Le réseau de transport d'électricité

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

Rapport d'accompagnement à la consultation

8 février 2018

Table des matières

1 Exposé des motifs 4

2 Evolution des modalités de programmation des capacités de production participant au MA ou aux SSY 6

2.1 Introduction 6

2.2 Evolutions relatives aux programmes d'appel 6

2.2.1 Evolutions fonctionnelles 6

2.2.2 Evolutions techniques 10

2.2.3 Proposition d'évolution alternative 10

2.3 Evolutions relatives aux programmes de marche 11

2.3.1 Evolutions fonctionnelles 11

2.3.2 Evolutions techniques 13

3 Passage de la reconciliation temporelle au PRE 14

3.1 Description du système de règlement des écarts actuel 14

3.1.1 Système de profilage 14

3.1.2 Le calcul des écarts 15

3.2 Demandes d'évolutions formulées par la CRE 16

3.3 Le système cible en matière de règlement des écarts de RE 17

3.4 Proposition de déclinaison de l'orientation concernant le passage de la réconciliation temporelle au PRE : établissement d'un calcul d'écart de RE corrigé des énergies affectées en Réconciliation Temporelle 18

3.5 Valorisation du résidu 19

4 Prise en compte des mesures exceptionnelles dans le calcul des écarts 20

4.1 Introduction 20

4.2 Contexte de l'évolution 21

4.3 Analyse de RTE 22

4.3.1 Dimensionnement du prix de règlement des écarts 22

4.3.2 Calcul des écarts de RE en volume 22

4.4 Proposition de RTE 24

5 Opérateur unique en interface avec RTE pour la valorisation des flexibilités d'un site 25

5.1 Introduction 25

5.2 Contexte 25

5.2.1 Les cas de multi-opérateurs autorisés dans les règles en vigueur 25

5.2.2 Pas de situation de multi-opérateurs actuellement 27

5.3 Problématiques rencontrées dans le cadre actuel 27

5.3.1 Coordination des différents opérateurs sur un même site 27

5.3.2 Répartition des volumes pour les multi-opérateurs 27

5.4 Analyse de RTE 27

5.4.1 Coordination des différents opérateurs sur un même site 27

5.4.2 Répartition des volumes pour les multi-opérateurs 28

5.5 Proposition de RTE 28

6 Simultanéité MA-NEBEF 30

6.1 Contexte de l'évolution 30

6.1.1 Introduction 30

6.1.2 Principe de la simultanéité MA-NEBEF 30

6.1.3 Cas 90% et 10% 31

6.2 Proposition de RTE 31

6.2.1 Évolution de la structure des règles 31

6.2.2 Introduction d'une date A'' pour le cas 10% 31

6.2.3 Évolution du cas 90% 32

7 Autres evolutions 33

7.1 Versement fournisseur 33

7.1.1 Contexte 33

7.1.2 Proposition de RTE 33

7.2 Rémunération des moyens non offerts 33

7.2.1 Contexte 33
7.2.2 Proposition de RTE 34
7.3 Seuil de participation au mécanisme d'ajustement 34
7.3.1 Évolution à court terme 35
7.3.2 Évolution à moyen terme 35
8 Annexe 1 – Tableau récapitulatif des évolutions et des dates de mise en œuvre 37

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 l'émergence 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 défini, 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.

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 *Electricity Balancing*), entré en vigueur le 18 décembre 2017. L'harmonisation des différentes modalités requises dans le règlement *Electricity Balancing* se fera 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 à partir de réserves 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 4^{e} trimestre 2019.

Dans ce contexte, RTE propose dans le présent document une version intermédiaire des règles MA-RE incluant les évolutions principales suivantes :

- Evolution des modalités de programmation des capacités de production participant au mécanisme d'ajustement (MA) ou aux services système (SSY) ;
- Passage de la réconciliation temporelle au prix de règlement des écarts (« PRE ») ;
- Prise en compte des mesures exceptionnelles dans le calcul des écarts ;
- Opérateur unique en interface avec RTE pour la valorisation des flexibilités d'un même site.

Les éléments relatifs au profilage sont détaillés dans le cadre du Comité Gouvernance du Profilage piloté par Enedis. À ce titre, Enedis a mis en consultation deux projets d'évolution du Chapitre F de la Section 2 des règles RE permettant :

- le traitement en courbe de charge dans la reconstitution des flux des clients HTA et BT>36 kVA. (la consultation s'est terminée le 26 janvier 2018) et
- le profilage dynamique et la création de nouveaux profils (consultation se terminant le 1er

février 2018).

Le projet d'évolution final du chapitre F pourrait être intégré à la saisine de la CRE relative à cette version intermédiaire des règles MA RE.

D'autres évolutions plus mineures des règles ont été ajoutées dont les contours sont présentés au chapitre 7 pour les évolutions relatives au mécanisme d'ajustement et au dispositif de responsable d'équilibre.

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

Afin de partager l'instruction de ces sujets, RTE s'est également appuyé sur les travaux menés (1) au sein du GT « Marché Tendu » en ce qui concerne les évolutions liées à la prise en compte des mesures exceptionnelles dans le calcul des écarts et (2) au sein du Comité Gouvernance du Profilage (« CGP ») piloté par ENEDIS. Les présentations faites dans le cadre de GT « Evolutions des règles MA-RE » et « Marché Tendu » sont disponibles sur le site du CURTE[1].

A l'issue du GT du 20 octobre 2017, un appel à commentaires a été transmis aux acteurs de marché afin qu'ils puissent s'exprimer sur la présentation effectuée par RTE lors du ce GT sur le sujet de l'opérateur unique en interface avec RTE pour la valorisation de la flexibilité d'un site. Aucune remarque ou proposition alternative n'a été réalisée par les acteurs à ce jour.

Du 10 au 27 novembre 2017, un appel à contributions a été proposé aux acteurs de marché afin qu'ils puissent s'exprimer sur le passage de la réconciliation temporelle au PRE. 13 contributions ont été reçues par RTE et présentées lors du GT du 12 décembre 2017.

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

L'objectif est de permettre l'entrée en vigueur de ce projet de texte au 1er juillet 2018 après instruction et approbation par la CRE.

[1] https://concerte.fr/commissions/cam-gt-evolution-des-r%C3%A8gles

2 EVOLUTION DES MODALITES DE PROGRAMMATION DES CAPACITES DE PRODUCTION PARTICIPANT AU MA OU AUX SSY

2.1 Introduction

Un dispositif de programmation performant est un élément clef pour assurer la sûreté de l'exploitation de réseaux et sa performance économique. Il est nécessaire (i) pour suivre en continu les capacités à disposition de RTE pour l'équilibrage du système électrique, (ii) pour évaluer précisément à chaque pas de temps les besoins d'ajustement du système électrique français, et (iii) pour garantir la gestion des flux sur le réseau électrique français.

Pour maintenir une vision suffisamment fine des besoins du système électrique, dans un contexte d'évolution vers des offres explicites standard, conformément aux exigences du règlement européen *Electricity Balancing*, RTE propose deux évolutions principales de la programmation des actifs RPT et RPD participant au MA ou aux SSY :

(1) affiner la précision des programmes d'appel ;

(2) transférer la responsabilité de fournir des programmes de marche aux acteurs d'ajustement. Cette deuxième évolution sera proposée par RTE dans une prochaine évolution des règles.

Ces propositions d'évolutions sont présentées en cohérence avec les évolutions techniques envisagées par RTE et qui sont décrites au paragraphe 2.2.2.

2.2 Evolutions relatives aux programmes d'appel

2.2.1 Evolutions fonctionnelles

2.2.1.1 Convention de programmation

Dans le but de rendre transparente la convention de programmation utilisée (i) par les responsables de programmation pour élaborer leurs programmes d'appel et (ii) par RTE pour interpréter les valeurs de puissance transmis par ces derniers, RTE propose d'expliciter cette convention au sein du chapitre 3 des règles MA (et non plus uniquement dans les conventions techniques RTE-producteurs).

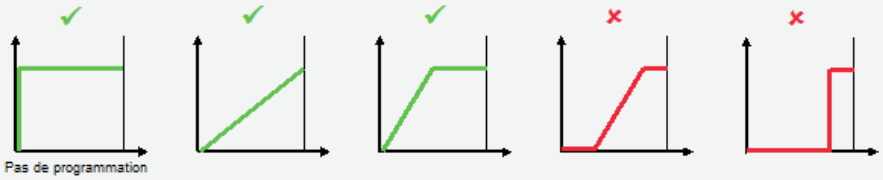
La convention de programmation est la suivante :

- Début de variation attendu au début du pas de programmation ;
- Atteinte de la puissance indiquée pour le pas de temps concerné au plus tôt au cours du pas de programmation et au plus tard à la fin du pas de programmation.

Illustration :

Convention de programmation (rappel du GT du 20/10/2017)

- 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



2.2.1.2 Evolution du pas de programmation

Dans le but d'améliorer la qualité de la traçabilité des programmes d'appel, des ajustements et l'évaluation de l'équilibre du système lors des périodes de variation en puissance des groupes de production, RTE propose d'affiner la précision de la programmation en diminuant le pas de programmation, en laissant le choix, à court terme, à chaque responsable de programmation de définir la résolution du programme d'appel pour chacune de ses entités faisant l'objet de la transmission d'un programme d'appel. À moyen terme, le dispositif continuera d'évoluer :

- dans le cadre de la participation aux produits standards, RTE souhaite que les programmes d'appel transmis pour les EDP incluses dans des EDA formulant des offres standard soit d'une précision de 5 minutes. Ces évolutions seront discutées dans le cadre de l'évolution des règles MA-RE v9,
- le pas de programmation de 30 minutes pourra être réinterrogé lorsque le pas de règlement des écarts sera de 15 minutes.

L'évolution proposée par RTE se fera en trois phases :

- Phase 1 : les pas de programmation autorisés sont 30', 15' ou 5, au choix des responsables de programmation pour chacune de leurs entités. L'entrée en vigueur de cette phase 1 est planifiée à ce jour au quatrième trimestre 2018 (T4 2018) ;
- Phase 2 : les pas de programmation autorisés pour les EDP incluses dans des EDA participant à TERRE seront définis. RTE prévoit d'interroger ces modalités dans le cadre des règles MA-RE v9 (version des règles qui précédera la mise en œuvre du projet TERRE) ;
- Phase 3 : les pas de programmation autorisés pour l'ensemble des entités seront réinterrogés. L'entrée en vigueur de cette phase 3 est planifiée à l'entrée en vigueur de la valeur du pas de règlement des écarts à 15' soit entre 2021 et 2025 selon les modalités prévues par le règlement Electricity Balancing.

L'évolution proposée dans la présente consultation concerne uniquement la phase 1.

