte.*

#### *6.8.1.2 Modalités cibles*

La possibilité offerte aux acteurs d'ajustement de déclarer, à la réception de l'ordre, un programme de marche reflétant la livraison attendue juste avant le début de celle-ci, invite à réinterroger la bande de tolérance offerte par le critère de défaillance.

Par ailleurs, l'échange transfrontalier d'énergie d'équilibrage peut conduire à ce qu'une capacité située en France livre de l'énergie dans le sens opposé de la tendance du système France. Dès lors, tout sur-ajustement conduira à accentuer le déséquilibre du système électrique français. RTE propose donc de symétriser le critère de défaillance et ainsi de pénaliser les sur-ajustements massifs.

Ainsi, RTE propose que, sur un pas de temps de contrôle donné, en dehors des périodes de pente, est considérée comme défaillante une activation dès lors que :

$$|VR - VAe| > \max(10\% \times |VAe|; 1\ MW \times 30')$$

PM est le programme de marche moyen sur le pas de contrôle. Dans le cas d'une EDA ne renvoyant pas de programme de marche, le PM est remplacé par la trace établie par RTE.

Ce critère conduit :

- à évaluer la défaillance pour chaque pas de contrôle (30') ;
- à ne pas pénaliser un acteur qui suit parfaitement son PM ;
- à définir la bande de tolérance en fonction du volume attendu ;

[5] Il pourra toutefois être considéré comme défaillant au titre d'un contrat de réservation de capacité (RR/RC, AOE). Par exemple, si RTE envoie un ordre d'ajustement pour 100 MW sur une capacité à l'arrêt, que l'acteur renvoie un programme de marche à 75 MW (dans le gabarit) et que la capacité suit parfaitement son programme de marche, alors l'ajustement ne sera pas défaillant au titre du MA. En revanche, les contrats de réservation de capacité pourront prévoir un critère de défaillance plus exigeant (livraison d'au moins 80% du volume initialement demandé, etc.).

- à introduire une bande de tolérance minimale de 1 MW, quelle que soit la puissance appelée ;
- à évaluer la défaillance par rapport à la meilleure prévision de l'acteur, tenant compte des déclarations temps réel : si l'acteur subit un aléa technique et qu'il déclare un fortuit à RTE, la mise à jour du volume attendu sur les pas de temps suivant la déclaration permet d'annuler la défaillance.

Sur les périodes de pente, le mode de conversion des programmes de puissance vers énergie détaillé au 6.4.3 conduit à des approximations pour certaines filières (en fonction de leurs pentes physiques). Ainsi, RTE propose d'effectuer un contrôle de défaillance sur les pentes tenant compte de ces approximations :

sur un pas 30' donné comportant une pente, constitué des pas 5' $i$ et $i+1$, une activation est déclarée défaillante si

$$VR < \min\left(VAe_i\ ;\ (VAe_{i-1} + VAe_i)/2\right) - \max(10\% \times |VAe_i|;\ 1\ MW \times 30')$$

ou

$$VR > \max\left(VAe_i\ ;\ (VAe_{i-1} + VAe_i)/2\right) + \max(10\% \times |VAe_i|;\ 1\ MW \times 30')$$

où $VAei$ est le volume attendu effectif sur le pas 5' $i$ et $PM$ est le programme de marche moyen sur le pas de contrôle.

Cette formule permet de ne pas pénaliser structurellement les différents profils de pente des filières tout en assurant un contrôle minimal sur les périodes de pente.

*Ces modalités transitoires sont décrites à l'article 4.6.2.9.1.2 de la section 2 du projet de texte.*

### 6.8.2 Montant des pénalités

Sur les pas de temps sur lesquels une défaillance est constatée, le volume de défaillance est égal à la différence entre le volume réalisé et le volume attendu théorique (en valeur absolue).

Historiquement, le niveau de pénalité était défini par rapport au prix d'offre. Avec l'introduction des offres standard et la possibilité d'activer plusieurs offres sur un même pas de temps pour une même EDA, la référence au prix d'offre est rendue complexe. Ainsi, afin de simplifier le calcul, RTE propose de définir le niveau de pénalité à :

$$35\% \times \text{Volume défaillant} \times \text{PMP}$$

Le PMP considéré pour ce calcul est le PMP établi en J+3 sur la base des éléments déclaratifs. Il est fixé à cette date afin de simplifier le processus de facturation des pénalités.

*Ces modalités sont décrites à l'article 4.6.2.3 de la section 1 du projet de texte.*

## 6.9 Cas particuliers

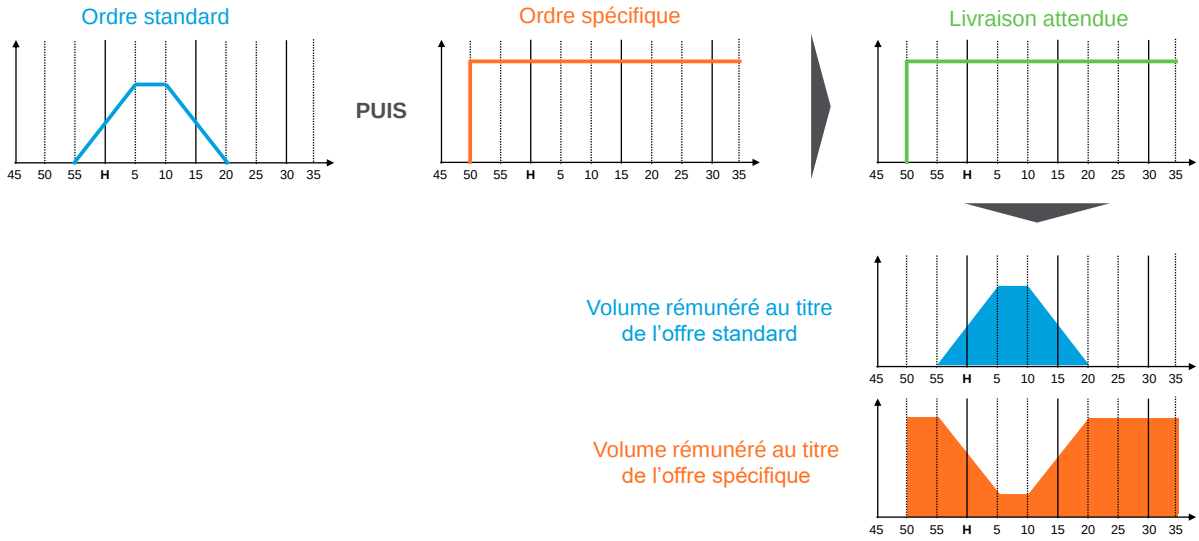
### 6.9.1 Spécifique sur standard

RTE pourra activer, sur une EDA donnée, des offres spécifiques sur des périodes durant lesquelles des offres standard ont été retenues et activées sur cette même EDA. La séquence est alors la suivante :

- sélection de l'offre standard par la plateforme ;
- envoi d'ordre à l'acteur d'ajustement en lien avec l'offre standard ;
- apparition d'un besoin spécifique ;
- envoi d'un ordre spécifique à l'acteur d'ajustement sur la même EDA et pour la même période de livraison.

