Le réseau de transport d'électricité

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

Rapport d'accompagnement à la consultation

08 septembre 2017

Table des matières

1 Exposé des motifs 4

2 Evolution de la Programmation 6

2.1 Introduction 6

2.2 Programmation des installations de production RPD 6

2.2.1 Contexte 6

2.2.2 Programmation des Capacités RPD ne participant pas au MA 7

2.2.3 Programmation des Capacités RPD participant au MA 8

2.2.4 Synthèse 9

2.3 Evolution de la programmation des actifs RPT et RPD participant au MA 9

2.3.1 Evolutions fonctionnelles 9

2.3.2 Evolutions techniques relatives aux Programmes d'Appel 12

3 Favorisation de la participation des Effacements 13

3.1 Versement dérogatoire (décret Taux) 13

3.1.1 Contexte 13

3.1.2 Lien avec les règles NEBEF 13

3.1.3 Evolutions des règles MA-RE 14

3.2 Méthodes complémentaires de Contrôle du Réalisé 15

3.2.1 Contexte 15

3.2.2 Méthode par prévision 15

3.2.3 Méthode par historique 17

4 Activation automatique d'offres d'ajustement pour le traitement des contraintes du réseau 19

4.1 Contexte 19

4.2 Evolution des règles 22

4.2.1 Elargissement à l'ensemble des EDA de la possibilité de limitation automatique d'injection ou du soutirage en cas d'indisponibilité du réseau public de transport hors réseau d'évacuation 22

4.2.2 Conclusion d'une convention technique encadrant le fonctionnement des automates réseau 22

4.2.3 Publication de données au responsable d'équilibre par EDA 25

4.3 Cas d'usage : recours à la flexibilité des producteurs HTA dans le cadre des S3REnR 25

5 Finalisation des travaux relatifs à la sécurisation financière du dispositif de responsable d'équilibre 30

5.1 Exposé des motifs – introduction 30

5.2 Abaissement de la notation des garants 31

5.2.1 Situation actuelle 31

5.2.2 Proposition RTE 31

5.3 Evolution de la grille de Sécurisation Financière 31

5.3.1 Situation actuelle 31

5.3.2 Proposition RTE 32

5.4 Estimation de l'encours RPD 33

5.4.1 Situation actuelle 33

5.4.2 Proposition RTE 34

5.5 Ajout d'une clause de résiliation par RTE 34

5.5.1 Situation actuelle 34

5.5.2 Proposition RTE 35

6 Mise en place d'une nouvelle option de secours entre GRT : aFRR assistance 36

6.1 Contexte du projet aFRR assistance 36

6.2 Principes de fonctionnement de l'aFRR assistance 36

6.3 Sollicitation 36

6.3.1 Sollicitation par RTE 37

6.3.2 Réponse aux sollicitations des autres GRT 37

6.4 Principes de règlement financier 37

7 Autres évolutions relatives au mécanisme d'ajustement 38

7.1 Correction de la formule du PRE (cas k<0) 38
7.1.1 Contexte et problématique *38*
7.1.2 Propositions de correction de la formule du PRE *39*
7.2 Définition des modalités de modification du prix d'une offre activée 41
7.3 Harmonisation du format de saisie du DNA pour les offres explicites 41
1.1 EDA constituées de plusieurs EDP sur le RPT 42
8 Autres évolutions relatives au mécanisme RE 42
8.1 Révision de la clause de résiliation 42
8.2 Intégration des flux financiers relatifs aux écarts d'arrondi dans le CAE 43
8.3 Correction du Résidu financier national 43
8.4 Publication des données RPD à la maille nationale 43
8.5 Diminution des délais de publication des courbes de charges RPD 43
9 Annexe 1 – Tableau récapitulatif des évolutions et des dates de mise en œuvre 45

1 EXPOSE DES MOTIFS

La mise en œuvre de la plateforme issue du projet TERRE (Trans European Replacement Reserves Exchange), première étape de déclinaison des modalités prévues par le règlement européen Electricity Balancing relatives au partage de produits standard d'équilibrage, impactera fortement le mécanisme d'ajustement. Afin de prendre en compte ces changements, une évolution majeure des règles MA-RE est prévue. Le groupe de travail (« GT ») « Evolutions des règles MA-RE » de la Commission accès au marché (« CAM ») du CURTE a lancé depuis le 3 Octobre 2016 des réunions d'échange avec les acteurs de marché sur ces évolutions. Cependant, la mise en œuvre de TERRE (« Go-Live ») ayant subi des décalages (lancement prévu pour mi 2019), l'entrée en vigueur des règles MA-RE liées à TERRE n'est pas attendue avant mi 2018.

Dans le même temps, (i) la déclinaison de l'article L. 271-3 issu de la loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relatif notamment à la valorisation des effacements de consommation d'électricité conduisant à des économies d'énergie significatives, (ii) l'ordonnance n°2016-1059 du 3 août 2016 relative à la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables (art 12 et 13) et (iii) le besoin de clarification du cadre contractuel et économique des activations automatiques d'offres d'ajustement pour cause réseau requièrent une adaptation anticipée des règles MA-RE avant l'entrée en vigueur des règles liées à TERRE. De plus, afin d'alléger la version conséquente des règles liées au lancement de TERRE, d'autres évolutions dont l'instruction est finalisée peuvent faire l'objet d'une évolution des règles MA-RE dès janvier 2018.

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

- Evolution du dispositif de programmation en incluant la programmation des actifs raccordés au RPD non marginaux conformément à la déclinaison de l'ordonnance n°2016-1059
- Favorisation de la participation des effacements *via* la déclinaison de l'article L. 271-3 (en lien avec les règles NEBEF) et en faisant évoluer les méthodes de contrôle du réalisé
- Définition d'un cadre contractuel et économique pour l'activation automatique d'offres d'ajustement pour le traitement des congestions réseau
- Evolution des modalités relatives à la sécurisation financière du dispositif de responsable d'équilibre
- Ajout d'un nouveau dispositif d'assistance inter-GRTs : aFRR Assistance

D'autres évolutions plus mineures des règles ont été ajoutées dont les contours sont présentés aux chapitres 7 pour les évolutions relatives au mécanisme d'ajustement et 8 pour les évolutions relatives au dispositif RE.

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

Afin de partager l'instruction de ces sujets, RTE a relancé la concertation au sein du groupe de travail (« GT ») « Evolutions des règles MA-RE » de la Commission accès au marché (« CAM ») du CURTE dès le 3 Mai 2017 et s'est également appuyé sur les travaux menés au sein du GT « NEBEF » en ce qui concerne les évolutions liées à la valorisation des effacements de consommation. Les présentations faites dans le cadre de ces GT sont disponibles sur le site du CURTE[1]. Du 12 au 30 mai 2017, un appel à contributions a été proposé aux acteurs de marché afin qu'ils puissent s'exprimer sur les axes de travail susmentionnés.

L'ADEeF, la CNR, DIRECT ENERGIE, EDF, ENERGYPOOL, EQUINOV, MARKENER et VOLTALIS ont répondu à l'appel à contributions.

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

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

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

2 EVOLUTION DE LA PROGRAMMATION

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 permet en effet de suivre en continu les capacités à disposition de RTE pour l'équilibrage du système électrique, d'évaluer précisément à chaque pas de temps les besoins d'ajustement du système électrique français, mais aussi de garantir la gestion des flux sur le réseau électrique français.

Pour maintenir une vision suffisamment fine des besoins du système, RTE propose :

- (i) l'extension du dispositif de programmation aux capacités raccordées à un réseau public de distribution (RPD) en déclinaison de l'ordonnance n°2016-1059 du 3 août 2016 relative à la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables.
- (ii) une évolution de la programmation des actifs RPT et RPD participant au MA permettant notamment d'affiner la précision de la programmation mais également de préparer la mise en œuvre du règlement européen « Electricity Balancing » ;

La première évolution sera introduite dans la version 8.3 des règles MA-RE faisant l'objet de ce document tandis que la seconde évolution est prévue pour la version 9 des règles MA-RE conformément à la délibération de la CRE du 22 juin 2017 portant orientations sur la feuille de route de l'équilibrage du système électrique français.

Ces propositions d'évolutions sont présentées en cohérence avec les évolutions techniques envisagées par RTE et qui sont décrites au paragraphe 2.3.2.

2.2 Programmation des installations de production RPD

2.2.1 Contexte

L'ordonnance 2016-1059 du 3 août 2016[2] prise en application de l'article 119 de la loi relative à la transition énergétique et la croissance verte instaure des mesures permettant une meilleure intégration des énergies renouvelables au système électrique. Elle étend l'obligation de programmation actuellement en vigueur aux installations de production raccordées à un réseau public de distribution dont la puissance n'est pas marginale. Elle prévoit notamment au sein des articles L. 321-9 et L. 322-9 les mesures suivantes :

- i) établissement par le producteur d'un programme d'appel pour chacune de ses installations raccordées au RPD et dont la puissance n'est pas marginale ;
- ii) transmission directe de ces programmes d'appel à RTE et au GRD lorsque ces installations participent au MA ou transmission au GRD de raccordement lorsque ces installations ne participent pas au MA ;
- iii) agrégation des programmes d'appel reçus des producteurs par le GRD et transmission au GRT sous la forme d'un programme d'appel agrégé.

[2] Ordonnance 2016-1059 du 3 août 2016 relative à la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables et visant à adapter certaines dispositions relatives aux réseaux d'électricité et de gaz et aux énergies renouvelables

La partie « programmation » des règles MA doit évoluer afin de décliner les mesures prévues par cette ordonnance et notamment préciser les termes suivants : (i) puissance marginale, (ii) maille d'agrégation », (iii) définition du programme d'appel agrégé, et (iv) modalités de transmission du programme d'appel agrégé par les GRD à RTE.

2.2.2 Programmation des Capacités RPD ne participant pas au MA

2.2.2.1 Définition de la « Puissance Marginale » ($P_{marginale}$)

L'ordonnance du 3 août 2016 précise que la notion de puissance marginale est fixée par « arrêté du ministre chargé de l'énergie ». En l'absence de nouvel arrêté pris par le ministre et à l'entrée en vigueur des nouvelles dispositions relatives à la programmation des capacités raccordées à un RPD, l'article 17 de l'arrêté de raccordement de 2008 continue à être la base légale de la définition de « puissance marginale » :

Extrait de l'article 17 de l'arrêté de raccordement de 2008 :

*Il est considéré que la puissance P_{max} d'une installation de production **n'est pas marginale** si l'une au moins des conditions ci-après est remplie :*

- *l'installation de production est raccordée au réseau public de distribution d'électricité par un départ HTA direct depuis le poste source et sa puissance P_{max} atteint **au moins 25 % de la puissance nominale du transformateur HTB/HTA** auquel il est prévu de relier le départ HTA précité ;*
- *l'installation de production est raccordée au réseau public de distribution d'électricité par un départ HTA desservant d'autres utilisateurs et sa puissance P_{max} atteint **au moins 25 % de la puissance de la charge moyenne de ce départ HTA**, cette charge moyenne étant calculée a partir du constat effectue sur les trois années précédant celle de la demande du raccordement de l'installation de production ;*
- *la puissance P_{max} est **supérieure ou égale à 5 MW.***

A la cible, RTE envisage d'abaisser ce seuil à 1 MW. L'abaissement du seuil sera discuté dans le cadre des échanges relatifs à la déclinaison du règlement européen SOGL (Système Operation GuideLine).

2.2.2.2 Définition de la « Maille d'agrégation »

RTE propose la maille d'agrégation suivante :

- par filière (en différenciant Photovoltaïque, Eolien, Hydraulique d'une catégorie « autres ») ;
- et par transformateur HTA/HTB d'un poste source.

2.2.2.3 Définition de programme d'appel agrégé

Conformément à l'article L 322-9, le programme d'appel agrégé est établi par le GRD de raccordement à partir des programmes d'appel reçus des producteurs et des informations dont il dispose.

En déclinaison de l'article L 322-9, le projet de règles prévoit que le programme d'appel agrégé soit constitué par le GRD en sommant les trois termes suivants :

- (i) les programmes d'appel transmis par les producteurs ;

- (ii) les prévisions de production réalisées par le GRD à partir des informations que leur fournissent les producteurs pour leurs installations marginales ou non marginales ne transmettant pas de programme d'appel au GRD (transmission d'un programme de fonctionnement) ;
- (iii) les prévisions de production réalisées par le GRD pour les autres installations marginales ou non marginales ne transmettant aucune information au GRD.

Ces modalités permettent ainsi à RTE d'avoir une vision des quantités prévisionnelles d'électricité injectées par poste source, grâce aux prévisions de production des producteurs complétées par celles effectuées par le GRD. Une illustration est donnée en synthèse au paragraphe 2.2.4.

2.2.2.4 Modalités de transmission du programme d'appel agrégé

RTE propose d'appliquer, pour l'envoi des programmes d'appel agrégés, le même processus que celui en vigueur pour les producteurs RPT et les producteurs RPD participant au MA en formulant des offres sous forme implicite (ie : une première déclaration obligatoire à 16h30 J-1 puis une redéclaration en IJ à chaque guichet horaire).

Conformément aux modalités en vigueur sur le RPT, la redéclaration à chaque guichet infrajournalier horaire n'est pas obligatoire pour les producteurs raccordés à un RPD, en revanche RTE demande aux GRD transmettre au sein d'un programme d'appel agrégé toute évolution (i) des programmes d'appel transmis par les producteurs en infrajournalier ou (ii) de leurs prévisions de production infrajournalières. Compte-tenu de l'évolution de l'erreur de prévision éolienne notamment, les mises à jour en infrajournalier sont nécessaires pour permettre d'avoir une meilleure vision des flux sur le réseau mais également de l'équilibre offre-demande national.

Concernant les modalités techniques d'échange, ce sujet n'a pas encore été abordé à ce jour avec les GRD. RTE transmettra une proposition de guide d'implémentation des échanges courant 2018.

2.2.3 Programmation des Capacités RPD participant au MA

L'ordonnance du 3 aout 2016 prévoit que les installations raccordées au RPD participant au MA doivent transmettre directement leur programme d'appel à RTE.

C'est déjà le cas actuellement pour les installations raccordées au RPD soumettant des offres sous forme implicite sur le MA, conformément aux règles MA-RE en vigueur.

Désormais, pour l'ensemble des EDA Injection raccordées au RPD, la programmation devient obligatoire. Cette programmation est réalisée par Entité de Programmation (EDP).