2.2.1.3 Description de l'évolution prévue en phase 1 pour la précision des programmes d'appel

RTE propose d'ouvrir la possibilité pour les acteurs de déclarer de manière fine l'évolution de leur puissance de fonctionnement, en choisissant la résolution des programmes d'appels entre les valeurs suivantes : 30' (comme actuellement), 15' ou 5', sans imposer que cette mesure soit obligatoire.

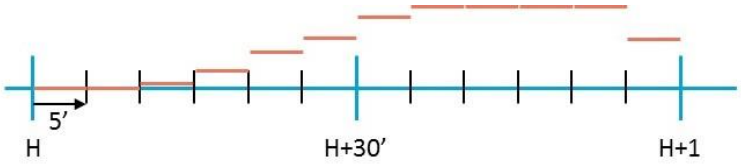
Ce changement fonctionnel sera accompagné d'un changement :

- d'interface technique pour la programmation conformément aux demandes des acteurs exprimées chaque année lors des enquêtes de satisfaction client (telle que décrite au paragraphe 2.2.2) ;
- de format de fichiers de programmation en conformité avec les formats standard définis au niveau ENTSOE.

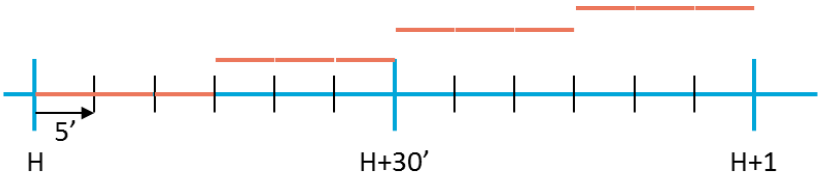
A l'entrée en vigueur de cette nouvelle disposition, le responsable de programmation aura le choix entre les trois options suivantes :

- **Option « 5' » :** le responsable de programmation transmet à RTE le détail de ses transitions en envoyant précisément les rampes de montée / descente en puissance. Chaque pas 5' doit être renseigné par l'acteur avec la puissance atteinte au plus tard en fin de pas de 5'. Pour diminuer la taille des fichiers échangés, il ne sera pas utile de renseigner chacune des 288 valeurs d'une journée J mais uniquement les pas 5' pour lesquels la puissance prévue par l'acteur change par rapport au pas 5' précédent (point de rupture).

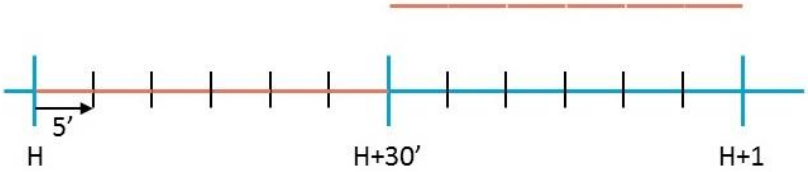
  A titre d'exemple : valeurs renseignées par un acteur choisissant l'option « 5' ». Cette description permet à RTE de connaître précisément le profil des variations de puissance de l'actif concerné.



- **Option « 15' » :** l'acteur transmet à RTE le détail de ses transitions au pas 15'. Conformément à la traçabilité actuelle, les pas « 5 minutes » inclus au sein d'un pas « 15 minutes » ont pour valeur de puissance la puissance du pas « 15 minutes » (la puissance est considérée comme constante sur tout l'intervalle 15 minutes).



- **Option « 30' » :** l'acteur transmet à RTE le détail de ses transitions au pas 30'. Conformément à la traçabilité actuelle, les pas « 5 minutes » inclus au sein d'un pas « 30 minutes » ont pour valeur de puissance la puissance du pas « 30 minutes » (la puissance est considérée comme constante sur tout l'intervalle 30 minutes).



Si le changement fonctionnel de passage au pas 5' ou 15' est optionnel, les changements techniques décrits à l'article 2.2.2 sont obligatoires. Il sera donc attendu de l'ensemble des acteurs de migrer vers la nouvelle interface technique et passer au nouveau format de fichier.

2.2.1.4 Évolution du contenu du programme d'appel : passage en quintuplet

Afin de préparer la déclinaison du règlement « Electricity Balancing » et notamment la nécessité de séparer la contractualisation de réserve secondaire à la hausse de la contractualisation de la réserve secondaire à la baisse, RTE propose l'harmonisation de tous les programmes d'appel reçus des acteurs par RTE[2] vers un programme d'appel dit « en quintuplet » composé des chroniques prévisionnelles de production suivantes :

- Puissance Active (MW) : Puissance Active,
- RPHausse (MW) : Participation à la Réserve Primaire à la hausse
- RPBaisse (MW) : Participation à la Réserve Primaire à la baisse
- RSHausse (MW) : Participation à la Réserve Secondaire à la hausse
- RSBaisse (MW) : Participation à la Réserve Secondaire à la baisse

2.2.1.5 Fin de la limitation pour les redéclarations

Aujourd'hui, le nombre de redéclarations (N_{limite}) de Programmes d'Appel autorisées par guichet pour un responsable de programmation est égal au maximum entre le nombre d'EDP comprises dans son périmètre de programmation et la valeur 35.

RTE propose de supprimer cette limite technique et de donner la possibilité aux acteurs de redéclarer l'ensemble de leurs EDP s'ils le souhaitent en respect du délai de neutralisation.

Cette évolution entrera en vigueur de façon simultanée avec la migration technique prévue en T4 2018.

2.2.1.6 Harmonisation du délai de neutralisation pour l'ensemble des moyens de production

Afin de rendre cohérent la valeur du délai de neutralisation pour l'ensemble des moyens de production (RPT, RPD, dispatchables ou non dispatchables), RTE propose de clarifier au sein du projet de règles le fait qu'un délai de neutralisation d'une heure s'applique pour l'ensemble des moyens de production. Par conséquent les actifs RPT non dispatchables (hydraulique au fil de l'eau notamment) n'auront plus la possibilité de redéclarer leur participation au réglage primaire et secondaire de fréquence après H-1.

2.2.1.7 Impact sur le contrôle des SSY

Le contrôle par RTE du respect du bilan de réserve (respect des engagements pris au titre de l'AO FCR, de la prescription pour la réserve secondaire et des NER) sera maintenu au pas 30 minutes en phase 1. Néanmoins le service attendu par RTE est un service continu (fourniture à tout instant des services système attendus au sein d'un pas 30 minutes y compris pendant les variation de puissance active).

Le contrôle du respect du bilan de réserve pourra évoluer, à terme, vers un pas plus fin. Ce sujet pourra être étudié au sein du GT SSY fréquence.

[2] Actuellement RTE reçoit des programmes en triplet et quadruplet.

2.2.2 Evolutions techniques

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

A sa mise en place, cette interface permettra à RTE de recevoir l'ensemble des programmes d'appel de la part des responsables de programmation.

Les modalités techniques d'échanges prévues sont les suivantes :

- authentification par certificat PKI.
- échange *via* API (requêtes https) et *via* IHM (chargement de fichier).
- remplacement des quatre fichiers existants (PA_INITIAL_PROD, PA_PROD, PA_INITIAL_SSY, PA_SSY) pour la programmation pour l'ensemble des RP par un fichier unique ;
- fichier unique pour la programmation (valable pour les PA et les PM) dénommé (MultipleScheduleDocument) ;

Les jalons envisagés pour la mise en place des évolutions techniques sont les suivants :

- Transmission aux acteurs d'une première version du guide d'implémentation des PA : fin T3 2017 https://clients.rte-france.com/htm/fr/offre/telecharge/Guide-implementation-TOP_v1.1.pdf
- Démarrage des tests SI avec les acteurs : fin T2 2018 / début T3
- Mise en œuvre des PA dans l'application TOP : T4 2018

Le planning sera affiné par RTE début 2018 au regard de l'avancée des évolutions des systèmes d'information.

2.2.3 Proposition d'évolution alternative

Lors des ateliers techniques organisés par RTE dans le cadre de la préparation à la mise en œuvre du projet TERRE, un besoin de souplesse du périmètre de redéclaration des programmes d'appel en infrajournalier a été identifié par les opérateurs. RTE voit également une possibilité d'accepter les programmes d'appel infrajournalier au fil de l'eau et non plus à l'heure exacte de chaque guichet.

RTE propose d'étudier la faisabilité de ces deux évolutions sous réserve d'expliciter une règle implicite liée au fonctionnement actuel. La règle est la suivante : entre le guichet G-1 et G, le responsable de programmation doit être capable de mettre en œuvre le programme d'appel accepté au guichet G-1, indépendamment de l'acceptation des redéclarations au fil de l'eau entre le guichet G-1 et G. En d'autres termes, tant que le guichet G n'est pas passé, la vision de RTE du programme d'appel est le programme d'appel du guichet G-1. En particulier :

- les ordres d'ajustement passés par RTE entre le guichet G-1 et le guichet G sont basés sur le programme d'appel et les contraintes techniques retenues au guichet G-1 ;
- dans le cas d'un incident sur le système d'information entre le guichet G-1 et G, aucune redéclaration de programme d'appel faite entre le guichet G-1 et le retour d'incident ne peut être prise en compte par RTE.

RTE propose aux acteurs d'indiquer dans le retour de cette consultation s'ils préfèrent la version proposée en consultation ou cette proposition d'évolution alternative.

2.2.3.1 Périmètre de redéclaration des programmes d'appel en infrajournalier

La proposition alternative permettrait aux responsables de programmation de redéclarer leurs programmes d'appel en infrajournalier sur un sous-ensemble de leur périmètre de programmation (comme c'est le cas actuellement) et non plus sur la totalité de leur périmètre de programmation. Cette modalité consiste à supprimer la condition (viii) de l'article 3.1.2.1.2 des règles en consultation :

viii. le Responsable de Programmation met à disposition ou met à jour le Programme d'Appel de toutes les Entités de Programmation de son Périmètre de Programmation. Dans le cas contraire, l'intégralité des Programme d'Appel est refusée.

La proposition alternative permettrait de maintenir le statu quo sur le périmètre de redéclaration des programmes d'appel en infrajournalier et serait donc mise en œuvre dès les règles v8.4

2.2.3.2 Mode d'acceptation des programmes d'appel en infrajournalier

Dans la version des règles mises en consultation, l'acceptation des programmes d'appel est réalisée au passage de chaque guichet. En effet, à l'heure du guichet infrajournalier suivant l'heure de réception du programme d'appel et au plus tard quinze minutes après ce dernier, RTE vérifie que les conditions (x) et (xi) de l'article 3.1.2.1.2 des règles en consultation sont respectées :

x. les cinq chroniques de puissance sont compatibles avec les déclarations de performances et les contraintes techniques en vigueur au guichet concerné ;

xi. les valeurs des chroniques de puissance sur le programme d'appel ne vont pas en sens contraire des ordres d'ajustement de RTE sur l'EDA associée, lorsque ces ordres ont pour motif le traitement des congestions ou la reconstitution des marges et lorsque l'instant de désactivation d'au moins un de ces ordres d'ajustement a été spécifié et n'est pas encore franchi.