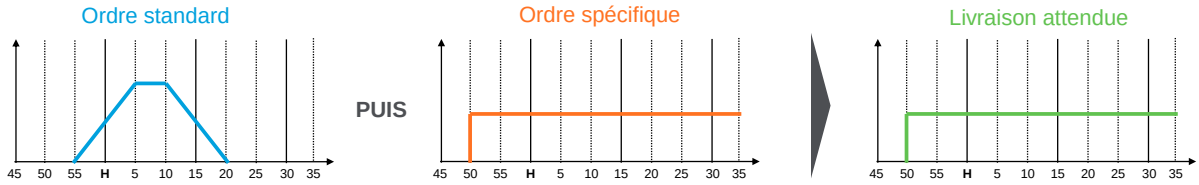
Les ordres spécifiques sont exprimés par rapport au programme d'appel. Il est donc indépendant des potentiels ordres précédemment transmis. Pour une période de livraison donnée, tout nouvel ordre accepté remplace les consignes précédentes.

**Exemple 1 :** activation en standard puis en spécifique d'une même EDA. L'activation en spécifique « englobe » l'activation en standard.

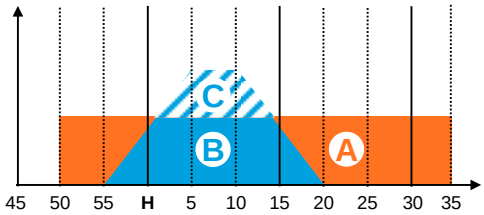



Dans certaines situations, l'ordre d'activation spécifique peut conduire à tronquer les volumes initialement retenus au titre de l'offre standard.

**Exemple 2 :** activation en standard puis en spécifique d'une même EDA. La puissance de l'ordre spécifique est inférieure à la puissance retenue en standard.




Dans cette situation, RTE identifie plusieurs options pour la valorisation des volumes d'ajustement.




**Option 1 :** comptabiliser le volume C comme une diminution du volume ajusté à la hausse sur la base du prix d'offre spécifique. La rémunération de l'acteur d'ajustement est alors la suivante :

```
A x Prix d'offre spécifique à la hausse
    + (B+C) x Prix marginal standard
  -  C x Prix d'offre spécifique à la hausse
```

Cette option est cohérente avec les règles actuelles sur les activations spécifiques : avant d'ajuster à la baisse, RTE annule les ajustements à la hausse, en tenant compte des contraintes techniques.

Cette solution rentre facilement dans le cadre général de valorisation décrit au 6.6.1. En revanche, elle peut générer une perte pour l'acteur d'ajustement dans les situations où le prix marginal standard est inférieur au prix d'offre spécifique à la hausse.

**Option 2 :** comptabiliser C comme un volume d'ajustement à la baisse sur la base du prix d'offre spécifique. La rémunération de l'acteur d'ajustement est alors la suivante :

```
A x Prix d'offre spécifique à la hausse
    + (B+C) x Prix marginal standard
  -  C x Prix d'offre spécifique à la baisse
```

Cette option consiste à considérer comme une transaction supplémentaire le fait de renoncer à un ajustement à la hausse. Elle conduit donc à verser à l'acteur une marge supplémentaire pour la diminution de l'ajustement à la hausse (marge incluse dans le prix d'offre à la baisse) en complément de la rente inframarginale captée au titre de l'activation en standard.

Cette option peut, à l'instar de l'option 1, générer une perte pour l'acteur mais dans un nombre de situations limitées (prix marginal standard < prix d'offre spécifique à la baisse).

Par ailleurs, cette solution ne peut être appliquée dans les situations où l'acteur ne fournit pas de prix d'offre spécifique à la baisse pour l'EDA concernée (effacement, ou production avec PA=0, etc.).

**Option 3 :** calculer avec la perte d'opportunité subie par l'acteur en prenant comme référence le prix d'offre standard. La rémunération de l'acteur d'ajustement est alors la suivante :

```
A x Prix d'offre spécifique à la hausse
    + (B+C) x Prix marginal standard
      -  C x Prix d'offre standard
```

Cette option garantit l'absence de perte pour l'acteur et permet, à supposer que le prix d'offre standard reflète les coûts marginaux d'ajustement de l'EDA concernée, de compenser parfaitement les pertes d'opportunité.

Ces modalités sont toutefois structurellement différentes des modalités générales de valorisation décrites au 6.6.1. Elles donneraient donc lieu à des traitements particuliers dans les règles et dans le SI.

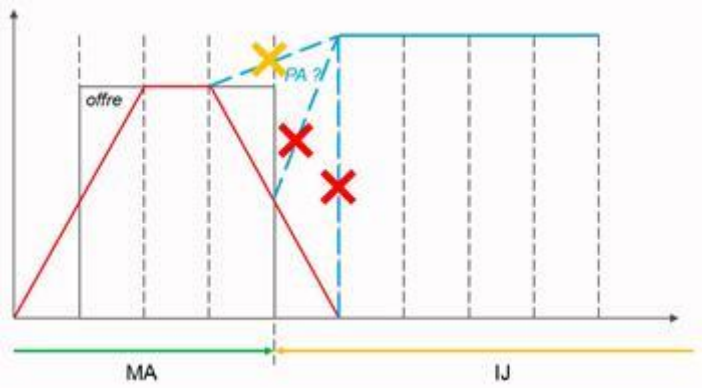
Par ailleurs, dans le cas où plusieurs offres standard sont retenues sur un même pas de temps et une même EDA, il existe plusieurs prix d'offres standards. Pour traiter ce cas, une règle de gestion plus complexe devrait donc être mise en œuvre pour traiter ce cas (prix de l'offre la plus chère retenue sur l'EDA ou autre).

