Le réseau de transport d'électricité

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

Appel à contributions

20 avril 2018

1 Exposé des motifs 4
2 Processus de préqualification 6
2.1 Introduction 6
2.1.1 Objectifs du processus de préqualification 6
2.1.2 Rappel des exigences des règlements EBGL et SOGL 6
2.2 Processus de préqualification des acteurs d'ajustement 6
2.2.1 Principe général : une étape unique 6
2.2.2 Période de préqualification 7
2.2.3 Qualification 7
2.3 Processus de préqualification des capacités d'ajustement 7
2.3.1 Principe général du processus de préqualification 7
2.3.2 Période de préqualification en deux phases 8
2.3.3 Qualification 9
2.3.4 Période de suivi 9
2.3.5 Renouvellement de la qualification 10
2.4 Critères techniques 11
2.4.1 Produits standards 11
2.4.2 Produits spécifiques 13
3 Processus d'équilibrage en temps réel 14
3.1 Modalités d'expression des besoins d'équilibrage à la plateforme TERRE 14
3.1.1 Processus actuel 14
3.1.2 Impact de la mise en œuvre de la plateforme TERRE 14
3.1.3 Proposition de RTE 15
3.2 Offres non partagées 16
3.2.1 Description de l'utilisation par RTE de la possibilité de ne pas partager des offres 16
3.2.2 Synthèse des paragraphes nécessitant une évolution 19
3.3 Non transmission des activations TERRE par RTE 19
3.4 Evaluation des pertes d'opportunité lorsque les capacités ne peuvent pas être activées par la plateforme TERRE 20
3.5 Réception des programmes de marche des capacités participant à TERRE 21
3.6 Fermeté des offres TERRE formulées par les acteurs 22
3.6.1 Aléa technique 22
3.6.2 Ordre d'ajustement passé sur la capacité après le dépôt des offres standards 23
3.6.3 Ordre d'ajustement passé sur la capacité avant le dépôt des offres standards et étant désactivé après H-30 23
3.6.4 Ordre spécifique sur une capacité ayant été préalablement activée via une offre standard 24
3.7 Déconnexion de la plateforme TERRE 24
4 Valorisation des ajustements 25
4.1 Objectifs du régime de valorisation des ajustements 25
4.1.1 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 25
4.1.2 Favoriser la participation d'un large panel de capacités à l'ajustement, notamment sous la forme de produits standards 27
4.1.3 Inciter les acteurs d'ajustement à délivrer le profil d'ajustement en puissance partagé avec RTE 27
4.1.4 Inciter les acteurs d'ajustement à déclarer au plus tôt leur défaillance 27
4.1.5 Assurer une concurrence équitable entre capacités d'injection et de soutirage 27
4.1.6 Renvoyer des incitations cohérentes au sein des plateformes de partage d'énergie d'équilibrage 28
4.2 Rappels relatifs à la programmation et aux supports des offres d'ajustement 29
4.3 Modalités générales de valorisation 29
4.3.1 Correction du périmètre d'équilibre 29
4.3.2 Composantes de valorisation 30
4.3.3 Définitions et modélisation Back-Office 31
4.4 Calcul des volumes attendus 34
4.4.1 Calcul du volume attendu théorique 35

4.4.2 Calcul du volume attendu effectif 38
4.4.3 Conversion des puissances en énergie 39
4.5 Gabarit des PM spécifique 40
4.6 Calcul des rémunérations 41
4.6.1 Calcul du volume commercial 42
4.6.2 Détermination du prix de rémunération 45
4.7 Calcul et valorisation des écarts d'ajustement 45
4.7.1 Pas de temps de contrôle 45
4.7.2 Période de contrôle 46
4.7.3 Calcul des écarts d'ajustement 46
4.7.4 Valorisation des écarts d'ajustement 47
4.8 Défaillance et pénalités 48
4.8.1 Critère de défaillance 49
4.8.2 Montant des pénalités 50
4.9 Cas particuliers 50
4.9.1 Spécifique sur standard 50
4.9.2 Jonction PM-PA après livraison standard 53
4.10 Modes dégradés liés au renvoi de PM 53
4.11 Exemple de valorisation d'ajustement standard 54
4.12 Affectation des coûts d'équilibrage 55
4.13 Calcul des indicateurs 55
4.13.1 Energies d'ajustement 55
4.13.2 Calcul de la tendance 55
4.13.3 Prix marginaux d'équilibrage 55
4.13.4 Prix Moyen Pondéré 55
4.13.5 Répartition des volumes par RE et fournisseur 56
5 Modalités de calcul du prix de règlement des écarts 57
5.1 Modalités actuelles de calcul du Prix de Règlement des Ecarts 57
5.2 Exigences du règlement *Electricity Balancing* 57
5.3 Evolution des modalités de calcul du PRE 58
6 Simultanéité MA-NEBEF 60
6.1 Introduction 60
6.2 Présentation et instruction du cas 10% 60

1 EXPOSE DES MOTIFS

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 différentes 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 plusieurs règlements européens adoptées en application du troisième paquet énergie (aussi appelés « code 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 différentes 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 de préparer ces évolutions, le groupe de travail (« GT ») « Evolutions des règles MA-RE » de la Commission accès au marché (« CAM ») du CURTE a initié, le 3 octobre 2016, un processus de concertation avec les acteurs de marché. Ce processus se poursuivra jusqu'à la mise en œuvre de la plateforme européenne, attendue pour le 4ème trimestre 2019. 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.

Le présent document vise à recueillir les contributions des acteurs de marché sur les différents axes de travail suivants afin d'adapter les règles MA-RE :

- le processus de préqualification ;

- les processus d'équilibrage en temps réel ;
- la valorisation des ajustements ;
- les modalités de calcul du prix de règlement des écarts ;
- les cas de simultanéité MA-NEBEF.

Le présent document expose les problématiques et options identifiées par RTE sur les sujets précités et contient des questions à destination des acteurs de marché. Ces derniers sont toutefois libres de présenter des éléments d'analyse dont le périmètre dépasse celui proposé dans le présent document.

Pour rappel, la consultation sur le projet de texte aura lieu en juillet 2018 afin que RTE soit en mesure de saisir la CRE en octobre 2018.

2 PROCESSUS DE PREQUALIFICATION

2.1 Introduction

2.1.1 Objectifs du processus de préqualification

Aujourd'hui, RTE met en œuvre une préqualification 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.

L'établissement d'un processus de préqualification est nécessaire en particulier pour les produits standards (RR et mFRR) échangés dans le cadre de la coopération européenne d'échange de réserve (projets TERRE[3] et MARI[4]).

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 préqualifier 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) dont la proposition de déclinaison au sein du mécanisme d'ajustement français est exposée ci-dessous.

2.2 Processus de préqualification des acteurs d'ajustement

2.2.1 Principe général : une étape unique

RTE propose un processus de préqualification en une étape unique : une période de préqualification 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 préqualification pour les acteurs d'ajustement :

[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/



2.2.2 Période de préqualification

La période de préqualification 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 :

- notification à RTE d'un message des offres SYGA et un message des 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 pour l'EDA.

Question

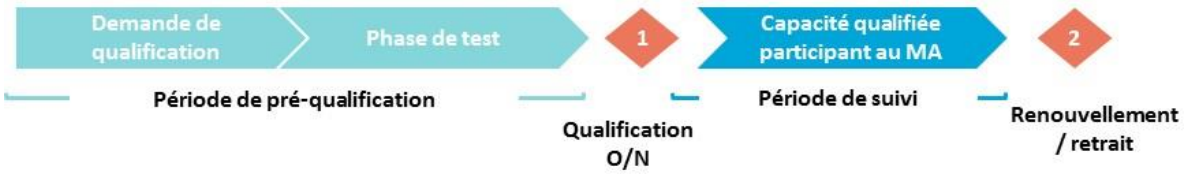
Q1. Les principes proposés par RTE pour la préqualification des acteurs d'ajustements vous semblent-ils pertinents?

2.3 Processus de préqualification des capacités d'ajustement

2.3.1 Principe général du processus de préqualification

RTE propose un processus de préqualification en deux étapes : une période de préqualification 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 préqualification des capacités d'ajustement :



2.3.2 Période de préqualification en deux phases

La période de préqualification 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 doit être faite par l'acteur d'ajustement lors de la création ou de la mise à jour d'une EDA (hors évolution des sites composant l'EDA). L'acteur d'ajustement précise dans sa demande le type de produit d'ajustement pour lequel il souhaite que l'EDA soit qualifiée :

- produit standard de RR ;
- produit standard de mFRR ;
- produit spécifique.

Il est possible de faire une seule demande pour plusieurs produits. Les capacités qui auront acquis une qualification au produit standard de mFRR auront automatiquement une qualification au produit standard de RR.

Les EDA participant actuellement au MA ont une qualification supposée acquise aux produits spécifiques et ne doivent pas soumettre de demande qualification.

La demande se fait par notification à RTE.

Délais de traitement de la demande

Conformément au règlement SOGL, RTE doit valider la conformité de la demande de l'acteur d'ajustement dans un délai de 8 semaines. 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.

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 la base de données déclaratives 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 (SI) complémentaires liées à la participation aux plateformes d'échange européennes telles que (liste non exhaustive) :

- la capacité technique à transmettre des messages d'offres par TOPASE ;
- la capacité technique à renvoyer des programmes de marche ;
- la précision des programmes d'appel, lorsque la capacité est constituée d'EDP.

2.3.3 Qualification

La qualification pour un produit d'ajustement est acquise pour l'EDA lorsque la demande de qualification est totalement validée : dossier de demande complet, données valides, exigences techniques (SI), etc.

Question

Q2. Les principes proposés par RTE pour la préqualification des acteurs d'ajustements vous semblent-ils pertinents? Notamment la proposition de RTE de ne pas mettre en place de tests sur la base de critères techniques de l'EDA ?

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, le processus de vérification de la conformité de la livraison physique pourra 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 de contrôle

Pour chaque mois, RTE propose que la période de contrôle soit définie de la manière suivante :

- lorsque la capacité a réalisé moins de 5 activations sur le mois concerné, la période de contrôle 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.

Question

Q3. Les modalités de suivi de la qualification proposées par RTE vous semblent-elles pertinentes ? En particulier la maille de suivi et la période de contrôle ?

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 pour le produit pour lequel l'EDA est qualifiée.

Si plus de 50% des activations sont en défaut sur la période de contrôle 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 de contrôle suivante.

2.3.5.2 Perte de qualification pour les produits standards

RTE propose que la perte de qualification, dans le cas des produits standards, entraîne une impossibilité pour l'acteur d'ajustement de proposer le même type de produit standard pendant 3 mois à compter de la notification à l'acteur d'ajustement de la perte de la qualification.

RTE propose de traiter indépendamment les processus de qualification pour chacun des produits, en gardant les interactions suivantes :

- la perte de qualification de produit de RR entraine la perte de qualification pour le produit de mFRR,
- la perte de qualification pour le produit de mFRR n'entraine pas de conséquences sur la qualification pour le produit de RR.

2.3.5.3 Perte de qualification pour les produits spécifiques

RTE propose que la perte de qualification dans le cas des produits spécifiques entraîne une impossibilité pour l'acteur d'ajustement de proposer un produit spécifique avec les mêmes conditions d'utilisation de l'offre pendant 3 mois à compter de la notification à l'acteur d'ajustement.