RTE propose d'accompagner ce changement (transmission d'un programme d'appel pour les installations raccordées au RPD participant au MA actuellement en explicite) par la transmission d'offres en implicite.

A la date d'entrée en vigueur de cette disposition (prévue au 1er janvier 2018) et jusqu'en 2020, pour permettre aux acteurs ayant des contraintes techniques notamment en matière d'évolution de leur système d'information, RTE propose les deux options suivantes :

- **Option 1 - Cas nominal :** pour les installations raccordées participant au MA, les acteurs envoient des programmes d'appel et soumettent des offres spécifiques **en implicite uniquement** (avant l'arrivée de la plateforme issue du projet TERRE).

- **Option 2 - Cas dérogatoire :** pour les acteurs ne pouvant générer d'offres implicites, les acteurs n'envoient pas de programme d'appel à RTE et soumettent des offres spécifiques en explicite à RTE.

2.2.4 Synthèse

La déclinaison de l'ordonnance relative à l'élargissement de l'obligation de programmation actuellement en vigueur aux installations de production raccordées à un réseau public de distribution dont la puissance n'est pas marginale est donnée en synthèse dans l'illustration suivante :

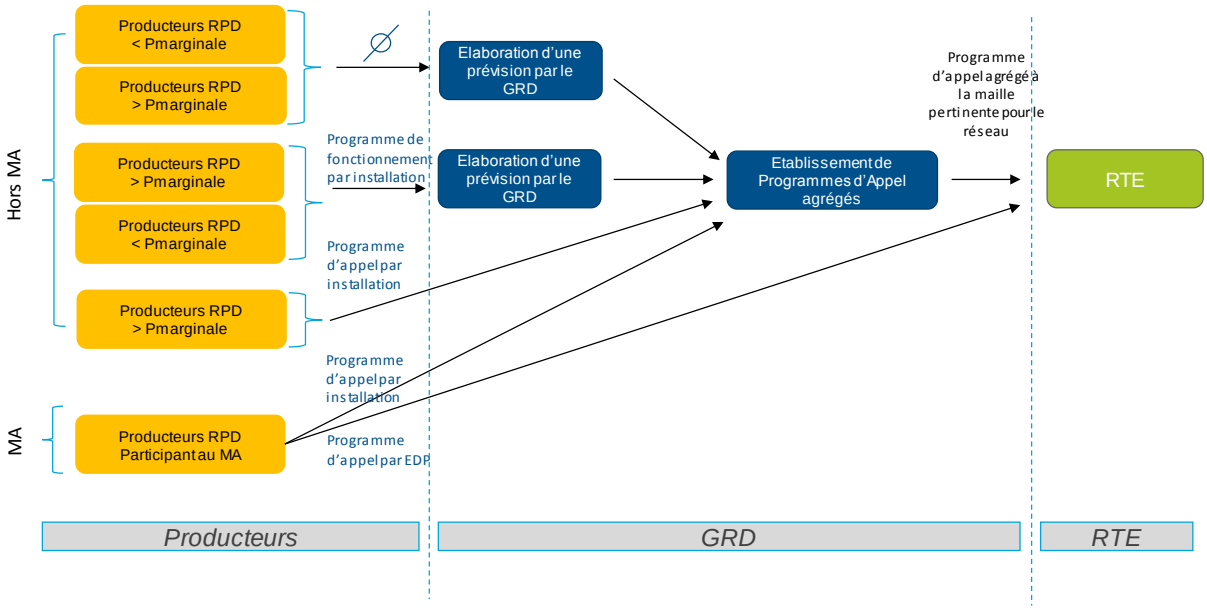


Figure 1 – Etablissement des programmes d'appel

2.3 Evolution de la programmation des actifs RPT et RPD participant au MA

2.3.1 Evolutions fonctionnelles

Comme mentionné en introduction, cette évolution est prévue pour la version 9 des règles MA-RE. Néanmoins ce sujet ayant été largement concerté en 2017, RTE propose de synthétiser dans ce document la proposition d'évolution de règles afin de préparer sa mise en œuvre opérationnelle et donner le maximum de visibilité aux acteurs. Les prochains paragraphes visent à décrire les évolutions du dispositif de programmation prévue dans la version 9 des règles en déclinaison de la délibération de la CRE du 22 juin 2017 relative à la feuille de route de l'équilibrage du système électrique français.

2.3.1.1 Diminution du pas de programmation

Dans le but d'améliorer la qualité de la traçabilité 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, sans imposer que cette mesure soit obligatoire à court terme. Des obligations supplémentaires pourraient être imposées dans le cadre des évolutions liées aux produits standards.

Cette évolution se fera en deux phases :

- Phase 1 : les pas de programmation autorisés sont 30', 15' ou 5' ;

- Phase 2 : les pas de programmation autorisés sont 15' ou 5'.

2.3.1.1.1 Phase 1 : 30', 15' ou 5'

2.3.1.1.1.1 Principes

RTE propose d'affiner la précision de la programmation en ouvrant la possibilité pour les acteurs de déclarer de manière fine l'évolution de leur puissance de fonctionnement au pas 5 minutes, sans imposer que cette mesure soit obligatoire.

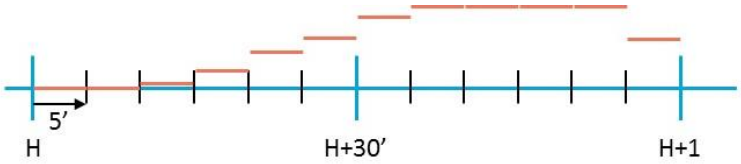
Ce changement fonctionnel sera accompagné d'un changement :

- 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 2.3.2.2) ;
- de format de fichiers de programmation en conformité avec les formats standard définis au niveau ENTSOE.

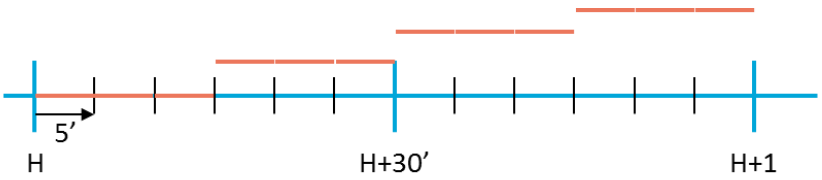
A l'entrée en vigueur de cette nouvelle disposition, le responsable de programmation aura le choix entre les trois options suivantes :

- **Option « 5' » :** l'acteur 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 maximale 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).

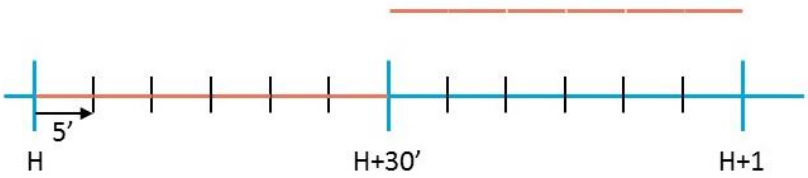
  A titre d'exemple : valeurs renseignées par un acteur choisissant l'option « 5' ». Cette description permet à RTE de connaître précisément le profil des variations de puissance de l'actif concerné.



- **Option « 15' » :** l'acteur ne transmet pas à RTE le détail de ses transitions au pas 5 mais au pas 15'. Seuls les pas « 5 minutes » multiples de « 15 minutes » varient. Par défaut un pas « 5 minutes » non renseigné a pour valeur de puissance celle du pas « 5 minutes » précédent.



- **Option « 30' »** : l'acteur ne transmet pas à RTE le détail de ses transitions au pas 5'et continue à transmettre les valeurs des programmes telles que transmises aujourd'hui dans les applications E-PAT et SYGA en utilisant s'il le souhaite la modalité « point de rupture » décrite ci-dessus. Aussi seuls les pas « 5 minutes » multiples de « 30 minutes » varient. Par défaut un pas « 5 minutes » non renseigné a pour valeur de puissance celle du pas 5 minutes précédent.



Si le changement fonctionnel de passage au pas 5' est optionnel, les changements techniques décrits à l'article 2.3.2.2 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.

2.3.1.1.1.2 Calendrier

L'entrée en vigueur de cette phase 1 est planifiée à ce jour au quatrième trimestre 2018.

2.3.1.1.2 Phase 2 : 15' ou 5'

2.3.1.1.2.1 Principes

La phase 2 consiste à supprimer la possibilité pour les responsables de programmation de transmettre des programmes au pas 30'et maintenir uniquement les options « 15' » ou « 5' ».

2.3.1.1.2.2 Calendrier

L'entrée en vigueur de cette phase 2 est planifiée à ce jour à l'entrée en vigueur du pas de règlement des écarts au pas 15'soit entre 2021 et 2025 selon les modalités prévues par le règlement Electricity Balancing qui fixe une échéance nominale associée à des possibilités de dérogation à cette échéance.

2.3.1.2 Evolution 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[3] vers un programme d'appel dit « en quintuplet » composé des chroniques prévisionnelles de production (au pas défini par les Règles MA) 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

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

- **RSHausse (MW) :** Participation à la Réserve Secondaire à la hausse
- **RSBaisse (MW) :** Participation à la Réserve Secondaire à la baisse

2.3.1.3 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.

2.3.1.4 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.

2.3.1.5 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 transitoires).

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.

2.3.2 Evolutions techniques relatives aux Programmes d'Appel

2.3.2.1 Liste des évolutions 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 ;
- harmonisation vers le standard européen ERRP pour la transmission des fichiers (ResourceScheduleDocument) ;

2.3.2.2 Proposition de planning des évolutions techniques

Les jalons envisagés pour la mise en place des évolutions techniques est le suivant :

- Transmission aux acteurs du guide d'implémentation des PA : fin T3 2017
- Démarrage des tests SI avec les acteurs : fin T2 2018
- 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.

3 FAVORISATION DE LA PARTICIPATION DES EFFACEMENTS

3.1 Versement dérogatoire (décret Taux)

3.1.1 Contexte

L'article L.271-3 du Code de l'énergie, dont les modalités d'application sont fixées par le Décret n°2017-437 du 29 mars 2017, prévoit que le versement dû aux fournisseurs des sites effacés au titre des effacements valorisés sur le mécanisme d'ajustement (MA) ou sur les marchés de l'énergie (NEBEF) puisse, pour les catégories d'effacements qui conduisent à des économies d'énergie significatives, être intégralement réparti entre l'acteur d'ajustement / l'opérateur d'effacement et RTE - la part supportée par RTE dépendant du taux d'économie d'énergie associé aux effacements.

Ce cadre réglementaire doit être complété par un arrêté définissant les catégories d'effacement, non publié à la date de la présente consultation.

3.1.2 Lien avec les règles NEBEF

La déclinaison de ce régime dérogatoire de versement dans les mécanismes de marché nécessite de spécifier :

- d'une part, l'ensemble des dispositions relatives à la détermination du taux d'économie d'énergie, et notamment : le processus de demande à bénéficier du régime dérogatoire de versement, le contenu et les modalités d'examen de cette demande par RTE, le cadre méthodologique et les critères de validation du taux d'économie d'énergie proposé par l'acteur. RTE propose que ces dispositions, communes au mécanisme d'ajustement et à NEBEF, soient portées uniquement par les règles NEBEF. Les règles MA-RE y faisant référence tout en précisant que la part de versement supportée par RTE est nulle tant que les règles NEBEF en vigueur n'intègrent pas ces dispositions.
- d'autre part, les flux financiers permettant, le cas échéant, de répartir le versement entre l'acteur d'ajustement et RTE. RTE propose de décliner ces dispositions de manière similaire dans les règles MA-RE et dans les règles NEBEF.

Ainsi, les évolutions proposées dans les règles du mécanisme d'ajustement permettent aux acteurs d'ajustement valorisant des effacements de consommation de bénéficier du régime dérogatoire de versement prévu par l'article L. 271-3 du Code de l'énergie à compter de l'inscription dans les règles NEBEF des modalités associées.

3.1.3 Evolutions des règles MA-RE

3.1.3.1 Evolution des flux financiers

RTE propose les modalités suivantes pour décliner le régime dérogatoire dans les flux financiers relatifs au versement :

- Pour le modèle régulé, RTE propose que la part du versement qu'il supporte soit déduite du montant de versement dû par l'acteur d'ajustement, d'une part dans le mécanisme de sécurisation financière (calcul de l'encours de l'acteur), d'autre part dans les factures relatives au versement émises aux acteurs d'ajustement : l'acteur d'ajustement n'est ainsi facturé que pour la part du versement dont il est redevable. Les sommes reversées par RTE aux fournisseurs au titre du versement couvrent alors à la fois la part de versement à la charge de RTE et les sommes collectées par RTE auprès des acteurs d'ajustement pour les sites au modèle régulé.
- Pour le modèle corrigé, RTE propose des modalités aux termes desquelles le consommateur effacé continue à assurer l'intégralité du versement auprès du fournisseur, au nom et pour le compte de l'acteur d'ajustement – les dispositions financières entre ces deux acteurs relevant de leur relation contractuelle. La part de versement supportée par RTE serait versée par RTE à l'acteur d'ajustement
- Pour le modèle contractuel, RTE propose également de verser la part de versement qu'il supporte à l'acteur d'ajustement, celui-ci restant redevable auprès du fournisseur de l'intégralité du versement.

Les propositions ci-dessous impliquent, pour le modèle corrigé et le modèle contractuel, l'apparition d'un nouveau flux financier de RTE vers l'acteur d'ajustement. RTE propose de mettre en œuvre ce nouveau flux via un mécanisme « d'auto-facturation » similaire à celui en vigueur pour le versement aux fournisseurs des sommes collectées auprès des acteurs d'ajustement.

3.1.3.2 Evolutions du soutirage physique (coefficient « c ») et du compte ajustement-écarts

Les articles L. 271-3 et L. 321-12 du Code de l'énergie prévoient la couverture des coûts associés portés par RTE associés au versement dérogatoire par les responsables d'équilibre. En application, RTE propose que les charges associées soient intégrées dans la facturation liée au soutirage physique des responsables d'équilibre (via le « coefficient c »).

Ainsi, des propositions d'évolution des articles 5.2, 5.10.1 et 5.10.3.1.1 de la section 1 des règles RE MA visent à préciser les modalités d'intégration de ces éléments dans la gestion du compte ajustement-écart..