Comme indiqué précédemment, les outils temps réel de RTE utilisés à date mettent en œuvre l'option 1. RTE propose donc de maintenir l'option 1 à l'horizon de mise en œuvre de TERRE et jusqu'à une date V. *Ces modalités sont décrites à l'article 4.6.2.3.2.1 de la section 1.*

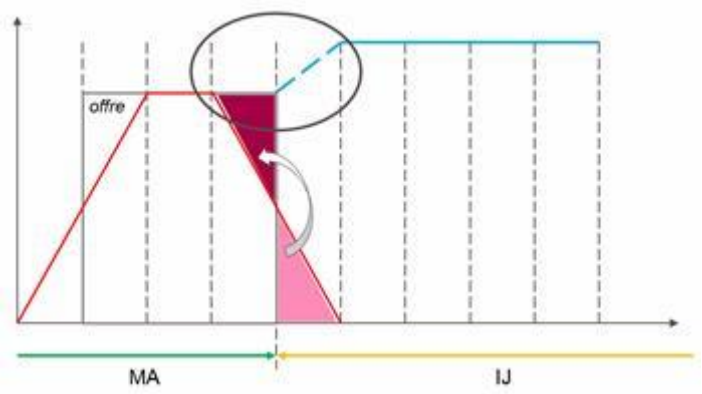
RTE propose d'évoluer vers l'option 2 à la cible (à partir d'une date V à laquelle les outils temps-réel permettront la mise en œuvre de cette option). *Cette cible est décrite à l'article 4.6.2.3.2.2 de la section 1.*

### 6.9.2 Jonction PM-PA après livraison standard

Dans le cas d'une redéclaration de PA juste après un ajustement standard, le premier point redéclarable est à H+1h+5min. La jonction « théorique » avec le PM en trapèze ne représente pas un comportement réaliste du groupe de production, ni même un comportement satisfaisant pour RTE.




Il est nécessaire que RTE et les acteurs se mettent d'accord sur une convention pour ce « raccord », qui soit réaliste du point de vue des moyens physiques, et qui convienne au besoin de RTE. RTE propose une jonction représentée par le schéma ci-dessous :




*Cette disposition est décrite au sein de l'article 3.1.4.3 de la section 1 du projet de règles.*

## 6.10 Modes dégradés liés au renvoi de PM

Pour les EDA renvoyant des PM, les situations suivantes constituent des non-conformités techniques :

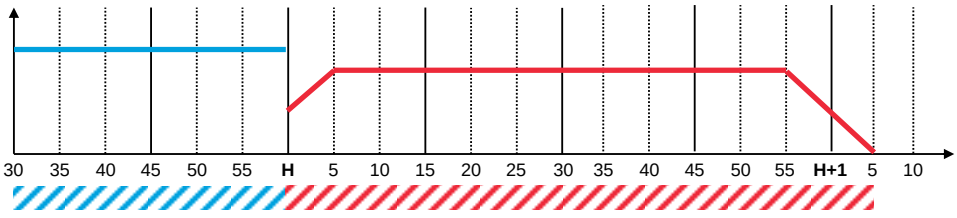
- absence de transmission de PM ;
- points manquants ou en trop ;
- EDP non comprise dans l'EDA ;
- référence à une offre inexistante ou non activée ;
- absence du PM d'une des EDP de l'EDA.

Dans ces situations (modes dégradés), RTE n'est pas en mesure d'effectuer les calculs détaillés au 6.4. Ainsi, pour traiter les modes dégradés liés au renvoi du PM par l'acteur, RTE propose de calculer les volumes d'ajustement attendus de la manière suivante :

| | EDA activée en standard seul | EDA activée en spécifique seul | EDA activée en standard et spécifique |
|---|---|---|---|
| **Volume Attendu théorique** | Trapèze standard | Trace RTE bâtie à partie de l'ordre et des CUO | Trace RTE bâtie à partie de l'ordre et des CUO |
| **Volume Attendu effectif** | Trapèze standard | Trace RTE bâtie à partie de l'ordre et des CUO | Trace RTE bâtie à partie de l'ordre et des CUO |

Dans le cas où plusieurs ordres d'activation se succèdent, pour chaque pas de temps de livraison, RTE retiendra le dernier programme de marche techniquement conforme.

**Exemple :** EDA, renvoyant des PM, activée en spécifique jusqu'à H puis retenue en standard entre H et H+1. Suite à l'ordre spécifique, l'acteur a renvoyé un PM valide. Suite à l'ordre standard, l'acteur n'a pas renvoyé de PM valide.






## 6.11 Affectation des coûts d'équilibrage

RTE propose de maintenir les modalités actuelles d'affectation des coûts d'équilibrage (pour la partie rémunération). Ainsi, RTE ne propose pas d'évolution des modes d'affectation des surcoûts RSO, SSY et MAR. Ces surcoûts seront calculés exclusivement sur la base des éléments déclaratifs (liés à l'offre activée) en fonction des motifs d'activation.

RTE propose d'affecter au compte ajustement-écarts la totalité des charges et produits liés aux écarts d'ajustement et aux pénalités.

## 6.12 Calcul des indicateurs

L'évolution de la modélisation des données Back-Office liée à l'introduction des offres standard amène à réinterroger certaines modalités de calcul des indicateurs de l'équilibrage : énergies d'ajustement, tendance, prix marginaux d'équilibrage et d'ajustement, prix moyen pondéré et ventilations.

### 6.12.1 Energies d'ajustement

RTE publie, en J, des données relatives aux volumes d'ajustement activés. RTE propose que ces publications se basent sur les volumes attendus effectifs, dont les modalités de calcul sont détaillées au 6.4.2.

### 6.12.2 Calcul de la tendance

RTE propose de prendre en compte les volumes attendus effectifs pour le calcul de la tendance en J.

### 6.12.3 Prix marginaux d'équilibrage

Pour le calcul du PME hausse, RTE propose de retenir les offres activées dont les volumes commerciaux (pour motif P=C) sont positifs. Inversement, pour le calcul du PME baisse, RTE propose de retenir les offres activés sont les volumes commerciaux sont négatifs.

### 6.12.4 Prix Moyen Pondéré

Le calcul journalier du prix moyen pondéré repose aujourd'hui sur les volumes déclaratifs. RTE propose de maintenir ces modalités à horizon TERRE : prise en compte, en J, des volumes commerciaux et des prix de rémunération.

En M+1, après contrôle du réalisé, RTE met à jour le calcul du PMP sur la base des volumes réalisés. Aujourd'hui, à chaque pas de temps et à chaque EDA est associé un prix et un volume réalisé. Avec l'intégration des produits standards, à une même EDA pourront être associées plusieurs prix (plusieurs offres activées) et toujours un seul volume réalisé. Dès lors, il convient de réinterroger le calcul du PMP en M+1.