La proposition alternative consisterait à effectuer ces contrôles au moment de la redéclaration. Cela permet d'accepter informatiquement des programmes d'appel en infrajournalier au fil de l'eau et non plus au guichet et selon RTE de fluidifier les échanges.

Cette proposition alternative pourrait être mise en œuvre dans une version ultérieure des règles.

2.3 Evolutions relatives aux programmes de marche

RTE décrit ici les évolutions qui seront proposées dans de futures propositions d'évolution des règles MA/RE afin de donner de la visibilité aux acteurs de marchés sur les évolutions à venir. Les évolutions décrites ici ne sont donc pas décrites dans la proposition de règles MA/RE mise en consultation.

2.3.1 Evolutions fonctionnelles

2.3.1.1 Pas de résolution des programmes de marche

RTE propose de maintenir le pas de programmation des programmes de marche à 5 minutes, comme actuellement.

2.3.1.2 Évolution du contenu du programme de marche : passage en quintuplet

En cohérence avec les programmes d'appel, RTE propose le passage à un programme de marche « en quintuplet » composé des chroniques suivantes :

- **Puissance Active (MW) :** Puissance Active prévue par l'acteur ;
- **RPHausse (MW) :** Participation à la Réserve Primaire à la hausse ;
- **RPBaisse (MW) :** Participation à la Réserve Primaire à la baisse ;
- **RSHausse (MW) :** Participation à la Réserve Secondaire à la hausse ;
- **RSBaisse (MW) :** Participation à la Réserve Secondaire à la baisse.

Ces programmes de marche sont construits après la transmission d'un ordre d'ajustement par RTE. Ils sont définit, comme actuellement :

- à la maille de chacune des EDP constitutive d'une EDA, et en valeur absolue de la puissance active.
- À la maille de l'EDA lorsqu'elle n'est pas constituée d'EDP. Dans ce cas, la puissance active renseignée dans le programme de marche est la puissance active d'ajustement (fonctionnement en relatif).

2.3.1.3 Transfert de responsabilité

En lien avec la mise en place des produits standard, RTE propose de transférer la responsabilité de définition des programmes de marches aux acteurs d'ajustement selon les principes suivants :

- Si l'acteur d'ajustement souhaite proposer sa capacité sur un produit standard, la transmission d'un programme de marche par l'acteur est obligatoire, pour l'ensemble des EDP d'une EDA ou pour l'EDA si l'EDA n'est pas constituée d'EDP ;
- Si l'acteur d'ajustement propose uniquement des produits spécifiques, la transmission du programme de marche peut être soit réalisée par l'acteur d'ajustement, soit définie par RTE comme aujourd'hui, au choix de l'acteur d'ajustement pour chacune des EDA de son périmètre.

RTE propose que l'établissement des programmes de marche soit systématiquement réalisé par les AA pour les EDA formulant des offres standard. En effet, les offres standard sont des offres explicites, pour lesquelles le fonctionnement des entités après une activation d'offre standard n'est pas connu de RTE, l'offre standard ayant été construite par l'acteur d'ajustement. La transmission du programme de marche par l'acteur d'ajustement permettra à RTE de connaitre le fonctionnement attendu des entités après fonctionnement des processus CMOL, et donc de maintenir la maitrise des flux sur le réseau.

	Acteur fournissant le PM (par EDP)
Participation de l'EDA à une CMOL	AA
Pas de participation de l'EDA à une CMOL	AA ou RTE *au choix de l'AA*

2.3.2 Evolutions techniques

La description complète du dispositif technique prévu pour la transmission des programmes de marche a été publiée par RTE en janvier 2018.

La possibilité pour les acteurs d'ajustement de transmettre les programmes de marche pour les EDP constitutive d'une EDA (ou pour l'EDA lorsqu'elle n'est pas constituée d'EDP) sera ouverte en S1 2019, après une période de phase d'essai dite de *parallel run.*

3 PASSAGE DE LA RECONCILIATION TEMPORELLE AU PRE

Le fonctionnement du marché de l'énergie repose sur le dispositif de responsable d'équilibre. Ce dispositif a pour objectif d'assurer la comptabilisation des flux d'énergie transitant sur le système électrique et d'en assurer le débouclage financier. Ainsi, chaque site d'injection ou soutirage d'énergie du système électrique français (y compris imports/exports et pertes réseau) est affecté à un responsable d'équilibre, qui est financièrement responsable des écarts sur le périmètre dont il porte la responsabilité. Le responsable d'équilibre devra notamment payer des écarts lorsque son périmètre est déséquilibré. Le règlement des écarts est évalué en fonction du coût des actions mises en œuvre par RTE pour équilibrer le système électrique français.

Les systèmes de comptage associés à chaque site permettent de déterminer l'injection ou le soutirage en énergie de chacun des sites. Cependant, de nombreux sites ne disposent historiquement pas de systèmes de comptage permettant de mesurer ou d'enregistrer des courbes de charge au pas de règlement des écarts (pas 30 minutes aujourd'hui). Ces sites représentent environ 250 TWh de consommation nationale, soit plus de la moitié de la consommation. Cela a rendu nécessaire la création d'un dispositif de reconstitution de la courbe de charge basé sur les énergies mesurées sur des périodes longues (durée entre deux relevés d'index) du site, et la mise en place d'un processus de calcul des écarts tenant compte des délais pour mesurer l'énergie soutirée / produite par chaque site de soutirage / d'injection en France.

Le présent article vise à décrire :

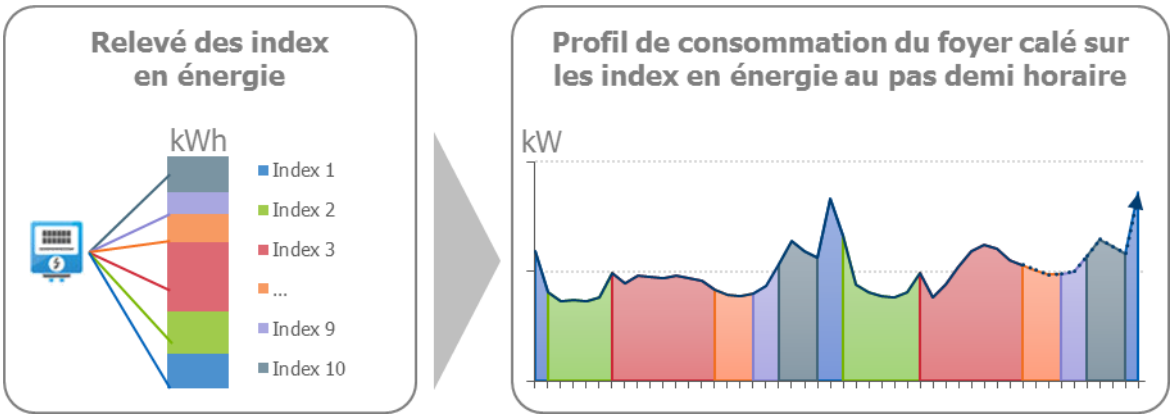
- Le système de règlement des écarts actuellement en place ;
- Les demandes d'évolution de la CRE ;
- Le système cible en matière de règlement des écarts de RE.

3.1 Description du système de règlement des écarts actuel

3.1.1 Système de profilage

La répartition des énergies relevées par pas de règlement des écarts (pas demi-horaire) est assurée aujourd'hui par l'utilisation d'un système de profilage « statique » et « national » dont la gouvernance s'effectue au sein du Comité gouvernance du profilage (CGP) sous l'égide de la CRE.

Le profilage consiste à attribuer à chaque client un profil qui permet d'estimer sa consommation au pas de règlement des écarts (pas demi-horaire aujourd'hui). À partir de mesures de consommation obtenues sur un panel de clients similaires au client i et de l'énergie relevée propre au client i, on peut reconstituer la courbe de charge du client i. Les clients similaires sont regroupés par « profil » ou « groupe de clients ». À chaque groupe de clients et à chaque pas demi-horaire de l'année est déterminé un coefficient de profilage qui permet de répartir l'énergie relevée sur une période de temps « longue » (allant d'un mois à une année). Ensuite les coefficients de profilage sont ajustés au calendrier et aux conditions météorologiques réelles afin de modéliser la façon dont le profil de référence peut être déformé lorsque les conditions météorologiques s'écartent de la normale. Enfin pour obtenir la courbe de chaque du client, les coefficients de profilage ajustés et ramenés à conditions météorologiques réelles sont multipliés par le facture d'usage du client, qui désigne son niveau de consommation moyen entre deux relevés d'index.



Le profilage est dit « statique » lorsque les coefficients de profilage sont déterminés ex-ante et connus de la part des responsables d'équilibre avant la période de livraison de l'énergie. Le profilage est dit « dynamique » lorsque les coefficients de profilage sont déterminés ex-post en fonction des mesures réelles effectuées sur chaque échantillon de consommateur associé à chaque type de client, et donc non-connus de la part des responsables d'équilibre avant la période de livraison de l'énergie.

Le profilage est dit « national » car il repose sur l'utilisation de profils nationaux : 9 pour les consommateurs résidentiels (60 % de l'énergie profilée), 8 pour les clients professionnels (17 % de l'énergie profilée), 7 pour les clients entreprises (23 % de l'énergie profilée) et 4 pour les sites producteurs d'électricité. Les coefficients de profilage sont construits pour refléter la façon dont un client moyen à l'échelle nationale d'un groupe de clients consomme (ou produit) au cours du temps. Ils ne sont donc pas différenciés par région/lieu de consommation. Le profil est une représentation statistique de la réalité de la consommation (ou de la production) d'un groupe de clients mais n'a pas vocation à représenter la courbe de charge de chaque site de ce groupe pris individuellement.

3.1.2 Le calcul des écarts

Le calcul des écarts est aujourd'hui réalisé selon un double-processus :

- la première étape de ce processus est le règlement des écarts ;
- la deuxième étape de ce processus est la réconciliation temporelle.

3.1.2.1 Le règlement des écarts

Le règlement des écarts observés pendant une période « P » est réalisé dès le mois qui suit cette période (en fin de mois M+1). Or la fréquence historique des relèves pour les clients équipés de compteurs à index peut aller d'un mois à un an. Dans ces conditions, les gestionnaires de réseaux ne disposent historiquement pas, au moment du calcul des écarts, des relèves encadrant la période estimée pour estimer la courbe de charge d'un client sur la période « P ».

Il a donc été décidé pour le calcul du règlement des écarts d'utiliser les énergies relevées les semaines antérieures à la période P (relevés antérieurs à S-X, X=3 ou 8 selon les GRD).