3.2 Méthodes complémentaires de Contrôle du Réalisé

3.2.1 Contexte

Pour les EDA soutirage, RTE propose l'introduction de nouvelles méthodes de contrôle du réalisé. Ces méthodes sont actuellement en vigueur dans le cadre du mécanisme NEBEF. Les modalités de déclinaison ont été adaptées au contexte du mécanisme d'ajustement. L'enjeu est de permettre une meilleure valorisation sur le MA des capacités pour lesquelles la méthode du simple rectangle peut s'avérer pénalisante dans certaines situations (par exemple, ajustement au moment démarrage des sites de consommation, sites avec un fonctionnement fortement variable dans la journée).

Ainsi, RTE propose d'étendre les méthodes suivantes au MA :

- méthode par historique ;
- méthode par prévision.

Ces deux méthodes reposent sur une homologation préalable et un suivi régulier de la qualité des courbes de référence dont les modalités sont décrites dans les paragraphes suivants.

Les méthodes pourront être applicables pour :

- les EDA soutirage télérelevées. Dans ce cas la courbe de référence est établie pour chaque site composant l'EDA. Les sites doivent être homologués individuellement ;
- les EDA soutirage profilées (à partir d'une date à définir). Dans ce cas la courbe de référence est établie pour l'EDA qui doit être homologuée (la courbe de référence représente alors une estimation de la consommation de l'ensemble des sites qui composent l'EDA).

Les paragraphes suivants décrivent les principes généraux envisagés pour la déclinaison des méthodes proposées.

3.2.2 Méthode par prévision

3.2.2.1 Principe général de la méthode

La méthode par prévision repose sur l'envoi d'une prévision à RTE par l'acteur d'ajustement. La méthode de prévision est libre et laissée à l'appréciation de l'acteur d'ajustement. Contrairement à NEBEF qui impose l'envoi de la prévision la semaine précédant son utilisation, les prévisions peuvent être actualisées en infrajournalier à chaque guichet horaire dans le cadre du MA (NB : la possibilité de mise à jour à court-terme est liée au fait que c'est RTE qui demande l'activation des effacements dans le cadre du MA et non l'acteur de marché lui-même).

Pour être prise en compte, une prévision initiale doit être adressée à RTE en J-1, en en même temps que le dépôt initial des offres ; celle-ci peut ensuite être réactualisée en infra-journalier à chaque guichet avec un délai de neutralisation d'une heure (exemple : au guichet de 14h, les prévisions concernant les échéances postérieures à 15h peuvent être mises à jour). RTE effectue ensuite un suivi régulier de la qualité des prévisions envoyées.

La qualité des prévisions envoyées est testée avant utilisation effective de la méthode lors d'une première phase d'homologation.

3.2.2.2 Critères d'homologation initiale et de suivi

Afin d'assurer l'homologation initiale et le suivi de l'homologation, 3 critères sont proposés :

- MAPE (ε) : indicateur visant en encadrer la qualité moyenne de la prévision ;.
- E-MAPE 95% (ε') : indicateur visant à encadrer la qualité de la prévision dans les cas les plus défavorables (MAPE sur le quantile 0-5% des cas où la prévision est la plus éloignée de la courbe réalisée constatée a posteriori en l'absence d'effacement) ;
- MPE (ε'') : indicateur visant à encadrer un éventuel biais dans les prévisions qui pourrait amener à une surestimation des effacements.

Les formules représentant ces 3 critères figurent ci-dessous :

$$MAPE : \ erreur\ absolue\ (\varepsilon) = \frac{1}{N}\sum_{i=1}^{N}\frac{|Prévision\ de\ consommation_i - Consommation_i|}{Capacité\ d'Ajustement\ Minimale\ (EDA\ ou\ Site)_i}$$

$$E-MAPE\ 95\% : \ erreur\ sur\ les\ dépassements\ extrêmes\ (\varepsilon') = \frac{1}{Q5\%}\sum_{i=1}^{Q5\%}\frac{|Prévision\ de\ consommation_i - Consommation_i|}{Capacité\ d'Ajustement\ Minimale\ (EDA\ ou\ Site)_i}$$

$$MPE : \ erreur\ de\ centrage\ (\varepsilon'') = \frac{1}{N}\left|\sum_{i=1}^{N}\frac{Prévision\ de\ consommation_i - Consommation_i}{Capacité\ d'Ajustement\ Minimale\ (EDA\ ou\ Site)_i}\right|$$

avec N le nombre de pas dix minutes sur la période de test, en dehors des plages d'effacement et des périodes d'ajustement, Q5% le quantile 0-5% des cas où la prévision est la plus éloignée de la consommation et capacité d'ajustement minimale (EDA ou Site) la capacité d'ajustement minimale indiquée lors de la demande d'homologation ou valide sur la période de suivi pour le Site de Soutirage Télérelevé ou pour l'EDA Soutirage Profilée.

Dans le cadre du mécanisme d'ajustement, les seuils proposés pour l'homologation initiale et le suivi de l'homologation sont les suivants :

- MAPE < 10%
- E-MAPE 95 < 20%
- MPE <3%

3.2.2.3 Homologation initiale d'un site télérelevé ou d'une EDA soutirage profilée

Pour qu'un site télérelevé ou une capacité profilée soit homologué, l'acteur doit réaliser préalablement des prévisions sur une période d'homologation de 5 semaines, avec un minimum de 20 jours avec des prévisions. RTE s'assurera de la qualité des prévisions reçues suivant les critères décrits au paragraphe précédent.

En cas de qualité insuffisante, le site télérelevé ou la capacité profilée n'est pas homologuée et ne peut plus demander de nouvelle homologation pendant les 6 mois suivants.

Il est proposé que l'homologation initiale d'un site télérelevé ne soit pas remise en cause en cas de changement de périmètre d'ajustement. Pour les EDA soutirage profilées, il est proposé que l'homologation ne soit pas remise en cause en cas d'ajouts ou de retraits de sites dans une limite ne dépassant pas 10% de la capacité d'ajustement maximale de l'EDA initiale.

3.2.2.4 Suivi de l'homologation

Lorsque la méthode est utilisée par l'opérateur, la qualité des 11 derniers mois de prévision est suivie mensuellement par rapport aux critères définis au paragraphe 3.2.2.2. En cas de qualité insuffisante (3 mois ne respectant pas un ou plusieurs critères sur les 11 derniers mois), le site télérelevé ou la capacité profilée perd son homologation et ne peut plus en demander de nouvelle pendant une période de 6 mois. Le cas échéant, la perte d'homologation doit conduire à l'acteur d'ajustement à changer de méthode de contrôle du réalisé au prochain guichet de gestion des périmètres.

3.2.2.5 Etablissement de la courbe de référence

L'établissement de la courbe de référence pour le contrôle du réalisé dans le cas de la méthode par prévision se fait :

- pour chaque site pour les EDA soutirage télérelevées ;
- pour l'ensemble de l'EDA pour les EDA soutirage profilées.

La courbe de référence est établie à partir de la prévision de consommation adressée par l'acteur d'ajustement. La prévision est transmise en J-1 et peut être actualisée en infra journalier, à chaque guichet de programmation et avec un délai de neutralisation d'une heure (ex : au guichet de 14h, seules les prévisions postérieures à 15h peuvent être mises à jour). En cas d'activation, la dernière prévision adressée avant l'instant d'activation est prise en compte.

En cas d'absence de prévision, la courbe de référence est égale à la courbe de charge réalisée constatée a posteriori.

3.2.3 Méthode par historique

3.2.3.1 Principe général de la méthode et variantes

Dans la cadre de la méthode par historique, la courbe de référence est établie à partir des consommations passées observées sur les jours précédant la période d'estimation. Quatre variantes sont proposées :

- Moyenne ou médiane des 10 jours précédents (même pas de temps), hors périodes d'indisponibilité, hors périodes d'ajustement ou d'effacement déclarées dans le cadre de NEBEF.
- Moyenne ou médiane des 4 semaines précédentes (même pas de temps, même jour de la semaine), hors périodes d'indisponibilité, hors périodes d'ajustement ou d'effacement déclarées dans le cadre de NEBEF.

Lors de la demande l'homologation initiale telle que décrite aux paragraphes suivants, l'acteur d'ajustement précisera à RTE la variante à utiliser pour l'homologation, le calcul de la courbe de référence et le suivi.

Pour les périodes récurrentes ou exceptionnelles de fonctionnement atypique (arrêts de week-end, fermeture annuelle du site, périodes de maintenance …), l'acteur d'ajustement a la possibilité de déclarer des périodes d'indisponibilités de la méthode ; les consommations des jours correspondant ne sont alors pas utilisées pour calculer la courbe de référence du site ou de la capacité.

3.2.3.2 Critères d'homologation initiale et de suivi

Afin d'assurer l'homologation initiale et le suivi de l'homologation, 2 critères sont proposés :

- MAPE : indicateur visant à encadrer la qualité moyenne de la prévision
- E-MAPE 95% : indicateur visant à encadrant la qualité de la prévision dans les cas les plus défavorables (MAPE sur le quantile 0-5% des cas où la prévision est la plus éloignée de la courbe réalisée)

Les formules représentant ces 3 critères sont données ci-dessous :

$$MAPE : \ erreur\ absolue\ (\varepsilon) = \frac{1}{N}\sum_{i=1}^{N}\frac{|Historique\ de\ consommation_i - Consommation_i|}{Capacité\ d'Ajustement\ Minimale\ (EDA\ ou\ Site)_i}$$

$$E - MAPE\ 95\% : \ erreur\ sur\ les\ dépassements\ extrêmes\ (\varepsilon') = \frac{1}{Q5\%}\sum_{i=1}^{Q5\%}\frac{|Historique\ de\ consommation_i - Consommation_i|}{Capacité\ d'Ajustement\ Minimale\ (EDA\ ou\ Site)_i}$$

Avec N le nombre de pas dix minutes sur la période considérée, Q5% le quantile 0-5% des cas où la prévision est la plus éloignée de la consommation et capacité d'ajustement minimale (EDA ou Site) la capacité d'ajustement minimale indiquée lors de la demande d'homologation ou la capacité d'ajustement minimale valide sur la période de suivi.

Les seuils proposés pour l'homologation initiale et le suivi de l'homologation sont les suivants :

- MAPE <10%
- E-MAPE 95 < 20%

Les périodes d'indisponibilité ne sont pas intégrées dans le calcul des indicateurs pour l'homologation initiale et le suivi.

3.2.3.3 Homologation initiale d'un site télérelevé ou d'une EDA soutirage profilée.

L'homologation initiale consiste à vérifier la qualité d'un historique de données par rapport aux critères définis au paragraphe 3.2.3.1. La qualité est évaluée sur une période d'*a minima* 90 jours sur les 12 mois passés.

Lors de la demande l'homologation initiale, l'acteur d'ajustement précise à RTE la variante à utiliser pour l'homologation et le suivi.

Par ailleurs, il déclare les indisponibilités sur les 12 mois passés, ainsi que les indisponibilités qui serviront pour l'application de la méthode une fois la capacité homologuée (les indisponibilités sont déclarées par année civile).

En cas de qualité insuffisante, le site télérelevé ou la capacité profilée n'est pas homologué et ne peut plus en demander de nouvelle pendant 6 mois pour la même variante.

En cas d'historique insuffisant, l'homologation est supposée acquise.

Il est proposé que l'homologation initiale d'un site télérelevé ne puisse pas être remise en cause en cas de changement de périmètre d'ajustement. Pour les EDA soutirage profilées, il est proposé que l'homologation ne soit pas remise en cause en cas d'ajouts ou de retraits de sites dans une limite ne dépassant pas 10% de la capacité d'ajustement maximale de l'EDA initiale.

3.2.3.4 Suivi de l'homologation

La qualité de la méthode est suivie mensuellement sur un historique d'*a minima* 90 jours sur les 12 mois passés suivant les critères définis au paragraphe 3.2.3.1. En cas de qualité insuffisante, le site télérelevé ou la capacité profilée perd son homologation et ne peut plus en demander de nouvelle pendant 6 mois.

3.2.3.5 Etablissement de la courbe de référence

La courbe de référence pour le contrôle du réalisé est établie selon la variante choisie par l'acteur d'ajustement et pour laquelle il dispose d'une homologation valide. La courbe de référence est calculée :

- par site pour les EDA soutirage télérelevées ;
- par EDA pour les EDA soutirage profilées.

Les périodes d'indisponibilités doivent avoir été déclarées ex-ante :

- pour les indisponibilités récurrentes : par année civile, en fin d'année A-1, avec une mise à jour possible pour chaque année,
- Pour les indisponibilités exceptionnelles : déclaration au plus tard en J-2 pour le jour J.

Après une indisponibilité longue, une période est nécessaire pour reconstituer l'historique (5 jours pour moyenne et médiane à 10 jours et 2 semaines pour moyenne et médiane à 4 semaines).

Pendant les indisponibilités, les périodes de reconstitution, en cas d'absence de données historiques, la courbe de référence est égale à la courbe réalisée.

4 ACTIVATION AUTOMATIQUE D'OFFRES D'AJUSTEMENT POUR LE TRAITEMENT DES CONTRAINTES DU RESEAU

4.1 Contexte

Depuis sa création en 2003, le mécanisme d'ajustement permet à RTE de mettre en œuvre une gestion coordonnée de l'équilibrage du système et des flux sur le réseau public de transport. Ce principe, décrit au sein de la feuille de route de l'équilibrage publiée en juillet 2016 et repris par la CRE au sein de sa délibération pour orientations du 22 juin 2017, consiste notamment à ce que RTE utilise des offres d'ajustement pour résoudre les contraintes apparaissant sur son réseau.

Ainsi, RTE a recours historiquement à des actions manuelles d'ajustement pour traiter des contraintes sur son réseau à l'approche du temps réel :

– de manière préventive, en anticipation d'une contrainte prévue ;

– ou curative lorsque la contrainte sur le réseau est constatée et que le délai dont dispose RTE pour la résoudre est suffisamment long pour permettre une prise de décision, la transmission d'un ordre d'ajustement et sa mise en œuvre par les capacités concernées.