RTE propose :

(i) de calculer, pour chaque pas de temps, et chaque EDA, un prix moyen d'activation (pondéré par les volumes commerciaux retenus sur chacune des offres activées de l'EDA), puis ;

(ii) d'intégrer ce prix moyen, pondéré par le volume réalisé à la maille de l'EDA, dans le calcul du PMP.

### 6.12.5 Répartition des volumes par RE et fournisseur

En J, RTE propose de calculer les volumes d'ajustement par RE sur la base du volume attendu effectif et de la clé de répartition déclarative par RE (basée sur les capacités d'ajustement, conformément à l'article C.11.8.3 de la section 2 des règles MA-RE en vigueur).

En M+1, après contrôle du réalisé, RTE propose de mettre à jour ces valeurs en se basant sur le volume réalisé (calculé à la maille de l'activation) et une clé de répartition « réalisée » établie selon les modalités de l'article C.11.8.5 de la section 2 des règles MA-RE en vigueur.

Des méthodes de calcul analogues pourront être utilisées pour le calcul des volumes d'ajustement par fournisseur/barème/catégorie d'effacement pour la mise en œuvre du versement fournisseur.

# 7 PUBLICATION DES RESULTATS DU PROCESSUS « ECARTS » EN S+1

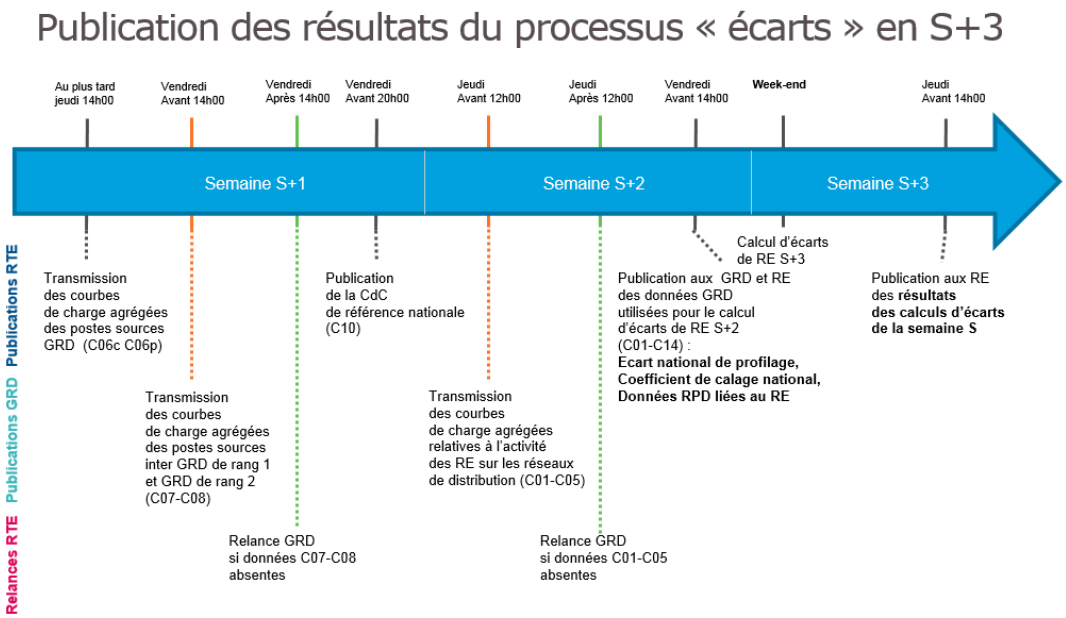
## 7.1 Rappel du processus « Ecarts » actuel S+3

RTE est responsable de calculer l'écart des Responsables d'Equilibre (RE). Pour cela, il s'appuie pour les données RPD sur les données envoyées par chacun des GRD. En effet, chaque gestionnaire de réseau est responsable de l'envoi des données relatives à son réseau.

Le calcul des écarts d'un RE permet de déterminer la contribution de chaque RE au déséquilibre du système électrique avant relève des compteurs à index. Il est effectué une première fois en S+3 et est actualisé à chaque échéance de facturation : M+1, M+3, M+6, puis M+12 pour la facture finale des écarts.

L'établissement du premier calcul d'écart s'appuie sur un processus d'échanges de données dynamiques entre RTE et les GRD, qui a été défini afin d'atteindre la publication pour une semaine S de :

- l'écart national de profilage et du coefficient de calage national en S+2
- l'écart global du RE en S+3.




Les données dynamiques peuvent être révisées à l'initiative de RTE ou des GRD avant chaque échéance de facturation des écarts afin d'intégrer les éventuelles actualisations des données de comptage. En pratique, le calage spatial permet de recaler la courbe de charge de consommation théorique issue du profilage en fonction d'une courbe de charge recalculée à partir d'installations de comptage télérelevées. Ce calcul est effectué pour la première fois en S+2 et renouvelé à chaque échéance de facturation des écarts : M+1, M+3, M+6 et M+12.

## 7.2 Demandes d'évolutions formulées par la CRE

La délibération du 22 juin 2017 relative à la feuille de route de l'équilibrage donne cinq orientations principales concernant le dispositif actuel de reconstitution des flux :

(i) la CRE demande à RTE de faire évoluer les règles RE afin que les énergies affectées en réconciliation temporelle soient réglées par les RE au PRE et de proposer un calendrier de mise en œuvre débutant au plus tard au 1er juillet 2018 ;

(ii) la CRE demande à RTE et aux GRD d'avancer le premier calcul des écarts à une semaine après le temps réel au plus tard en 2019. Pour ce faire, elle sollicite également RTE afin d'étudier des modalités de simplification des procédures de publication des données nécessaires au calcul des écarts par les GRD desservant moins de 100 000 clients ;

(iii) la CRE demande à Enedis d'élaborer une proposition de calendrier avec les parties prenantes de mise en œuvre du profilage dynamique (les coefficients de répartition de l'énergie sont définis dynamiquement ex-post sur la base de la consommation constatée de panels représentatifs de chaque profil) ;

(iv) la CRE demande à Enedis d'élaborer une proposition de calendrier avec les parties prenantes de généralisation de la reconstitution des flux sur la base de courbes de charges pour les domaines de tension BT > 36 kVA et HTA ;

(v) la CRE demande à Enedis d'étudier d'ici début de l'année 2019 la possibilité de proposer aux RE la constitution de profils dynamiques par offre tarifaire.

Ces orientations ont pour objectif commun de responsabiliser chaque RE. RTE a mené une concertation en collaboration avec l'ADEeF concernant la deuxième orientation dans le cadre de la préparation de la version 9 des règles RE.

