Le réseau de transport d'électricité

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

Rapport d'accompagnement de la proposition de règles MA-RE

soumise à la CRE

Table des matières

1 Exposé des motifs 4

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

2.1 Introduction 6

2.2 Evolutions relatives aux programmes d'appel 6

2.2.1 Evolutions fonctionnelles 6

2.2.2 Evolutions techniques 11

2.2.3 Retour des acteurs et analyse de RTE 12

2.3 Evolutions relatives aux programmes de marche 14

2.3.1 Evolutions fonctionnelles 14

2.3.2 Evolutions techniques 15

3 Passage de la reconciliation temporelle au PRE 16

3.1 Description du système de règlement des écarts actuel 16

3.1.1 Système de profilage 16

3.1.2 Le calcul des écarts 17

3.2 Demandes d'évolutions formulées par la CRE 18

3.3 Le système cible en matière de règlement des écarts de RE 19

3.4 Retours des acteurs et proposition de déclinaison de l'orientation concernant le passage de la réconciliation temporelle au PRE : établissement d'un calcul d'écart de RE corrigé des énergies affectées en Réconciliation Temporelle 20

3.5 Valorisation du résidu 21

3.6 Révision du coefficient « k » défini ex-ante 22

4 Prise en compte des mesures exceptionnelles dans le calcul des écarts 22

4.1 Introduction 22

4.2 Contexte de l'évolution 24

4.3 Analyse de RTE 24

4.3.1 Dimensionnement du prix de règlement des écarts 24

4.3.2 Calcul des écarts de RE en volume 25

4.4 Proposition de RTE lors de la consultation 26

4.5 Retour des acteurs et analyse de RTE 27

5 Opérateur unique en interface avec RTE pour la valorisation des flexibilités d'un site 28

5.1 Introduction 28

5.2 Contexte 28

5.2.1 Les cas de multi-opérateurs autorisés dans les règles en vigueur 28

5.2.2 Pas de situation de multi-opérateurs actuellement 30

5.3 Problématiques rencontrées dans le cadre actuel 30

5.3.1 Coordination des différents opérateurs sur un même site 30

5.3.2 Répartition des volumes pour les multi-opérateurs 30

5.4 Analyse de RTE pour la proposition lors de la consultation 30

5.4.1 Coordination des différents opérateurs sur un même site 30

5.4.2 Répartition des volumes pour les multi-opérateurs 31

5.5 Proposition de RTE lors de la consultation 31

5.6 Retour des acteurs et proposition de RTE pour la saisine 32

6 Simultanéité MA-NEBEF 33

6.1 Contexte de l'évolution 33

6.1.1 Introduction 33

6.1.2 Principe de la simultanéité MA-NEBEF 33

6.1.3 Cas 90% et 10% 34

6.2 Proposition de RTE 34

6.2.1 Évolution de la structure des règles 34

6.2.2 Introduction d'une date A'' pour le cas 10% 34

6.2.3 Évolution du cas 90% 35

6.3 Retour des acteurs et proposition de RTE 35

7 Autres evolutions 36

7.1 Versement fournisseur 36
7.1.1 Contexte *36*
7.1.2 Proposition de RTE *36*
7.1.3 Retours des acteurs et proposition de RTE *36*
7.2 Rémunération des moyens non offerts 37
7.2.1 Contexte *37*
7.2.2 Proposition de RTE *37*
7.3 Seuil de participation au mécanisme d'ajustement 38
8 Annexe 1 – Tableau récapitulatif des évolutions et des dates de mise en œuvre 41
9 Annexe 2 – Réponses détaillées de RTE aux remarques des acteurs 42
9.1 Programmation 42
9.2 Passage de la réconciliation temporelle au PRE 58
9.3 Prise en compte des mesures exceptionnelles dans le calcul des écarts 66
9.4 Opérateur unique en interface avec RTE 70
9.5 Simultanéité MA-NEBEF 81
9.6 Autres évolutions 84

1 EXPOSE DES MOTIFS

La construction du marché intérieur de l'électricité constitue une ambition politique forte de l'Union européenne. Dans ce contexte, les modalités actuelles régissant l'équilibrage du système électrique français sont amenées à évoluer significativement au cours des prochaines années dans le but de poursuivre l'émergence d'un marché d'ajustement européen et d'accompagner efficacement la transition énergétique. Ces ambitions seront transcrites dans les différentes évolutions en cours et à venir des règles relatives à la programmation, au mécanisme d'ajustement et au dispositif de responsable d'équilibre (ci-après règles MA-RE).

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

Jusque récemment, les règles trouvaient leur fondement législatif dans une série d'articles du Code de l'Energie (article L.321-10 et suivants). Elles sont aujourd'hui encadrées par de nouveaux articles du Code de l'énergie, plusieurs décrets et plusieurs règlements européens adoptées en application du 3ème paquet énergie (aussi appelé « code de réseau »). Les grands axes de l'européanisation ont été définis en premier lieu par le règlement (UE) 2017/2195 de la Commission du 23 novembre 2017 concernant une ligne directrice sur l'équilibrage du système électrique (ci-après *Electricity Balancing*), entré en vigueur le 18 décembre 2017. L'harmonisation des différentes modalités requises dans le règlement *Electricity Balancing* se fera au niveau national par une évolution progressive des règles MA-RE.

Les travaux européens ont commencé avec la mise en œuvre de la plateforme européenne d'échange d'énergie d'équilibrage à partir de réserves de remplacement (projet TERRE) et seront suivis par la mise en œuvre des plateformes européennes de réserve de restauration de la fréquence (manuelle et automatique). Afin de préparer ces évolutions, le groupe de travail (« GT ») « Evolutions des règles MA-RE » de la Commission accès au marché (« CAM ») du CURTE a initié, le 3 octobre 2016, un processus de concertation avec les acteurs de marché. Ce processus se poursuivra jusqu'à la mise en œuvre de la plateforme européenne, attendue pour le 4e trimestre 2019.

Dans ce contexte, RTE a organisé une consultation sur une évolution intermédiaire des règles relatives à la programmation, au mécanisme d'ajustement et au dispositif de responsable d'équilibre (règles MA-RE) du 9 février au 14 mars 2018. Quatorze acteurs ont répondu à la consultation : ADEeF, Alpiq Energie France, BHC Energy, Celest, CNR, Direct Energie, EDF, EnergyPool, ENGIE, Equinov, Restore, UNIDEN, Uniper, Voltalis.