Les règles en vigueur n'opèrent pas de discrimination entre les capacités : toutes sont susceptibles d'être mobilisées manuellement par RTE pour répondre aux besoins du réseau, quels que soit leur filière et leur niveau de tension de raccordement. Ces ajustements peuvent donc viser une augmentation ou une diminution de soutirage ou d'injection sur un ou plusieurs sites raccordés au réseau de transport ou au réseau de distribution. Le choix opéré par RTE entre les offres d'ajustement répond au principe de préséance technico-économique exposé à l'article 4.4.1.3 du texte en consultation et consistant à solliciter les offres les moins coûteuses répondant au besoin technique identifié. En particulier, dans le cas du traitement des congestions, RTE examine les offres reposant sur des sites influençant la contrainte et activables dans un délai compatible avec la nature de la contrainte. Il peut s'agir de sites raccordés au réseau de transport, mais également de sites raccordés aux réseaux publics de distribution (les injections/soutirages des sites raccordés aux RPD ont en effet une influence sur les grandeurs physiques du système électrique en amont des postes source à l'interface RPT/RPD). Ces modalités sont rendues possibles par une localisation précise de l'ensemble des capacités participant au mécanisme d'ajustement :

– la localisation des sites raccordés au RPT participant au mécanisme d'ajustement est connue de RTE ;

– les règles prévoient que les GRD transmettent mensuellement à RTE des données (« facteur d'impact par poste source ») permettant à RTE d'évaluer l'impact sur son réseau de l'activation des offres reposant sur des sites raccordés au RPD dans le schéma normal d'exploitation du réseau HTA et en tenant compte des effets de foisonnement.

Le mécanisme d'ajustement fournit alors le cadre de référence défini en application de l'article de L. 321-11 du Code de l'énergie pour la mise en œuvre des modifications des injections ou soutirages sur les échéances proches du temps-réel, la comptabilisation des énergies ajustées, ainsi que les modalités financières associées. Il permet notamment :

– de corriger le périmètre des responsables d'équilibre des sites ajustés ;

– de publier des données privées et publiques relatives aux volumes et aux prix des ajustements ;

– de disposer de modalités de calcul des volumes ajustés ;

– de définir de manière transparente et lisible, pour les acteurs, le gestionnaire de réseau et le régulateur, les modalités de leur rémunération.

Certaines situations sur le réseau peuvent nécessiter une action curative permettant de résoudre des contraintes dans un délai inférieur à 20 secondes, 1 ou 5 minutes. Ces situations nécessitent de mettre en œuvre, en amont, dans les zones concernées, des dispositifs automatiques d'activation, nommés automates réseau dans le texte en consultation. Ces automates permettent de détecter des contraintes sur un ouvrage du réseau (par exemple un dépassement du niveau de transit nominal) et de transmettre, lorsqu'une contrainte est détectée, un ordre de modulation de l'injection ou du soutirage d'un site ou d'un ensemble de sites « abonnés ». Des automates sont déjà déployés sur le réseau et sont en mesure de transmettre des ordres d'effacement à des sites d'injection ou de soutirage raccordés au réseau de transport ou de distribution.

L'article 4.4.3.2 des règles en vigueur décrit notamment le cas de limitation automatique de l'injection de sites de production raccordés au réseau de transport lorsque la contrainte provient d'une indisponibilité fortuite du réseau amont[4] et est donc à la charge de RTE. Cet article prévoit que ces limitations soient traitées comme des ajustements pour motif traitement d'une congestion. Ainsi, le texte en vigueur renvoie, pour ces limitations par automate, aux conditions techniques et financières de l'ajustement dont les paramètres sont définis par les offres implicites. En effet, pour l'ensemble des capacités de production raccordées au RPT, RTE dispose d'offres d'ajustement en déclinaison de l'article L. 321-13 du Code de l'énergie.

La proposition d'évolution des règles formulée par RTE et décrite au paragraphe 4.2 vise (i) à étendre ce cadre contractuel à de nouveaux cas d'usage d'automates réseau, en levant toute discrimination sur la filière ou le réseau de raccordement des capacités concernées et (ii) à prévoir des modalités spécifiques pour les capacités qui, aujourd'hui, ne participent pas au mécanisme d'ajustement. En particulier, cette évolution vise à permettre de traiter le cas de recours à la flexibilité de producteurs raccordés en HTA dans le cadre des S3REnR tel que détaillé au paragraphe 4.3 du présent rapport.

Cas d'usage encadré par les règles en vigueur	Extension proposée dans la cadre de la présente consultation
Activation manuelle d'offres associées à des capacités d'injection ou de soutirage raccordées au RPD ou au RPT pour la gestion des contraintes sur le RPT	
Activation automatique d'offres associées à des groupes d'injection raccordés au RPT pour la gestion des contraintes sur le RPT La gestion des activations repose dans ce cas sur les paramètres des offres implicites, dont le dépôt est obligatoire pour les groupes d'injection raccordés au RPT.	
	Activation automatique d'offres associées à des capacités d'injection ou de soutirage raccordées au réseau public de distribution
	Activation automatique d'offres associées à des capacités de soutirage raccordées au réseau public de transport

[4] Dans le cas d'une limitation liée à un contrainte provenant du réseau d'évacuation, en cohérence avec conditions prévues lors du raccordement de l'installation au réseau public de transport, celle-ci reste à la charge du producteur et aucune action d'ajustement n'est prise dans le cadre du mécanisme d'ajustement.

	Modalités adaptées pour les capacités n'étant pas en mesure de participer pas à l'équilibre offre-demande (notamment, les capacités sous le régime d'obligation d'achat)

4.2 Evolution des règles

4.2.1 Elargissement à l'ensemble des EDA de la possibilité de limitation automatique d'injection ou du soutirage en cas d'indisponibilité du réseau public de transport hors réseau d'évacuation

L'article 4.4.3.2 du texte en vigueur prévoit le cas de limitation automatique de l'injection d'une EDA Injection RPT en cas d'indisponibilité non programmée du réseau amont. Il dispose qu'une telle limitation est considérée comme l'activation d'une offre d'ajustement à la baisse.

RTE propose d'étendre ces modalités :

- aux capacités de production RPD constitutives d'une EDA Injection RPD et soumettant des offres implicites ou explicites sur le mécanisme d'ajustement ;
- aux capacités de soutirage RPT ou RPD constitutives d'une EDA Soutirage Télérelevée ou d'une EDA Soutirage Profilée soumettant des offres explicites sur le mécanisme d'ajustement.

Cette évolution permet de qualifier les activations par le biais d'automates réseau de capacités de production raccordées au RPD soumettant des offres sur le mécanisme d'ajustement. De cette qualification découlent les traitements de l'énergie ajustée prévus par le cadre général du mécanisme d'ajustement.

Ces modalités s'appliquent uniquement dans les cas d'indisponibilité du réseau pour lesquels RTE porte la responsabilité financière de la contrainte, en cohérence avec le cadre contractuel défini lors du raccordement et pour l'accès au réseau.

4.2.2 Conclusion d'une convention technique encadrant le fonctionnement des automates réseau

Le cadre général du mécanisme d'ajustement prévoit un dépôt d'offre régulier, l'activation manuelle d'offres d'ajustement (par le biais du dispositif TAO ou par téléphone) et une publication des données relatives à l'ajustement peu après le temps réel.

La mise à disposition de capacités ajustables par le biais d'un automate réseau et le fonctionnement de ces automates présentent un certain nombre de spécificités. Afin de prendre en compte ces spécificités et de minimiser les coûts de transaction associés au dispositif, RTE propose d'introduire, au sein des règles, la possibilité pour RTE et l'acteur d'ajustement concerné de conclure une convention technique décrivant des modalités spécifiques relatives :

- à l'échéance et au canal de transmission des offres d'ajustement et de leurs conditions d'utilisation ;
- au seuil minimal de puissance offerte ;
- aux modalités techniques de transmission des ordres d'ajustement ;
- aux utilisations possibles par RTE de l'offre d'ajustement ;

- aux échéances de publication des données relatives à l'ajustement ;
- à l'échéance de facturation des ajustements.

Afin de ne pas exclure de leviers, ces conventions techniques pourront porter indifféremment sur tous types de capacités influençant une contrainte : injection ou soutirage, raccordées au RPT ou au RPD.

4.2.2.1 Echéance et canal de transmission des offres d'ajustement et de leurs conditions d'utilisation

De manière générale, comme rappelé au sein de la feuille de route de l'équilibrage publiée en juillet 2016, le mécanisme d'ajustement vise une gestion coordonnée de l'équilibre offre-demande et des flux sur le réseau public de transport, notamment en permettant à une même offre d'ajustement d'être utilisée pour l'un ou l'autre des besoins.

Cependant, dans certaines situations particulières, des capacités mobilisées pour répondre aux besoins du réseau ne seront pas en mesure de participer à l'équilibrage lorsque, notamment, pour les sites d'injection, le cadre contractuel de valorisation de la production ne permet pas d'opérer des ajustements à la baisse pour un motif autre que le traitement des contraintes réseau (c'est le cas notamment des sites en obligation d'achat comme détaillé au paragraphe 4.3.1.5).

Dans ces situations spécifiques, l'acteur d'ajustement pourra souhaiter ne pas mettre en œuvre un processus régulier de dépôt d'offres d'ajustement et de conditions d'utilisation afin de minimiser ses coûts opérationnels. RTE propose donc d'introduire la possibilité de définir, au sein de la convention technique précitée, une offre d'ajustement (incluant le prix) et des conditions d'utilisation valables sur une période longue. En particulier, la convention pourra définir une méthode de calcul du prix d'offre à partir de variables externes (prix de marché court terme, prix défini au sein d'un autre contrat, etc.).

Dans le cas où les capacités ne sont pas en mesure de participer à l'équilibrage du système, la convention technique pourra prévoir que l'offre d'ajustement concernée ne puisse pas être activée par RTE pour gérer l'équilibre P=C. Dès lors, cette offre sera exclue de la liste de préséance économique pour P=C visée à l'article 4.4.1.1 des règles.

4.2.2.2 Seuil minimal de puissance offerte

L'article 4.3.1.3.5.1 des règles prévoit un seuil minimal de puissance offerte de 10 MW, abaissé, à titre expérimental, à 1 MW pour au plus dix EDA soumettant des offres explicites. Ce seuil vise à garantir la capacité de RTE à réaliser des actions manuelles d'ajustement dans un délai compatible avec le besoin.

Dans le cas des activations par automate réseau, cette contrainte liée au délai d'envoi des ordres par RTE est levée. Ainsi, la puissance maximale offerte définie au sein de la convention n'est soumise à aucune contrainte de seuil.

4.2.2.3 Modalités techniques de transmission des ordres d'ajustement

La convention devra décrire les modalités techniques d'activation : canal technique de transmission de l'ordre d'ajustement (automate réseau) et éléments de traçabilité associés. Ces éléments de traçabilité devront permettre de se ramener dans le cadre général des règles pour le traitement des énergies ajustées en définissant notamment le point de consigne ou la puissance sollicitée, l'instant d'activation et l'instant de désactivation.

Si l'automate réseau fait intervenir des dispositifs techniques opérés par le gestionnaire de réseau de distribution, ce dernier pourra être sollicité pour fournir des données de traçabilité relatives à l'action de l'automate. RTE travaillera avec les GRD à définir les modalités d'échange de ces données de traçabilité.

4.2.2.4 Echéances de publication des données relatives à l'ajustement

L'échéance de disponibilité des données de traçabilité des ajustements mis en œuvre par le biais d'un automate réseau dépendront de la solution technique retenue.

En particulier, lorsque l'automate réseau fait intervenir des dispositifs techniques opérés par un autre gestionnaire de réseau, ce dernier pourra être en charge de fournir des données de traçabilité pour la prise en compte des énergies ajustées (notamment les instants d'activation et de désactivation). Le délai nécessaire à la remontée de ces informations pourra excéder le délai prévu pour la publication des données relatives à l'ajustement prévues par le cadre général des règles. Ainsi, dans ce cas particulier, la publication des données publiques, des données privées et la prise en compte des ajustements dans le processus de calcul d'écart des responsables d'équilibre concernée pourra être retardée.

Ces modalités sont de nature transitoire et s'inscrivent dans une démarche expérimentale. Elles pourront évoluer lorsque les gestionnaires de réseau auront acquis un retour d'expérience suffisant et industrialisé les processus de remontée de données des automates réseau permettant une prise en compte anticipée des ajustements sollicités par ce biais.

4.2.2.5 Echéance de facturation des ajustements

Certains acteurs d'ajustement pourront souhaiter minimiser le coût opérationnel associé au processus de facturation de l'ajustement. En particulier, dans le cas d'activations conduisant à un volume financier faible, certains acteurs pourront souhaiter déroger à l'échéance de facturation mensuelle prévue par le cadre général des règles. Ainsi, RTE propose que la convention puisse prévoir des échéances de facturation spécifique. En particulier, ces échéances pourront dépendre du montant financier en jeu (facturation déclenchée à partir de x €).

4.2.2.6 Information des GRD

Afin d'assurer l'exploitation sûre des réseaux, il est nécessaire que les gestionnaires de réseau échangent les données nécessaires à l'exercice de leurs missions.

Ainsi, l'article 4.8.3 des règles en vigueur prévoit une information en temps-réel des GRD en cas d'activation de capacités raccordées à leur réseau. Les activations automatiques par le biais d'automate réseau rentrent dans ce cadre.

Dans le cas des solutions techniques faisant intervenir le GRD, ce dernier disposera, de fait, de l'information d'activation. Dans le cas des solutions techniques d'activation en direct par le GRT, RTE intègrera les données d'activation par automate réseau au sein des publications temps-réel prévues par l'article 4.8.3.

4.2.2.7 Gestion des périmètres d'ajustement

L'article 4.2.2 des règles en vigueur prévoit que les demandes de rattachement aux EDA du périmètre d'ajustement, de sites raccordés au RPD soient adressées par les acteurs d'ajustement aux GRD concernés. Les GRD transmettent ensuite mensuellement à RTE les données relatives aux périmètres d'ajustement. De cette manière, les GRD sont informés, ex ante, de la participation de sites raccordés à leur réseau au mécanisme d'ajustement.

Les acteurs ayant conclu avec RTE une convention technique encadrant la limitation automatique de production HTA devront constituer une ou plusieurs EDA Injection RPD selon le processus décrit ci-dessus.

4.2.3 Publication de données au responsable d'équilibre par EDA

Comme indiqué au paragraphe 4.3.1.6, le cas particulier d'ajustements opérés sur des sites de production en obligation d'achat nécessite, pour la mise en œuvre des flux financiers entre l'acteur d'ajustement et le RE (acheteur obligé), de publier le volume ajusté à une maille suffisamment fine. Ainsi, au sein de l'article 4.8.2 des règles, RTE propose d'intégrer, à partir d'une date F, une publication au RE des volumes d'ajustement à la hausse et à la baisse par EDA pour les EDA Injection RPT et les EDA Injection RPD.