Cette méthodologie :

- permet d'éviter d'attendre la fin des relèves pour effectuer un premier règlement des écarts et ainsi éviter à RTE de porter seul le coût de l'ajustement (et donc la trésorerie associée) ;

- permet de faciliter la prévision des RE. En effet, au moment où ils doivent effectuer leurs achats sur les marchés, ils sont en mesure de calculer le facteur d'usage qui sera utilisé : au coefficient de calage et aux aléas climatiques près, ils connaissent déjà la courbe de charge qui sera imputée à leurs sites de soutirage.
- ne permet néanmoins pas de renvoyer aux RE une incitation à réduire la consommation de leurs clients en période de tension, ou encore à s'équilibrer en fonction de la consommation effective en temps réel.

Le règlement des écarts s'effectue au prix de règlement des écarts (PRE) défini en fonction des coûts supportés par RTE pour équilibrer le système électrique.

Cette première estimation est corrigée par la seconde étape du processus : la réconciliation temporelle.

3.1.2.2 La réconciliation temporelle

La réconciliation temporelle vient corriger annuellement l'affectation effectuée lors du processus des écarts en prenant en compte les énergies relevées par les comptages des GRD couvrant ou chevauchant l'année de réconciliation temporelle concernée (année définie comme allant du 1er juillet de l'année N au 30 juin de l'année N+1).

En effet lors du processus de règlement des écarts, les RE se voient attribuer des écarts sur la base d'une consommation estimée qui reflète partiellement la consommation de leurs sites de soutirage profilés. Si l'énergie relevée par la suite aux compteurs s'avère supérieure à celle attribuée lors du processus du règlement des écarts, cela signifie qu'ils ont imposé provisoirement au fournisseur qui leur est rattaché de fournir les clients d'un autre fournisseur. De même si l'énergie relevée par la suite aux compteurs s'avère inférieure à celle attribuée lors du processus du règlement des écarts, cela signifie qu'ils ont imposé provisoirement à un autre fournisseur que le fournisseur qui leur est rattaché de fournir ses clients. Le règlement de cette régularisation s'effectue aujourd'hui au prix SPOT J-1.

En ce qui concerne les pertes des GRD, leur estimation est modifiée lors du calcul de la réconciliation temporelle. En effet, les pertes se définissent par la différence entre ce qui est injecté sur un réseau et ce qui est soutiré : il est donc possible après relèves des index de l'ensemble des consommateurs / producteurs français de calculer de manière exacte (ie à partir des index) l'énergie des pertes sur le réseau de distribution sur une période annuelle. La modification des pertes estimées consiste donc à modifier la courbe de charge des pertes de manière à ce que l'énergie des pertes d'un GRD corresponde à la différence entre l'énergie injectée sur le GRD et celle, mesurée aux compteurs, consommée par ses clients.

3.2 Demandes d'évolutions formulées par la CRE

La délibération du 22 juin 2017 portant orientations relative à la feuille de route de l'équilibrage donne cinq orientations principales relatives au dispositif actuel de calcul des écarts :

- (1) la CRE demande à RTE de faire évoluer les règles RE afin que les énergies affectées en réconciliation temporelle soient réglées par les RE au PRE et de proposer un calendrier de mise en œuvre débutant au plus tard au 1er juillet 2018 ;
- (2) la CRE demande à RTE et aux GRD d'avancer le premier calcul des écarts à une semaine après le temps réel au plus tard en 2019 ;

- (3) la CRE demande à ENEDIS d'élaborer une proposition de calendrier avec les parties prenantes de mise en œuvre du profilage dynamique (les coefficients de répartition de l'énergie sont définis dynamiquement ex-post sur la base de la consommation constatée de panels représentatifs de chaque profil) ;
- (4) la CRE demande à ENEDIS d'élaborer, avec les parties prenantes, une proposition de calendrier de généralisation de la reconstitution des flux sur la base de courbes de charges pour les domaines de tension BT >36 kVA et HTA ;
- (5) la CRE demande à ENEDIS d'étudier d'ici début de l'année 2019 la possibilité de proposer aux RE la constitution de profils dynamiques par offre tarifaire.

Ces orientations ont un objectif commun : responsabiliser chaque RE sur des volumes plus précis en utilisant les nouvelles données offertes par les compteurs communicants. RTE a mené une concertation sur la première orientation dans le cadre de la préparation de la version 8.4 des règles RE.

3.3 Le système cible en matière de règlement des écarts de RE

L'installation des nouveaux compteurs communicants donne accès à de nouvelles données, facilite la relève des index à distance (ENEDIS prévoit un relevé mensuel de l'ensemble des compteurs communicants) et permet d'inciter les RE à s'équilibrer en temps réel en fonction de la consommation constatée. Dans ce contexte, RTE propose de supprimer le double-processus à la cible et faire converger le règlement des écarts et le règlement de la réconciliation temporelle.

Le passage de la réconciliation temporelle au PRE constitue une étape accessible à court terme, pour la convergence de ces deux processus, permettant de renvoyer une incitation aux RE sur l'énergie chevauchant la période pour laquelle le calcul des écarts est effectué. Afin d'atteindre la cible, cette étape devra être complétée dans les versions ultérieures des règles, en coordination avec les travaux réalisés au sein du CGP[3], notamment sur les pertes des GRD.

Lors de l'appel à contributions proposé par RTE, la majorité des acteurs qui se sont exprimés est favorable à la valorisation de la réconciliation temporelle au PRE. Les acteurs qui se sont exprimés demandent que la mise en œuvre de la réconciliation temporelle valorisée au prix de règlement des écarts soit réalisée après le passage à un profilage dynamique, afin que cette étape s'accompagne d'une incitation à l'équilibre plus pertinente pour les RE. En effet, le profilage dynamique devra permettre de renvoyer aux RE des incitations plus fines pour l'équilibrage de leur portefeuille.

RTE propose ainsi :

- une valorisation à un PRE identique à celui utilisé par les acteurs lors du règlement des écarts ;
- l'intégration de la facture de RT dans le calcul du reversement du compte ajustements-écarts.

Les deux points sont décrits dans le paragraphe ci-après.

En ce qui concerne la date de mise en œuvre de cette évolution, RTE propose que la date de mise en œuvre soit la date du 1er juillet 2020 :

[3] Comité de Gouvernance du Profilage

- cette date est cohérente avec une mise en œuvre préalable du profilage dynamique (juillet 2018) ;
- elle est compatible avec les indications des services de la CRE annoncées lors du CGP du 5 février 2018.

3.4 Proposition de déclinaison de l'orientation concernant le passage de la réconciliation temporelle au PRE : établissement d'un calcul d'écart de RE corrigé des énergies affectées en Réconciliation Temporelle

Deux déclinaisons ont été identifiées comme possibles concernant l'orientation de la CRE :

- Option 1 : calculer un écart définitif de RE corrigé des énergies affectées en Réconciliation Temporelle, valoriser l'ensemble des volumes au prix de règlement des écarts et procéder à une régularisation financière par rapport à l'écart valorisé en M+12.
- Option 2 : valoriser directement les énergies corrigées en Réconciliation Temporelle au prix de règlement des écarts en maintenant deux processus totalement distincts.

RTE propose de décliner l'orientation de la CRE en proposant l'option 1 : cette option permet une valorisation au PRE des volumes en cohérence avec la position et l'écart final du RE.

Dans les deux options, la déclinaison de l'orientation conduit à une modification du processus de calcul du coefficient k' pour l'atteinte du solde du compte ajustement-écart fixé par la CRE. Lors de l'appel à contributions organisé sur le sujet, RTE a noté que les RE souhaitent dans la mesure du possible ne pas retarder l'échéance de réalisation du processus de reversement du compte ajustement écart. RTE propose une adaptation du processus permettant de maintenir un processus de facturation du reversement en A+2.

Description de l'option 1

Cette option consiste à réaliser un calcul d'écart de RE corrigé des énergies affectées en réconciliation temporelle, puis à valoriser l'ensemble de l'écart au prix de règlement des écarts et à procéder à une régularisation financière par rapport à l'écart valorisé en M+12 pour tous les mois de l'année de réconciliation temporelle.

Les conséquences sont les suivantes :

- le calcul d'écart définitif d'un responsable d'équilibre avec périmètre RPD correspond au calcul d'écart corrigé des énergies affectées en Réconciliation Temporelle. Pour les autres responsables d'équilibre, la position M+12 correspond au calcul d'écart définitif ;
- le calcul du coefficient k' permettant d'atteindre le solde du compte ajustement-écart fixé par la CRE ne peut être réalisé préalablement au processus de réconciliation temporelle (soit postérieurement au mois d'octobre A+2).

Afin de maintenir un processus de reversement en année A+2 et améliorer les prévisions financières des responsables d'équilibre, RTE propose d'adapter le processus de fixation du solde du compte ajustement-écart, en proposant que la CRE fixe sur la base d'une délibération le solde définitif à atteindre pour les périodes de reversement à compter du 1er janvier 2020.

Cette fixation définie *ex ante* par la CRE permettrait à RTE de réaliser en fin de A+2, le processus de reversement du compte ajustement écart prévu par les règles MA-RE : calcul du k' pour atteindre le solde défini et facturation des RE.

Description de l'option 2

Cette option consiste à valoriser au PRE l'écart entre la CDC_{M+12} et la CDC_{M+14} au prix de règlement des écarts.

Les conséquences sont les suivantes :

- le prix de règlement des écarts appliqué à ce volume est indépendant de la position finale du RE,
- le calcul du coefficient k' permettant d'atteindre le solde du compte ajustement-écart fixé par la CRE ne peut être réalisé préalablement au processus de réconciliation temporelle (soit postérieurement au mois d'octobre A+2).

Si cette option avait été proposée, RTE considère qu'il aurait été préférable de prendre comme valeur pour la valorisation des volumes en réconciliation temporelle le PMP dans le sens de la tendance en lieu et place du PRE afin :

- de limiter les effets négatifs liés à une valorisation de volumes indépendamment de la position finale des RE,
- de ne pas retarder le processus de calcul du k'.

3.5 Valorisation du résidu

RTE propose de maintenir une valorisation du résidu au prix SPOT.