Cas particulier pour le DMO : si l'EDA perd sa qualification avec un DMO donné, elle ne pourra proposer une offre qu'avec un DMO strictement supérieur.

La perte d'une qualification pour un produit spécifique avec des CUO données n'entraîne pas la perte de qualification pour les produits standards. La perte d'une qualification pour un produit spécifique n'entraine pas pour autant une exemption d'offrir le disponible.

Question

Q4. Les conséquences de la perte de qualification vous semblent-elles pertinentes ?

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 Produits standards

Les projets d'implémentation des plateformes européennes de produits standards TERRE et MARI ont défini un profil de puissance correspondant au profil standard échangé aux frontières entre GRT.

RTE propose que les critères et les exigences en énergie et en puissance décrits dans les paragraphes suivants soient exprimés par rapport à la forme définie par les plateformes européennes.

2.4.1.1 Critères et exigences en énergie

Afin de s'assurer que l'EDA fournissant un produit standard délivre bien de l'énergie lors des 5 premières minutes du pas de temps considéré, et lors des 5 dernières minutes du pas de temps considéré, RTE propose les critères en énergie suivants :

- critère de livraison d'énergie sur les 5 premières minutes ;
- critère de livraison d'énergie sur les 5 dernières minutes.

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

$$E_{-1}+E_{+1} \geq Edemand / N$$

$$En+En+1 \geq Edemand / N$$

avec :

- E_{-1} l'énergie livrée sur le pas 10' précédent le premier pas de temps considéré pour l'ajustement ;
- E_{+1} l'énergie livrée sur le pas 10' suivant le premier pas de temps considéré pour l'ajustement ;
- E_n l'énergie livrée sur le pas 10' précédent le dernier pas de temps considéré pour l'ajustement ;

- E_{n+1} l'énergie livrée sur le pas 10' suivant le dernier pas de temps considéré pour l'ajustement ;
- E_{demand} l'énergie théorique attendue pour l'ajustement considéré ;
- N le nombre de pas 10' correspondant à la durée du produit (théorique).

Ces critères s'appliquent aux produits dits « programmés » une adaptation pourra être nécessaire dans le cas des produits dits « directs ».

2.4.1.2 Critères et exigences en puissance

RTE propose de suivre les 4 critères en puissance suivants :

- DMO ;
- temps de désactivation ;
- puissance demandée ;
- puissance maximale.

RTE propose les exigences suivantes sur les critères en puissance:

DMO : P(t=DMO) ≥ Pdemand

Temps de désactivation : P (t=désactivation + 15') = 0

Puissance demandée : P(t) ≥ Pdemand , T=[DMO ; désactivation]

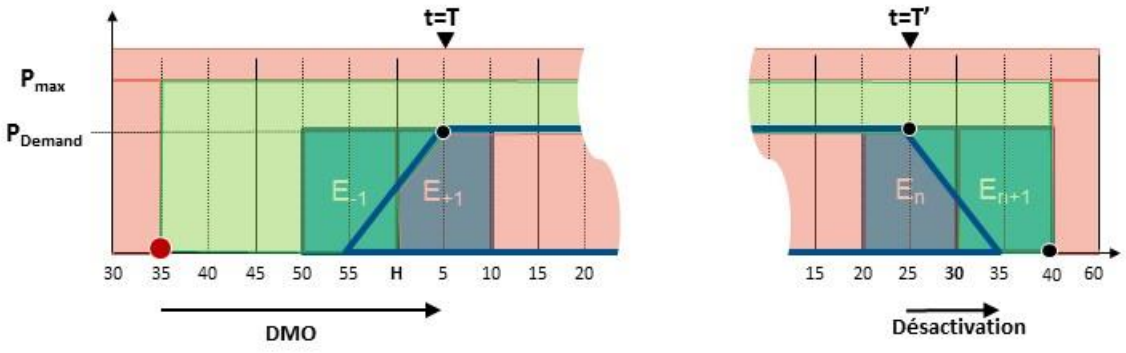
Puissance maximale : P(t) < Pmax = 120% Pdemand

avec P_{demand} la puissance proposée par l'acteur d'ajustement pour l'ajustement considéré.

2.4.1.3 Récapitulatif

La figure ci-dessous représente les critères et les exigences en puissance et en énergie attendus par RTE.

Le tableau associé résume ces critères et exigences.



Type	Critères	Valeur de mesure	Exigences
Puissance	***DMO***	*P(t=DMO)*	*≥ P_{demand}*
	Désactivation	*P(t=désactivation +15')*	*= 0*

	Puissance demandée	P(t)	$\geq P_{demand}$
	Puissance max *(=120% P_{demand})*	P(t)	$< P_{max}$
Energie	***Energie sur les 5 premières minutes***	$E_{-1}+E_{+1}$	$\geq E_{demand} / N$
	Energie sur les 5 dernières minutes	E_n+E_{n+1}	$\geq E_{demand} / N$

avec *N* le nombre de pas 10' correspondant à la durée du produit (théorique).

Question
Q5. Les critères techniques pour les produits standards vous semblent-ils pertinents ?

2.4.2 Produits spécifiques

Dans le cas des produits spécifiques (RR ou mFRR), RTE prévoit de baser les critères techniques sur la base des informations communiquées par l'acteur d'ajustement dans les conditions d'utilisation de l'offre (CUO).

Afin de respecter les exigences du règlement System Operation, RTE propose de suivre les 3 critères suivants :

- DMO ;
- puissance demandée ;
- temps de désactivation.

Les exigences proposées par RTE sur les critères précédents sont :

$$P(t=DMO) \geq Pdemand$$

$$P(t) \geq Pdemand \ , \ T=[DMO \ ; \ désactivation]$$

$$Temps\ de\ désactivation\ :\ P\ (t=désactivation + 15') = 0$$

Question
Q6. Les critères techniques pour les produits spécifiques vous semblent-ils pertinents ?

3 PROCESSUS D'EQUILIBRAGE EN TEMPS REEL

Avec la mise en œuvre de la plateforme de partage d'énergie de réserve de remplacement (RR) TERRE, le processus d'équilibrage opéré par RTE en temps réel est amené à évoluer.

Le présent paragraphe décrit les principes que RTE souhaite mettre en place pour maintenir un équilibrage efficient du système électrique (i) en maximisant l'utilisation de produit 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 la plateforme TERRE.

3.1 Modalités d'expression des besoins d'équilibrage à la plateforme TERRE

3.1.1 Processus actuel

Le processus d'équilibrage est aujourd'hui réalisé :

- avec des offres d'ajustement à destination exclusive de RTE ;
- avec des offres d'ajustement dont les caractéristiques sont hétérogènes ;
- selon un processus unique d'activation mis en place pour toutes les offres : 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.

3.1.2 Impact de la mise en œuvre de la plateforme TERRE

Avec la mise en œuvre de la plateforme TERRE :

- pour qu'un besoin d'équilibrage puisse être couvert par l'activation d'offres TERRE, RTE devra exprimer le besoin d'équilibrage avant H-45' pour un besoin sur une plage horaire `[H ; H+1[` (la précision du besoin pourra être exprimée par pas de 15 minutes) ;
- le besoin de RTE devra être exprimé alors que la courbe d'offres (volume, prix) des offres de RR ne sera pas connue.

Dès lors, les modalités de sélection des offres par RTE vont évoluer car (i) le besoin à la plateforme TERRE ne pourra être exprimé continument et (ii) il ne sera pas possible d'interclasser les offres TERRE avec les offres disponibles localement.

Aussi, pour garantir un équilibrage économiquement pertinent du système électrique, le besoin d'équilibrage exprimé par RTE à H-45' doit permettre de sélectionner les offres TERRE pour couvrir le besoin prévisionnel :

(i) uniquement si elles sont moins onéreuses que les offres disponibles sur le mécanisme d'ajustement après l'échéance TERRE ;

(ii) avec un volume de couverture suffisant pour conserver un niveau de marge disponible sur le mécanisme d'ajustement pour les aléas pouvant survenir postérieurement à H-45'.

3.1.3 Proposition de RTE

RTE propose d'utiliser la possibilité de formuler un prix pour le besoin exprimé à la plateforme TERRE afin d'atteindre cet objectif.

Le besoin exprimé par RTE aura les caractéristiques suivantes :

- l'ensemble du besoin d'équilibrage prévu par RTE avant l'échéance `H-45` sera transmis à la plateforme TERRE (autrement dit, il n'y aura pas d'activation pour cause P=C avant `H-30` pour une période de livraison `[H ; H+1[`) ;
- RTE n'exprimera pas un besoin supérieur à ses estimations de besoin d'équilibrage manuel de puissance (hors services système) ;
- le besoin d'équilibrage sera exprimé avec une précision de 100 MW ;
- le prix pour une « tranche » de 100 MW :
  - est « à tout prix » s'il est nécessaire que ces 100 MW soient activés par le processus TERRE afin de garder des marges disponibles pour la période temporelle allant jusqu'à `H+1h`,
  - est égal :
    - au prix moyen des offres disponibles sur le MA et dont le DMO est inférieur ou égal à 29 minutes[5], après l'échéance TERRE pour couvrir ces 100 MW si le besoin RTE n'est pas couvert par la plateforme TERRE (donc si le prix TERRE est supérieur au prix auquel il est possible d'équilibrer le système avec ces offres), pondéré de la probabilité d'occurrence du besoin (notée `p`),
    - auquel est ajouté le prix moyen pondéré des offres disponibles sur le MA et dont le DMO est inférieur ou égal à 29 minutes, après l'échéance TERRE pour réaliser un contre-ajustement de ces 100 MW si le besoin RTE est couvert par la plateforme TERRE et que le besoin ne se réalise pas, pondéré par `1-p` ;
- le besoin d'équilibrage sera exprimé avec une précision de `[-0MW/+100 MW]`, afin de limiter les contraintes d'algorithmes liées aux options offertes aux opérateurs de flexibilités (offres liées, non divisibles, puissances minimales, etc.), et dans la mesure où la précision du besoin est de cet ordre de grandeur à l'échéance `H-45'`.

[5] Conformément à l'orientation de la CRE du 22 juin 2017 (§2.5.3)

Après la sélection des offres par la plateforme TERRE (à l'échéance H-30'), RTE propose de reprendre le processus d'équilibrage, en classant l'ensemble des offres spécifiques disponibles sur le MA pour la période [H ; H+1[, qu'elles aient fait ou non l'objet d'une offre TERRE, et/ou que les offres d'une capacité aient été sélectionnées ou non. Par exemple, les situations suivantes pourront se produire (dans le respect par RTE des CUO[6] des offres spécifiques) :

- les offres à la hausse activées par la plateforme TERRE 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 TERRE à la hausse de cette capacité si des offres TERRE 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 TERRE à la hausse n'ont pas été activées.

Question

Q7. Les principes proposés par RTE pour l'expression du besoin d'équilibrage à la plateforme TERRE vous semblent-ils pertinents?

3.2 Offres non partagées

Conformément aux lignes directrices contenues dans le règlement Electricity Balancing, les plateformes européennes pour l'échange d'énergie d'équilibrage à partir d'offres standards donneront la possibilité aux GRT de rendre certaines offres non partagées (*restricted*). Lorsque ces offres sont non partagées, elles ne peuvent être activées par la plateforme. RTE prévoit d'utiliser cette possibilité pour garantir la sûreté du système électrique.