Le présent document vise à décrire les modifications que RTE souhaite apporter aux règles relatives à la programmation, au mécanisme d'ajustement (section 1) et au dispositif de responsable d'équilibre (section 2) à la lumière des travaux menés dans le cadre de la concertation, des retours de l'appel à contribution et aux retours à la consultation des parties prenantes.

Ainsi, RTE propose dans le présent document une proposition d'évolution des règles MA-RE incluant les évolutions principales suivantes :

- Evolution des modalités de programmation des capacités de production participant au mécanisme d'ajustement (MA) ou aux services système (SSY) ;
- Passage de la réconciliation temporelle au prix de règlement des écarts (« PRE ») ;
- Prise en compte des mesures exceptionnelles dans le calcul des écarts ;

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

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

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

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

2.1 Introduction

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

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

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

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

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

2.2 Evolutions relatives aux programmes d'appel

2.2.1 Evolutions fonctionnelles

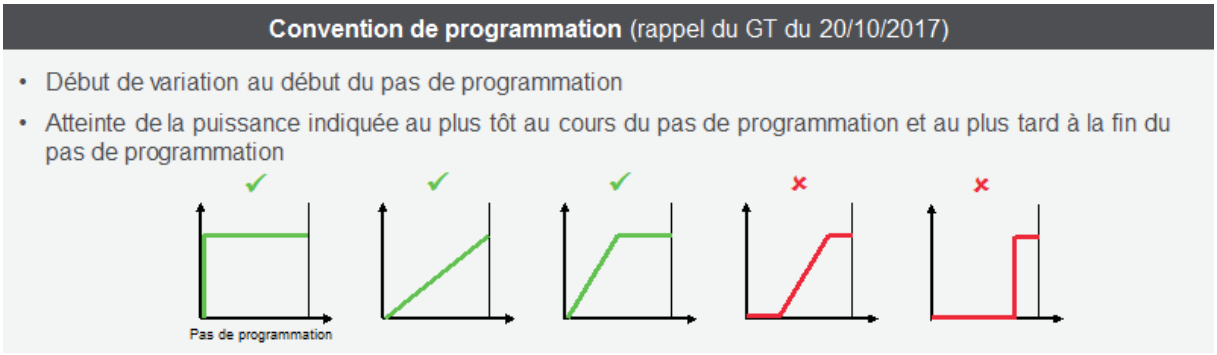
2.2.1.1 Convention de programmation

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

La convention de programmation est la suivante :

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

Illustration :



2.2.1.2 Evolution du pas de programmation

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

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

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

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

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

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

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

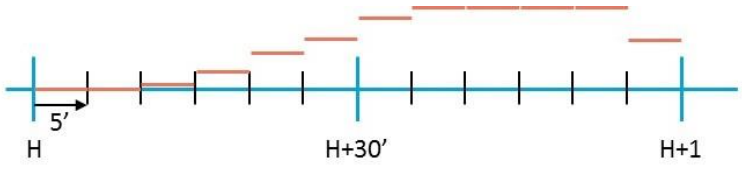
Ce changement fonctionnel sera accompagné d'un changement :

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

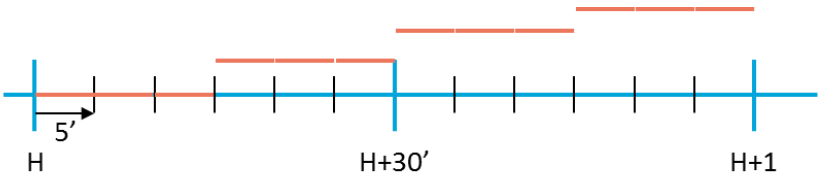
A l'entrée en vigueur de cette nouvelle disposition, le responsable de programmation aura le choix entre les trois options suivantes :

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

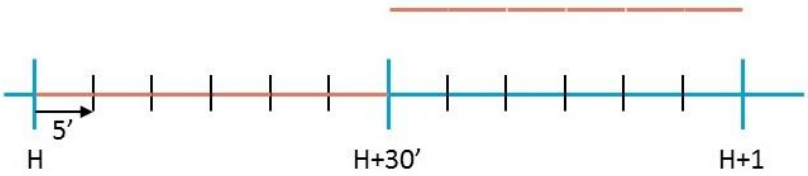
  A titre d'exemple : valeurs renseignées par un acteur choisissant l'option « 5' ». Cette description permet à RTE de connaître précisément le profil des variations de puissance de l'actif concerné.



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



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



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

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

Afin de préparer la déclinaison du règlement « Electricity Balancing » et notamment la nécessité de séparer la contractualisation de réserve secondaire à la hausse de la contractualisation de la réserve secondaire à la baisse, RTE propose l'harmonisation de tous les programmes d'appel reçus des acteurs par RTE[1] vers un programme d'appel dit « en quintuplet » composé des chroniques prévisionnelles de production suivantes :

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

2.2.1.5 Fin de la limitation pour les redéclarations

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

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

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

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

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

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

2.2.1.7 Impact sur le contrôle des SSY

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

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

2.2.1.8 Proposition d'évolution alternative

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

RTE propose d'étudier la faisabilité de ces deux évolutions (détaillées aux paragraphes 2.2.1.8.1 et 0) sous réserve d'expliciter une règle implicite liée au fonctionnement actuel. La règle est la suivante : entre le guichet G-1 et G, le responsable de programmation doit être capable de mettre en œuvre le programme d'appel accepté au guichet G-1, indépendamment de l'acceptation des redéclarations au fil de l'eau entre le guichet G-1 et G. En d'autres termes, tant que le guichet G n'est pas passé, la vision de RTE du programme d'appel est le programme d'appel du guichet G-1. En particulier :

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

RTE a proposé aux acteurs d'indiquer dans le retour de la consultation s'ils préféraient la version proposée en consultation ou cette proposition d'évolution alternative. Les retours des acteurs et l'analyse de RTE sur ces deux propositions alternatives sont détaillés aux paragraphes 2.2.3.3 et 2.2.3.4.