4 PRISE EN COMPTE DES MESURES EXCEPTIONNELLES DANS LE CALCUL DES ECARTS

4.1 Introduction

En France, le rôle de garant de l'équilibre physique du système électrique est confié à RTE par les dispositions de l'article L. 321-10 du Code de l'énergie qui dispose que *« le gestionnaire du réseau public de transport assure à tout instant l'équilibre des flux d'électricité sur le réseau ainsi que la sécurité, la sureté et l'efficacité de ce réseau, en tenant compte des contraintes techniques pesant sur lui ».*

Afin d'assurer sa mission, RTE vérifie, la veille puis en temps réel, la disponibilité d'un volume suffisant d'offres pour le respect des marges et la résolution des congestions sur le réseau. Si le volume d'offre est insuffisant, RTE dispose de recours permettant de garantir la sureté du système électrique par :

- La publication de messages d'alerte indiquant l'insuffisance du volume d'offres ;
- L'activation de moyens complémentaires :
    - La sollicitation d'offres complémentaires,
        - Les contrats de secours GRT,
    - La sollicitation d'offres exceptionnelles,
    - L'utilisation de moyens non-offerts,
    - La sollicitation de capacités interruptibles,

Tableau 1 : Rémunération et recouvrement des moyens complémentaires

Moyens complémentaires	Rémunération	Recouvrement
Offres complémentaires	Prix d'offre démarrage + prix d'offre	Par les RE en écarts au prix de règlement des écarts
Contrat de secours GRT	Défini avec chaque GRT (dans les deux sens)	
Offres exceptionnelles	Prix d'offre démarrage + prix d'offre	
Utilisation des moyens non offerts	Max(PMA[4] ; SPOT J-1 ; dernier prix d'offres connu sur la même plage)	
Sollicitation des capacités interruptibles	Pas de rémunération explicite de l'énergie activée Rémunération des contrats interruptibles par le TURPE	Pas de correction des bilans de RE. Prise en compte comme un aléa de consommation

- L'activation de moyens exceptionnels :
    - Passage rapide de la production à P_{max},

[4] Le passage du PMA au PME pour la rémunération des moyens non offerts est traité dans la présente proposition d'évolution des règles au paragraphe 7.2

- Démarrage de TAC à l'arrêt,
- -5% Un de la consigne des réseaux de tension HTA et inférieurs.
- Télédelestage ou délestage de puissance.

Tableau 2 : Rémunération et recouvrement des moyens exceptionnels

Moyens exceptionnels	Rémunération	Recouvrement
Passage rapide de la production à P_{max}	Max(SPOT ; Prix d'offre; PMA[5]) (§4.6.1 règles MA/RE)	Par les RE en écarts au Prix de règlement des écarts
Démarrage TAC à l'arrêt	Prix d'offre démarrage + prix variable	
-5% Un de la consigne de tension HTA	Pas de rémunération explicite	Prise en compte comme un aléa de consommation pour les RE ayant des sites de consommation sur les niveaux de tension HTA et inférieures
Télédélestage ou délestage de puissance		Prise en compte comme un aléa de consommation pour la communauté des RE ayant des sites de consommation délestés*

** Pour les sites de consommation profilés, l'impact du délestage est réparti proportionnellement à l'activité des RE sur ces sites par l'intermédiaire du coefficient de calage (<1)*

Ainsi les activations de mesures exceptionnelles telles qu'une baisse volontaire de 5% de la tension des réseaux de distribution (-5% Un) ou le délestage ne sont pas prises en compte explicitement dans le système de règlement des écarts.

4.2 Contexte de l'évolution

Dans sa délibération n°2017-155 du 22 juin 2017 portant orientations sur la feuille de route de l'équilibrage, la CRE demande à RTE de prendre en compte l'activation de mesures exceptionnelles dans le système de règlement des écarts.

Extraits de l'article 2.4.3 de la délibération n°2017-155

[…] En cas de délestage […] la CRE considère qu'il convient d'instruire le relèvement du PRE à un niveau que les travaux de RTE permettront de déterminer. D'autre part, la CRE considère qu'une méthodologie devra être développée afin que les calculs des écarts tiennent compte des volumes délestés sur chaque périmètre.

La mise en place d'un système de règlement des écarts prenant en compte l'activation de mesures exceptionnelles par RTE sera instruite en 2017 et pourra intervenir en 2019.

[5] Le passage du PMA au PME pour la rémunération des moyens exceptionnels est traité dans la présente proposition d'évolution des règles au paragraphe 7.2

4.3 Analyse de RTE

4.3.1 Dimensionnement du prix de règlement des écarts

Hors situation de pénurie

Les mécanismes existants (matrice du prix de règlement des écarts (PRE), règlement des écarts du mécanisme de capacité (MKP)) permettent de renvoyer des signaux cohérents en dehors des situations de délestage.

Lorsque des moyens d'équilibrage sont activés, les signaux renvoyés permettent une juste rémunération de l'ensemble des capacités activées. Par ailleurs, le passage au prix marginal pour la rémunération des offres d'ajustement standard et le passage à la préséance économique pour l'aFRR contribueront également à cette juste rémunération. Les coûts relatifs à ces actions d'équilibrage sont renvoyés aux RE en déséquilibres sur les pas de temps sur lesquels les actions d'équilibrage sont réalisées.

Le dimensionnement du système en capacité est assuré par le mécanisme de capacité. Celui-ci prévoit explicitement une rémunération pour la disponibilité des capacités et prévoit également l'existence de situations de pénurie (3h en espérance par an), en cohérence avec les orientations données par les pouvoirs publics.

En situation de pénurie

Pour les situations de pénurie, administrer un prix de règlement des écarts en y intégrant un premium conduit :

- à une rémunération supplémentaire des écarts positifs, qui :
    - aura in fine pour conséquence une rémunération « en plus » sur la période concernée (MKP + premium),
    - soit ne renvoie pas d'incitation au développement de capacité (si l'on considère que ce signal de court terme ne conduit pas à des investissements), soit renvoie un signal d'investissement supplémentaire au mécanisme de capacité et donc conduit à un surdimensionnement de capacité par rapport à celui fixé par les pouvoirs publics.
- à une pénalisation excessive des écarts négatifs alors même que les acteurs n'ont plus de possibilité pour se couvrir puisque il s'agit d'une situation de pénurie.

4.3.2 Calcul des écarts de RE en volume

Actuellement, le dispositif de calcul des écarts ne tient pas compte explicitement des volumes délestés pour connaitre la position des responsables d'équilibre lors des situations de délestage. Cependant, ces volumes délestés sont pris en compte de façon implicite. Lorsque les volumes sont délestés sur un périmètre de RE, l'attribution de ces volumes délestés est la suivante :

- lorsque ces volumes interviennent sur un RE « court » :
    - les volumes délestés réduisent l'écart négatif du RE ;

- ces volumes ne sont pas valorisés explicitement dans le cadre du processus de calcul des écarts, mais correspondent à une situation d'allocation pertinente : le rationnement est réalisé sur les sites des RE qui génèrent la situation de pénurie. Le RE subit directement le préjudice lié à la pénurie qu'il génère,

- lorsque ces volumes interviennent sur un RE équilibré ou un RE « long », alors :
  - les volumes délestés sur son périmètre viennent augmenter l'écart positif du RE,
  - ces volumes sont alors valorisés au prix de règlement des écarts sur la période. Le RE est donc indemnisé au prix de règlement des écarts pour les volumes délestés au sein de son périmètre alors qu'il n'était pas contributeur de la pénurie.

La prise en compte implicite des volumes délestés conduit, après le processus de règlement des écarts, à ce que :

- les RE « courts » soient les RE pour lesquels le délestage au sein de leur périmètre ne couvre pas le volume en écart négatif auquel ils auraient été. Ils sont soumis au prix de règlement des écarts sur ce volume résiduel ;

- les RE « longs » soient les RE qui ont contribué à maintenir l'équilibre du système électrique (soit par une participation plus importante au délestage, soit parce que ces RE étaient initialement long). Ces volumes sont rémunérés au prix de règlement des écarts et peuvent permettre au RE de mettre en place, s'ils le souhaitent, une compensation les sites délestés au sein de leur périmètre.

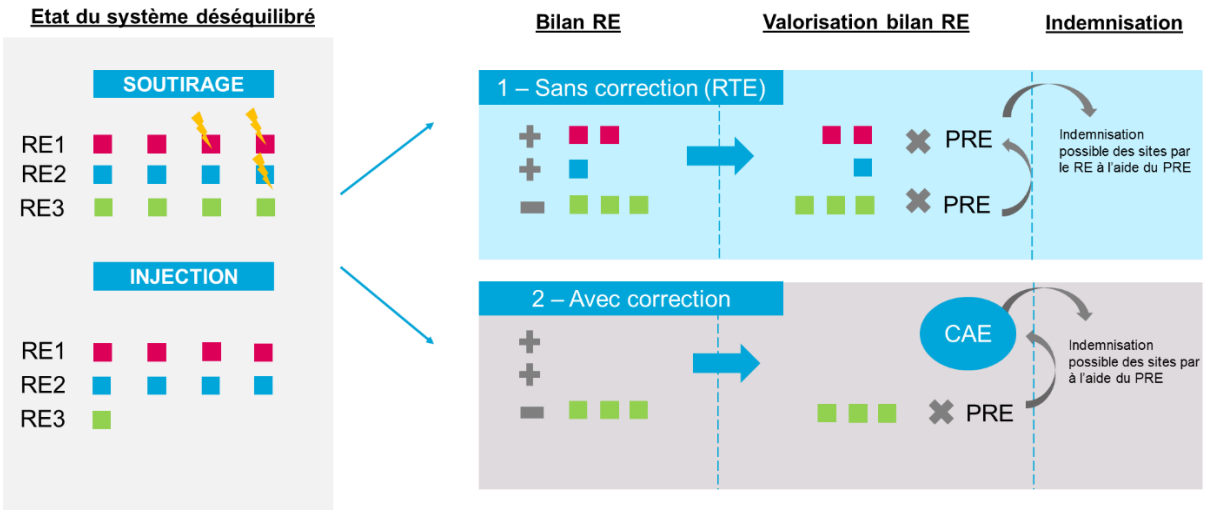


Figure 1 : Illustration de la proposition de RTE

Par ailleurs, cette prise en compte implicite permet d'obtenir un bilan physique nul pour le calcul des bilans des responsables d'équilibre. En effet, le bilan global correspond au bilan du système électrique équilibré après délestage. Ce fonctionnement conduit donc également à un bilan financier équilibré pour le compte ajustement écart.

Une prise en compte explicite des volumes délestés requerrait :

- de définir une méthode de calcul des volumes délestés par responsable d'équilibre, ce qui semble difficilement atteignable à court terme et nécessiterait dans tous les cas le recours à des hypothèses fortes pour l'ensemble des sites dont la consommation est profilée (notamment que la répartition du délestage est proportionnelle à l'activité des RE) ;
- de définir l'allocation de la rente qui serait générée sur le compte ajustement-écart : la prise en compte explicite conduirait en effet à un bilan physique négatif pour le système électrique sur les pas de temps pour lesquels des actions de délestage ont été réalisées. Cette situation conduirait à la facturation d'écarts négatifs n'ayant pas d'actions valorisées à mettre en regard.

RTE considère qu'une prise en compte explicite des volumes délestés :

- conduirait à une complexification du dispositif actuel ;
- n'améliorerait pas les incitations et allocation du système d'intégration implicite actuel.