## 7.3 Le système cible concernant la publication des résultats du processus « écarts »

L'ensemble des acteurs du système électrique, RE et gestionnaires de réseau, partagent la volonté d'accélérer la mise à disposition des données, dans un contexte de déploiement des compteurs communicants et de renforcement de la transparence. La réduction des délais de publication permettra notamment aux RE d'améliorer l'anticipation de leurs déséquilibres et d'anticiper leurs flux financiers.

Lors de l'appel à contribution lancé par RTE, les acteurs ont demandé d'avoir des données de qualité comparable à l'actuelle publication S+2, et si possible de façon synchrone sur l'ensemble des GRD. Ils ont également exprimé leurs craintes sur une possible dégradation de la qualité de la donnée en S+1 en cas de bascule trop précipitée. Afin d'atténuer les risques, ils ont demandé davantage de flux : publications en S+1, S+2 et M+1. Les GRD ont également alerté sur la possible baisse de la qualité de la donnée et sur la charge de travail supplémentaire en cas de flux ajoutés.

RTE et l'ADEeF proposent ainsi :

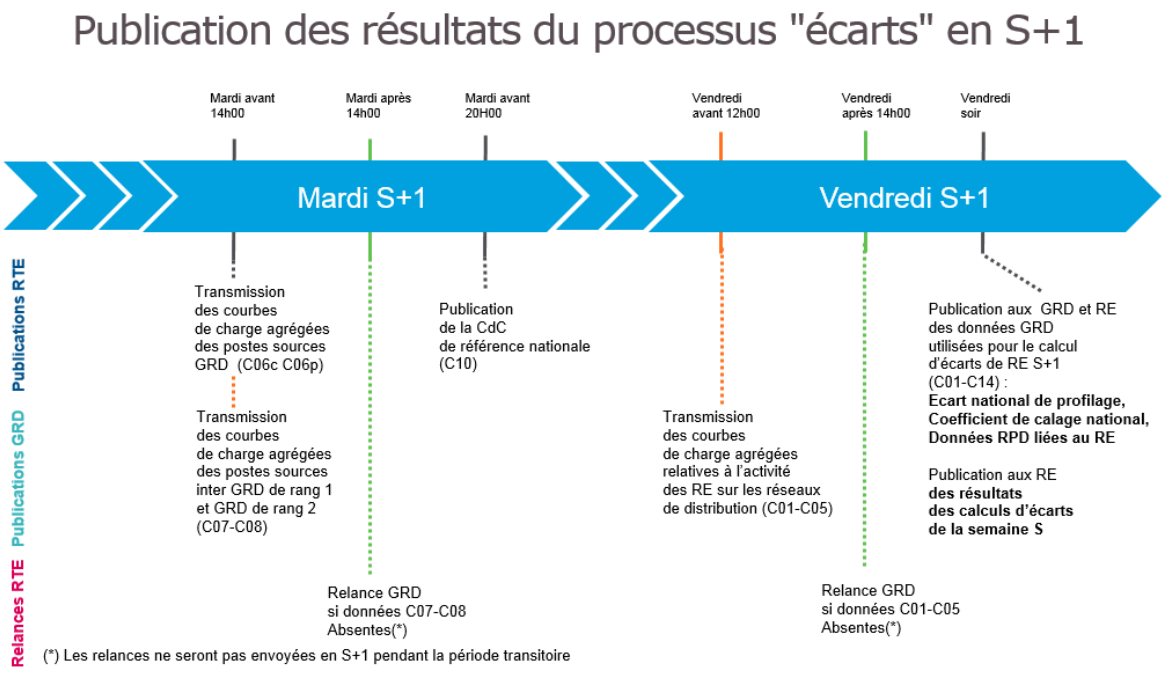
- Le remplacement du processus « écarts » actuel S+3 par le processus « écarts » cible S+1 pour l'ensemble des gestionnaires de réseau et pour les semaines postérieures au 2 janvier 2021 inclus ;
- La poursuite des travaux de mise en qualité des données pour une facture en M+1 la plus juste possible dès 2019. Le processus de révision des données mensuel reste inchangé. Cependant RTE et les GRD s'engagent à transmettre puis intégrer toutes révisions de données afin d'améliorer la qualité des données facturées aux différentes échéances de facturation ;
- La mise en œuvre de REX par les GRD sur la qualité de la télé-relève avec le déploiement des modems IP en 2020 ;

Cette proposition et ce calendrier sont cohérents avec (1) les retours des différents acteurs lors de l'appel à contribution, (2) la bascule en tout courbe de charge pour les clients sup36 à partir de fin 2020 et (3) le passage en modem IP (améliorant sensiblement la qualité des collectes d'après le REX de RTE) qui se fera au plus tard début 2020.

## 7.4 Proposition de déclinaison de l'orientation : processus « Ecarts » cible S+1

Afin de décliner l'orientation de la CRE, RTE et l'ADEeF ont défini le processus « écarts » cible permettant d'atteindre la publication pour une semaine S de :

- l'écart national de profilage et du coefficient de calage national en S+1
- l'écart global du RE en S+1.




Ce processus cible permet l'anticipation de chaque étape du processus « écarts » hebdomadaire :

- Transmissions des données dynamiques RTE<->GRD,

- Relances GRD,
- Calculs RTE,
- Publications RTE vers les GRD et les RE.

## 7.5 Evolution des modalités de mise en œuvre du modèle corrigé pour les sites RPD

La mise en oeuvre du modèle corrigé pour les sites RPD nécessite des dispositions spécifiques permettant de corriger les courbes de charges des sites concernés dans des délais compatibles avec les différents processus alimentés par ces données.

Au sein des règles en vigueur, deux modalités de mise en œuvre du modèle corrigé pour les sites RPD sont définies :

- Les modalités transitoires mises en œuvre jusqu'à fin juin 2019 visent à appliquer une correction des courbes de charge individuelles et des bilans de consommation sur la base des volumes estimés par les GRD en S+2 et pour la facture M+1 ;
- Les modalités cibles mises en œuvre à partir du 1er juillet 2019 visent à appliquer une correction des courbes de charge individuelles et des bilans de consommation sur la base des volumes réalisés certifiés par RTE dès S+2.