2.2.1.8.1 Périmètre de redéclaration des programmes d'appel en infrajournalier

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

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

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

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

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

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

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

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

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

2.2.2 Evolutions techniques

RTE a prévu la mise en place d'une nouvelle interface technique avec les acteurs d'ajustement et les responsables de programmation dénommée TOPASE (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.
- Echange *via* API (requêtes https) et *via* IHM (chargement de fichier).
- Remplacement des quatre fichiers existants (PA_INITIAL_PROD, PA_PROD, PA_INITIAL_SSY, PA_SSY) pour la programmation pour l'ensemble des RP par un fichier unique ;
- Fichier unique pour la programmation (valable pour les PA et les PM) dénommé (MultipleScheduleDocument) ;
- Les jalons envisagés pour la mise en place des évolutions techniques sont les suivants :
- Transmission aux acteurs d'une première version du guide d'implémentation des PA : fin T3 2017 https://clients.rte-france.com/htm/fr/offre/telecharge/Guide-implementation-TOPASE_v1.2.pdf
- Démarrage des tests SI avec les acteurs : fin T2 2018 / début T3
- Mise en œuvre des PA dans l'application TOPASE : T4 2018

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

2.2.3 Retour des acteurs et analyse de RTE

2.2.3.1 Pas de temps de programmation

RTE a reçu des retours de la part de six acteurs concernant l'évolution de la convention de programmation. Les acteurs s'interrogent principalement sur la faisabilité d'une diminution du pas de temps de programmation et les liens entre le pas de temps de programmation, le pas de temps de règlements des écarts, le pas de contrôle du réalisé et la taille des plages de prix.

RTE distingue trois types de capacité au sens du pas de temps de programmation :

- Les capacités qui font de l'ajustement et ont intérêt à avoir un pas de temps de programmation de cinq minutes ;
- Les capacités qui ne font pas d'ajustement et sont capables de programmer finement (l'intérêt pour RTE est alors d'avoir un bouclage fin) ;
- Les capacités qui ne sont pas capables de programmer finement.

RTE rappelle que la cible est d'atteindre un pas de programmation de cinq minutes, mais a conscience des répercussions sur le SI des acteurs d'un passage à un pas de programmation de cinq minutes, en particulier pour les capacités qui ne sont pas capables de programmer finement. C'est la raison pour laquelle la transition est faite progressivement en laissant dans un premier temps le choix du pas de programmation aux acteurs : 5, 15 ou 30 minutes. Il sera possible pour les acteurs de repasser à un pas de programmation moins fin, notamment pour pouvoir effectuer des tests.

RTE précise que le pas de temps de programmation et le pas de temps de règlement des écarts ou la taille des plages de prix sont dissociés. Ainsi, le passage à un pas de temps de règlement des écarts de 15 minutes ne conduira pas RTE à demander un pas de programmation de 15 minutes. Concernant la taille des plages de prix, celle-ci pourra être réinterrogée dans le cadre de concertations ultérieures. De plus, RTE fait remarquer qu'il n'y aura pas de plages de prix pour les offres standards.

2.2.3.2 Entités de prévision et programme prévisionnel

Les acteurs ont été nombreux à s'interroger sur le besoin de clarification de la notion d'entité de prévision et de programme prévisionnel. Dans une démarche d'harmonisation (initiée avec l'harmonisation du délai de neutralisation pour l'ensemble des moyens de production, cf paragraphe 2.2.1.6), RTE propose de supprimer dans les règles toute mention aux entités de prévision et programme prévisionnel.

Cependant, les EDP dont la technologie ou les contraintes d'exploitation induisent un caractère fatal à la production sont bien considérés comme étant un cas à part. Les spécificités liées à ces EDP sont explicitées au paragraphe 3.1.2.1.5 des règles, notamment il est entendu que le programme d'appel transmis traduit la meilleure vision à date du responsable de programmation sur les prévisions de production des différents moyens.

2.2.3.3 Périmètre de redéclaration des programmes d'appel en infrajournalier

La redéclaration du programme d'appel en infrajournalier sur un sous-ensemble du périmètre de redéclaration et non plus sur la totalité répond à un besoin de souplesse. Dans les réponses à la consultation, les acteurs se sont exprimés en faveur de cette mesure. RTE propose donc de mettre en place la proposition alternative du paragraphe 2.2.3.1 de ce rapport à la place de la proposition initiale de la version des règles v8.4 mise en consultation.

Ainsi, il sera possible pour un acteur de redéclarer son programme d'appel sur un sous-ensemble du périmètre de redéclaration (comme c'est le cas actuellement) et non plus sur la totalité du périmètre de redéclaration.

Concrètement, par rapport à la version mise en consultation, la version des règles v8.4 pour la saisine de la CRE ne contiendra plus le critère (viii) au paragraphe 3.1.2.1.2 :

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

En revanche, RTE précise que les redéclarations en infrajournalier doivent comporter toutes les valeurs des chroniques de puissance postérieures à la prochaine heure de guichet augmentée du délai de neutralisation en transmettant une nouvelle déclaration du programme d'appel à RTE.

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

RTE prend note des remarques de deux acteurs sur ce sujet. Cette acceptation des programmes d'appel en infrajournalier au fil de l'eau permettrait que les redéclarations effectuées soient contrôlées par RTE au plus près du moment où est effectué la redéclaration.

En accord avec ce qui était proposé au paragraphe 2.2.1.8.2, RTE propose qu'un mode d'acceptation des programmes d'appel en infrajournalier au fil de l'eau soit concerté dans le cadre d'une version de règles ultérieure.

Pour cette version des règles, l'acceptation des programmes d'appel en infrajournalier est faite au guichet. RTE vérifie, à l'heure du guichet suivant l'heure de réception du programme d'appel et au plus tard quinze minutes après ce dernier, que les conditions (ix) et (x) de l'Article 3.1.2.1.2 sont respectées. Si l'une de ces deux conditions n'est pas respectée, alors RTE informe le responsable de programmation du refus du programme d'appel et de la cause associée. Le refus d'un programme d'appel entraîne pour cette EDP le refus de l'ensemble des chroniques de puissance associées.

2.2.3.5 Atteinte de la valeur cible au plus tôt du programme d'appel

Deux acteurs ont évoqué la convention de programmation d'atteinte de la valeur cible au plus tôt du programme d'appel.