4.3 Cas d'usage : recours à la flexibilité des producteurs HTA dans le cadre des S3REnR

4.3.1.1 Contexte

La mise en place des Schémas Régionaux de Raccordement au Réseau des Energies Renouvelables (S3REnR) à partir de 2012 a conduit RTE à adapter ses hypothèses d'études de réseau afin d'optimiser les coûts de mise en œuvre des schémas tout en maximisant la capacité d'accueil du réseau. RTE a pris en compte les caractéristiques de variabilité et de foisonnement des énergies solaires et éoliennes, et a ainsi considéré dans ses études une puissance injectée par les EnR inférieure à leur puissance maximale : respectivement 95% et 90%[5] de la puissance maximale pour le solaire et pour l'éolien[6]. Ces principes sont exposés au sein du paragraphe 3.2 de l'article 2.5.1 de la documentation technique de référence de RTE.

A réseau identique, cette hypothèse permet d'accroître la capacité d'accueil réservée aux énergies renouvelables. Il en résulte toutefois que le réseau pourrait, dans certaines circonstances limitées de fort productible et de faible consommation, et/ou d'incident sur un ouvrage RPT, être insuffisant pour évacuer toute la production raccordée dans une zone donnée. Ces situations nécessitent donc de pouvoir imposer de façon pérenne le recours à la flexibilité à la baisse de la production renouvelable raccordée majoritairement sur le réseau de distribution.

Dans la majorité des situations, les contraintes réseau découlant des hypothèses retenues dans le cadre des S3REnR devront être résolues par une action curative dont le délai de mise en œuvre est compris entre quelques dizaines de secondes et cinq minutes. Dès lors, seule une action par automate réseau peut être envisagée.

[5] Toutefois, dans onze départements présentant une courbe atypique de fort productible, ce coefficient n'est pas appliqué et la production éolienne est raccordée à 100% de la Pmax.

[6] RTE pourra faire évoluer les valeurs retenues pour tenir compte des évolutions du parc installé et des améliorations technologiques des équipements (cf. article 2.5 de la DTR).

Il est également à noter que la totalité des sites identifiés à date pour mettre à disposition leur flexibilité valorisent leur production sous le régime d'obligation d'achat auprès de l'acheteur obligé. Les spécificités associées à ce régime sont détaillées aux paragraphes 4.3.1.5 et 4.3.1.6.

4.3.1.2 Modalités financières

Le recours à la flexibilité des producteurs permet d'améliorer l'efficacité technico-économique des projets de renforcement ou de création d'ouvrages prévus dans les schémas, ce qui permet de limiter l'impact des S3REnR sur le TURPE (pour les renforcements) et sur la quote-part payée par les producteurs (pour les nouveaux ouvrages). Le gain induit par ces limitations est ainsi mutualisé en partie sur l'ensemble des utilisateurs du réseau, en partie sur l'ensemble des producteurs d'un schéma de raccordement. Afin de mutualiser les coûts de mise en œuvre des limitations, RTE compensera financièrement ces limitations auprès des producteurs concernés.

Ainsi, la valorisation des installations de production ne devra pas être affectée par les ajustements réalisés pour les besoins du réseau : l'ensemble des rémunérations perçues par le producteur devra être équivalent à la valorisation classique des actifs hors action d'ajustement (tarif d'achat pour les sites en obligation d'achat ou valeur marché augmentée de la prime pour les sites en complément de rémunération).

4.3.1.3 Solutions techniques

Afin d'être en mesure de réaliser les limitations de production nécessaire à l'exploitation sûre du réseau, RTE travaille, en coopération avec les gestionnaires de réseau de distribution et les producteurs, au déploiement d'automates transmettant un signal de limitation aux producteurs influençant la contrainte dès lors que celle-ci apparaît. Dans certains cas moins nombreux, lorsque la doctrine d'exploitation ne permet pas l'apparition de contraintes sur les ouvrages, les automates transmettent un signal de limitation aux producteurs quelques instants avant que les contraintes n'apparaissent.

Ces signaux de limitation permettent, en comparaison des actions de coupures sur le réseau :

- d'entreprendre des actions ciblées proportionnelles au besoin et ainsi de limiter l'impact pour les utilisateurs du réseau ;
- de limiter l'usure des installations de production en permettant des arrêts organisés ;
- de maintenir l'alimentation des auxiliaires ;
- de faciliter la reprise de production.

Deux familles de solutions techniques permettent de mettre en œuvre ces limitations :

- automate transmettant en direct des ordres d'activation aux producteurs raccordés en HTA abonnés. Cette solution est en cours d'étude et d'expérimentation ;
- automate transmettant des ordres d'activation aux producteurs raccordés en HTA par l'intermédiaire du GRD. Ce type de solution est décrit au sein de l'article 2.4 de la documentation technique de référence de RTE et est déjà déployé sur le réseau.

Quelles que soient les solutions techniques retenues, celles-ci devront permettre une exploitation sûre des réseaux notamment en garantissant l'accès des gestionnaires de réseau à l'ensemble des informations nécessaires à l'exercice de leurs missions.

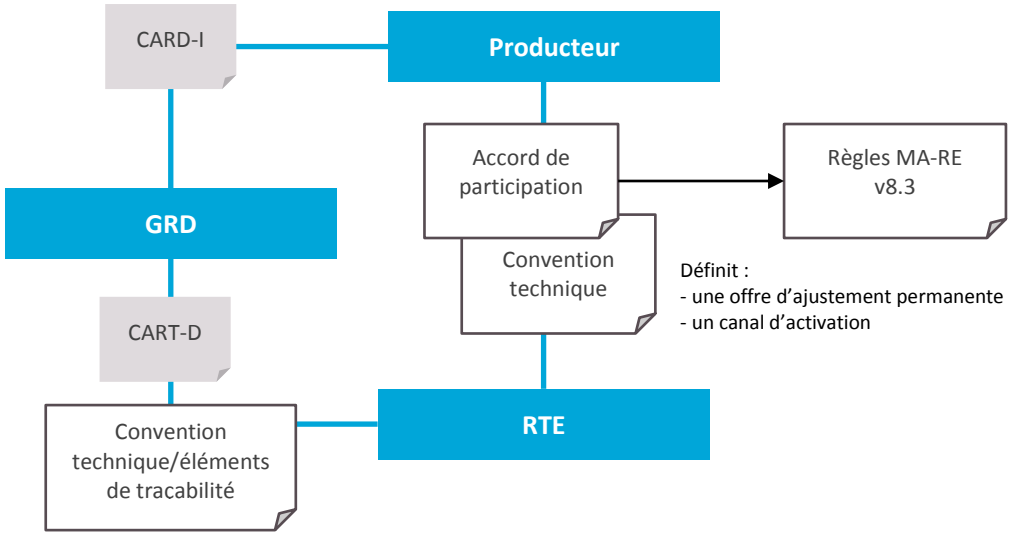
Par ailleurs, RTE vise à ce que ces solutions techniques puissent permettre la mise en œuvre, par le producteur, d'un arrêt organisé ou d'une limitation n'affectant pas la durée de vie de ses machines. RTE souhaitera donc voir participer prioritairement les producteurs dont les installations permettent la mise en œuvre de telles actions.

4.3.1.4 Cadre contractuel

RTE propose de valoriser les limitations de production au travers du mécanisme d'ajustement. Ce mécanisme d'ajustement permet notamment (i) de donner de la visibilité aux producteurs quant aux modalités de calcul et de valorisation de l'énergie effacée et (ii) de corriger le périmètre du responsable d'équilibre concerné (permettant de ne pas générer d'écart additionnel au sein de son périmètre).

Ainsi, RTE propose de conclure, avec les producteurs situés dans des zones contraintes :

- un accord de participation en tant qu'acteur d'ajustement (valant adhésion aux règles MA-RE) ; et
- une convention technique précisant les conditions techniques et financières d'une offre d'ajustement permanente, les modalités techniques d'activation (par le biais d'un automate réseau) et les modalités de publication/facturation des volumes et montants associés (conformément au paragraphe 4.2.2).



L'évolution des règles MA-RE mise en consultation vise à permettre la mise en œuvre du schéma contractuel décrit ci-dessus.

4.3.1.5 Limites imposées par le cadre contractuel de l'obligation d'achat

Le cadre contractuel de l'obligation d'achat prévoit des restrictions sur les motifs de limitation de l'énergie produite. A titre d'exemple, le modèle de contrat d'obligation d'achat de l'énergie éolienne approuvé le 30 juillet 2014 comporte une clause stipulant que « la livraison ne peut être interrompue ou réduite que pour (i) des raisons d'ordre technique, réglementaire, de sécurité ou de maintenance, (ii) pour des raisons relevant de la force majeure, (iii) par suite d'une décision d'une autorité administrative ou (iv) en cas d'indisponibilité totale ou partielle du réseau ».

Si la sollicitation d'un ajustement à la baisse en cas de contrainte sur le réseau public de transport apparaît comme possible, la participation à l'équilibrage du système semble quant à elle exclue. Ce point avait été identifié et discuté au sein de la feuille de route de l'équilibrage du système électrique français (paragraphe 14.2.1) publiée en juillet 2016.

Dès lors, les producteurs en obligation d'achat ne pouvant être sollicités pour le motif P=C, RTE propose d'introduire la possibilité de prévoir, au sein de la convention technique mentionnée précédemment la possibilité de réserver l'offre pour la gestion des congestions.

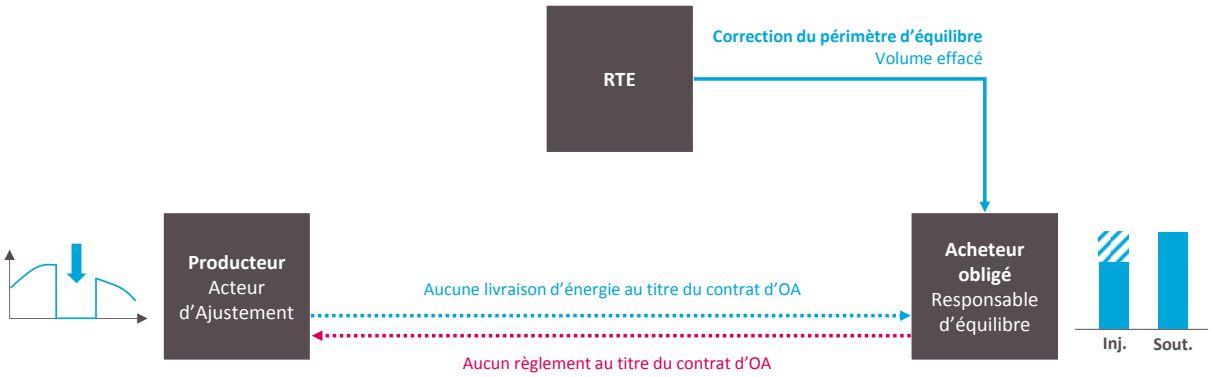
4.3.1.6 Flux financiers associés à la limitation de production en obligation d'achat

Les règles du mécanisme d'ajustement en vigueur prévoient la correction du périmètre des responsables d'équilibre concernés. Cette disposition permet de désinfluencer le responsable d'équilibre des ajustements demandés par RTE sur des sites constitutifs de son périmètre et ainsi de ne pas générer d'écarts supplémentaires dans son périmètre.

L'application de ce principe à l'ajustement de production en obligation d'achat permet ne pas générer de surcoûts d'écart pour l'acheteur obligé en lien avec les ajustements sollicités par RTE (surcoûts qui seraient portés in fine par la CSPE).

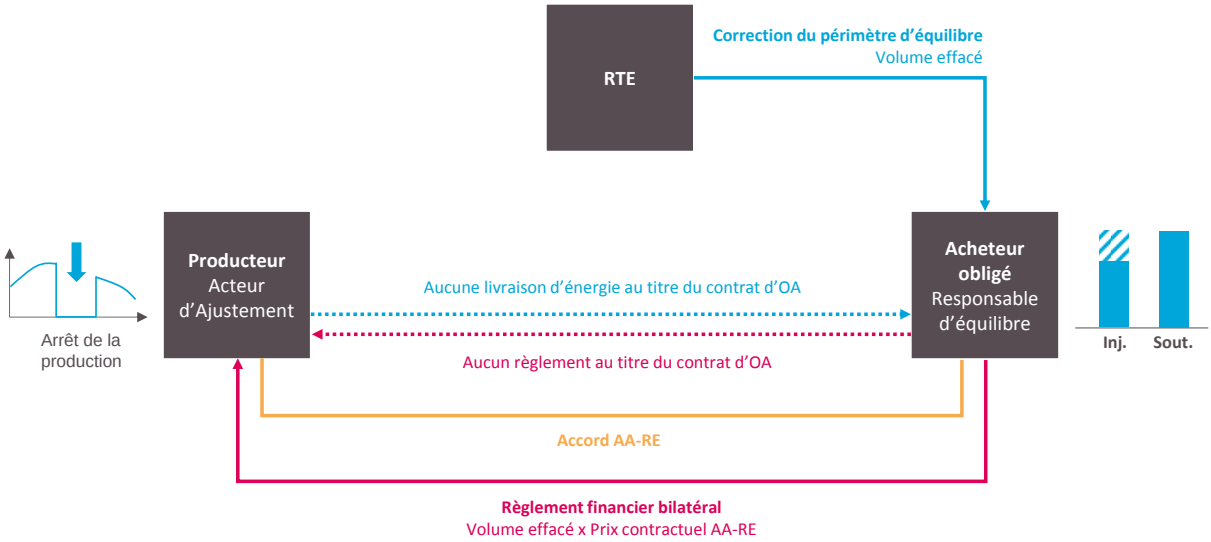
Pour une baisse de production sur un site en obligation d'achat, la correction du RE consiste à ce que RTE ajoute, lors du calcul d'écart du RE concerné, un bloc d'injection correspondant à l'énergie effacée, permettant ainsi de neutraliser l'effet de l'ajustement sur l'équilibre du RE.

Par ailleurs, lors de l'effacement de production, le volume effacé n'est pas rémunéré au titre du contrat d'obligation d'achat, lequel prévoit de ne rémunérer au tarif d'achat que les énergies effectivement injectées.