RTE et l'ADEeF proposent les évolutions suivantes afin d'adapter les modalités cibles à l'échéance S+1 et de décaler sa date de mise en œuvre de 6 mois :

- Décalage de l'échéance de mise en œuvre des modalités cibles au 4 janvier 2020 au plus tard, afin de donner plus de souplesse aux gestionnaires de réseau pour atteindre la cible en améliorant la performance de leurs traitements opérationnels des données ;
- Evolution du processus cible visant à appliquer une correction des courbes de charge individuelles et des bilans de consommation sur la base des volumes estimés par les GRD pour le premier calcul d'écart (S+2 puis S+1 à terme) et sur la base des volumes réalisés certifiés par RTE pour les calculs d'écarts intégrés au sein de la première facture en M+1.

| Echéance | Modalités cibles liées au modèle corrigé pour les sites RPD |
|---|---|
| S+1/S+2 | GRD→RTE : envoi des courbes de charge à RTE des sites RPD participant à NEBEF/au MA (au plus tard le vendredi 12H00 de S+1)<br>GRD→RTE : envoi des courbes de charge télérelevée de consommation corrigées sur la base des volumes estimés par le GRD<br>RTE : calcul et publication de l'écart en prenant en compte les volumes estimés par les GRD pour les sites RPD au modèle corrigé<br>RTE→GRD : contrôle du réalisé et envoi d'une chronique des volumes réalisés certifiés par RTE, par site RPD au modèle corrigé (au plus tard le mardi 23H59 de S+2) |
| M+1 | GRD→RTE+OE/AA : révision éventuelle des courbes de charge des sites RPD participant à NEBEF/au MA à RTE et transmission des courbes<br>RTE : éventuelle régularisation du contrôle du réalisé et envoi au GRD d'une chronique des volumes réalisés certifiés par RTE, par site RPD au modèle corrigé<br>GRD→RTE : envoi des courbes de charge télérelevée de consommation corrigées sur la base des volumes certifiés par RTE |

| | |
|---|---|
| | RTE : calcul/publication puis facturation des écarts sur la base des volumes réalisés certifiés par RTE pour les sites RPD au modèle corrigé |
| M+X | RTE : facturation des écarts suite aux révisions |

Ces évolutions ont été définies au sein des règles MA-RE (chapitres A-D et E) mais également au sein des règles NEBEF.

# 8 TRANSPARENCE DE L'EQUILIBRAGE

## 8.1 Contexte

Les règles MA-RE prévoient actuellement la publication par RTE de nombreux indicateurs, agrégés au pas demi-horaire concernant l'équilibrage en temps réel du système électrique français. Ces données sont publiées au plus proche du temps réel.

Au niveau européen, le cadre règlementaire de la Transparence évolue. Dans son article 12, le règlement européen *Electricity Balancing* prévoit qu' « au plus tard deux ans après l'entrée en vigueur du présent règlement (soit le 18 décembre 2019), chaque GRT publie les informations en application du paragraphe 3, dans un format harmonisé convenu d'un commun accord, au moins sur la plateforme pour la transparence des informations créée en application de l'article 3 du règlement (UE) no 543/2013. »

Au niveau national, RTE a publié en juin 2016 la feuille de route de l'équilibrage du système électrique français. Suite à la publication du livre vert et dans le cadre de la consultation publique, des acteurs ont exprimé le souhait de poursuivre les travaux afin de renforcer la transparence des actions menées pour l'équilibrage du système.

## 8.2 Proposition de RTE

Tout d'abord, RTE propose dans cette consultation une réorganisation du tableau indiquant les données publiées sur le site RTE Clients. Ce réagencement a pour objectif une meilleure lisibilité de l'ensemble des publications en classant ces publications par type (volume/prix/autres).

Ensuite, RTE publiera l'ensemble des informations requises par le règlement *Electricity Balancing* sur la plateforme européenne prévue à cet effet et notamment « des informations sur toutes les offres d'énergie d'équilibrage de sa ou ses zones de programmation, anonymisées si nécessaire, au plus tard 30 min après la fin de l'unité de temps du marché en cause. Ces informations comprennent:

i) le type de produit;

ii) la période de validité;

iii) les volumes offerts;

iv) les prix proposés;

v) des informations indiquant si une offre a été déclarée comme indisponible; »

RTE propose d'anonymiser ces données détaillées sur toutes les offres d'énergie d'équilibrage déposées.

La plateforme européenne dédiée à la Transparence est disponible à l'adresse suivante : https://transparency.entsoe.eu/. Cette plateforme sera refondée dans l'année à venir pour prévoir la publication des données requises par le règlement *Electricity Balancing*.

A ce jour, il est prévu que les publications sur cette plateforme débutent au 3ème trimestre 2019.

En complément de ces nouvelles obligations règlementaires, RTE propose de publier les informations sur les offres d'énergie d'équilibrage également sur le site RTE services.

De plus, RTE publiera, le volume demandé par RTE et le cas échéant le prix maximum associé aux plateformes européennes.

Ces publications devraient débuter :

- à l'arrivée des plateformes européennes d'équilibrage pour les produits standard,
- au 3ème trimestre 2019 pour les offres spécifiques.

RTE propose de poursuivre les travaux menés, en concertation avec les partes prenantes, sur la transparence avec notamment la possibilité de publier le prix marginal des plateformes, par pas de de règlement des écarts.

# 9 AUTRES EVOLUTIONS

## 9.1 Evolution du cadre règlementaire

Les règles MA-RE s'inscrivent dans le cadre fixé par le Code de l'Energie mais également dans celui définit par le nouveau règlement *Electricity Balancing*, entré en vigueur le 18 décembre 2017.

Afin de donner de la visibilité aux acteurs sur ce cadre législatif et règlementaire national et européen, RTE propose lors de cette consultation d'ajouter un chapitre synthétique dans les chapitres 2 (section 1) et B (section 2) des règles MA-RE précisant les contours de ce cadre.

## 9.2 Modalités de calcul du prix de règlement des écarts

### 9.2.1 Modalités actuelles de calcul du Prix de Règlement des Ecarts

A date, si le Prix Moyen Pondéré (PMP) des énergies d'équilibrage dans la tendance est positif, le PRE est calculé comme suit :

| | Tendance du système électrique français à la Hausse et $PMP_H$ positif ou nul | Tendance du système électrique français à la Baisse et $PMP_B$ positif ou nul |
|---|---|---|
| Ecarts positifs | $PMP_H$ * (1-k)<br>Nota 1 | $PMP_B$ * (1-k) |
| Ecarts négatifs | $PMP_H$ * (1+k) | $PMP_B$ * (1+k)<br>Nota 2 |

Depuis avril 2017, le Prix Moyen Pondéré prend en compte l'ensemble des énergies ayant contribué à l'équilibre du système France :

- énergies d'ajustement motif P=C ;
- énergies d'ajustement autres motifs dans la limite du PME ;
- énergies de réserve primaire et secondaire valorisées au prix spot ;
- énergies demandées par RTE dans le cadre des contrats de secours ;
- énergies nettées au titre d'IGCC valorisées au prix spot ;
- énergies en écart aux frontières valorisées au prix spot.