4.4 Proposition de RTE

En situation de recours au délestage ou à une baisse volontaire de 5% de la tension des réseaux de distribution (-5%Un), le PRE doit refléter le prix de l'énergie le plus proche des capacités activées.

RTE propose de :

1. Maintenir une prise en compte implicite des volumes délestés dans le calcul des écarts de RE,
2. Ne pas mettre en place un premium (VOLL) pour le PRE compte-tenu
    a. du cadre législatif actuel : le mécanisme de capacité est l'outil qui permet un dimensionnement du système en cohérence avec le dimensionnement souhaité par les pouvoirs publics ;
    b. de l'impossibilité de connaitre précisément ce qu'aurait été la position des acteurs sans le délestage. Une méthode approximative aurait des conséquences financières très importantes pour les acteurs concernés.
3. Définir un prix plancher pour le PREN égal à Max(SPOT ; Prix de la première offre MA à la hausse). Cela est utile notamment lorsque la tendance est baissière suite au délestage (cas 3) ;
4. Administrer la tendance à la hausse dès qu'il y aura recours à une baisse volontaire de 5% de la tension des réseaux de distribution (-5% Un) ou un délestage pour cause EOD.

5 OPERATEUR UNIQUE EN INTERFACE AVEC RTE POUR LA VALORISATION DES FLEXIBILITES D'UN SITE

5.1 Introduction

Dans sa délibération n°2017-155 du 22 juin 2017 portant orientations sur la feuille de route de l'équilibrage, la CRE indique que :

> ***Extrait de la délibération n°2017-155 de la CRE***
> […] la proposition de RTE en l'état ne permet pas à une même flexibilité d'être valorisée par plusieurs opérateurs distincts pour des services différents, et ce même dans les cas où des solutions techniques satisfaisantes existent pour dissocier leurs actions. Pourtant, cette possibilité de multi-opérateurs est souhaitable, puisqu'elle favorise la concurrence entre opérateurs de flexibilité et assure une participation la plus large possible des flexibilités aux différents services d'équilibrage. A ce stade, la CRE n'est donc pas favorable à la proposition de RTE […].

Suite à la délibération de la CRE, RTE a étudié en concertation avec les acteurs la possibilité de multi-opérateur en interface avec RTE sur un même site et ce indépendamment de la question du périmètre unique de flexibilité par acteur.

On entend par « opérateur unique en interface avec RTE » le fait qu'un site est rattaché à un seul opérateur pour l'ensemble des mécanismes auxquels il participe pour une période donnée. Cependant, au-delà du contrat entre RTE et l'acteur, il est possible pour ce dernier de contractualiser des prestations de service auprès d'un autre acteur.

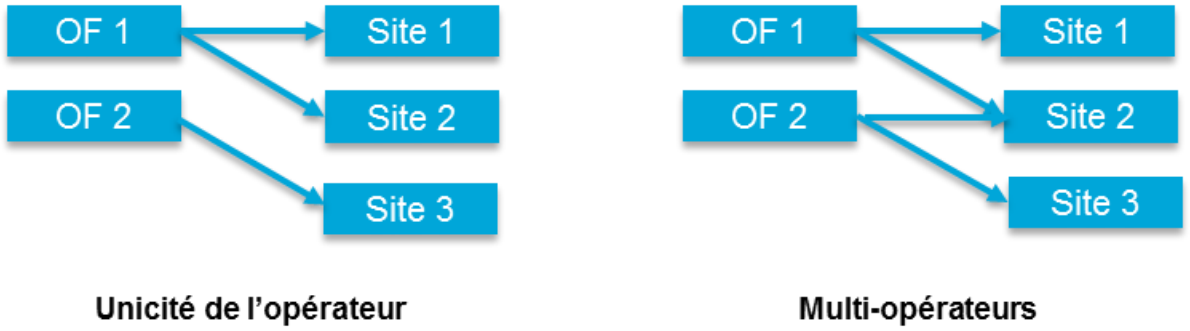


Figure 2 : Illustration de la différence entre un opérateur unique par site et un multi-opérateur par site

5.2 Contexte

5.2.1 Les cas de multi-opérateurs autorisés dans les règles en vigueur

Les règles MA-RE en vigueur autorisent un site à appartenir à plusieurs périmètres d'acteurs selon les règles explicitées ci-dessous :



Figure 3 : Possibilité pour les sites d'appartenir à des opérateurs différents

Actuellement, le multi-opérateur est autorisé dans 3 cas qui sont détaillés dans les tableaux ci-dessous.

Possibilité d'appartenance à des périmètres d'acteurs différents			
Dispositif 1 / Dispositif 2	**MA**	**NEBEF**	**SSY**
MA	**Non**, il n'est pas possible qu'un site appartienne au périmètre de deux acteurs d'ajustements différents (cf. 4.2.2.2.1 de la Section 1 des règles MA-RE)	**Non**, il n'est pas possible qu'un site appartienne au périmètre d'un acteur d'ajustement et d'un opérateur d'effacement différent (cf. 4.2.2.2.2 pour de la Section 1 des règles MA-RE et 6.3.3.5 des règles NEBEF)	**Oui**, il est possible qu'un site appartienne au périmètre d'un responsable de réserve et d'un acteur d'ajustement différents.
NEBEF		**Oui**, il est possible qu'un site appartienne au périmètre de deux opérateurs d'effacements différents (cf. 6.3.3.4 des règles NEBEF).	**Oui**, il est possible qu'un site appartienne au périmètre d'un responsable de réserve et d'un opérateur d'effacement différents.
SSY			**Non**, il n'est pas possible qu'un site appartienne au périmètre de deux responsables de réserve différents.

Traitement des activations simultanées			
Dispositif 1 / Dispositif 2	**MA**	**NEBEF**	**SSY**
MA	**Non**	**Non**	Prises en compte des SSY sur la base du déclaratif afin de calculer les volumes réalisés sur le MA.
NEBEF		Prise en compte exclusive de la NEBEF déclarée par l'opérateur d'effacement le plus ancien (cf. 7.2.2 des règles NEBEF)	Prises en compte des SSY sur la base du déclaratif afin de calculer les volumes réalisés sur NEBEF.
SSY			**Non**

5.2.2 Pas de situation de multi-opérateurs actuellement

Des situations où plusieurs opérateurs différents intervenaient sur un même site ont eu lieu par le passé. Cependant, à ce jour, il n'existe pas de situation où un site appartient à plusieurs opérateurs différents.

5.3 Problématiques rencontrées dans le cadre actuel

5.3.1 Coordination des différents opérateurs sur un même site

RTE constate que :

- la coordination de plusieurs opérateurs sur un même site est complexe ;
- les opérateurs agissant sur un même site ne se coordonnent pas naturellement ;
- pour les situations « multi opérateurs » ayant existé, la possibilité pour chaque opérateur de contractualiser directement avec RTE a conduit à une absence de coordination entre les opérateurs agissant sur le site. A titre d'illustration :
    - lors de la concertation sur l'appel d'offre RR/RC, des opérateurs ont indiqué que la coordination des opérations n'est pas possible et ont demandé à RTE d'intégrer au contrat RR/RC des éléments qui auraient pu être traités dans des contrats entre opérateurs et sites ;
    - des demandes de clarification du contrôle du réalisé du mécanisme d'ajustement ont été formulées sur des situations de multi-opérateurs, montrant qu'un opérateur n'avait pas connaissance de l'activité d'un autre opérateur au même périmètre.

5.3.2 Répartition des volumes pour les multi-opérateurs

En cas de multi-opérateurs, la répartition des volumes par opérateur et par mécanisme ne permet pas à RTE de répondre de manière satisfaisante aux questions des clients sur les volumes réalisés.

En effet, dans le cadre actuel, les contrôles sur les services systèmes et sur les mécanismes d'ajustement et de NEBEF sont sensiblement indépendants et peuvent s'apparenter à deux systèmes de mesures différents. D'une part, le contrôle des services système est réalisé à partir de données au pas 10s, relativement insensibles aux effacements sur les mécanismes MA et NEBEF. D'autre part, le contrôle des effacements sur les mécanismes MA et NEBEF est faiblement dépendant de l'activité sur les services système.

Cependant, RTE doit délivrer à l'opérateur MA les informations concernant les volumes réalisés sur les SSY par un autre opérateur, ce qui conduit à transmettre des informations commercialement sensibles sur les effacements réalisés et/ou la programmation en service système.

5.4 Analyse de RTE

5.4.1 Coordination des différents opérateurs sur un même site

La valorisation d'un site par deux opérateurs requiert une coordination forte (soit directement entre opérateurs soit via le site) pour (i) délivrer le bon volume global sur un pas de temps donné et (ii) garantir le bon fonctionnement du système électrique.

Or, la coordination des actions des différents opérateurs avec le site ou les regroupements de sites relève de la responsabilité des opérateurs, traitée par des contrats privés entre les sites et les opérateurs.

Il est possible pour un opérateur de déclarer des NEBEF en infrajournalier avec un préavis de 1h avant le temps réel. Dans le cas où la NEBEF est refusée, cette possibilité conduit à ce que l'opérateur concerné ne puisse rééquilibrer ses positions, ce qui a des conséquences sur le système électrique.

Les dispositions qui permettent actuellement le multi-opérateur ont montré que la coordination entre les opérateurs agissant sur un même site n'est pas réalisée.

En conséquence, RTE considère que (i) la coordination est indispensable et que (ii) le schéma contractuel actuel doit évoluer pour garantir la fiabilité des capacités flexibles proposées sur le système électrique.

5.4.2 Répartition des volumes pour les multi-opérateurs

Il n'est techniquement pas possible de distinguer les volumes réalisés par plusieurs opérateurs différents sur une même plage temporelle à l'aide d'une même mesure, ou d'une même donnée de comptage.

Les méthodes arbitraires d'affectation des volumes ne permettent pas de (i) garantir l'indépendance de l'activité d'un opérateur vis-à-vis des autres opérateurs actifs sur un même site sur une même plage temporelle et (ii) s'adapter à la multitude des situations possibles.

Avec les évolutions du règlement (UE) 2017/2195 de la commission du 23/11/2017 concernant une ligne directrice sur l'équilibrage du système électrique, en particulier l'activation suivant la préséance économique de l'aFRR et la réduction de la durée des ajustements unitaires (15 minutes), les contrôles sur les services systèmes et le mécanisme d'ajustement seront beaucoup moins indépendants. Cela impose de réinterroger la faisabilité de dissocier les volumes des mécanismes SSY et MA.