3.2.1 Description de l'utilisation par RTE de la possibilité de ne pas partager des offres

Plusieurs raisons pourront conduire RTE à rendre des offres non partagées. Les motifs sont déjà utilisés dans le cadre du processus actuel et sont explicités dans les règles MA-RE. Ils permettent à RTE de ne pas activer certaines offres alors que le prix des offres formulées par la capacité est inférieur au prix marginal[7]. Avec la mise en œuvre des plateformes de produits standards, RTE prévoit 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.

3.2.1.1 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. à H-60' si l'ensemble des capacités formulent une offre sur la plateforme TERRE ;

[6] Conditions d'Utilisation des Offres

[7] A caractéristiques techniques identiques

2. à H−45', le système français est parfaitement équilibré et aucun besoin n'est exprimé par RTE à la plateforme TERRE ;
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+1[(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 est nécessaire de ne pas partager un certain volume d'offres au sein de la plateforme TERRE.

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

RTE propose de filtrer les offres selon l'ordre de priorité suivant :

1. RTE ne partagera pas les offres contractualisées en RR/RC lorsqu'elles sont nécessaires pour garantir la sûreté dans la fenêtre opérationnelle ou lorsqu'elles ont un stock d'énergie journalier limité ;
2. RTE ne partagera pas les offres « libres[8] » dont le stock journalier est limité si ce stock est nécessaire pour garantir un niveau de sûreté suffisant pour les échéances futures ;
3. parmi les offres « libres », RTE propose de filtrer prioritairement les offres les moins intéressantes économiquement : celles dont le prix à la hausse est le plus élevé, ou dont le prix à la baisse est le moins élevé.

Question

Q8. Les principes et priorités de filtrage proposés par RTE pour le maintien des marges vous semblent-ils pertinents ?

3.2.1.2 Maintien des services système

Pour le fonctionnement du système électrique, RTE doit garantir un volume de services système (réserve primaire et réserve secondaire). Les capacités qui programment des services système doivent garantir la fourniture de ce service à RTE. Il reviendrait théoriquement aux acteurs de choisir l'un ou l'autre des mécanismes (MA ou SSY) pour chacune des puissances de leurs capacités flexibles.

Cependant, les groupes de production qui fournissent des services système ne peuvent diminuer leur puissance jusqu'à ne fournir que des services système. En général, il est simultanément pertinent (i) de programmer des services système sur les groupes dont le prix variable est le plus élevé et (ii) d'ajuster prioritairement à la baisse les groupes de production dont le prix variable est également le plus élevé.

Dans ces situations, RTE recourt actuellement :

[8] Non engagées contractuellement

(i) 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.

Afin de maintenir un niveau d'optimisation élevé[9] et de maximiser le volume d'offres standards, RTE propose de travailler, à moyen terme[10], à la mise en place d'un processus permettant :

- aux opérateurs de formuler des offres standards 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 standards.

A cet horizon, 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.

Dans l'attente de l'établissement d'un processus moyen terme[11], RTE filtrera les offres TERRE 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.

Lors des réunions du groupe de travail « Evolution des règles MA/RE », certains opérateurs ont proposé à RTE que soit explicitement interdite la formulation d'offres standards conduisant à la diminution des services système programmés.

Questions

Q9. Les principes et priorités de filtrage proposés par RTE pour le maintien des services système vous semblent-ils pertinents ?

Q10. Concernant les modalités à mettre en œuvre au sein de la version 9 des règles MA-RE, préférez-vous (i) qu'il soit interdit que les offres standards conduisent à la dégradation des services système programmés ou (ii) que les offres soient filtrées par RTE sauf lorsque le responsable de programmation indique à RTE les offres qui peuvent être activées par la plateforme sans dégradation des services système programmés ?

3.2.1.3 Gestion des flux

RTE ne partagera pas les offres TERRE qui, si elles sont activées, conduisent à des congestions sur le réseau.

[9] 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.

[10] Des points sont encore à instruire techniquement avec les opérateurs de marché avant que RTE puisse mettre en place un processus opérationnel

[11] qui pourra nécessiter la transmission d'informations complémentaires de la part des acteurs d'ajustement

3.2.2 Synthèse des paragraphes nécessitant une évolution

Les évolutions proposées par RTE consisteront donc à la mise à jour des modalités déjà prévues dans des paragraphes existants des règles MA/RE.

	Fonctionnement actuel des restrictions d'activation	Offres TERRE
Réseau § 4.4.1.3.2 + § 4.4.1.4	Les offres sont « sautées » au fur et à mesure de leur entrée en préséance	Les offres ne sont pas partagées si l'activation d'une ou plusieurs offres simultanées génère des contraintes. Une activation est bloquée si elle génère une contrainte.
Saturation des interconnexions § 4.4.1.3.4	Les offres aux interconnexions sont bloquées	La plateforme TERRE tiendra compte des ATC.
Service système § 4.4.1.4	Principe : saut de préséance lorsque l'activation d'une EDA/EDR programmée en SSY entraine un déficit de SSY ne pouvant être reconstitué par RTE.	Filtrage des offres conduisant à une perte de services système programmés sur la capacité support de l'offre.
Maintien des marges § 4.4.1.4	Les offres sont sautées si elles portent sur des actifs dont le stock est limité et si leur activation est susceptible de dégrader les marges à échéance.	Les offres TERRE ne seront pas partagées si elles portent sur des actifs dont le stock est limité et que leur activation est susceptible de dégrader les marges à échéance.
Offres RR/RC § 4.4.1.4	Activation en préséance si : (i) RTE n'identifie pas de contrainte potentielle sur la fin de la journée (ii) La plage temporelle est [22h00 ; 0h00]	Blocage permanent, sauf dans le cas où les deux conditions sont réunies : (i) RTE identifie des capacités non offertes sur TERRE et permettant de couvrir le besoin sur l'heure de livraison (ii) L'offre n'a pas de contrainte de stock

3.3 Non transmission des activations TERRE par RTE

Pour des situations où l'activation d'une offre standard partagée initialement par RTE conduirait à ne plus garantir la sûreté des flux sur le réseau et à générer des congestions, RTE ne transmettra pas l'ordre d'activation si l'offre est sélectionnée par la plateforme TERRE.

Ces situations se produiront lorsque la congestion n'a pas été détectée avant la transmission des offres par RTE à la plateforme (H-45') et que la contrainte est apparue avant le clearing de la plateforme TERRE (environ H-30').

Pour éviter tout conflit avec un besoin qui fait déjà l'objet d'une couverture par une activation spécifique, RTE propose également de ne pas transmettre en temps réel l'ordre d'activation TERRE sur une capacité déjà activée en spécifique sur tout ou partie de la période [H-30'; H+1h]. Cette modalité opérationnelle vise à éviter une confusion en temps réel alors que ces situations devraient être peu fréquentes (cf. infra).

3.4 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.

Sur une heure donnée, la perte d'opportunité pourrait être estimée à $[Clearing_{CMOL} - Prix_{offre\ standard}]$, si les capacités ne disposaient pas de caractéristiques spécifiques.

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.

Question

Q11. RTE interroge les acteurs de marché pour identifier les modalités qui pourraient être mises en place pour calculer les pertes d'opportunités qu'il pourrait y avoir sur les capacités n'ayant pu être activées sur les plateformes d'échange de produits standards.

3.5 Réception des programmes de marche des capacités participant à TERRE

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 et du programme de marche au pas 5 minutes pour chaque capacité participant au mécanisme d'ajustement. Les capacités participant à TERRE 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.

Pour maintenir une vision fine du système électrique et donc une gestion efficace de celui-ci, RTE demandera que les acteurs de marchés formulant des offres TERRE, 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 4.8).

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 4.4).

Le gabarit pour un remplacement de la trace par RTE est présenté au §4.5 et les modalités de traitement financier associées à ce gabarit sont présentées au §4.

Questions

Q12. Partagez-vous le principe selon lequel le PM renvoyé par l'acteur d'ajustement serve de référence pour le calcul des pénalités, plutôt que le profil théorique des produits standards ?

Q13. Le remplacement de la trace initiale de RTE par le PM de l'acteur d'ajustement pour les ordres spécifiques vous semble-t-il une amélioration du système actuel ? Si non, pourquoi ?

Les modalités techniques prévues pour la transmission du programme de marche ont été publiées sur le site client de RTE :

http://clients.rte-france.com/lang/fr/clients_traders_fournisseurs/services_clients/terre.jsp

3.6 Fermeté des offres TERRE formulées par les acteurs

Le règlement Electricity Balancing prévoit que les offres standards soient fermes. Pour autant, les acteurs d'ajustement ne pourront garantir la faisabilité[12] des offres d'ajustement standard lorsque :

1. ils subissent un aléa technique ;
2. l'enchainement des ordres passés par RTE sur une capacité et en temps réel pour la gestion du système conduit la capacité à ne pouvoir répondre parfaitement à l'ordre TERRE : notamment lorsque sous certaines conditions, un ordre spécifique a été accepté par la capacité avant le clearing TERRE ;
3. lorsqu'un ordre spécifique vient compléter/modifier un ordre TERRE préalablement passé.

RTE propose de clarifier dans ce paragraphe les actions attendues dans les différents cas identifiés par RTE.

3.6.1 Aléa technique

Lorsqu'une capacité subit un aléa technique et n'est pas en mesure de répondre correctement à l'activation d'une offre standard, RTE propose que le principe soit le suivant :

- l'acteur d'ajustement dispose de la possibilité d'en informer RTE lors de l'activation ;
- lorsque RTE dispose de l'information au moment de l'activation (lors de la réponse de l'ordre ou lors de la transmission du programme de marche) :
  - aucune pénalité n'est appliquée,

[12] La bonne réalisation des activations relatives aux offres standard

- pour les activations standard, l'acteur d'ajustement est soumis au prix des écarts d'ajustement pour l'énergie non livrée.

Les dispositions financières associées sont précisées au paragraphe 4 et visent à inciter les acteurs à déclarer le programme de marche prévisionnel pour la capacité.

3.6.2 Ordre d'ajustement passé sur la capacité après le dépôt des offres standards

Pour couvrir les besoins du système électrique (i) sur la période [H-1 ; H[et (ii) les besoins survenant après H-45', RTE est susceptible d'activer des capacités offertes sur le mécanisme d'ajustement. Or ces capacités sont susceptibles d'avoir participé à la plateforme TERRE pour la période [H ; H+1[en déposant des offres avant H-1, c'est-à-dire avant d'avoir eu connaissance des ordres passés par RTE.

RTE propose le fonctionnement suivant :

- d'une part, pour limiter l'occurrence de ces situations, RTE propose de limiter le recours à ces offres pendant la période [H-1 ; H-30']. En pratique, cela revient à classer ces offres après les offres formulées sur le mécanisme d'ajustement et ne participant pas à la plateforme TERRE ;
- d'autre part, RTE propose le fonctionnement suivant :
  - lorsque RTE a appelé la capacité via un ordre spécifique sur la période [H ; H+1[, RTE ne transmet pas l'ordre,
  - lorsque l'ordre standard est transmis à l'acteur d'ajustement (pour les autres cas), l'acteur aura la possibilité de refuser l'ordre standard. Aucun écart d'ajustement ne sera facturé à l'acteur dans le cas où il répondrait que l'ordre standard n'est pas réalisable.

3.6.3 Ordre d'ajustement passé sur la capacité avant le dépôt des offres standards et étant désactivé après H-30

Les acteurs d'ajustements devront formuler des offres standards TERRE sur la période [H ; H+1] sur la base des informations dont ils disposent à H-60'.