RTE rappelle que la variation est bien attendue en début du pas de programmation, quelle que soit la pente (cf schémas du paragraphe 2.2.1.1). L'atteinte de la puissance indiquée pour le pas de temps doit arriver au plus tôt, au regard du gradient déclaré. RTE tolère cependant que l'atteinte de la puissance indiquée pour le pas de temps arrive avant la fin du pas de temps.

RTE rappelle que l'envoi des programmes d'appel par les responsables de programmation permet à RTE d'anticiper les flux sur le réseau. Le respect des différentes conventions est nécessaire à une bonne coordination entre RTE et les responsables de programmation.

Enfin, un acteur s'interroge sur le conflit qui pourrait exister entre cette convention et l'utilisation du programme d'appel en tant que courbe de référence pour les EDA ayant un gradient non négligeable. Ce point a été identifié par RTE et une des améliorations consiste à diminuer la résolution du programme d'appel, ce qui conduit à avoir un programme d'appel plus proche de la réalité et permet son utilisation en tant que courbe de référence.

2.3 Evolutions relatives aux programmes de marche

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

2.3.1 Evolutions fonctionnelles

2.3.1.1 Pas de résolution des programmes de marche

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

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

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

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

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

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

2.3.1.3 Transfert de responsabilité

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

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

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

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

2.3.2 Evolutions techniques

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

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

3 PASSAGE DE LA RECONCILIATION TEMPORELLE AU PRE

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

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

Le présent article vise à décrire :

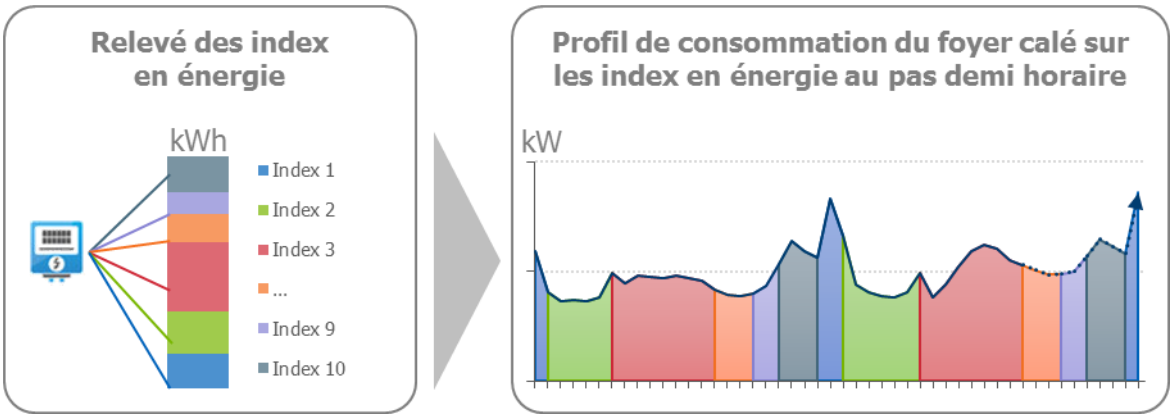
- Le système de règlement des écarts actuellement en place ;
- Les demandes d'évolution de la CRE ;
- Le système cible en matière de règlement des écarts de RE.

3.1 Description du système de règlement des écarts actuel

3.1.1 Système de profilage

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

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



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

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

3.1.2 Le calcul des écarts

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

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

3.1.2.1 Le règlement des écarts

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

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

Cette méthodologie :

- permet d'éviter d'attendre la fin des relèves pour effectuer un premier règlement des écarts et ainsi d'avoir des encours financiers importants liés à la facturation des écarts ;

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

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

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

3.1.2.2 La réconciliation temporelle

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

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

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

3.2 Demandes d'évolutions formulées par la CRE

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

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

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

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

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

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

Le passage de la réconciliation temporelle au PRE constitue une étape accessible à court terme, pour la convergence de ces deux processus, permettant de renvoyer une incitation aux RE sur l'énergie chevauchant la période pour laquelle le calcul des écarts est effectué. Afin d'atteindre la cible, cette étape devra être complétée dans les versions ultérieures des règles, en coordination avec les travaux réalisés au sein du CGP[2], notamment par des travaux concernant les pertes des GRD.

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

RTE propose ainsi :

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

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

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

- cette date est cohérente avec une mise en œuvre préalable du profilage dynamique (juillet 2018) ;

[2] Comité de Gouvernance du Profilage

- elle est compatible avec les indications des services de la CRE annoncées lors du CGP du 5 février 2018.

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

RTE a reçu des retours de la part de six acteurs concernant la proposition de déclinaison de l'orientation concernant le passage de la réconciliation temporelle au PRE. Ces retours sont conformes à ceux précédemment transmis lors de l'appel à contributions et permettent également d'apprécier la proposition de déclinaison de RTE concernant le passage de la réconciliation temporelle au PRE.

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

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

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

Pour décliner l'orientation de la CRE, RTE propose de mettre en place l'option 1 qui permet une valorisation au PRE des volumes en cohérence avec la position et l'écart final du RE. L'ADEeF et CNR y sont favorables. Cette option consiste à :

(i) réaliser un calcul d'écart de RE corrigé des énergies affectées en réconciliation temporelle,

(ii) puis à valoriser l'ensemble de l'écart au prix de règlement des écarts,

(iii) et enfin à procéder à une régularisation financière par rapport à l'écart valorisé en M+12 pour tous les mois de l'année de réconciliation temporelle.

Les conséquences sont les suivantes :

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

Nota bene : le reversement du compte ajustement écart, au titre de l'année 2020, sera spécifique, puisque les deux semestres seront valorisés par rapport à des périodes de références différentes pour les RE avec périmètres RPD (écart M+12 pour le 1er semestre puis écart corrigé des énergies affectées en réconciliation temporelle pour le 2nd semestre).

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

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

Enfin, RTE a également proposé de maintenir la publication du k' provisoire uniquement jusqu'au 1er janvier 2020. En effet, l'intégration des écarts corrigés des énergies affectés en réconciliation temporelle impacteront trop fortement le solde du compte ajustement par rapport aux révisions M+x actuelles.