A ce stade, l'acheteur obligé se voit ajouter, au sein de son périmètre, un bloc d'énergie pour lequel il n'a pas rémunéré le producteur et qu'il valorise néanmoins au sein de ses ventes sur les marchés. Afin de restaurer la neutralité financière de l'acheteur obligé, celui-ci doit reverser un montant équivalent au volume de correction multiplié par le prix auquel il valorise ce volume (qui pourrait être estimé comme étant le prix moyen de valorisation de l'énergie au sein de son portefeuille pour le pas de temps concerné).

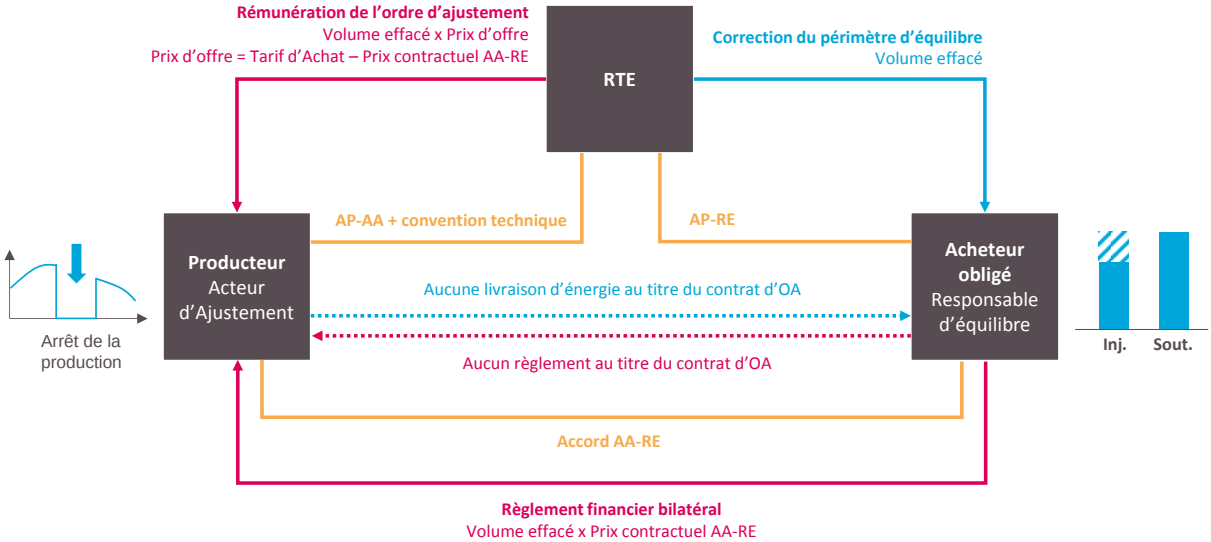
Les modalités des règles en vigueur (pour lesquelles il n'est pas proposé d'évolution), prévoient que l'acteur d'ajustement (le producteur en OA dans le cas présent) et le responsable d'équilibre (l'acheteur obligé) concluent un accord pour lequel un modèle est fourni en annexe 8. A cet accord pourra être rattaché un volet financier permettant à l'acheteur obligé de payer au producteur l'énergie effacée à un prix contractuel, nommé « prix contractuel AA-RE » dans le schéma ci-dessous :



Afin de restaurer l'équilibre financier de l'acheteur obligé, le prix contractuel AA-RE pourra refléter le prix moyen de valorisation de la production en OA sur le pas de temps concerné, éventuellement diminué d'une valeur correspondant à des frais de gestion ventilés sur le volume effacé.

La mise en œuvre de ce flux financier nécessite la publication par RTE au RE des volumes effacés à une maille suffisamment fine (évolution des règles détaillée au paragraphe 4.2.2.6).

Par ailleurs, comme indiqué au paragraphe 4.3.1.2, dans le cadre des S3REnR, les producteurs sollicités obtiendront, de la part de RTE, une rémunération permettant de neutraliser l'impact des ajustements sur la valorisation de leurs actifs. Dès lors, la somme de la rémunération des ajustements et du règlement financier bilatéral AA-RE précité devra être égale au tarif d'achat sur le volume effacé :



En conséquence, le prix de l'offre d'ajustement devra être défini, au sein de la convention technique comme la différence entre le tarif d'achat et le prix contractuel AA-RE défini au sein du volet financier de l'accord AA-RE. Selon les modalités de définition du prix contractuel AA-RE, la valeur effective du prix d'offre pourra être définie ex-post.

D'autres schémas financiers sont également à l'étude, notamment au regard du cadre législatif et réglementaire de compensation des charges de l'acheteur obligé et de ses missions. Ces autres schémas, s'ils étaient retenus, pourraient conduire à des évolutions des règles du mécanisme d'ajustement au sein de versions ultérieures.

4.3.1.7 Modalités d'adhésion des producteurs concernés

Le recours à la flexibilité des producteurs HTA est mentionné au sein des propositions techniques et financières formulées dans le cadre des S3REnR ainsi que dans la documentation technique de référence de RTE.

Néanmoins, le cadre contractuel d'accès au réseau en vigueur ne comporte pas d'obligation, pour les producteurs situés dans les zones concernés d'adhérer au cadre contractuel détaillé dans le présent rapport.

A date et à titre expérimental, RTE souhaite déployer ce dispositif sur la base du volontariat en sollicitant prioritairement les producteurs selon les critères suivants :

- localisation permettant de lever la contrainte sur le réseau de transport ;
- équipement du parc permettant un arrêt organisé de la production (ne détériorant pas les machines) ;
- tarif d'achat le plus faible ;
- parcs de taille importante (afin de minimiser le nombre de contrats à élaborer pour couvrir le besoin de flexibilité) ;
- exploitants de plusieurs parcs sur les zones concernées (pour la même raison) ;
- délai de reprise de production faible (afin de minimiser le volume d'énergie effacée tout en couvrant le besoin) ;
- autres critères relatifs à la solution technique de transmission automatique des ordres d'ajustement (en particulier dans le cas où celle-ci repose sur l'infrastructure du GRD).

A date, et pour les premières zones concernées, RTE identifie suffisamment de producteurs volontaires pour poursuivre l'expérimentation.

A la cible, si ce schéma contractuel était retenu pour être généralisé, une évolution du cadre contractuel de l'accès au réseau pourra être discutée afin de garantir au GRT la possibilité de couvrir ses besoins d'ajustement.

5 FINALISATION DES TRAVAUX RELATIFS A LA SECURISATION FINANCIERE DU DISPOSITIF DE RESPONSABLE D'EQUILIBRE

5.1 Exposé des motifs – introduction

Suite aux tensions sur le marché de l'électricité cet hiver, les trois constats suivants ont été réalisés :

- **défaillance de plusieurs responsables d'équilibre disposant de sites de soutirage dans leur périmètre** (pour lesquels un arrêt de la consommation n'est pas possible) et n'ayant pas fourni de garantie bancaire (ci-après GB) à RTE. Ces derniers n'avaient pas la solidité financière pour faire face à la montée des prix de marché et de règlement des écarts. Dans leur situation (procédure collective) la fourniture d'un dépôt de liquidité ne permet pas à RTE de garantir le recouvrement des factures d'écarts. En effet, la mise en œuvre de ces dépôts de liquidités (c'est-à-dire le fait que RTE conserve et s'approprie les sommes remises par le RE ou son mandataire sous forme de gages-espèces) est juridiquement contestable en cas de procédure collective ;
- la **méthode d'estimation des écarts RPD** pour les jours où les données des GRD n'ont pas encore été publiées n'est pas adaptée ;
- RTE a reçu **plusieurs demandes (i) de création d'un montant intermédiaire de GB** pour les acteurs dont la puissance moyenne de soutirage est comprise entre 25 et 50 MW (le seuil de 200 k€ étant jugé trop élevé) et (ii) **d'abaissement des critères de notation long terme** à respecter par les garants.

RTE propose par conséquent de modifier les modalités de sécurisation financière relatives au dispositif de responsable d'équilibre selon les 4 axes suivants :

- Abaissement de la notation des garants ;
- Evolution de la grille de sécurisation financière ;
- Evolution de l'estimation de l'encours RPD ;
- Ajout d'une clause de résiliation en cas de périmètre intégralement déséquilibré.

5.2 Abaissement de la notation des garants

5.2.1 Situation actuelle

Les notations attendues actuellement sont les suivantes :

- [A] pour la notation Standard & Poor's et/ou Fitch Ratings
- [A2] pour la notation Moody's

5.2.2 Proposition RTE

RTE propose d'abaisser d'un cran ces notations qui seraient désormais les suivantes :

- [BBB+] « Perspective stable » pour la notation Standard & Poor's et/ou Fitch Ratings
- [A2] pour la notation Moody's

5.3 Evolution de la grille de Sécurisation Financière

5.3.1 Situation actuelle

Les modalités de sécurisation financière du dispositif RE en vigueur reposent principalement sur la remise à RTE d'une GB, d'une durée de validité au moins égale à un an, dont le montant est défini suivant la plage de puissance moyenne de soutirage annuelle :

Montant garantie Financière (Garantie Bancaire + Dépôt de liquidités) (k€)	Plage de puissance moyenne de soutirage annuelle (MW)	Encours autorisé (k€)	Volume d'énergie journalier autorisé (MWh/J)
0	≤25	100	1 800
200	] 25 ; 50]	200	3 600
300	] 50 ; 75]	300	5 400
400	] 75 ; 100]	400	7 200
600	] 100 ; 150]	600	10 800
800	] 150 ; 200]	800	14 400
1 000	] 200 ; 250]	1 000	18 000
1 200	] 250 ; 300]	1 200	21 600
1 600	] 300 ; 400]	1 600	28 800
2 000	] 400 ; 500]	2 000	36 000
2 400	] 500 ; 600]	2 400	43 200
2 800	] 600 ; 700]	2 800	50 400
3 200	> 700	3 200	non limité
5 000	> 700	Non limité	non limité

5.3.2 Proposition RTE

RTE propose les modifications de la grille de sécurisation financière suivantes :

- suppression de la franchise de GB pour les acteurs dont la puissance est inférieure à 25 MW : fourniture d'une GB minimale de 50 000 € pour les acteurs dont la puissance est inférieure à 25 MW. Ce montant correspond à 1,5 jour d'écarts à un prix moyen de 55 €/MWh du spot (contre 3 jours pour les RE disposant d'une puissance souscrite supérieure ou égale à 25 MW).
- ajout d'un montant intermédiaire de GB : insertion d'un montant de GB intermédiaire de 150 000 € pour les acteurs ayant une puissance souscrite comprise entre 25 et 35 MW. Ce montant correspond à 3 jours d'écarts à un prix moyen de 55 €/MWh.

Il est à noter que la première évolution consistant à la suppression de la franchise de garantie bancaire concerne plus de 80 acteurs responsables d'équilibre. Par conséquent, RTE propose une phase transitoire pour les acteurs existants disposant d'un accord de participation en qualité de RE : un délai de 3 mois leur sera accordé à compter de l'entrée en vigueur des règles pour fournir une GB.

La synthèse des évolutions de la grille de sécurisation financière est donnée ci-dessous :

Montant garantie Financière (Garantie Bancaire + Dépôt de liquidités) (k€)	Plage de puissance moyenne de soutirage annuelle (MW)	Encours autorisé (k€)	Volume d'énergie journalier autorisé (MWh/J)
50	≤25	50	1 800
150	]25 ;35]	150	2 500
200	] 35 ; 50]	200	3 600
300	] 50 ; 75]	300	5 400
400	] 75 ; 100]	400	7 200
600	] 100 ; 150]	600	10 800
800	] 150 ; 200]	800	14 400
1 000	] 200 ; 250]	1 000	18 000
1 200	] 250 ; 300]	1 200	21 600
1 600	] 300 ; 400]	1 600	28 800
2 000	] 400 ; 500]	2 000	36 000
2 400	] 500 ; 600]	2 400	43 200
2 800	] 600 ; 700]	2 800	50 400
3 200	> 700	3 200	non limité
5 000	> 700	non limité	non limité

La possibilité de recourir à la fiducie en alternative au dépôt de liquidités, évoquée lors de la concertation, n'a pas été retenue par RTE dans la mesure où ce mécanisme peut difficilement être mis en place dans les délais prévus pour le recours au dépôt de liquidités (2 jours ouvrés) pour les raisons suivantes :

- seules certaines personnes peuvent avoir la qualité de fiduciaire (notamment les établissements de crédit et les avocats), rendant la constitution de la fiducie particulièrement complexe en cas de dépassement soudain de l'encours autorisé ;
- les exigences de forme afférentes au contrat de fiducie sont également contraignantes au regard des délais prévus pour augmenter une garantie financière, notamment le contrat de fiducie doit (i) prendre la forme d'un acte notarié si elle porte sur un immeuble, et doit (ii) être enregistré dans un délai d'un mois à compter de sa conclusion auprès du service des impôts.

5.4 Estimation de l'encours RPD

5.4.1 Situation actuelle

L'encours d'un responsable d'équilibre est constitué des éléments suivants :

- les factures et factures d'avoir adressées au RE (écarts, frais de gestion, pénalités de retard, soutirage et injection physique) et non réglées ;
- les éléments de facturation pour le mois échu, non encore facturés ;
- les éléments de facturation pour les jours compris entre le 1er du mois et J-1.

Si le périmètre d'équilibre du RE contient au moins un site raccordé au RPD, pour chaque journée où les données des gestionnaires de réseau de distribution ne sont pas encore disponibles, RTE établit les éléments de facturation relatifs à l'écart à partir d'une estimation basée sur un historique des douze dernières semaines de données disponibles selon la formule suivante :

BGC estimé (J) = BGC prod max (12 semaines) – BGC conso min (12 semaines)

Avec :

- **BGC_conso_min (12 semaines) :** courbe de charge calculée par RTE de **consommation minimale journalière** du RE sur la base d'un historique de 12 semaines
- **BGC_prod_max (12 semaines) :** courbe de charge calculée par RTE de **production maximale journalière** du RE sur la base d'un historique de 12 semaines

5.4.2 Proposition RTE

L'estimation actuelle de l'encours RPD tend à minimiser l'écart du RE sur son périmètre RPD par l'application de la « conso min » journalière et la « production max » journalière sur une période de 12 semaines.

A titre d'exemple en décembre 2016, si la journée de consommation minimale tombe un dimanche de septembre, les jours pour lesquels RTE ne dispose pas de données de la part du GRD sont alors tous considérés comme ayant une consommation équivalente à celle d'un « dimanche de septembre ».