Or, pour les besoins d'équilibrage du système électrique, des ajustements spécifiques et standards peuvent être en cours sur la capacité.

RTE propose que les acteurs formulent des offres standards sur la période [H ; H+1[en considérant que :

- les offres standards formulées pour les périodes précédentes à [H ; H+1[doivent pouvoir être exécutées ;
- les offres standards sur la période [H ; H+1[doivent pouvoir être exécutées si les ordres spécifiques sont arrêtés avant H-30'. Autrement dit, la réalisation des offres standards sur la période [H ; H+1[peut ne pas être garantie si RTE prolonge les activations spécifiques de la capacité au-delà de H-30'. Dans ce cas, en cas d'activation de l'offre standard, si l'acteur d'ajustement refuse l'activation sous ce motif, alors aucun écart d'ajustement ne sera facturé.

3.6.4 Ordre spécifique sur une capacité ayant été préalablement activée via une offre standard

Après H-30', RTE est susceptible de passer des ordres spécifiques sur une capacité ayant fait l'objet d'une activation standard pour la période [H ; H+1[. Dans ce cas, RTE demande aux acteurs d'ajustement de répondre aux ordres spécifiques ayant été passés après l'ordre standard. Les modalités financières associées à ce fonctionnement sont décrites au paragraphe 4.9.1 et permettent à la capacité de bénéficier pleinement de la rémunération de l'activation standard.

Dans cette situation, (i) l'ordre standard a déjà été accepté et (ii) l'ordre spécifique doit être accepté par l'acteur d'ajustement.

Questions

Q14. Partagez-vous les propositions de RTE concernant les exemptions pour la fermeté des offres standards ?

Q15. Identifiez-vous d'autres situations pour lesquelles les activations relatives aux offres standards ne pourraient être réalisées ?

3.7 Déconnexion de la plateforme TERRE

Conformément aux exigences du règlement Electricity Balancing, RTE prévoit un processus de gestion de l'équilibrage autonome, c'est-à-dire sans participation aux plateformes standards.

En ce qui concerne la plateforme TERRE, RTE prévoit actuellement de ne pas participer à la plateforme dans les situations suivantes :

- lorsque les communications avec la plateforme TERRE ne permettent plus de transmettre l'ensemble des messages ;
- si RTE est le seul GRT à participer à la plateforme ;
- lorsque le fonctionnement de l'outil TAO (qui sert à transmettre les ordres) n'est pas opérationnel ;
- lorsque la participation à la plateforme TERRE ne permet plus de respecter les règles de sûreté de fonctionnement du système électrique.

Questions

Q16. Voyez-vous d'autres situations pour lesquelles il serait nécessaire de prévoir une déconnexion du processus TERRE ?

Q17. Quel processus de communication de l'information aux acteurs d'ajustement devrait être prévu en temps réel ?

4 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 standards tout en favorisant la participation d'un large spectre d'actifs au mécanisme d'ajustement et de permettre la coexistence d'offres standards 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 et vise à collecter le retour des acteurs sur celles-ci.

4.1 Objectifs du régime de valorisation des ajustements

RTE propose 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 standards :

- 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 d'injection et de soutirage
- décliner le cadre législatif et réglementaire relatif aux effacements de consommation
- aligner les principes de rémunération des ajustements au sein des plateformes d'échange d'énergie d'équilibrage.

4.1.1 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

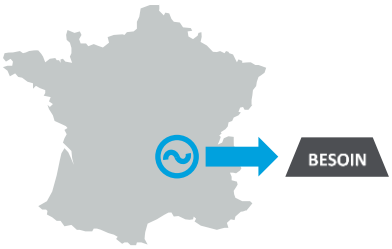
Afin de mettre en œuvre une stratégie efficace d'équilibrage en puissance, limiter les écarts de réglage et assurer la compatibilité des activations avec les contraintes du réseau, il apparaît nécessaire d'inciter les acteurs à délivrer un profil d'ajustement en puissance proche du profil standard attendu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

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

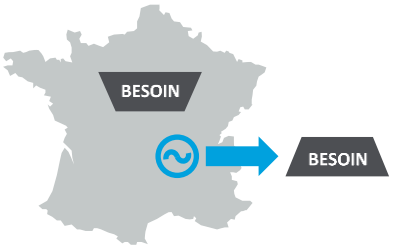
- le besoin exprimé par RTE à la CMOL TERRE pourra être couvert par une activation en France ou à l'étranger. Afin de s'assurer que le besoin d'équilibrage en puissance sera bien couvert dans les deux cas, il apparaît nécessaire d'assurer une cohérence entre les profils de livraison physique. Ceci constitue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

4.1.2 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.

4.1.3 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 standards que spécifiques.

4.1.4 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.

4.1.5 Assurer une concurrence équitable entre capacités d'injection et de soutirage

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.

4.1.6 Renvoyer des incitations cohérentes au sein des plateformes de partage d'énergie d'équilibrage

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 :

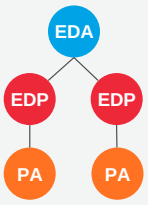
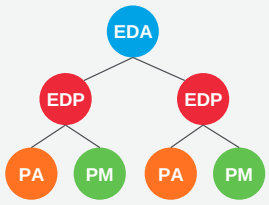
- harmonisation de la base de rémunération des acteurs d'ajustement soumettant des offres standards : `Rémunération = [Volume demandé] x [Prix marginal Cross-Border]` ;
- alignement des incitations renvoyées par les mécanismes de règlement des écarts d'ajustement, de pénalité et de préqualification : 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.

Question

Q18. Les principes directeurs proposés par RTE pour la valorisation des ajustements vous semblent-ils pertinents ? Identifiez-vous des principes complémentaires ?

4.2 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 standards :

Programmation	Programme d'Appel Programme de Marche	Programme d'Appel Programme de Marche	Programme d'Appel Programme de Marche	Programme d'Appel 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 Ensemble de sites d'injection RPD offert en explicite spécifique	Site d'injection RPT offert en implicite spécifique Ensemble de sites d'injection RPD offert en implicite spécifique	Ensemble de sites de soutirage offert en explicite spécifique et/ou en standard 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 Ensemble de sites d'injection RPD offert en implicite spécifique et/ou en standard

4.3 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.

4.3.1 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 et Balancing Service Provider.

Les actions du premier se limitent à la période de temps qui précède la fermeture du dernier guichet infrajournalier 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 désinfluencer les responsables d'équilibre des sites affectés 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 mesurés par le GRT. 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 4.1.

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 standards 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.

4.3.2 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 4.1.

4.3.2.1 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 standards 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 des GRT décrite au 4.1.6. 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 0.

4.3.2.2 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 mesuré par le GRT et la livraison idéale (« volume attendu théorique »). Ces volumes sont nommés « écarts d'ajustement » dans la suite du document.

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 4.7.

4.3.2.3 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 4.8.

4.3.3 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.

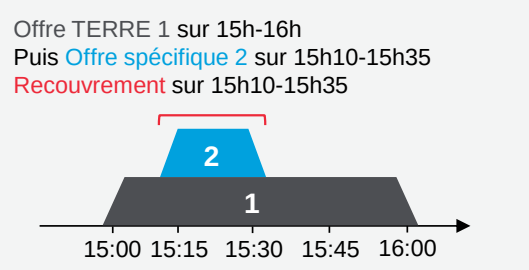
4.3.3.1 Offre activée

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.

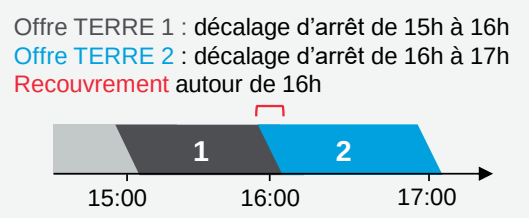
4.3.3.2 Activation

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

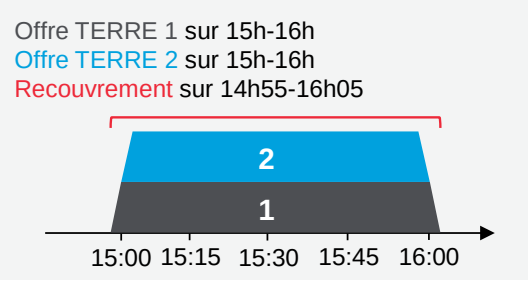
- une même EDA peut être activée, sur un même pas de temps, au titre d'une offre standard puis au titre d'une offre spécifique :



- 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. RTE propose de réunir l'ensemble des offres activées sur une même EDA et sur des pas de temps identiques au sein d'un objet nommé activation. Cet objet portera notamment les données de volume attendu et de volume réalisé.

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.

A l'échéance de mise en œuvre de la plateforme TERRE, une EDA sera rattachée à, au plus, une activation sur un pas de temps donné. Dès lors, le suivi des volumes et montants d'ajustement sur la journée, EDA par EDA, tel que mis en œuvre actuellement, pourra être maintenu.

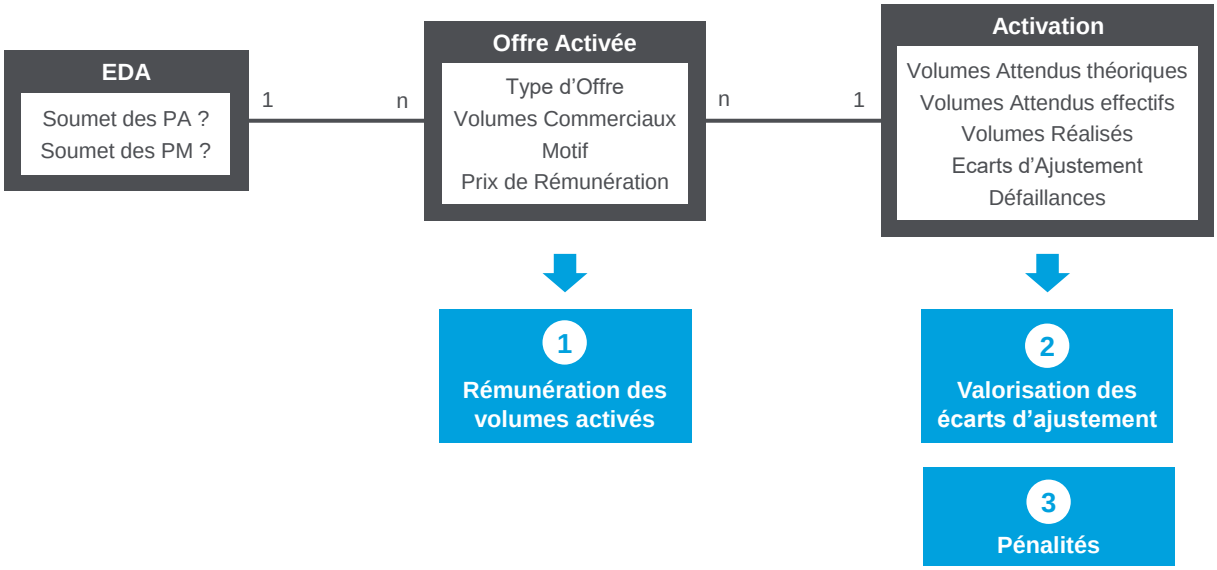
4.3.3.3 Volumes

RTE propose de distinguer, en back-office, trois notions relatives aux volumes 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'activation. 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'activation.