5.5 Proposition de RTE

RTE n'a pas identifié de proposition satisfaisante pour dissocier les actions de plusieurs opérateurs de flexibilité sur un même site et propose en conséquence de préciser dans les règles MA-RE que pour une période donnée, un site peut être activable par un seul opérateur de flexibilités contractualisant avec RTE (RR, mFRR, aFRR, FCR, produits spécifiques, NEBEF). Cette proposition maintien la possibilité pour un site de contractualiser avec plusieurs opérateurs de flexibilité, mais avec une seule personne morale qui a un contrat avec RTE pour le site en question.

Un site peut participer aux différents produits (NEBEF, RR, mFRR, aFRR, FCR, produits spécifiques) par l'intermédiaire de personnes morales distinctes si et seulement si ces dernières valorisent des sous-parties distinctes du site faisant l'objet d'un comptage distinct (service de décompte). En cas d'activations concomitantes, RTE est en mesure de distinguer les volumes réalisés pour le compte de chacun des acteurs.

Dans le cadre de cette évolution v8.4 des règles MA-RE, RTE a précisé la nécessité d'avoir un acteur d'ajustement identique au responsable de réserve. Le besoin d'avoir un acteur d'ajustement identique au responsable de programmation et à l'opérateur d'effacement étant déjà précisé, il est simplement été réitéré. Cette évolution des règles MA-RE ne traitera pas du besoin d'avoir un responsable de réserve identique à l'opérateur d'effacement, qui sera abordé par la prochaine évolution des règles NEBEF et SSY.

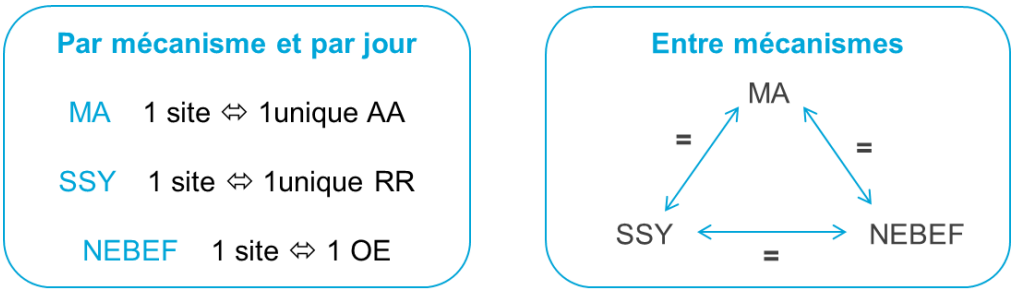


Figure 4 : Proposition de RTE pour la cible

6 SIMULTANEITE MA-NEBEF

6.1 Contexte de l'évolution

6.1.1 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 RE-MA v8.3 et NEBEF 3.1.

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



6.1.2 Principe de la simultanéité MA-NEBEF

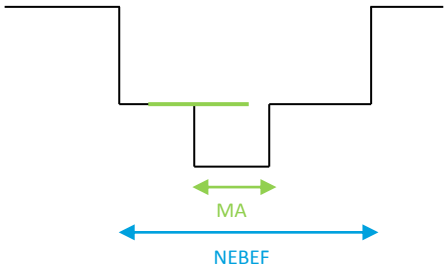
RTE propose que le principe de prise en compte de la simultanéité MA-NEBEF soit le suivant :

1. si il y a la possibilité d'avoir une référence pour le MA qui intègre l'action prise sur NEBEF, cette référence est utilisée pour effectuer le contrôle du réalisé du MA ;
2. dans le cas contraire, le contrôle du réalisé est effectué pour l'ensemble du volume avec l'unique référence disponible et le volume NEBEF déclaré est déduit du volume total sur la période d'activation simultanée.

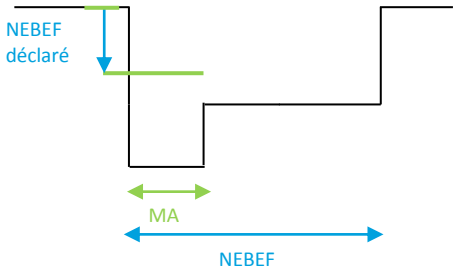
Selon la méthode de contrôle du réalisé choisie sur le MA, on se trouve dans la situation 1 ou 2 :

- **Méthode du rectangle simple** : il y a deux cas selon que la prise de référence pour le MA se situe :

Pendant la NEBEF : situation 1



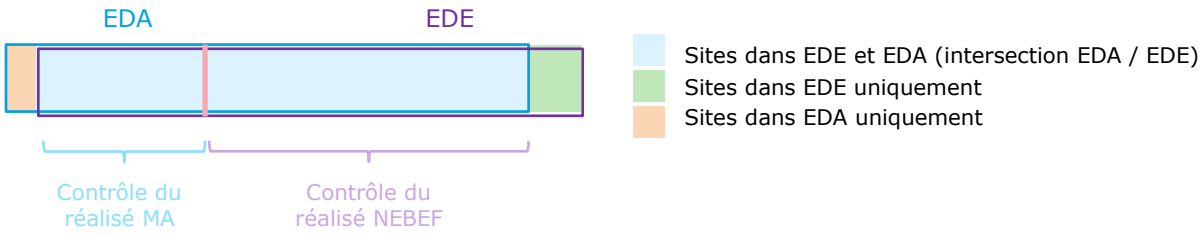
Avant la NEBEF : situation 2



- **Méthode par prévision** : il est précisé que les acteurs doivent envoyer leur prévision de consommation MA de laquelle ils ont déduit l'action de la NEBEF (situation 1) ;
- **Méthode par historique de consommation** : il n'y a pas de référence MA prenant en compte l'action de la NEBEF, donc la NEBEF déclarée est déduite de la courbe de référence historique (situation 2).

6.1.3 Cas 90% et 10%

Dans les règles v8.3, pour le cas où 90% des sites de l'EDA appartiennent également à une EDE, le contrôle du réalisé est effectué uniquement sur les sites appartenant à l'intersection EDA/EDE. Ces dispositions ramènent au cas où l'EDA et l'EDE sont strictement identiques, sur les sites de l'intersection. Pour les sites hors de l'intersection, le volume réalisé est nul.



Dans les règles v8.3, pour le cas où 10% des sites de l'EDA appartiennent également à une EDE, le contrôle du réalisé est effectué uniquement sur les sites hors de l'intersection. Pour les sites qui appartiennent à l'intersection, le volume réalisé est nul.

6.2 Proposition de RTE

6.2.1 Évolution de la structure des règles

Cette évolution concerne la structure des règles où sont évoqués les cas de simultanéité MA-NEBEF.

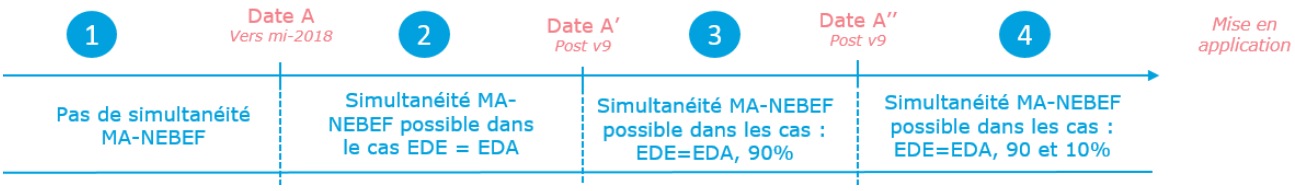
Le paragraphe 4.5.2.2.5 des règles v8.4 détaille le calcul de la courbe de référence pour les trois méthodes, dans le cas particulier où il y a simultanéité d'une offre d'ajustement activée sur le mécanisme d'ajustement et d'un programme d'effacement déclaré notifié sur le dispositif NEBEF. L'établissement de la courbe de référence pour les trois méthodes reprend les principes décrits dans le paragraphe 6.1.2 de ce rapport d'accompagnement.

Le paragraphe 4.5.2.3.2 des règles v8.4 détaille le calcul du volume réalisé dans le cas particulier où il y a simultanéité d'une offre d'ajustement activée sur le mécanisme d'ajustement et d'un programme d'effacement déclaré notifié sur le dispositif NEBEF. Sur le fond, seule l'introduction d'une date A'' pour le cas 10% est notable (détaillée au paragraphe 6.2.2 de ce rapport d'accompagnement) et sur la forme, le paragraphe a été organisé pour avoir une vision plus claire des différentes échéances.

6.2.2 Introduction d'une date A'' pour le cas 10%

L'évolution proposée concerne l'introduction d'une date A'' pour le cas de simultanéité 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 pour l'application des cas de simultanéité MA-NEBEF sont alors les suivantes :

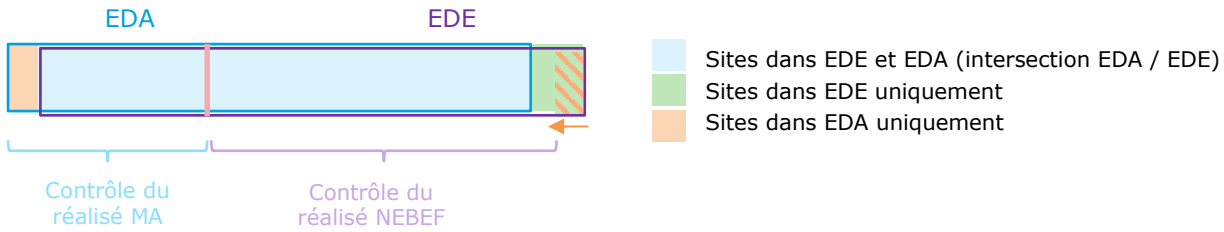


6.2.3 Évolution du cas 90%

L'évolution proposée sur le MA pour le cas où 90% des sites de l'EDA appartiennent également à une EDE permet d'effectuer le contrôle du réalisé du MA sur l'ensemble des sites de l'EDA, qu'ils appartiennent à l'intersection EDE/EDA ou à l'EDA uniquement.

Le contrôle du réalisé NEBEF permet de comptabiliser les effacements réalisés sur les sites de l'EDE, mais de ces sites sont déduits les effacements réalisés sur les sites MA hors intersection.

Le schéma ci-après permet de visualiser les sites qui sont pris en compte pour le contrôle du réalisé MA et NEBEF. Il est à comparer avec le schéma du paragraphe 6.1.3.



7 AUTRES EVOLUTIONS

7.1 Versement fournisseur

7.1.1 Contexte

L'article 4.5.2.1.2 de la section 1 des règles en vigueur prévoit que, « à défaut de transmission par le GRD à RTE des données dans le délai imparti, les courbes de charge des sites correspondants sont considérées comme égales à zéro (0) pour les pas 10 minutes considérés. » Dans cette situation, la méthode du rectangle simple conduit à calculer un volume réalisé nul. Ceci conduit à ce que RTE facture à l'acteur d'ajustement, en fin de M+1, un versement fournisseur égal à zéro. Ainsi, si l'acteur d'ajustement a procédé à des versements anticipés au cours du mois M en regard des volumes d'effacement activés, la facturation M+1 conduit à rembourser ces sommes à l'acteur d'ajustement alors même que le contrôle du réalisé n'a pas pu être effectué, mettant ainsi à mal le dispositif de sécurisation financière encadrant le processus de versement. Il faut ensuite attendre les échéances de régularisation en M+3/6/12 pour rétablir des flux financiers cohérents avec l'ajustement réalisé.