En effet, les révisions M+x actuelles sont liées principalement à des mises à jour des données RPT et la variation reste mineure (en moyenne 0.5%). Les révisions des données en réconciliation temporelle suite à la relève des index sont quant à elles, plus conséquentes et varient dans des sens opposés en fonction des périodes :

		RT8	**RT9**	**RT10**	**RT11**	**RT12**
		Juillet 2011 Juin 2012	Juillet 2012 Juin 2013	Juillet 2013 Juin 2014	Juillet 2014 Juin 2015	Juillet 2015 Juin 2016
Energie relative à la consommation estimée (GWh)	Données utilisées pour les écarts	248 747	264 276	244 930	246 949	249 036
	Données utilisées pour la RT	248 433	264 105	245 415	246 396	246 789
	Variation %	-0,34%	-0,06%	0,20%	-0,22%	-0,90%
Energie relative à la production estimée (GWh)	Données utilisées pour les écarts	2 653	2 748	2 792	3 144	3 487
	Données utilisées pour la RT	2 807	2 728	2 886	3 171	3 368
	Variation %	5,5%	-0,7%	3,36%	0,86%	-3,40%
Energie des pertes (GWh)	Données utilisées pour les écarts	24 463	25 646	23 697	24 070	23 367
	Données utilisées pour la RT	24 930	25 801	23 401	24 698	25 378
	Variation %	1,9%	0,6%	-1,25%	2,61%	8,61%

Bilan Financier Total	**31,2 M€**	**6,9 M€**	**10,7 M€**	**24,3 M€**	**72,6 M€**
Résidu Financier Total	4 433,79 €	11 263,66 €	774,6 €	11 702,42 €	13 631,72 €

EDF regrette cette proposition et demande de maintenir une estimation du coefficient k' malgré son caractère approximatif. RTE comprend l'importance de donner de la visibilité aux RE mais souhaite maintenir sa proposition afin de ne pas communiquer un k' estimatif trop éloigné, voir même à contre tendance du k' définitif et risquer de dégrader les prévisions de trésorerie des RE.

3.5 Valorisation du résidu

RTE propose de maintenir une valorisation du résidu au prix SPOT. Aucune remarque sur cette proposition n'a été formulée lors de la consultation.

3.6 Révision du coefficient « k » défini ex-ante

RTE partage la proposition d'ENGIE de réviser la valeur du coefficient k défini ex-ante (0,08 depuis le 01/07/2011). Afin de déterminer une valeur permettant d'équilibrer au mieux le solde du compte « Ajustements-Ecarts », RTE propose d'instruire en T3 2018 la révision du coefficient « k » pour disposer d'un retour d'expérience d'à minima 12 mois sur la mise en œuvre des flux financiers relatifs à l'énergie d'équilibrage et d'un prix de règlement des écarts unique.

La proposition de révision du coefficient « K » sera soumise ensuite à la CRE pour approbation

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

4.1 Introduction

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

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

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

Tableau 1 : Rémunération et recouvrement des moyens complémentaires

Moyens complémentaires	Rémunération	Recouvrement
Offres complémentaires	Prix d'offre démarrage + prix d'offre	Par les RE en écarts au prix de règlement des écarts
Contrat de secours GRT	Défini dans les contrats signés entre GRT	
Offres exceptionnelles	Prix d'offre démarrage + prix d'offre	

Utilisation des moyens non offerts	Max(PMA[3] ; SPOT J-1 ; dernier prix d'offres connu sur la même plage)	
Sollicitation des capacités interruptibles	Pas de rémunération explicite de l'énergie activée (la mise à disposition des capacités est rémunérée, les coûts capacitaires sont portés par le TURPE).	Pas de correction des bilans de RE. Prise en compte comme un aléa de consommation

- L'activation de moyens exceptionnels :
  - Passage rapide de la production à P_{max},
  - Démarrage de TAC à l'arrêt,
  - -5% Un de la consigne des réseaux de tension HTA et inférieurs.
  - Télédelestage ou délestage de puissance.

Tableau 2 : Rémunération et recouvrement des moyens exceptionnels

Moyens exceptionnels	Rémunération	Recouvrement
Passage rapide de la production à P_{max}	Max(SPOT ; Prix d'offre; PMA[4]) (§4.6.1 règles MA/RE)	Par les RE en écarts au Prix de règlement des écarts
Démarrage TAC à l'arrêt	Prix d'offre démarrage + prix variable	
-5% Un de la consigne de tension HTA	Pas de rémunération explicite	Prise en compte comme un aléa de consommation pour les RE ayant des sites de consommation sur les niveaux de tension HTA et inférieures
Télédélestage ou délestage de puissance		Prise en compte comme un aléa de consommation pour la communauté des RE ayant des sites de consommation délestés*

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

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

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

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

4.2 Contexte de l'évolution

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

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

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

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

4.3 Analyse de RTE

4.3.1 Dimensionnement du prix de règlement des écarts

Hors situation de pénurie

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

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

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

En situation de pénurie

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

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

4.3.2 Calcul des écarts de RE en volume

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

- lorsque ces volumes interviennent sur un RE « court » :
    - les volumes délestés réduisent l'écart négatif du RE ;
    - ces volumes ne sont pas valorisés explicitement dans le cadre du processus de calcul des écarts, mais correspondent à une situation d'allocation pertinente : le rationnement est réalisé sur les sites des RE qui génèrent la situation de pénurie. Le RE subit directement le préjudice lié à la pénurie qu'il génère,
- lorsque ces volumes interviennent sur un RE équilibré ou un RE « long », alors :
    - les volumes délestés sur son périmètre viennent augmenter l'écart positif du RE,
    - ces volumes sont alors valorisés au prix de règlement des écarts sur la période. Le RE est donc indemnisé au prix de règlement des écarts pour les volumes délestés au sein de son périmètre alors qu'il n'était pas contributeur de la pénurie.

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

- les RE « courts » soient les RE pour lesquels le délestage au sein de leur périmètre ne couvre pas le volume en écart négatif auquel ils auraient été. Ils sont soumis au prix de règlement des écarts sur ce volume résiduel ;
- les RE « longs » soient les RE qui ont contribué à maintenir l'équilibre du système électrique (soit par une participation plus importante au délestage, soit parce que ces RE étaient initialement long). Ces volumes sont rémunérés au prix de règlement des écarts et peuvent permettre au RE de mettre en place, s'ils le souhaitent, une compensation les sites délestés au sein de leur périmètre.