4.3.3.4 Modélisation Back-Office

L'ensemble des objets et attributs décrits précédemment s'articulent de la manière suivante :



Il est à noter que :

- la liste des attributs au sein du schéma n'est pas exhaustive ;

- à l'horizon du démarrage de TERRE, le lien entre l'EDA et l'activation est de type « 1-1 » sur un pas de temps donné (une EDA est liée à une seule activation et une activation à une seule EDA). Les attributs de l'activation sont donc, d'une certaine manière, des données dynamiques liées à l'activation de l'EDA et pourront être suivies par les acteurs en chronique sur la journée (cf. appel à contribution technique relatif aux publications Back-Office conduit début 2017).

Questions

Q19. La structure globale de valorisation des ajustements proposée par RTE vous semble-t-elle adaptée pour satisfaire les objectifs définis au 4.1 ? Identifiez-vous des améliorations de ce cadre global ?

Q20. Le modèle de données Back-Office proposé vous paraît-il lisible et cohérent avec le cadre de valorisation proposé ? Quelles clarifications et améliorations peuvent y être apportées ?

4.4 Calcul des volumes attendus

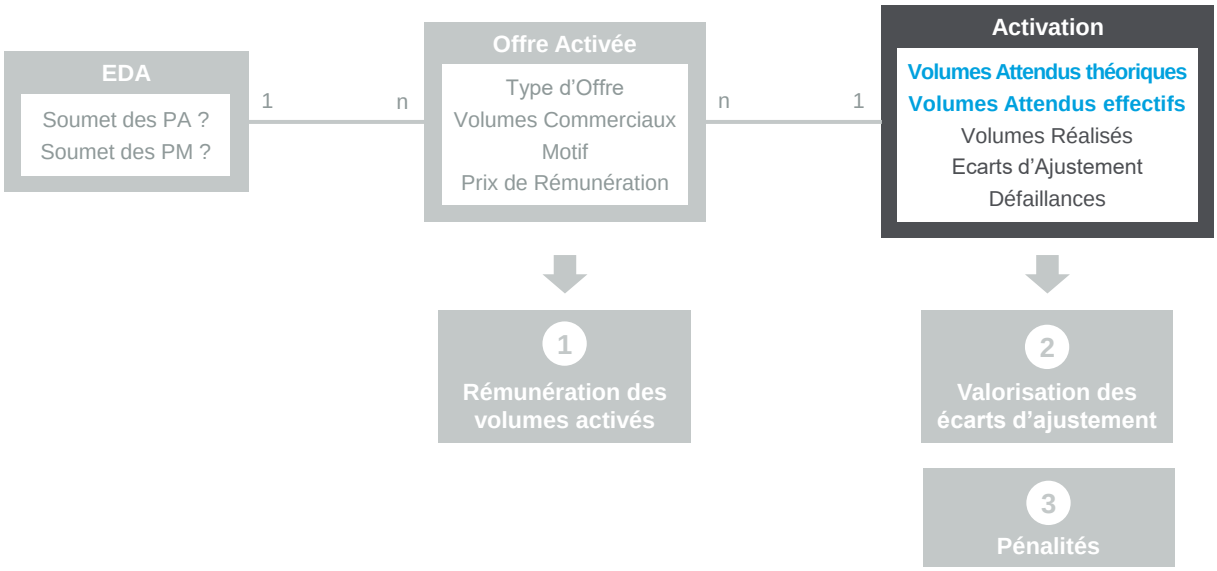
RTE propose de distinguer deux notions liées aux volumes d'ajustement attendus :

- 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 4.4.1 ;
- 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 4.4.2.

Pour rappel, comme indiqué au 4.1.2, RTE souhaite favoriser la participation des capacités sous forme de produits standards 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 4.3.3.2, 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 à la notion d'activation (ensemble d'offres activées simultanément sur une même EDA) :

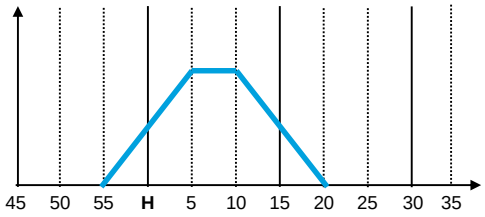


4.4.1 Calcul du volume attendu théorique

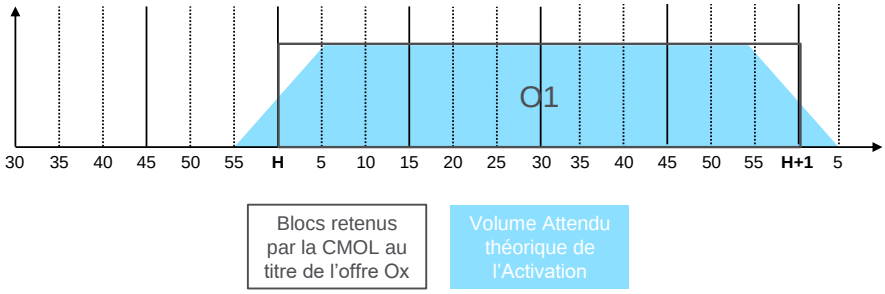
Le calcul du volume attendu théorique est effectué pour chaque pas 5' et dépend du type d'offres activées sur cette EDA sur le pas de temps considéré.

4.4.1.1 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 :

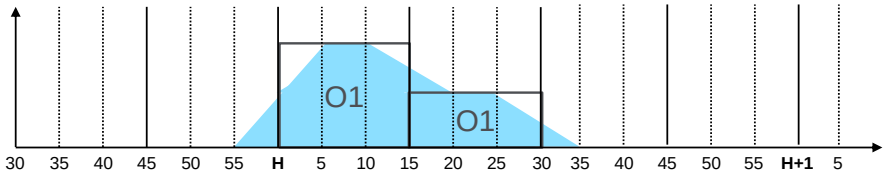


Exemple 1 : une offre standard O1 retenue à P constante sur une heure

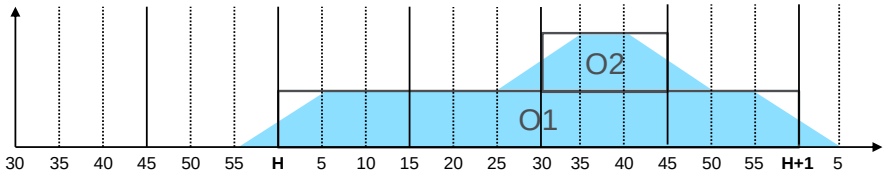


En supposant que la hauteur du bloc retenu par la CMOL soit de 100 MW, la puissance moyenne attendue théorique sur le pas `[H-5 ; H]` est de 25 MW. Ainsi, le volume attendu théorique sur ce pas est égal à `25 * 5 / 60 = 2,083 MWh`. De la même manière, `VAt([H ; H+5]) = 6,250 MWh`, `VAt ([H+5;H+10) =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



4.4.1.2 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. 4.5). 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 4.4.3)

- 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) :

  $\boldsymbol{VAt = Trace\ RTE - \sum_{EDP} PA}$ 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) :
  - 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

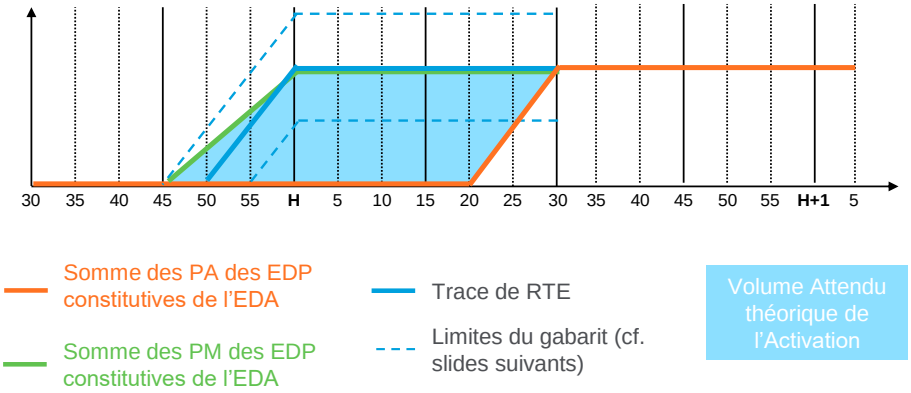
– sinon :

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

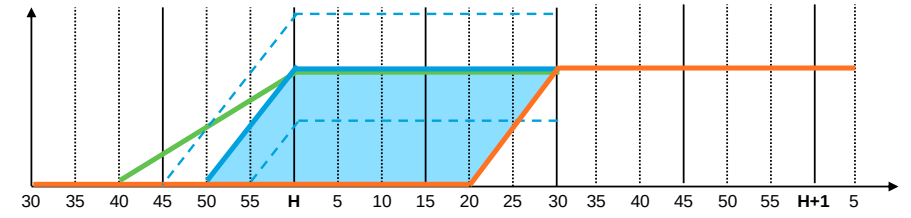
En synthèse, pour les capacités programmées, dès lors que des offres spécifiques sont activées sur une EDA, le volume attendu théorique correspond à la différence entre PM et PA sauf à ce que le PM soit « hors gabarit » (ne réponde pas à l'ordre envoyé sur une offre spécifique). Pour rappel, c'est par 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 4.10 du présent document.

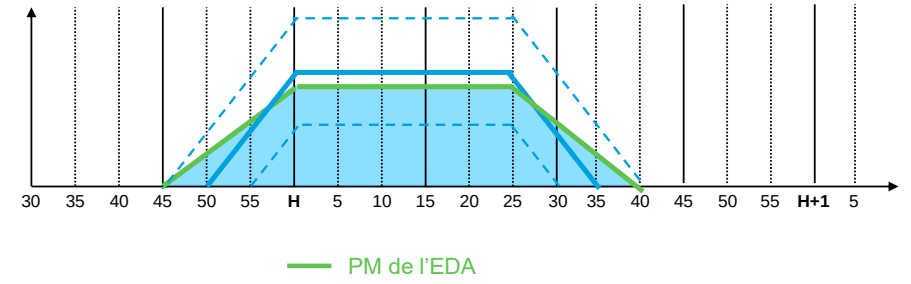
Exemple 1 : EDA soumettant des PA et des PM, activée au titre d'une offre spécifique, PM dans le gabarit



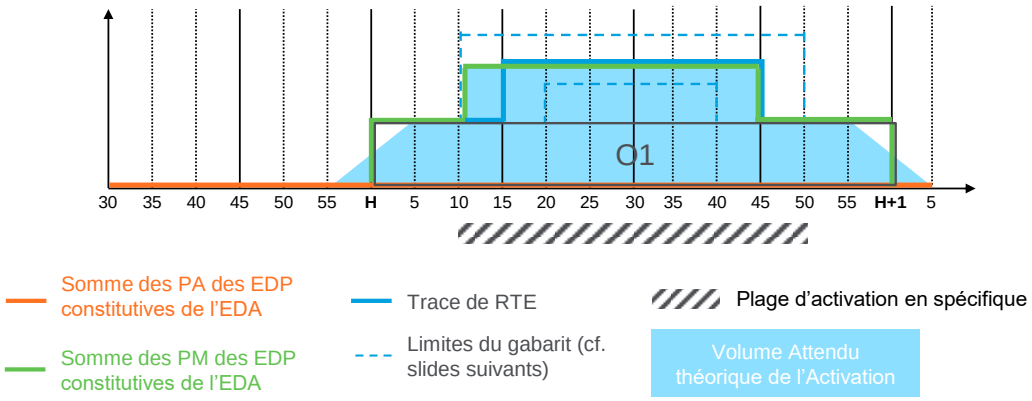
Exemple 2 : EDA soumettant des PA et des PM, activée au titre d'une offre spécifique, PM hors gabarit



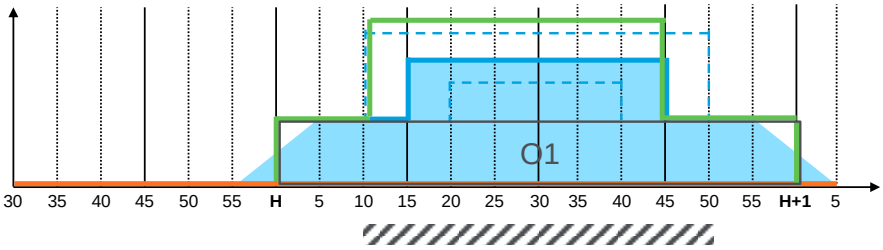
Exemple 3 : EDA soumettant un PM mais pas de PA (offre explicite), PM dans le gabarit



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



4.4.2 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 4.4.3)

- 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).