7.1.2 Proposition de RTE

RTE propose de faire évoluer les règles de sorte à :

- permettre à RTE de publier et de facturer, à l'acteur d'ajustement, en fin de M+1, un montant de versement basé sur les volumes d'ajustement estimés en lieu et place du versement basé sur le volume réalisé dès lors que RTE ne dispose pas de l'ensemble des données nécessaires au contrôle du réalisé (évolution de l'article 4.6.2.3.1.6 de la section 1 des règles). Dans ce cas, RTE s'engage à procéder aux régularisations nécessaires suite à réception des données de courbe de charge ;
- ne verser au fournisseur en M+2 que les montants effectivement collectés auprès de l'acteur d'ajustement avec la possibilité de procéder à des régularisations après réception des courbes de charge (évolution de l'article 4.6.2.3.1.7).

RTE visera à mettre en œuvre ces mêmes évolutions dans le cadre du dispositif NEBEF.

7.2 Rémunération des moyens non offerts

7.2.1 Contexte

L'utilisation de moyens non offerts conduit à une rémunération basée sur une valorisation spécifique ou à l'application de modalités spécifiques.

En particulier, lorsqu'une EDA est sollicitée bien qu'aucune offre n'ait été soumise pour cette EDA, ou lorsque RTE souhaite utiliser une offre déposée par une EDA en dehors de ses conditions d'utilisation, ou lorsque RTE sollicite des EDP non constitutives d'EDA conformément au paragraphe 4.4.2.4.3.5 de la section 1 des règles, le calcul de cette valorisation spécifique ou des modalités spécifiques fait intervenir le prix marginal d'ajustement (PMA).

Désormais, la nouvelle référence est le prix marginal d'équilibrage (PME) tel que défini dans le paragraphe 4.8.1.5 de la section 1 des règles. Par ailleurs, le PMA ne sera à terme plus calculé par les outils RTE.

7.2.2 Proposition de RTE

RTE propose de remplacer l'utilisation du PMA dans les calculs de valorisation ou de modalités liés aux moyens non offerts par le PME.

Pour rappel, le PME diffère du PMA par :

a) l'ajout pour le PME des éléments suivants dans le calcul du prix des énergies d'équilibrage utilisées pour le motif P=C :
   - Demandes d'énergie formulées par RTE à une liste de préséance économique commune / Énergie à activer par RTE à la suite de demandes d'activation émises par une liste de préséance économique commune (plateformes européennes) ;
   - Énergie de Réglage Secondaire fréquence/puissance ;
   - Énergie de Réglage Primaire de fréquence ;
   - Énergie transférée aux interconnexions grâce à la mise en place du solde des déséquilibres entre GRT (IGCC) ;
   - Écarts aux frontières.

b) une valeur de PME égale au prix de la première offre à la hausse (resp. à la baisse) qui aurait été appelée si aucune énergie d'équilibrage à la hausse (resp. à la baisse) n'a été utilisée pour le motif P=C sur un pas demi-horaire.

7.3 Seuil de participation au mécanisme d'ajustement

Les règles de participation imposent historiquement un seuil minimum de puissance de 10 MW pour proposer des offres sur le mécanisme d'ajustement. Ce seuil est déjà bas considérant la nature du mécanisme d'ajustement, dispositif permettant de sélectionner les offres les plus compétitives à proximité du temps réel pour assurer la sûreté de fonctionnement du système électrique, et qui nécessite une surveillance permanente.

Pour atteindre le seuil de 10 MW, les acteurs d'ajustement peuvent agréger des sites entre eux au sein d'une « entité d'ajustement » (EDA). De nombreux travaux ont été réalisés dans le cadre de la concertation sur les règles RE/MA pour permettre d'agréger entre eux des sites de natures différentes. Il est aujourd'hui possible d'agréger des sites raccordés sur des réseaux différents, des sites ayant des fournisseurs ou des RE différents. Ce principe d'agrégation large (le « multi-tout ») constitue la réponse de premier niveau apportée par RTE, dans le cadre des règles approuvées par la CRE et des politiques mises en place par le gouvernement pour faciliter l'utilisation du potentiel d'effacement. Ce programme n'a pas d'équivalent dans les autres pays européens, et a nécessité des adaptations constantes des systèmes d'information. Il a effectivement contribué au développement de la concurrence sur le segment de l'effacement de consommation.

Depuis plusieurs années, certains acteurs de marchés ont demandé une évolution du seuil de participation à la baisse pour faciliter l'entrée sur le mécanisme d'ajustement.

En 2015, après avoir informatisé la transmission des ordres (outil TAO), RTE a partiellement ouvert l'accès au mécanisme d'ajustement aux EDA de moins de 10 MW en permettant aux opérateurs de disposer de 10 EDA ayant l'autorisation de faire des offres de moins de 10 MW sur le MA. L'autorisation est délivrée sur la base de la règle du « premier arrivé, premier servi ». Le système est arrivé à saturation en 2017.

Lors de la dernière consultation sur l'évolution des règles MA/RE, qui s'est tenue du 8 au 29 septembre 2017, RTE n'a pas proposé d'évolution pour les modalités permettant de faire des offres de moins de 10 MW.

Dans leurs réponses à la consultation, BHC, Energy Pool et Eqinov ont demandé une évolution des règles afin de permettre aux opérateurs de disposer de davantage d'EDA de moins de 10 MW.

RTE a pris en compte les demandes d'évolution formulées par les opérateurs et a saisi la CRE le 26 octobre d'un projet d'évolution des règles MA/RE. La proposition de RTE était la suivante :

- les acteurs d'ajustement peuvent « construire » autant d'EDA de moins de 10 MW qu'ils le souhaitent ;
- pour une journée donnée, ils ne peuvent proposer des offres qu'avec une unique EDA,
- les offres proposées avec l'EDA choisie doivent avoir des caractéristiques techniques standardisées compatibles avec une gestion avec les outils du système d'information actuels.

Lors de la table ronde du 6 décembre 2017, RTE a indiqué, suite à un complément d'instruction, être prêt à accepter deux offres de moins de 10 MW, dans le cadre de processus opérationnels très dégradés. Dans sa délibération du 14 décembre 2017, la CRE a demandé « de porter à deux le nombre d'offres d'ajustement de puissance inférieure à 10 MW qui peuvent être déposées quotidiennement par un acteur ».

7.3.1 Évolution à court terme

La transcription de la délibération de la CRE dans les règles MA/RE a conduit à une formulation ambiguë et non conforme à l'esprit de la proposition de RTE et de la délibération de la CRE. Une rectification a été apportée dans le texte des règles pour préciser que, pour une journée J, deux EDA peuvent formuler autant d'offres à la hausse que l'acteur d'ajustement le souhaite.

7.3.2 Évolution à moyen terme

Pour gérer opérationnellement les EDA de moins de 10 MW sans imposer de contraintes sur celles-ci (en nombre ou sur les caractéristiques techniques des offres d'ajustement), il est nécessaire de faire évoluer profondément le système d'information pour aider les opérateurs temps réel à classer les multiples offres d'ajustement, et donc respecter les règles de préséance économique imposée par le Code de l'énergie (règle qui permet également à RTE de réaliser l'équilibrage à moindre coût).

Dans un contexte de profonde transformation des processus d'équilibrage lié à la déclinaison du code *Electricity Balancing* et donc de profondes transformation des systèmes d'information, RTE a prévu d'intégrer, à l'horizon de la mise en place de TERRE, une optimisation des EDA de moins de 10 MW ayant des caractéristiques hétérogènes. Dans l'attente, une évolution n'est pas possible sans dégrader significativement la capacité de RTE à gérer la préséance économique.

La solution proposée à l'issue de la délibération de la CRE du 14 décembre permet ainsi en pratique d'augmenter le nombre de « petites EDA », au prix d'une standardisation des offres associées (la standardisation constitue de manière générale un horizon dans la gestion des mécanismes d'ajustement, comme le rappelle la délibération de la CRE du 22 juin 2017).

A ce stade, il n'apparaît pas possible de mener de front l'ensemble des évolutions requises par la mise en œuvre du règlement européen sur l'équilibrage d'une part, et la mise en place d'évolutions spécifiques pour le traitement automatisé d'offres d'ajustement de faible taille et de caractéristiques

hétérogènes. RTE demeurera à l’écoute des opérateurs d’effacement concernés pour traiter au mieux les conséquences de la mise en œuvre du dispositif prévu à l’article L. 271-4 du code de l’énergie, et qui vient faire l’objet d’une décision d’approbation de la Commission européenne au titre du contrôle des aides d’Etat. Les éventuelles opportunités résultant de la vie des projets pourront être mises à profit, si elles existent, pour réaliser des avancées dans ce domaine.

8 ANNEXE 1 – TABLEAU RECAPITULATIF DES EVOLUTIONS ET DES DATES DE MISE EN ŒUVRE

Section	Evolution	Date	Commentaires
Mise en œuvre au 1er juillet 2018			
1	Opérateur unique en interface avec RTE pour la valorisation des flexibilités d'un site	1er juillet 2018	
1	Versement fournisseur		
1	Prise en compte de l'activation de mesures exceptionnelles dans le CAE		
1	Rémunération des moyens non offerts		
Mise en œuvre à une date différente du 1er juillet 2018			
1	Simultanéité d'une offre d'ajustement activée sur MA/NEBEF Dates A et A' héritées de la précédente version v8.1	Date A, A' et A''	date A (vers mi-2018) date A' (S1 2019) date A'' (S2 2019)
1	Programmation des capacités de production RPD Installations ne participant pas au MA	Date D (section 1)	S2 2018
1	Méthodes de contrôle du réalisé (prévision et historique) pour les EDA soutirage profilées	Date E (section 1)	mi 2018
1	Activation automatique d'offres d'ajustement pour le traitement des contraintes réseau - publication aux RE	Date F (section 1)	fin T2 2018
1	Le RP précise à RTE la résolution de son Programme d'appel	Date X (section 1)	S2 2018
1	En l'absence de précision avant la date Y pour une EDP, la résolution du PA est établie à 30 minutes	Date Y (section 1)	S2 2018
2	Suspension du contrat d'un RE *Date héritée des règles v8.2*	Date D (section 2)	S2 2018
2	Dispositif de programmation des échanges de blocs *Date héritée des règles v8.2*	Date E (section 2)	T2 2018
2	Publication des données RPD à la maille nationale	Date F (section 2)	mars-18