Cette estimation ne permet pas d'évaluer finement les risques financiers pour RTE. Aussi RTE propose une évolution de l'estimation des données RPD par une recopie des dernières données reçues des GRD pour le jour concerné (dernier BGC reçu) :

BGC J (Semaine S) = BGC J (Semaine S-3 /S-2)

5.5 Ajout d'une clause de résiliation par RTE

5.5.1 Situation actuelle

Les règles en vigueur donnent la possibilité à RTE de résilier un accord de participation en qualité de RE dans six conditions précises détaillées à l'article C.7.2 des règles RE (absence de garantie financière valide, incident de paiement, écarts promettant l'équilibre des flux d'électricité sur le réseau, absence totale d'activité). Dans ces conditions, un responsable d'équilibre ayant un périmètre totalement déséquilibré (absence de possibilité de s'équilibrer caractérisée par une absence totale de soutirage ou absence totale d'injection) peut rester actif dans la mesure où ces écarts ne sont pas significatifs pour le réseau et son encours ne dépasse pas sa garantie bancaire.

5.5.2 Proposition RTE

Dans le cas d'un périmètre totalement déséquilibré avec absence totale d'injection de la part du RE, RTE propose d'accélérer la procédure de résiliation en ajoutant la possibilité pour RTE de résilier l'accord de participation de RE, après mise en demeure, dès lors que les deux conditions suivantes sont remplies :

- Condition 1 : son encours dépasse son encours autorisé ;
- Condition 2 : absence totale d'injection dans le périmètre du RE pendant plus de 7 jours tandis que ses soutirages sont non nuls.

6 Mise en place d'une nouvelle option de secours entre GRT : aFRR assistance

RTE propose une nouvelle option de secours entre GRT qui viendrait compléter les options de secours listées à l'article 4.4.2.4.3.3 de la Section 1 des règles MA-RE.

6.1 Contexte du projet aFRR assistance

Des discussions ont été menées depuis fin 2015 pour définir les principes opérationnels d'un service d'aFRR assistance entre les GRT d'IGCC (plateforme permettant de gérer les soldes des déséquilibres sur le périmètre des GRT APG, Elia, Swissgrid, CEPS, 50Hertz, Amprion, Tennet DE, TransnetBW, Energinet, RTE, Tennet NL)[7].

Début juillet 2016, un accord sur les principes opérationnels pour traiter la mise en œuvre de ce service en dehors du cadre contractuel d'IGCC a été trouvé entre RTE et les 4 GRT allemands (Amprion, TransnetBW, Tennet DE, 50Hz, qui ont déjà recours à cette assistance).

RTE souhaite donc mettre en œuvre en 2018 ce nouveau dispositif de secours établi à partir de l'architecture d'IGCC.

6.2 Principes de fonctionnement de l'aFRR assistance

Le dispositif « aFRR assistance » utilise l'architecture IGCC pour permettre aux GRT de s'aider mutuellement dans des situations de déséquilibre en temps réel important afin de résorber les écarts de réglage. En cas d'insuffisance de moyens disponibles pour l'équilibrage, il permet l'activation de la réserve secondaire d'un autre GRT et l'import vers la zone en déséquilibre de l'énergie de réglage associée à cette sollicitation.

Le dispositif d'aFRR assistance est de nature à renforcer la sécurité du système électrique, à améliorer la qualité de réglage des GRT participants et à résorber plus rapidement certains écarts de fréquence. C'est un dispositif réciproque, il pourra être activée à la fois par RTE ou par les autres GRT. Au même titre que les autres contrats de secours, ce n'est pas un dispositif garanti au sens où la sollicitation ne pourra être effective que lorsque le GRT sollicité dispose lui-même de ressources disponibles.

6.3 Sollicitation

Le dispositif pourra être sollicité par le GRT lorsque le déséquilibre temps-réel constaté est supérieur à ce qui peut être résorbé par une activation complète de la réserve secondaire résiduelle.

Dans cette situation, le GRT n'est pas en mesure de combler tout le déséquilibre temps réel avec sa réserve secondaire propre, générant un écart de réglage résiduel venant mettre en risque la faculté de résorber les écarts de fréquence, en particulier si celui-ci perdure. Notons que ce dispositif d'aFRR assistance diminuera les écarts involontaires de réglage des différents GRT, ces écarts faisant l'objet de rattrapages (cf. Article 5.8.2 des règles).

En condition opérationnelle, le dispositif « aFRR assistance » peut être sollicité par RTE avec sollicitation de la réserve secondaire constituée à l'étranger ou par les autres GRT avec sollicitation de la réserve secondaire constituée en France.

[7] https://clients.rte-france.com/lang/fr/visiteurs/vie/initiative_igcc.jsp

Le dispositif « aFRR assistance » étant défini comme un contrat de secours, son utilisation n'est pas systématique et reste donc conditionnée à la décision de l'opérateur.

La fourniture d'assistance peut être réduite voire interrompue instantanément dès que le GRT fournissant l'assistance a besoin de l'énergie livrée pour la résorption de son propre déséquilibre.

6.3.1 Sollicitation par RTE

RTE prévoit de solliciter le dispositif *a minima* lorsque les critères suivants seront réunis :

- Le déséquilibre temps réel après netting IGCC est supérieur à la réserve secondaire programmée plus la valeur limite du critère « ACE Level 2 » du règlement européen SOGL[8] (System operation ;
- Le déclenchement est validé manuellement par l'opérateur.

La sollicitation prend alors fin automatiquement lorsque le critère suivant est rempli :

- Le déséquilibre temps réel après netting IGCC est inférieur à la réserve secondaire programmée plus la valeur limite du critère « ACE Level 1 » du règlement européen SOGL.

6.3.2 Réponse aux sollicitations des autres GRT

La fourniture d'assistance aux autres GRT est possible dès que la différence entre le besoin d'activation (après netting IGCC) et la réserve secondaire disponible est supérieure à zéro (i.e. qu'il y a bien de la réserve secondaire disponible).

Les critères de sollicitation des autres GRT sont similaires à ceux mis en place par RTE.

6.4 Principes de règlement financier

RTE prévoit d'intégrer l'aFRR assistance au calcul de la tendance, du prix moyen pondéré et aux flux financiers du compte ajustements écarts, selon des modalités identiques à celles déjà établies pour les autres contrats de secours et décrites dans la section 1 des règles : en cas d'activation par RTE, le coût d'activation facturé par les autres GRT sera porté par les RE déséquilibrés par l'intermédiaire du prix de règlement des écarts et du compte ajustements écarts. En cas d'activation par les autres GRT, RTE facturera l'énergie activée aux autres GRT au prix auquel RTE rémunère les responsables de réserve conformément aux règles services système fréquence : aucun bénéfice pour le compte ajustements écarts n'est prévu.

[8]En application du règlement européen SOGL (System Opération Guideline), les critères suivants portant sur les écarts de réglage ne doivent être dépassés par les différents GRT sur la zone de réglage dont ils ont la responsabilité :

- Level 1 : 231 MW pendant plus de 15 min, plus de 30% du temps par an (valeur 2017)
- Level 2 : 437 MW pendant plus de 15 min, plus de 5% du temps par an (valeur 2017)

Ces valeurs peuvent être amenées à évoluer au fil des années suivant la mise à jour des résultats de la méthodologie retenue en application du code SOGL.

En cas d'activation pour un besoin de RTE, au-delà de la prise en compte immédiate du volume activé dans le calcul du déséquilibre France et de la tendance associée, RTE et ses homologues feront tout leur possible pour disposer d'une estimation du coût de l'assistance cinq minutes après la fin du pas de règlement des écarts concerné. Cette estimation sera intégrée dans la première version du calcul du prix de règlement des écarts intervenant cinq minutes après la fin du pas de règlement des écarts concernés. Puisque le recours à l'aFRR assistance sera toujours associé à un déséquilibre majeur, il est nécessaire de renvoyer l'information et le signal prix résultant aux RE.

7 AUTRES EVOLUTIONS RELATIVES AU MECANISME D'AJUSTEMENT

Les paragraphes suivants détaillent les autres évolutions de la section 1 des règles MA-RE.

7.1 Correction de la formule du PRE (cas k<0)

7.1.1 Contexte et problématique

Conformément aux dispositions relatives au paragraphe 5 de règles du mécanisme d'ajustement, la matrice de calcul du prix de règlement des écarts intègre un facteur k qui permet de gérer le solde du compte ajustement. La gestion du solde du compte s'effectue en deux temps : une valeur du k est fixé ex-ante ; celle-ci est ensuite régularisée une fois toutes les données d'écarts des responsables d'équilibre considérées comme définitives (12 mois après la fin de la période considérée), et sur d'un solde à atteindre fixé par la CRE. Cette nouvelle valeur du k (ou k') donne lieu à une réévaluation des flux financiers liés aux écarts sur la période concernée et donc à une régularisation de l'ensemble des factures d'écart.

Il peut arriver que la valeur du k après régularisation (k') intervenant dans la formule du prix de règlement des écarts soit, dans certaines situations, négative. Pour l'année 2016 par exemple, les prévisions du reversement du solde du compte « Ajustement-Ecarts » nécessitent une valeur négative du coefficient « k' » pour l'annuler le solde. Ce cas de figure n'avait pas été pris en compte dans la version actuelle des Règles MA-RE et le tableau donnant les formules du PRE ne permet pas de gérer correctement cette situation.

Dans l'attente de la délibération de la CRE sur la valeur définitive du solde du CAE 2016, RTE propose de faire évoluer les formules de calcul du PRE qui sont décrites aux paragraphes 5.1 et 5.10.3.3 de la section 1 des règles MA.

Les évolutions proposées s'appliquent donc pour :

- La matrice « Single Price » en vigueur dans les règles depuis le 7 avril 2017 et appliquée pour les échéances postérieures à cette date
- La matrice « Dual Price » qui s'applique aux écarts pour les échéances comprises entre le 1er avril 2016 et le 7 avril 2017.

Il est à noter que ces modifications ne remettent pas en cause les facturations déjà émises dans le cadre du règlement des écarts pour les échéances concernées. En effet, les modifications impacteront uniquement les factures liées au reversement du solde du CAE dans le cas où le k' permettant d'atteindre le solde fixé par la CRE devrait être négatif.

Le comportement problématique observé pour les formules du PRE décrites par la version actuelle des règles MA-RE est dû à l'introduction des formules « min » et « max » dans les règles MA-RE précédentes permettant de traiter les situations où le PMP est négatif. Or, dans la situation où le coefficient k' calculé ex-post serait négatif, les formules des prix des écarts validant les conditions « min » et « max » deviennent « celles définies pour un PMP du signe opposé ».

Exemple avec une hypothèse **PMP >0 pour la matrice « Dual Price »:**

- **Si k'>0** : $PREN_H$ = Max(PMP_H * (1+k') ; PMP_H/(1+k')) = **PMP_H * (1+k')**
- **Si k'<0 :** $PREN_H$ = Max(PMP_H * (1+k') ; PMP_H/(1+k')) = **PMP_H/(1+k') → ce qui n'est pas le comportement attendu**

Exemple avec une hypothèse **PMP >0 pour la matrice « Single Price » :**

- **Si k'>0** : $PREN_H$ = Max(PMP_H * (1-k'); PMP_H * (1+k')) = **PMP_H * (1+k')**
- **Si k'<0 :** $PREN_H$ = Max(PMP_H * (1-k'); PMP_H * (1+k')) = **PMP_H*(1-k') → ce qui n'est pas le comportement attendu**

7.1.2 Propositions de correction de la formule du PRE

Afin de rendre la matrice de calcul du PRE compatible avec un éventuel k négatif, il est proposé de distinguer les cas où le PMP est positif et les cas où le PMP est négatif.

7.1.2.1 Matrice « Dual Price » utilisée du 1er avril 2016 au 6 avril 2017

Proposition d'évolution :

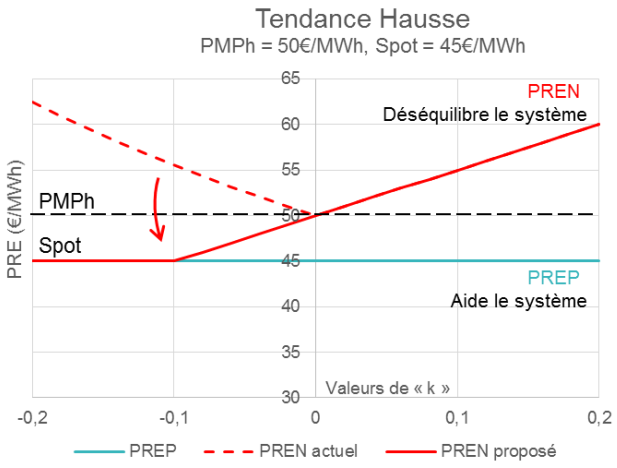
PMP > 0	Tendance à la Hausse **(et PMP_H positif)**	Tendance nulle	Tendance à la Baisse **(et PMP_B positif)**
Ecarts positifs	Prix Spot de Référence	Prix Spot de Référence	PMP_B/(1+k) *Nota 1*
Ecarts négatifs	PMP_H * (1+k) *Nota 2*	Prix Spot de Référence	Prix Spot de Référence

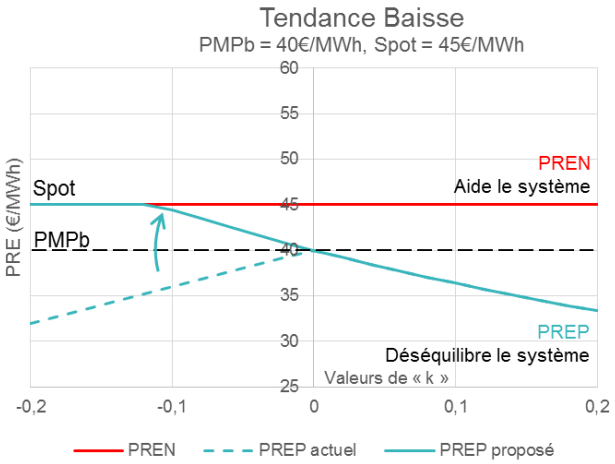
PMP < 0	Tendance à la Hausse **(et PMP_H négatif)**	Tendance nulle	Tendance à la Baisse **(et PMP_B négatif)**
Ecarts positifs	Prix Spot de Référence	Prix Spot de Référence	PMP_B *(1+k) *Nota 1*
Ecarts négatifs	PMP_H/(1+k) *Nota 2*	Prix Spot de Référence	Prix Spot de Référence