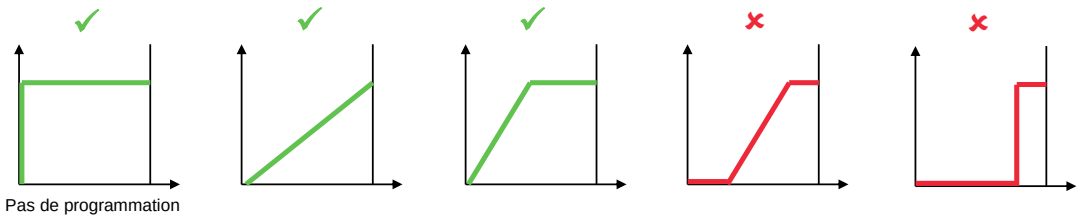
Les modes dégradés (non transmission de PM ou de PA pour des entités où ils sont attendus, ou transmission de fichiers techniquement non conformes) sont abordés dans la partie 4.10 du présent document.

4.4.3 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.

Questions

Q21. Les modalités de calcul des volumes attendus théoriques et effectifs vous semblent-elles satisfaisantes ? Identifiez-vous des pistes d'amélioration/clarification ?

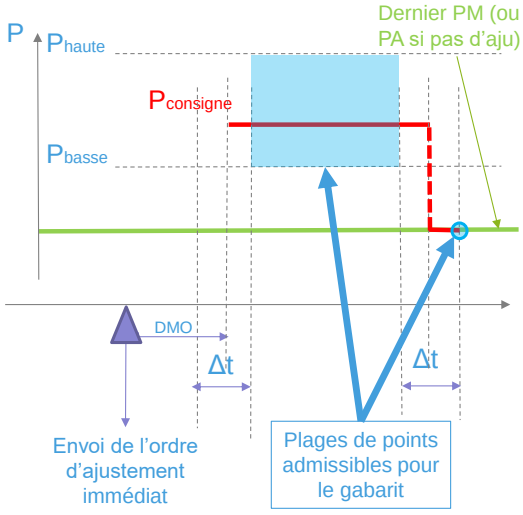
Q22. Les modalités de conversion des programmes de puissance vers énergie vous semblent-elles acceptables (au regard notamment des modalités de détermination de la défaillance proposées au 4.8.1) ?

4.5 Gabarit des PM spécifique

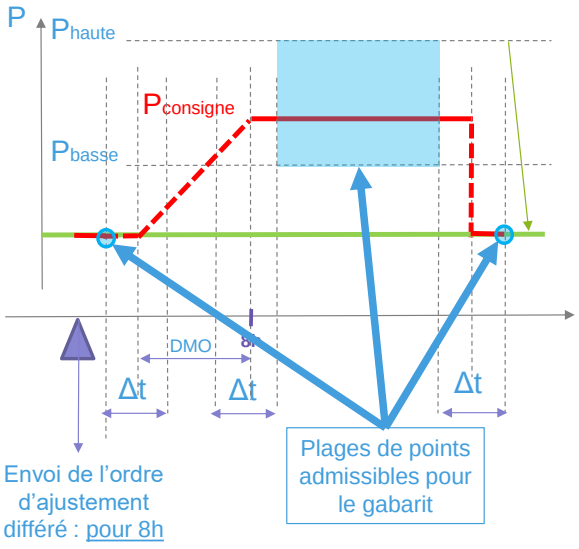
Trois cas sont distingués par RTE :

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.

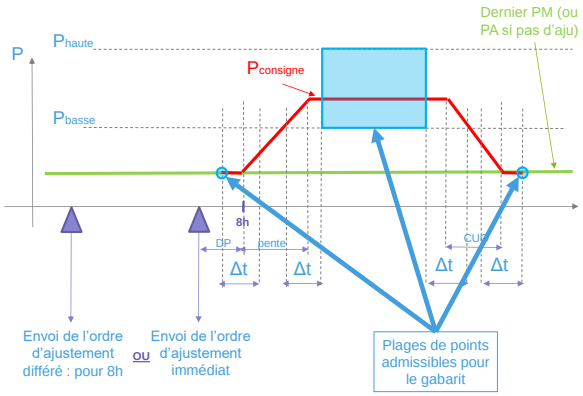
RTE propose de définir les tolérances suivantes pour caractériser le fait que le PM renvoyé par l'acteur est proche de la demande initiale de RTE.



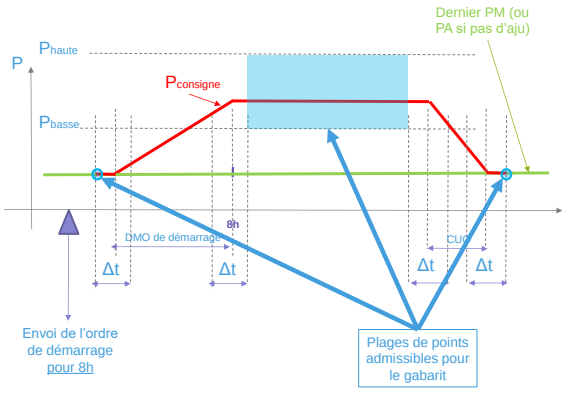
Cas 1.a



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.

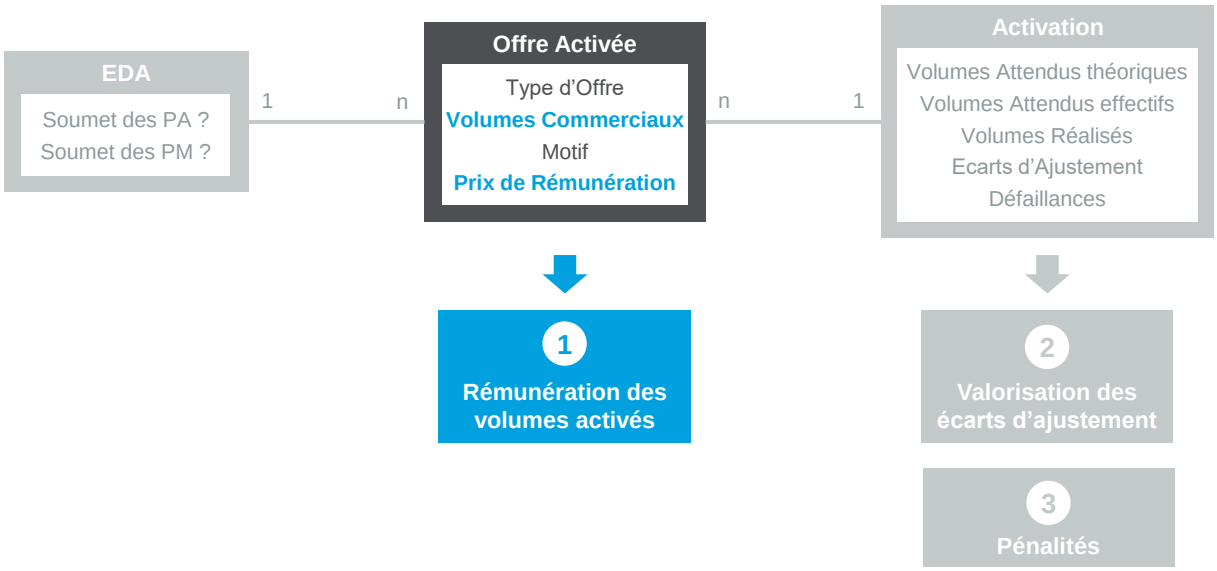
Lorsque de façon durable l'acteur n'est plus en mesure de renvoyer des programmes de marche suite aux activations, RTE mettra en œuvre une procédure de déqualification de la capacité.

Question

Q23. RTE propose aux acteurs de marché de s'exprimer sur les valeurs numériques proposées par RTE pour le calcul du gabarit du PM pour les ordres spécifiques.

4.6 Calcul des rémunérations

Conformément au modèle présenté au 4.3.3.4, la rémunération des offres d'ajustement (composante principale de valorisation) est attachée à chacune des offres activées :



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.

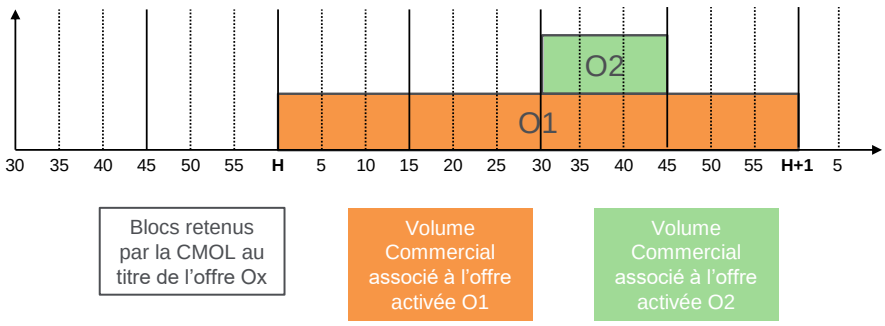
4.6.1 Calcul du volume commercial

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.

4.6.1.1 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 3.2 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'

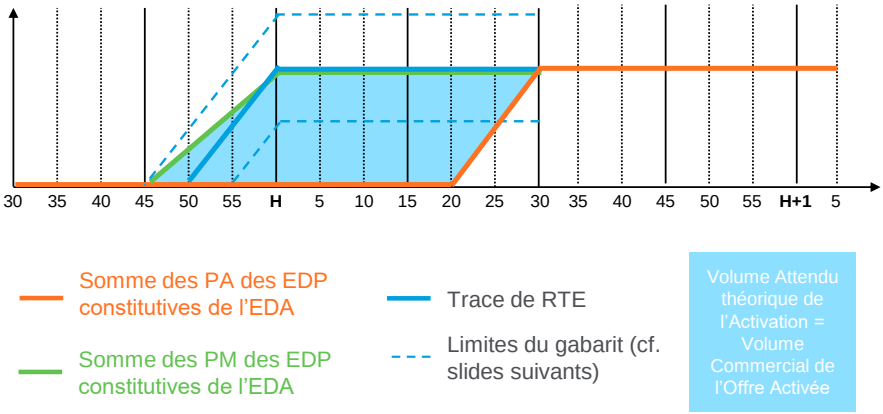


Cette modalité est conforme à la proposition commune des GRT de retenir le volume bloc comme base des règlements financiers GRT-GRT et GRT-AA.