### 9.2.2 Exigences du règlement *Electricity Balancing*

L'article 55 du règlement *Electricity Balancing* prévoit :

*« Le prix du déséquilibre en cas de déséquilibre négatif n'est pas inférieur:*

> *a) soit au prix moyen pondéré de l'énergie d'équilibrage positive activée à partir des réserves de restauration de la fréquence et des réserves de remplacement;*

*b) soit, en l'absence d'activation d'énergie d'équilibrage dans les deux sens au cours de la période de règlement des déséquilibres, la valeur de l'activation évitée d'énergie d'équilibrage à partir des réserves de restauration de la fréquence ou des réserves de remplacement.*

*Le prix du déséquilibre en cas de déséquilibre positif n'est pas supérieur:*

*a) soit au prix moyen pondéré de l'énergie d'équilibrage négative activée à partir des réserves de restauration de la fréquence et des réserves de remplacement;*

*b) soit, en l'absence d'activation d'énergie d'équilibrage dans les deux sens au cours de la période de règlement des déséquilibres, la valeur de l'activation évitée d'énergie d'équilibrage à partir des réserves de restauration de la fréquence ou des réserves de remplacement.*

*Lorsque de l'énergie d'équilibrage positive et de l'énergie d'équilibrage négative à partir des réserves de restauration de la fréquence ou des réserves de remplacement ont été activées au cours d'une même période de règlement des déséquilibres, le prix de règlement des déséquilibres est déterminé pour le déséquilibre positif et pour le déséquilibre négatif sur la base d'au moins un des principes énoncés aux paragraphes 4 et 5. »*

Ces exigences peuvent être représentées de la manière suivante :

| Activation aFRR/mFRR/RR à la hausse | Activation aFRR/mFRR/RR à la baisse | PREn | PREp |
|---|---|---|---|
| **Non** | **Non** | = Valeur de l'énergie non activée | |
| **Oui** | **Non** | ≥ $PMP_H$(aFRR, mFRR, RR) | ≤ Valeur de l'énergie non activée |
| **Non** | **Oui** | ≥ Valeur de l'énergie non activée | ≤ $PMP_B$(aFRR, mFRR, RR) |
| **Oui** | **Oui** | ≥ $PMP_H$(aFRR, mFRR, RR)<br>ou<br>≤ $PMP_B$(aFRR, mFRR, RR) | |

Ces exigences doivent être respectées au plus tard un an après l'entrée en vigueur du règlement.

### 9.2.3 Evolution des modalités de calcul du PRE

Les modalités actuelles de calcul du PRE ne permettent pas de respecter les critères précités dans certaines situations. Notamment, le calcul du PMP intègre des énergies hors aFRR/mFRR/RR valorisées à des prix pouvant être supérieurs ou inférieur au prix moyen des énergies de aFRR/mFRR/RR : FCR, écarts aux frontières.

RTE a identifié et proposé différentes options lors de l'appel à contributions pour assurer la conformité aux exigences du règlement :

**Option 1 :** ajout, au sein du PRE, d'un cap/seuil par rapport au prix moyen pondéré des seules énergies d'aFRR/mFRR/RR.

**Option 2 :** exclusion du calcul du PMP des énergies hors aFRR/mFRR/RR : FCR, écarts aux frontières

**Option 3 :** révision des prix de valorisation de la FCR (passage au PME) et exclusion des énergies des écarts aux frontières du calcul du PMP.

**Option 4 :** demande de dérogation (au plus tard 6 mois après l'entrée en vigueur du règlement) s'il est identifié que le respect des critères du règlement a des effets pervers.

Par ailleurs, conformément au règlement *Electricity Balancing*, les GRT européens élaboreront en 2018 une proposition d'harmonisation des modalités de calcul et de valorisation des écarts. Cette proposition devra être déclinée au plus tard 18 mois après son approbation par les régulateurs. Les sujets abordés dans le cadre du présent appel à contributions ne couvrent pas les futures évolutions issues de la proposition des GRT sur le règlement des écarts. Ce sujet devra faire l'objet d'une concertation approfondie en vue d'une déclinaison au sein d'un prochain projet de règles.

### 9.2.4 Proposition d'évolution de RTE

Afin d'éviter l'ajout d'un cap/seuil ou de demander une dérogation au règlement *Electricity Balancing* sur ce sujet, RTE propose d'exclure du calcul du PMP l'énergie hors aFRR/mFRR/RR, à savoir les énergies de FCR et les écarts aux frontières.

Cela se traduit par une évolution de la section 1 des règles MA-RE dans la partie Transparence – Prix Moyen Pondéré au chapitre 4.9.1.4.

## 9.3 Suppression des références à la section 3 suite à l'arrivée de PEB

Suite à la mise en service de PEB, les chapitre A-D et E de la section 2 des règles MA RE ont été mis à jour afin de supprimer les références au service NEB ainsi qu'à la section 3.

## 9.4 Sécurisation financière et modalités de contractualisation

### 9.4.1 Uniformisation du critère de notation des garants

Les critères de notation Standard & Poor's et/ou Fitch Ratings ont été abaissés dans le cadre des règles V8.3 suite à la suppression de la franchise de garantie bancaire.

Afin d'uniformiser les critères de notation des garants, RTE propose d'abaisser également la notation pour Moody's de [A2] à [Baa1]. Cette modification a été simultanément effectuée au sein des sections 1 et 2 des règles MA-RE et règles NEBEF.

### 9.4.2 Modalités de contractualisation

Suite aux difficultés de paiement rencontrées par RTE cet été et afin de répondre aux exigences posées par les établissements bancaires en termes de due diligence lors de ses opérations de financement, RTE propose de modifier les conditions de participation au dispositif de Responsable d'Equilibre pour sécuriser ses transactions financières.

Ainsi, il est proposé d'ajouter aux articles C.3.1 et C.7.2, une clause selon laquelle le RE atteste ne pas faire l'objet de sanctions internationales prononcées notamment par une juridiction, une autorité, une commission, ou un organisme de contrôle.

## 9.5 Mise en conformité des règles avec les services actuels et futurs

### 9.5.1 Correction de la date concernant la communication du k' pour l'année A-1

La date de communication du k' pour l'année A-1 a été décalée d'un mois (mars au lieu de février) afin d'être conforme au processus opérationnel existant. La recherche du k' peut uniquement être lancée après l'obtention d'une première estimation de l'intégralité des données du compte ajustements-écarts de l'année A.