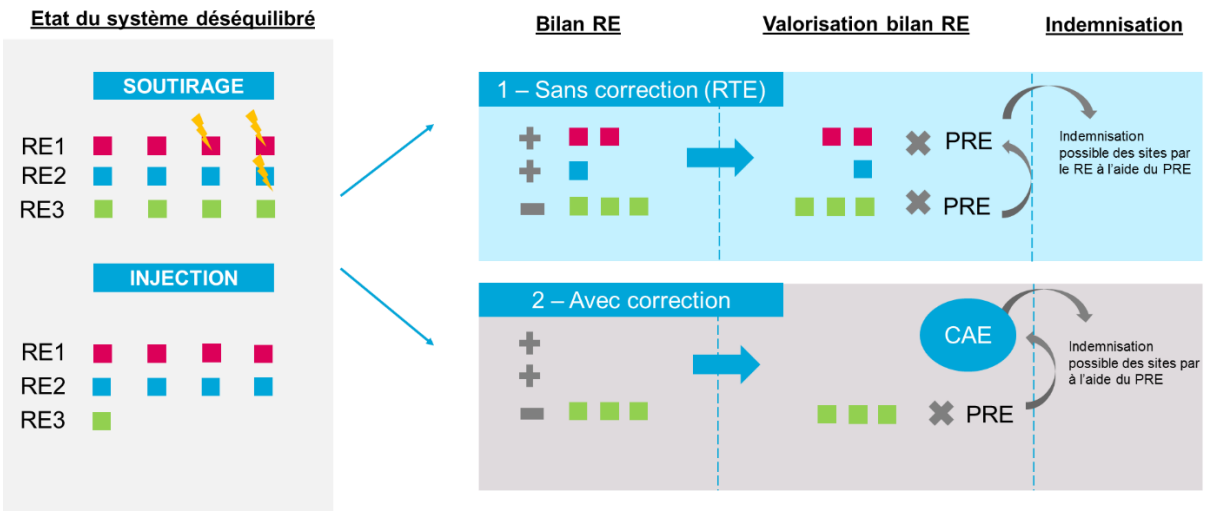


Figure 1 : Illustration de la proposition de RTE

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

Une prise en compte explicite des volumes délestés requerrait :

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

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

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

4.4 Proposition de RTE lors de la consultation

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

RTE propose de :

1. Maintenir une prise en compte implicite des volumes délestés dans le calcul des écarts de RE,
2. Ne pas mettre en place un premium (VOLL) pour le PRE compte-tenu

a. du cadre législatif actuel : le mécanisme de capacité est l'outil qui permet un dimensionnement du système en cohérence avec le dimensionnement souhaité par les pouvoirs publics ;

b. de l'impossibilité de connaitre précisément ce qu'aurait été la position des acteurs sans le délestage. Une méthode approximative aurait des conséquences financières très importantes pour les acteurs concernés.

3. Définir un prix plancher pour le PREN égal à Max(SPOT ; Prix de la première offre MA à la hausse). Cela est utile notamment lorsque la tendance est baissière suite au délestage (cas 3) ;

4. Administrer la tendance à la hausse dès qu'il y aura recours à une baisse volontaire de 5% de la tension des réseaux de distribution (-5% Un) ou un délestage lié à des tensions sur l'équilibre offre-demande.

4.5 Retour des acteurs et analyse de RTE

Direct énergie, EDF, Engie et Uniper ont répondu à la consultation sur ce sujet. Les opérateurs sont globalement favorables aux évolutions proposées par RTE et issues du groupe de travail « Marchés tendus ».

Direct Energie mentionne cependant qu'il préférerait le prix SPOT plutôt que le prix de règlement des écarts pour valoriser les volumes délestés.

Un tel fonctionnement conduirait à une « rupture » d'incitation à s'équilibrer entre les situations juste avant délestage et juste après délestage :

(i) l'instant avant la situation de délestage, le prix de règlement des écarts serait calculé normalement et donc (très probablement) supérieur à EPEX.

(ii) en situation de délestage, le prix de règlement des écarts serait égal au prix SPOT ;

Lors des situations tendues, les RE auraient un intérêt à ce que RTE ait recours au délestage afin de réduire les coûts de déséquilibres (par un effet prix). Indirectement, ils seraient donc incités à être déséquilibrés.

A l'inverse, Engie considère que lors des situations de délestage, le prix de règlement des écarts devrait être égal à la *Value of Lost Laod* (VOLL) (Valeur de l'énergie non distribuée (VEND) en français) calculée selon des méthodes pragmatiques). Comme indiqué dans le rapport de concertation, RTE considère qu'une telle valeur pourrait être pertinente dans un système *energy only* et pour lequel les pouvoirs publics ne prévoient pas explicitement de situations de pénurie. En France, la législation prévoit un mécanisme de capacité (i) qui ne nécessite pas la mise en place d'un premium lors des situations de délestage et (ii) dont l'efficacité serait réduite si un premium était mis en place (cf. supra). RTE maintient donc sa proposition initiale.

Certains acteurs demandent un renforcement de la transparence lors de ces périodes de tension sur le réseau. RTE a dore et déjà engagé des travaux en ce sens avec l'évolution des publications des marges, comme cela été présenté lors du GT du 12/12/2017. D'autres travaux seront menés, notamment sur la proposition d'une publication des pas de temps sur lesquels RTE a recours à des moyens exceptionnels qui pourra être proposé lors de la prochaine évolution des règles MA-RE.