4.6.1.2 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

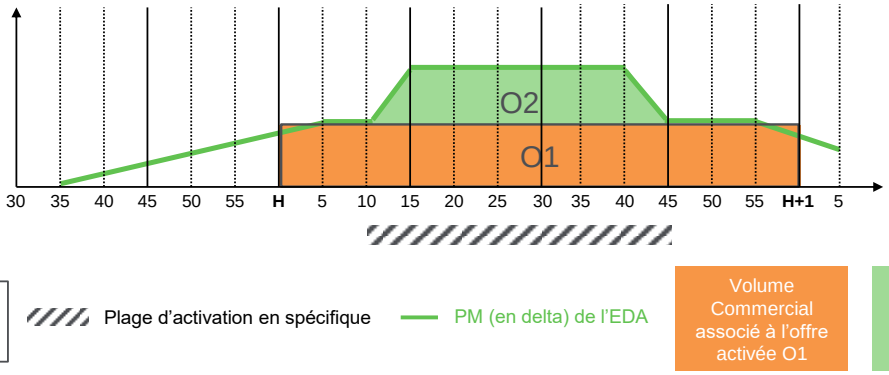


Si une même EDA est activée au titre d'une offre spécifique et au titre d'une ou plusieurs offres standards, le volume commercial retenu au titre de l'offre spécifique correspond au volume attendu théorique (global, à la maille de l'EDA) duquel est déduit le volume correspondant aux offres standards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

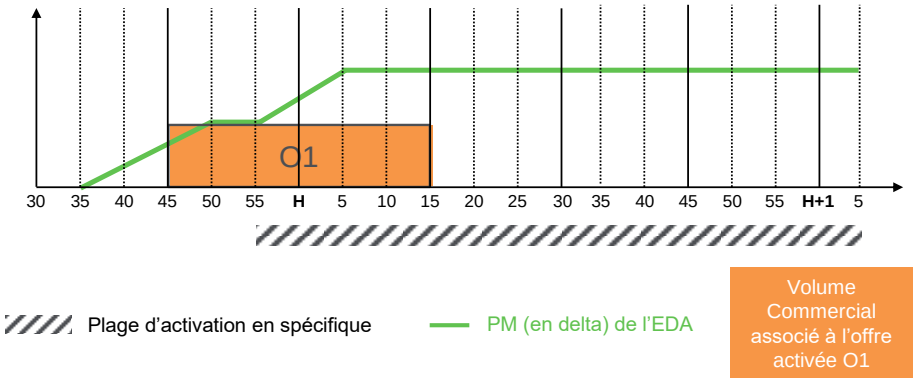
Exemple 2 : EDA soumettant des PM mais pas de PA (offre explicite), activée au titre d'une offre standard O1 sur une heure puis d'une offre spécifique O2. On suppose que le PM renvoyé est dans le gabarit.



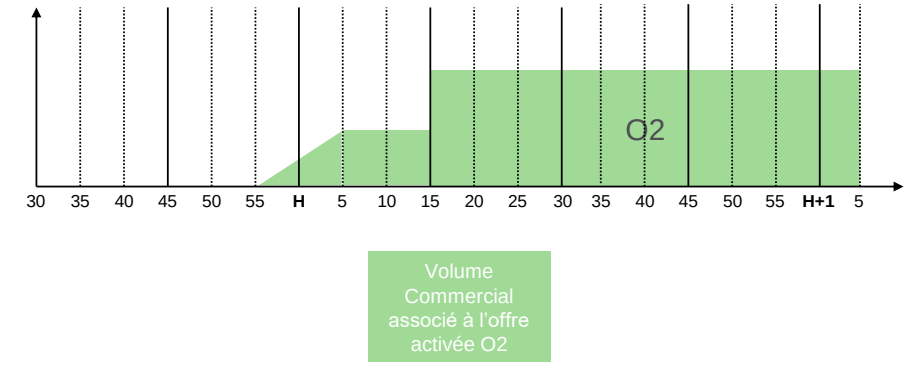
La définition des « volumes standards retenus sur l'EDA » est un exercice théorique car, comme indiqué précédemment, ni le processus de programmation, ni le contrôle du réalisé ne permettent de distinguer ce qui est attendu au titre de chacune des offres activées sur un même pas de temps. RTE identifie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

Option 1 : Définir les volumes standards 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

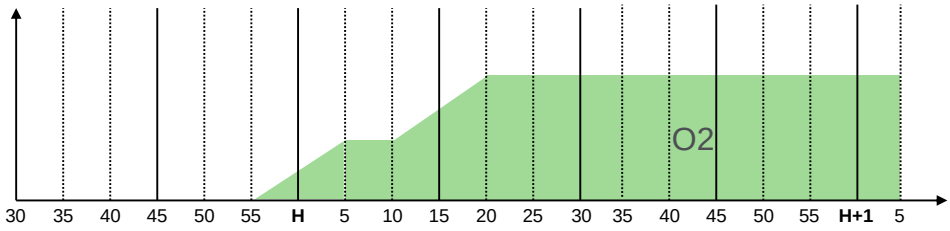


On suppose que le PM renvoyé suite à l'ordre spécifique est dans le gabarit. L'option 1 (soustraction des blocs standards) donne le volume commercial suivant pour l'offre activée O2 :



Option 2 : Définir les volumes standards 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.

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 4.9.1.

4.6.2 Détermination du prix de rémunération

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

- pour les offres standards 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. 4.1.6) ;
- pour les offres standards 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.

Questions

Q24. Quelle option privilégiez-vous pour le calcul du volume commercial des offres activées spécifiques ?

Q25. Les modalités de détermination des prix de rémunération proposés par RTE vous paraissent-elles satisfaisantes ?

4.7 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.

4.7.1 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 standards (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’.

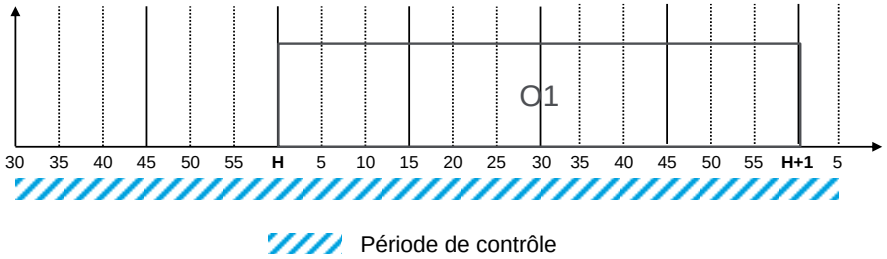
4.7.2 Période de contrôle

Sur les plages temporelles durant lesquelles une capacité est ajustée, des modalités de valorisation spécifiques s’appliquent : le RE est désinfluencé des variations liées à l’ajustement, les écarts d’ajustement sont réglées 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 lesquelles ces règles s’appliquent : il s’agit de la période de contrôle.

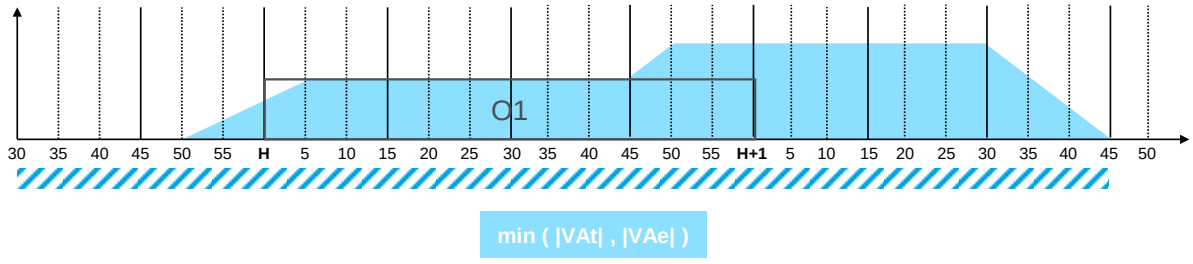
RTE propose de définir, pour une Activation donnée, la période de contrôle comme l’union des périodes suivantes :

- `[H-30 ; H + 1h05]` si l’Activation contient une Offre Activée standard TERRE ;
- les périodes pendant lesquelles les Volumes Attendus théoriques ou effectifs sont non nuls.

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



4.7.3 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).

4.7.4 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 ;
- le modèle retenu devra 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 standard) 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 :

```
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.

Questions

Q26. Etes-vous favorables à un pas de contrôle de 10 minutes ?

Q27. Le mode de détermination de la période de contrôle vous paraît-il adapté ?

Q28. Les modalités de calcul et de valorisation des écarts d'ajustement proposées par vous paraissent-elles satisfaisantes ? Partagez-vous l'approche en deux temps proposée par RTE : démarrer avec une solution simple puis analyser le comportement des acteurs et instruire une éventuelle évolution ?

4.8 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[13].

[13] 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

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

4.8.1 Critère de défaillance

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

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

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 (10') ;
- à ne pas pénaliser un acteur qui suit parfaitement son PM ;
- à définir la bande de tolérance en fonction du volume attendu ;
- 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 4.4.3 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 de contrôle donné, constitué des pas 5' i et $i+1$, une activation est déclarée défaillante si

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

ou

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

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. Le comportement de cette formule dans différentes situations est simulé au sein du fichier Excel mentionné au 4.11.

capacité pourront prévoir un critère de défaillance plus exigeant (livraison d'au moins 80% du volume initialement demandé, etc.).

4.8.2 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 standards 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% x Volume défaillant x PRE (sans mise à jour du k)
```

Questions

Q29. Le critère de défaillance vous paraît-il satisfaisant ? Est-il pertinent sur les périodes de pente quel que soit le profil de livraison physique et les modalités de programmation ? Identifiez-vous des alternatives ?

Q30. Le mode de calcul des pénalités vous semble-t-il de nature à inciter les acteurs d'ajustement à livrer la prévision la plus fiable possible et déclarer les aléas en temps réel ?

4.9 Cas particuliers

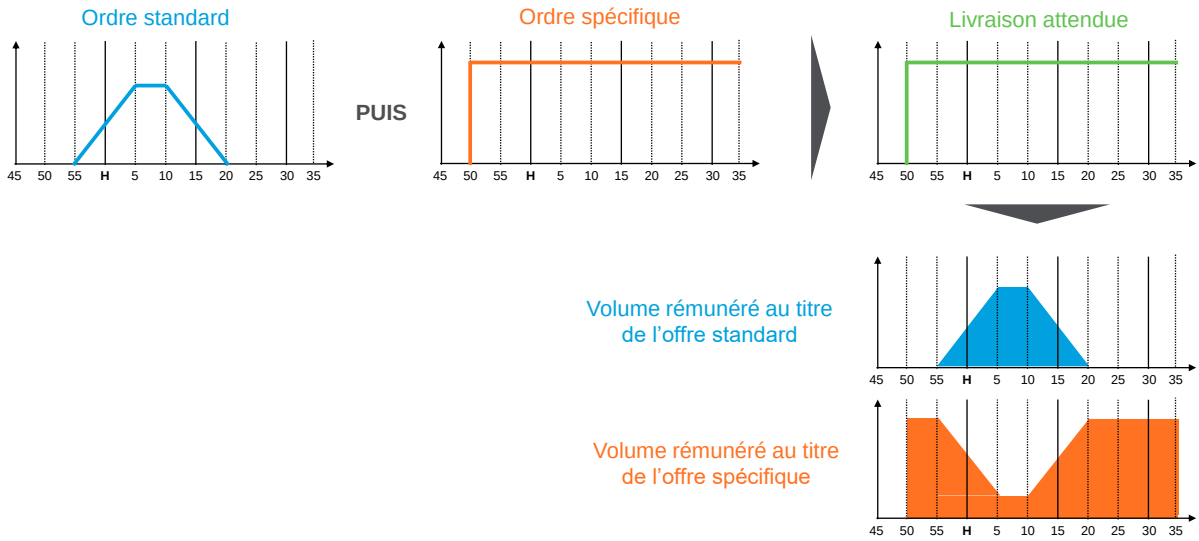
4.9.1 Spécifique sur standard

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.