Nota 1 : cette valeur ne peut être supérieure au Prix Spot de Référence

Nota 2 : cette valeur ne peut être inférieure au Prix Spot de Référence

Le comportement lié à cette évolution peut se représenter de la façon suivante :





7.1.2.2 Matrice « Single Price » utilisée à partir du 7 avril 2017

Proposition d'évolution :

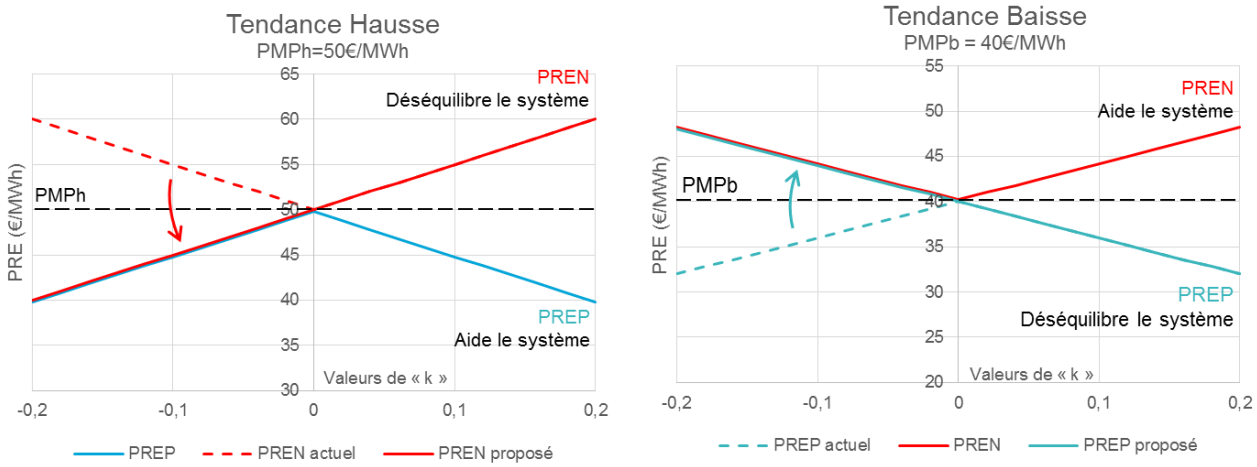
PMP > 0	Tendance du système électrique français à la Hausse **(et PMP_H positif)**	Tendance du système électrique français à la Baisse **(et PMP_B positif)**
Ecarts positifs	PMPH * (1-k) *Nota 1*	PMP_B * (1-k)
Ecarts négatifs	PMP_H * (1+k)	PMP_B * (1+k) *Nota 2*

PMP < 0	Tendance du système électrique français à la Hausse **(et PMP_H négatif)**	Tendance du système électrique français à la Baisse **(et PMP_B négatif)**
Ecarts positifs	PMP_H * (1+k) *Nota 1*	PMP_B * (1+k)
Ecarts négatifs	PMP_H * (1-k)	PMP_B * (1-k) *Nota 2*

Nota 1 : Le PREP ne peut pas être supérieur au PREN

Nota 2 : Le PREN ne peut pas être inférieur au PREP

Le comportement lié à cette évolution peut se représenter de la façon suivante :



7.2 Définition des modalités de modification du prix d'une offre activée

Il est aujourd'hui possible de modifier le prix d'une plage de prix d'une offre jusqu'à une heure avant cette plage (temps correspondant au délai de Neutralisation) et à condition que l'offre soit non appelée à l'heure du guichet.

Dans le cas d'une offre spécifique 1 activée sur une plage de prix 1 qui continuerait sur une prochaine plage de prix 2 sous la forme d'une offre spécifique 2 sans précision relative à son moment de désactivation (activation « jusqu'à nouvel avis »), RTE doit pouvoir être en mesure de la désactiver si un nouveau prix (non compatible avec la préséance économique) est défini sur la plage de prix 2.

Or, dans le cas où l'activation de l'offre 1 a lieu avant le délai de neutralisation, avec une durée [DMO+DOmin] dépassant le délai de neutralisation d'une heure, il n'est plus possible pour RTE de la désactiver avant le passage à l'offre 2 (qui sera donc activée au prix de la plage de prix 2), alors qu'il est toujours possible pour l'acteur de définir un nouveau prix sur la plage de prix 2.

Afin d'éviter les situations d'abus, il est proposé d'ajouter la condition suivante de modification de prix d'une offre dans les règles (paragraphe 4.3.2.3.2 des règles) :

- pour une offre spécifique activée (sur une plage de prix correspondante) et qui continue sur la (ou les) plage(s) de prix suivante(s) sous la forme d'une nouvelle offre spécifique, la modification du prix de la prochaine plage de prix sera prise en compte après le délai de neutralisation ou après la durée [DMO+DOmin] si celle-ci est supérieure au délai de neutralisation.

7.3 Harmonisation du format de saisie du DNA pour les offres explicites

Les conditions d'utilisation des offres explicites comportent un paramètre (inclus dans les conditions particulières de l'offre) dénommé « délai de neutralisation entre activation » (ou DNA). Techniquement, ce paramètre, lorsqu'il est nécessaire est aujourd'hui transmis par les acteurs dans le champ ComOh ou ComOb du fichier CT_CE. Cette saisie n'est pas harmonisée et est faite de façon hétérogène.

Afin de pouvoir exploiter correctement les données du fichier CT_CE concernant le DNA, RTE propose le format de saisie suivant :

- DNA = XX, où XX = délai en minutes

Cette proposition de format est intégrée aux Règles SI (Guide d'Implémentation des Messages du Système d'Information support de la Programmation et du Mécanisme d'Ajustement, §6.4.2)

1.1 EDA constituées de plusieurs EDP sur le RPT

Suite aux demandes formulées dans le cadre du groupe de travail « Souplesse des EDA », RTE a mis en œuvre une évolution permettant aux acteurs d'ajustement de regrouper, sans l'accord préalable de RTE, plusieurs « petites » EDP localisées sur des sites différents raccordés au RPT au sein d'une même EDA. Ces EDA ne peuvent en revanche programmer de services système avant une date D.

RTE propose de reporter cette date D (et donc de reporter la restriction liée aux services système) à une refonte plus globale du mode de constitution des offres d'ajustement qui est prévue dans le cadre de la déclinaison du Code Electricity Balancing.

Actuellement, aucun acteur d'ajustement n'a réalisé de regroupement de « petites » EDP au sein d'une EDA. Le report proposé par RTE ne devrait donc pas avoir de conséquence pour les acteurs d'ajustement et permettra d'éviter des évolutions non pérennes du système d'information de RTE.

8 AUTRES EVOLUTIONS RELATIVES AU MECANISME RE

Les paragraphes suivants détaillent les autres évolutions de la section 2 des règles MA-RE.

8.1 Révision de la clause de résiliation

Le chapitre D comprend un article D.17.2 « Résiliation à l'initiative de RTE » qui explicite le processus de résiliation du contrat RTE-RE (notamment le processus de résiliation du contrat RTE-RE à l'initiative de RTE) dont les modalités sont fixées par le chapitre C des Règles RE (le chapitre C composant les conditions générales du contrat RTE-RE).

En toute logique, cet article D.17.2 devrait être en cohérence avec l'article C.7.2. Or, tel n'est pas le cas aujourd'hui: le contenu de l'article C.7.2 a évolué sans que l'article D.17.2 ne soit mis en cohérence.

Des propositions de modifications de l'article D.17.2 ont donc été réalisées, en particulier sur les points ci-après :

- en l'absence de régularisation dans le délai imparti par la mise en demeure, RTE « peut » résilier son contrat avec le RE : la résiliation n'est pas « automatique », RTE ayant la possibilité de ne pas aller jusqu'au bout du processus de résiliation ;
- en l'absence de régularisation dans le délai imparti par la mise en demeure, RTE notifie au RE, par LRAR, la résiliation de son accord de participation en qualité de RE en précisant le motif fondant la résiliation et la date d'effet de la résiliation : la date d'effet de la résiliation est déterminée dans la LRAR, elle n'est pas fixée a priori dans les Règles RE.
- conformément à l'article C.7.2, RTE tient les GRD sur le(s) réseau(x) desquels le RE était considéré comme RE Actif informés de la résiliation en même temps que le RE.

Enfin, une mise en cohérence de l'article C.8.3.4 avec l'article C.7.2 était également nécessaire.

8.2 Intégration des flux financiers relatifs aux écarts d'arrondi dans le CAE

Les écarts d'arrondi correspondent à la différence entre la somme des échanges programmés aux frontières résultant du couplage et le solde des achats et ventes sélectionnés par le couplage.

L'écart d'arrondi donne lieu à l'établissement d'une facture entre RTE et les NEMO concernés, au prix du marché journalier de l'électricité établis par chaque NEMO des Pas demi-Horaire impactés.

Ces écarts d'arrondi sont affectés à des périmètres d'équilibres spécifiques. RTE est responsable financièrement des Ecarts de ces périmètres d'équilibre spécifiques.

Ces écarts contribuant à un écart sur le système électrique, RTE préconise d'intégrer ces flux financiers au sein du CAE dans la continuité des éléments ajoutés au sein des règles V8. L'article 5.9 « Gestion des écarts d'arrondi » a été ajouté en conséquence.

8.3 Correction du Résidu financier national

La reconstitution des flux liée au dispositif RE a été mise à jour pour prendre en compte les volumes des entités profilées des mécanismes MA, NEBEF et SSY dans le cadre de la mise à jour des règles V7.

Ainsi, l'ensemble des calculs de la réconciliation temporelle ont été modifiés en conséquence pour intégrer ces différents volumes sauf le calcul du résidu financier national. Etant donné les faibles volumes liés aux entités profilées des mécanismes MA et NEBEF des années précédentes, il n'y a pas eu d'impact financier. Cependant, RTE propose de régulariser cette formule au sein de l'article C.16.1.10.

Pour information, la douzième réconciliation temporelle (couvrant la période de juillet 2015 à juin 2016) intégrera cette correction.

8.4 Publication des données RPD à la maille nationale

Suite à la mise en concertation du Projet de Programme de Travail 2017 du GT Recoflux, les responsables d'équilibre ont émis le besoin d'obtenir plus fréquemment les indicateurs des flux RPD transmis habituellement par RTE lors de chaque GT Recoflux.

RTE a proposé, lors du GT Recoflux de mars 2017, de mettre à disposition sur le site internet de RTE les courbes transmises par les GRD agrégées à la maille nationale. Les acteurs ont confirmé l'intérêt de ce nouveau service public en séance et par mail.

Les articles C.15.4.3.1 et D.15.3.3 ont été modifiés pour préciser la mise à disposition de ces nouvelles données.

8.5 Diminution des délais de publication des courbes de charges RPD

Afin d'être conforme aux publications existantes, RTE propose de mettre à jour les articles C.15.4.3.1, C.15.4.3.2, D.15.2.1.2, D.15.3.1 afin de préciser que la publication des courbes de charges RPD s'effectue au plus tard le vendredi de la semaine S+2 et non le jeudi de la semaine S+3.

En effet, RTE publie actuellement (en plus des courbes déjà prévues en S+2), les données suivantes :

- La Courbe de Charge de référence nationale ;
- L'Ecart National de Profilage ;
- Le Coefficient de Calage national ;

Pour chaque RE Actif sur le réseau du GRD :

- la Courbe de Charge Estimée de consommation calée ;
- le Bilan Global de Consommation.

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

Section	Evolution	Date	Commentaires
Mise en œuvre le 1er janvier 2018			
1	Versement dérogatoire (décret Taux)	Les dispositions relatives au versement dérogatoire seront inscrites dans les règles MA-RE à compter du 1er janvier 2018	Ces dispositions ne s'appliqueront qu'à partir de leur date d'entrée en vigueur spécifiée dans les règles NEBEF
1	Méthodes de contrôle du réalisé (prévision et historique) pour les EDA soutirage télérelevées	1er janvier 2018	
1	Activation automatique d'offres d'ajustement pour le traitement des contraintes réseau		
1	Mise en place d'une nouvelle option de secours entre GRT : aFRR Assistance		Le dispositif ne devrait être effectivement utilisé qu'à partir de mi-2018
1	Correction de la formule du PRE (coeff k<0)		
1	Définition des modalités de modification du prix d'une offre activée		
1	Intégration des flux financiers relatifs aux écarts d'arrondis dans le CAE		
1	Introduction d'une tolérance pour le respect du DOmin		
1 & SI	Harmonisation du format de saisie du DNA pour les offres explicites		
1 & 2	Sécu-fi : abaissement de la notation des garants		
2	Sécu-fi : correction de la grille de sécurisation financière pour inclure le cas d'un acteur sans GB		
2	Sécu-fi : ajout d'une clause de résiliation par RTE		
2	Sécu-fi : correction de la méthode d'estimation de l'encours RPD		
2	Révision de la clause de résiliation RE (CART TURPE 5)		

2	Correction de la formule du résidu financier national		
2	Mise à jour des délais de publication des courbes de charges RPD		
2	Modification Annexe C7		
1 & 2	Annexe 3 - Correction domiciliation bancaire de RTE		
1 & 2	Pénalités de retard		
1 & 2	Evolution du modèle de GB		
Mise en œuvre à une date postérieure au 1er janvier 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 et A'	date A (vers mi-2018) date A' (pas avant v9)
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
2	Suspension du contrat d'un RE *Date héritée des règles v8.2*	Date D (section 2)	S1 2018
2	Dispositif de programmation des échanges de blocs *Date héritée des règles v8.2*	Date E (section 2)	T1 2018
2	Publication des données RPD à la maille nationale	Date F (section 2)	mars-18
Mise en œuvre dans le cadre de v9 mais sujets présents dans le document rapport d'accompagnement à la consultation			
1	Evolution des modalités de programmation - Diminution du pas de programmation (optionnelle) - Evolution du contenu du programme d'appel : passage en quintuplet - Fin de la limitation pour les redéclarations	Règles v9	T4 2018 Tests SI dès T2 2018

Annexe 1 – Tableau récapitulatif des évolutions et des dates de mise en œuvre

	- Harmonisation du DN pour l'ensemble des moyens de production - Impact sur le controle SSY		