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

5.1 Introduction

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

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

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

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

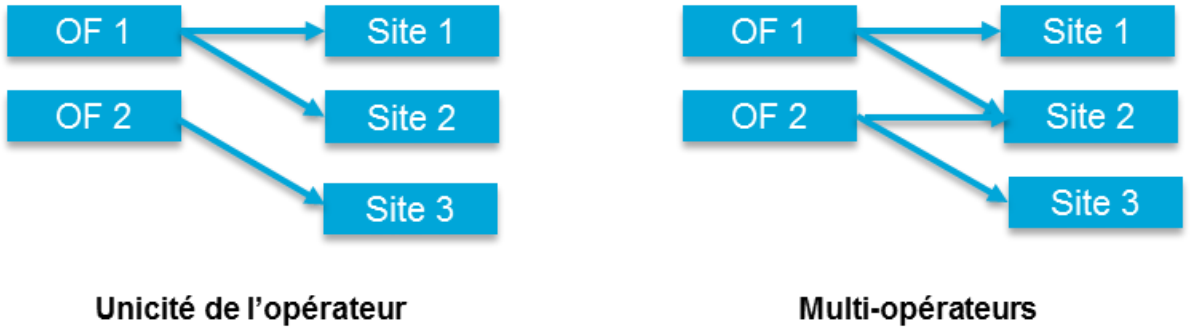


Figure 2 : Illustration de la différence entre un opérateur unique par site et un multi-opérateur par site

5.2 Contexte

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

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



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

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

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

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

5.2.2 Pas de situation de multi-opérateurs actuellement

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

5.3 Problématiques rencontrées dans le cadre actuel

5.3.1 Coordination des différents opérateurs sur un même site

RTE constate que :

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

5.3.2 Répartition des volumes pour les multi-opérateurs

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

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

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

5.4 Analyse de RTE pour la proposition lors de la consultation

5.4.1 Coordination des différents opérateurs sur un même site

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

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

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

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

En conséquence, RTE considère que le schéma contractuel actuel devra évoluer pour garantir la fiabilité des capacités flexibles proposées sur le système électrique.

5.4.2 Répartition des volumes pour les multi-opérateurs

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

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

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

5.5 Proposition de RTE lors de la consultation

En l'absence de proposition satisfaisante pour dissocier les actions de plusieurs opérateurs de flexibilité sur un même, la version des règles mise en consultation proposait que pour une période donnée, un site puisse être activable par un seul opérateur de flexibilités contractualisant avec RTE (RR, mFRR, aFRR, FCR, produits spécifiques, NEBEF). Cette proposition maintenait la possibilité pour un site de contractualiser avec plusieurs opérateurs de flexibilité, mais avec une seule personne morale qui a un contrat avec RTE pour le site en question.

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

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

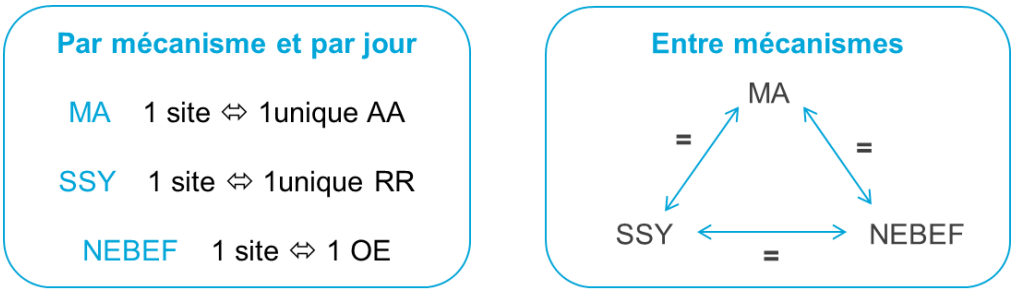


Figure 4 : Proposition de RTE pour la cible

5.6 Retour des acteurs et proposition de RTE pour la saisine

RTE a reçu les retours de onze acteurs sur ce sujet : ADEeF, Alpiq, BHC Energy, Direct Energie, EDF, ENGIE, Equinov, Energy-pool, Restore, Uniper et UNIDEN. De ces contributions émerge notamment (i) un désaccord sur le calendrier de cette proposition et (ii) une mise en avant des problèmes concurrentiels qui pourraient en résulter.

Pour autant, il n'y a pas eu de remise en cause du diagnostic technique sur l'impossibilité actuelle de procéder de manière satisfaisante à l'affectation du volume d'effacement entre deux opérateurs agissant de manière simultanée.

Ce diagnostic étant posé, RTE souhaite prendre le temps d'approfondir avec les acteurs les différentes solutions règlementaires envisageables. Un appel à contribution spécifique sera lancé dans le cadre de la concertation, de manière à ce que les différentes possibilités contractuelles aient été approfondies d'ici à une prochaine version des règles. RTE estime que la situation devra avoir été résolue, sur le plan technique, d'ici à la version suivante la version 9 des règles. D'ici là, RTE propose de reporter la mise en place du point de contact unique pour tous les mécanismes, en attendant des évolutions liées à une mise à jour plus fréquente des périmètres d'ajustement, et propose de revenir à la situation initiale :

- un acteur d'ajustement identique au responsable de programmation,
- un acteur d'ajustement identique à l'opérateur d'effacement,
- un responsable de programmation identique à l'acteur d'ajustement et au responsable de réserve pour les sites d'injection.

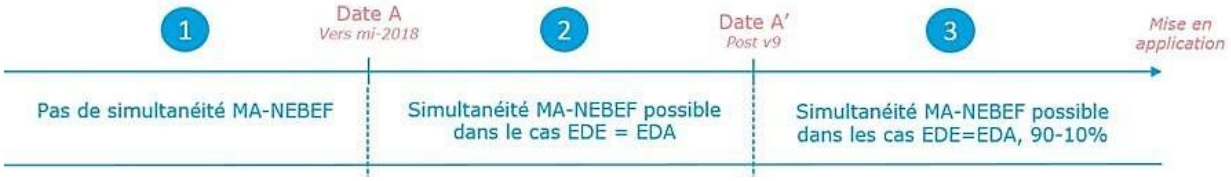
6 SIMULTANEITE MA-NEBEF

6.1 Contexte de l'évolution

6.1.1 Introduction

Les dispositions de simultanéité d'une offre d'ajustement activée sur le mécanisme d'ajustement et d'un programme d'effacement déclaré notifié sur le dispositif NEBEF sont déjà prévues dans les règles RE-MA v8.3 et NEBEF 3.1.