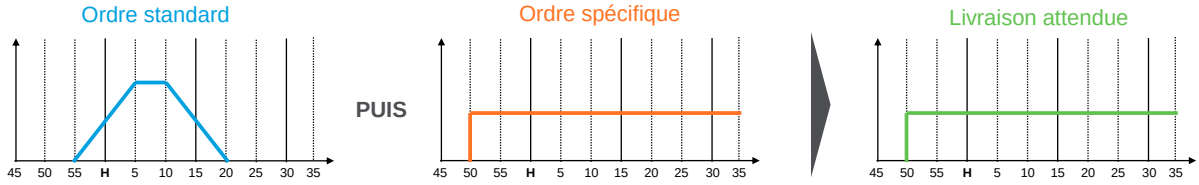
Les ordres spécifiques sont exprimés par rapport au programme d'appel. Il est donc indépendant des potentiels ordres précédemment transmis. Pour une période de livraison donnée, tout nouvel ordre accepté remplace les précédentes consignes.

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

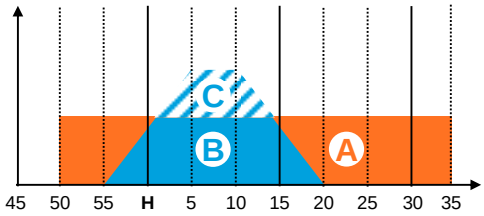


Dans certaines situations, l'ordre d'activation spécifique conduire à tronquer les volumes initialement retenus au titre de l'offre standard.

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 4.6.1. 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.

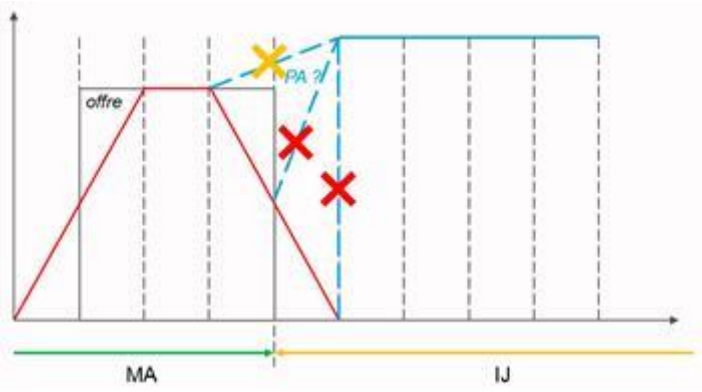
Ces modalités sont toutefois structurellement différentes des modalités générales de valorisation décrites au 4.6.1. Elles donneraient donc lieu à des traitements particuliers dans les règles et dans le SI.

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).

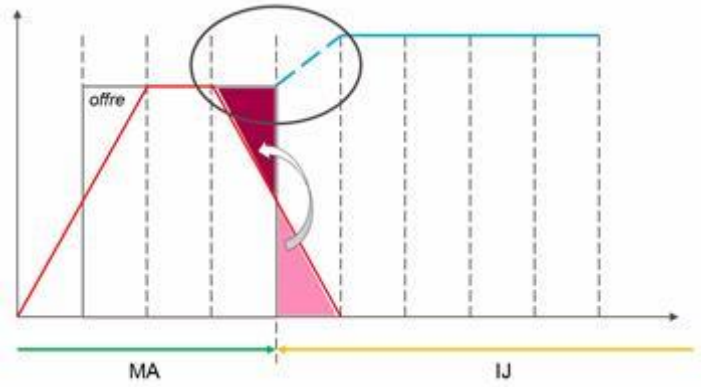
Comme indiqué précédemment, les outils temps réel de RTE utilisés à date mettent en œuvre l'option 1. Le choix d'une autre option nécessiterait des évolutions importantes. Dans ce cas, un planning de mise en œuvre devrait être défini.

4.9.2 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 :



Questions

Q31. Quelles avantages et inconvénients associez-vous aux options proposées par RTE pour traiter les cas d'activations en spécifique de capacités retenues en standard ? Identifiez-vous des options complémentaires ?

Q32. Êtes-vous favorable au traitement proposé par RTE pour la jonction PM-PA après livraison standard ?

4.10 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 ;

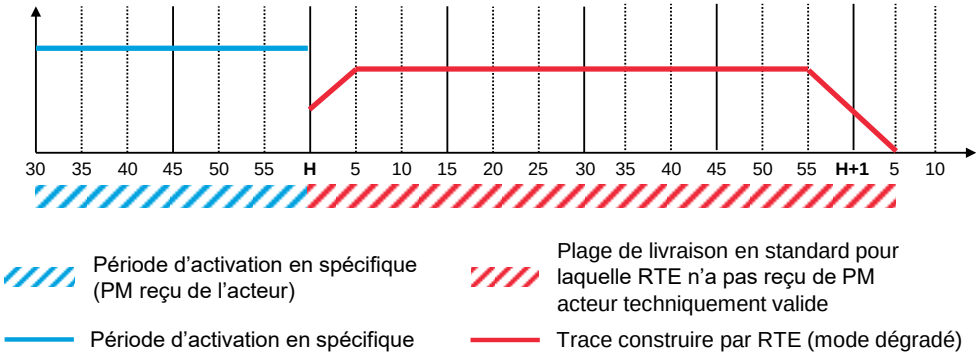
- référence à une offre inexistante ou non activée ;
- absence du PM d'une des EDP de l'EDA.

Dans ces situations (modes dégradés), RTE n'est pas en mesure d'effectuer les calculs détaillés au 4.4. 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.



Question

Q33. Le mode de traitement des modes dégradés liés au renvoi de PM par l'acteur d'ajustement vous semble-t-il satisfaisant ? Identifiez-vous d'autres situations opérationnelles qui nécessiteraient un traitement particulier ?

4.11 Exemple de valorisation d'ajustement standard

Dans le cadre du présent appel à contributions, RTE met à disposition des acteurs un fichier Excel permettant de simuler les règles de valorisation des ajustements standards exposés au sein du présent document.

Question

Q34. Identifiez-vous, sur la base du modèle Excel proposé, des situations qui nécessitent un traitement particulier ? (Possibilité de joindre des simulations au format Excel à la réponse à l'appel à contributions)

4.12 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.

Question

Q35. Avez-vous des remarques relatives aux modalités de calcul des surcoûts et d'affectation des coûts d'équilibrage ?

4.13 Calcul des indicateurs

L'évolution de la modélisation des données Back-Office liée à l'introduction des offres standards 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.

4.13.1 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 4.4.2.

4.13.2 Calcul de la tendance

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

4.13.3 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.

4.13.4 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.

4.13.5 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.

Question

Q36. Êtes-vous favorable aux modalités proposées par RTE pour le calcul des indicateurs de l'équilibrage et les répartitions par RE/fournisseur ?

5 MODALITES DE CALCUL DU PRIX DE REGLEMENT DES ECARTS

5.1 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) Nota 1	PMP_B * (1-k)
Ecarts négatifs	PMP_H * (1+k)	PMP_B * (1+k) 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.

5.2 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) ou ≤ PMP_B(aFRR, mFRR, RR)	

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

5.3 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 identifie différentes options 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.

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.

Question

Q37. Quelle option favorisez-vous pour l'évolution du calcul du PRE en lien avec les exigences du règlement Electricity Balancing ?

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.

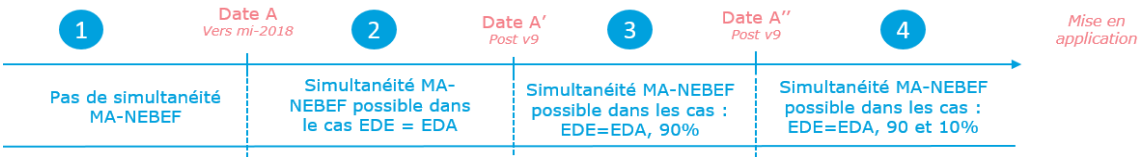
6 SIMULTANEITE MA-NEBEF

6.1 Introduction

Les dispositions de simultanéité d'une offre d'ajustement activée sur le mécanisme d'ajustement et d'un programme d'effacement déclaré notifié sur le dispositif NEBEF sont déjà prévues dans les règles MA-RE v8.4 (en vigueur mi-2018) et NEBEF 3.1.

Les règles MA-RE v8.4 introduisent la date A'' pour l'ouverture de la simultanéité MA-NEBEF dans le cas où moins de 10% des sites de l'EDA appartiennent également à une EDE. Cette nouvelle date A'' permet de décorréler les deux options 90% et 10% et donc de disposer de plus de souplesse et de réactivité dans le déploiement du cas où 90% des sites de l'EDA appartiennent également à une EDE.

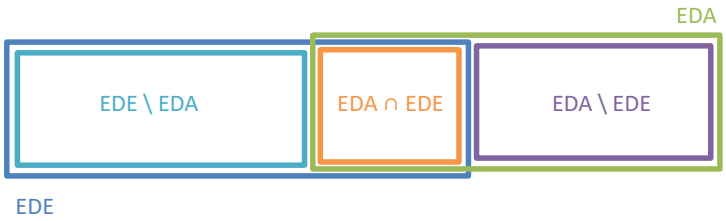
Les échéances concernant l'application des cas de simultanéité MA-NEBEF sont les suivantes :



6.2 Présentation et instruction du cas 10%

A partir de la date A'', il sera donc possible d'activer simultanément une offre d'ajustement sur le mécanisme d'ajustement à la maille d'une EDA et un programme d'effacement sur le dispositif NEBEF à la maille d'une EDE, sous réserve que moins de 10% des sites de l'EDA appartiennent également à l'EDE (les cas d'égalité et 90% seront déjà possibles à cette date) :

- le contrôle du réalisé sera effectué uniquement sur les sites hors de l'intersection, c'est-à-dire que la courbe de référence de l'EDA est calculée sur les sites de l'EDA qui n'appartiennent pas à l'EDE (en violet sur le schéma ci-dessous) et inversement la courbe de référence de l'EDE est calculée sur les sites de l'EDE qui n'appartiennent pas à l'EDA (en bleu clair sur le schéma ci-dessous) ;
- pour les sites qui appartiennent à l'intersection (en orange sur le schéma ci-dessous), le volume réalisé sera nul.



Questions

Q38. Quelle est la réalité opérationnelle du taux de recoupement EDA/EDE inférieur à 10% ?

Q39. Emettez-vous des objections liées à vos processus opérationnels quant à la suppression des dispositions pour la simultanéité MA-NEBEF dans le cas 10% ?

Q40. Avez-vous d'autres remarques sur le sujet de la simultanéité MA-NEBEF ?