### 9.5.2 Mise à disposition des données relatives aux éléments déclaratifs

L'article C.15.4.7 a été ajouté afin de faire référence au service existant permettant aux RE la mise à disposition des données relatives aux composantes déclaratives de leur périmètre d'équilibre.

### 9.5.3 Gestion des données de référence nécessaires au calcul des Ecarts, du Soutirage Physique et à la Réconciliation Temporelle des RE

L'article D.7 a été modifié en prévision de l'ouverture du nouveau service (prévu fin 2018) permettant aux GRD de gérer la liste de leurs RE actifs sur leur réseau.

## 9.6 Gestion des cas d'EDA vides

Comme présenté lors du GT « Evolution des règles » du 11 juillet 2018, les processus métier RTE interdisent de retirer une EDA qui n'est pas vide (sauf cas de défaillance répétée des ordres d'ajustement sur cette EDA), et de déclarer des offres d'ajustement sur des EDA vides.

Toutefois, ces cas ne sont pas explicitement décrits dans les règles actuelles.

Lors de cette consultation, RTE propose d'apporter les précisions nécessaires ci-dessous.

### 9.6.1 Cas où l'acteur demande à retirer une EDA de son périmètre

Dans le cas où l'acteur demande à RTE de retirer une EDA de son périmètre, le changement proposé vise à préciser dans les règles des contrôles mis en œuvre par RTE avant de procéder à la clôture, à savoir s'assurer que tous les sites ou groupes de production ont été retirés de l'EDA. Ces contrôles ont pour but d'éviter les éventuelles conséquences dommageables, pour l'acteur et les sites, qui résulteraient de la clôture d'une EDA non vide.

Ainsi, la proposition précise qu'en préalable à sa demande de retrait d'une EDA, l'acteur doit avoir formulé auprès des gestionnaires de réseau concernés, la demande de retrait de tous les sites ou groupes de production qui la composent, et que le retrait de l'EDA du périmètre de l'Acteur par RTE ne peut avoir lieu qu'après que tous les sites ou groupes de production ont été retirés.

### 9.6.2 Cas où RTE constate qu'une EDA est vide

Dans le cas où RTE constate que tous les sites ou groupes de production ont été retirés d'une EDA, les règles actuelles prévoient un délai de six mois entre :

- la première notification faite par RTE à l'Acteur l'informant que son EDA est vide
- la deuxième notification faite par RTE à l'Acteur, si l'absence de sites est toujours avérée au bout de six mois, l'informant du retrait de l'EDA.

Pendant ces six mois, l'EDA a un statut ambigu : elle est toujours valide, puisqu'inscrite au périmètre de l'Acteur, mais elle ne peut être utilisée car vide.

RTE propose de clarifier ce point. Ainsi, dans le cas où RTE constate que tous les sites ou groupes de production ont été retirés de l'EDA, RTE notifie l'acteur pour l'informer du retrait de l'EDA.

En cas de besoin lors du mois suivant, l'Acteur devra faire précéder sa demande de rattachement de sites d'une demande de création d'une nouvelle EDA, à laquelle RTE répondra sous les 5 jours ouvrés, selon les modalités en vigueur.

## 9.7 Harmonisation européenne des règles de nomination sur les frontières françaises

Dans le cadre du règlement européen FCA (« Forward Capacity Allocation »), la CRE a approuvé le 15 mars 2018, les règles de nomination FCA applicables aux frontières françaises : https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Approbation/mise-en-oeuvre-reglement-fca.

Ces règles sont conformes aux exigences du règlement FCA et s'inscrivent dans la continuité des pratiques existantes, ou mettent en œuvre des changements qui contribuent à l'objectif d'harmonisation des règles de nomination entre frontières énoncé à l'article 36(3) du règlement FCA. Elles prévoient notamment que les acteurs doivent avoir la qualité de responsable d'équilibre afin de pouvoir nominer sur les frontières françaises.

En conséquence de l'approbation de ces règles de nomination, les règles Import/Export v3.9, tenant compte des nouvelles dispositions pour application au 1er janvier 2019, ont été consultées du 19 juillet au 10 août 2018 ; La section 2 des règles MA RE a également été mise à jour afin de tenir compte de ces nouvelles dispositions.

# ANNEXE 1 - TABLEAU RECAPITULATIF DES EVOLUTIONS ET DES DATES DE MISE EN ŒUVRE

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

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

| Section | Evolution | Date | Commentaires |
|---|---|---|---|
| **Mise en œuvre à une date différente de l'entrée en vigueur des règles** | | | |
| 1 | Simultanéité d'une offre d'ajustement activée sur MA/NEBEF<br>*Dates A et A' héritées de la précédente version v8.1* | Date A, A' et A'' | date A et A' (nov 2018)<br>date A'' (S2 2019) |
| 1 | Programmation des capacités de production RPD<br>Installations ne participant pas au MA<br>*Date héritée des règles v8.3* | Date D<br>(section 1) | S2 2018 |
| 1 | Méthodes de contrôle du réalisé (prévision et historique) pour les EDA soutirage profilées<br>*Date héritée des règles v8.3* | Date E et E'<br>(section 1) | mi 2020 |
| 1 | Transmission des programmes de marche (PM) pour les ordres standard de RR par le receveur d'ordre | Date M<br>(section1) | T4 2019<br>(lié à l'arrivée de TERRE) |
| 1 | Transmission des programmes de marche (PM) pour les ordres spécifiques par le receveur d'ordre | Date M'<br>(section1) | mi 2020 |
| 1 | Evolution des publications | Date P<br>(section 1) | S2 2019 |
| 1 | Mise en œuvre du dispositif de suivi de la préqualification | Date R<br>(section 1) | T4 2020 |
| 1 | Nouveau modèle de valorisation des ajustements | Date T<br>(section 1) | T4 2019 |
| 1 | Evolution du critère de défaillance | Date U<br>(section 1) | T1 2020 |
| 1 | Evolution des modalités de calcul des volumes commerciaux des offres activées spécifiques | Date V<br>(section 1) | 2020 |
| 1 | Le RP précise à RTE la résolution de son Programme d'appel | Date X<br>(section 1) | S2 2018 |

| | | | |
|---|---|---|---|
| 1 | En l'absence de précision avant la date Y pour une EDP, la résolution du PA est établie à 30 minutes | Date Y (section 1) | S2 2018 |
| 2 | Suspension du contrat d'un RE<br>*Date héritée des règles v8.2* | Date D (section 2) | S2 2018 |