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



6.1.2 Principe de la simultanéité MA-NEBEF

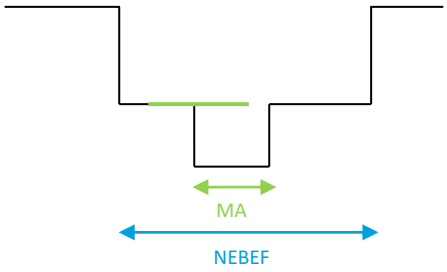
RTE propose que le principe de prise en compte de la simultanéité MA-NEBEF soit le suivant :

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

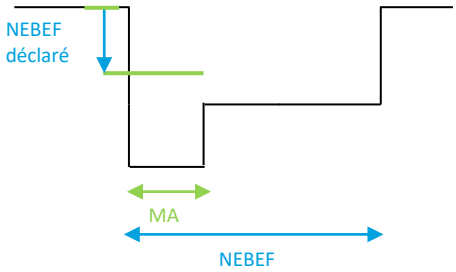
Selon la méthode de contrôle du réalisé choisie sur le MA, on se trouve dans la situation 1 ou 2 :

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

Pendant la NEBEF : situation 1



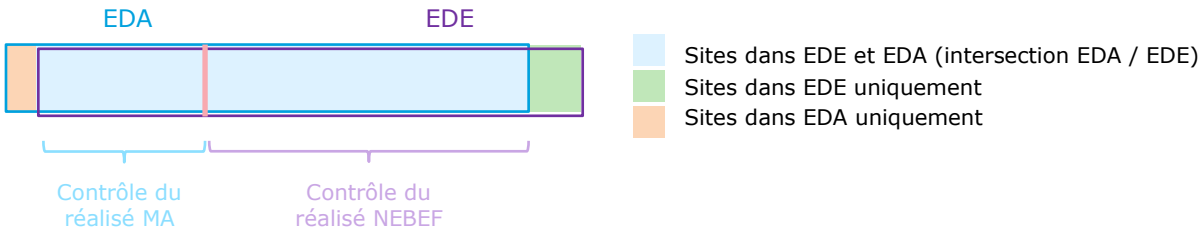
Avant la NEBEF : situation 2



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

6.1.3 Cas 90% et 10%

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



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

6.2 Proposition de RTE

6.2.1 Évolution de la structure des règles

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

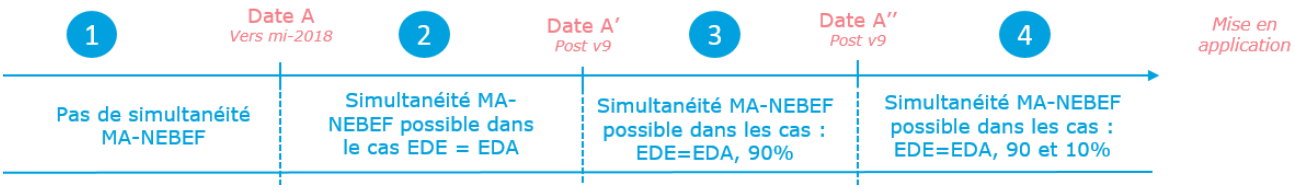
Le paragraphe 4.5.2.2.5 des règles v8.4 détaille le calcul de la courbe de référence pour les trois méthodes, dans le cas particulier où il y a simultanéité d'une offre d'ajustement activée sur le mécanisme d'ajustement et d'un programme d'effacement déclaré notifié sur le dispositif NEBEF. L'établissement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

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

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

L'évolution proposée concerne l'introduction d'une date A'' pour le cas de simultanéité où moins de 10% des sites de l'EDA appartiennent également à une EDE. Cette nouvelle date A'' permet de décorréler les deux options 90% et 10% et donc de disposer de plus de souplesse et de réactivité dans le déploiement du cas où 90% des sites de l'EDA appartiennent également à une EDE.

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

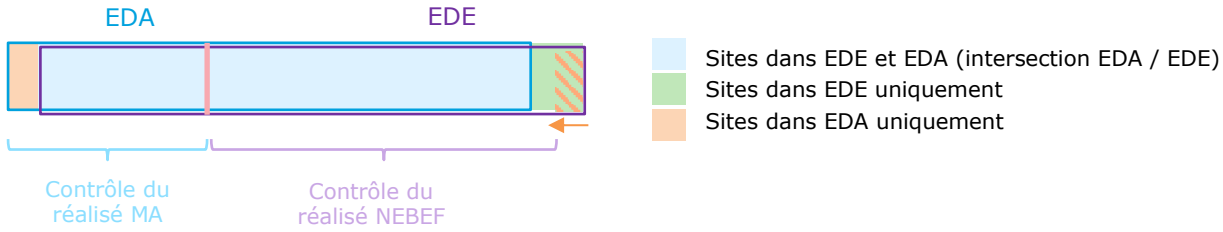


6.2.3 Évolution du cas 90%

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

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

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



6.3 Retour des acteurs et proposition de RTE

RTE a reçu des retours de la part des acteurs sur le sujet de la simultanéité MA-NEBEF. Certains retours ne concernaient pas directement les évolutions proposées. Les retours des acteurs interrogent sur le besoin du cas 10% ou au contraire affirment que les intersections d'entités ne doivent pas être considérées comme des cas particuliers. Cette question est posée de manière plus détaillée dans l'appel à contribution pour la prochaine version de règles.

RTE propose donc de maintenir ses propositions sur l'introduction d'une date A'' pour le cas 10% et l'évolution du cas 90%.

7 AUTRES EVOLUTIONS

7.1 Versement fournisseur

7.1.1 Contexte

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

7.1.2 Proposition de RTE

Dans le cadre de la consultation, RTE a proposé de faire évoluer les règles de sorte à :

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

7.1.3 Retours des acteurs et proposition de RTE

La proposition de RTE visait à renforcer la sécurisation financière du processus de versement fournisseur au bénéfice des fournisseurs. La proposition n'a néanmoins pas été soutenue par ces derniers dans le cadre de la consultation.

RTE entend l'argument porté par les opérateurs d'effacement : la prise en compte, dans la facturation M+1 de l'ajustement des volumes réalisés (établis sur la base de courbes de charges portées à zéro en l'absence de données) et, dans la facturation M+1 du versement, les volumes déclaratifs, génère un besoin de trésorerie pour l'acteur d'ajustement. A ce titre, il paraît souhaitable de garantir la cohérence entre les volumes facturés en M+1 au titre de l'ajustement et du versement fournisseur.

Une manière d'assurer cette cohérence pourrait consister à utiliser les données déclaratives pour chacun des deux processus. Toutefois, une facturation de l'ajustement M+1 basée sur les volumes déclaratifs génèrerait un risque financier pour le compte ajustement-écart. En effet, lorsque le volume réalisé se révèle inférieur au volume déclaratif, l'acteur d'ajustement devra restituer un trop perçu à RTE. Afin de sécuriser cette restitution, RTE serait contraint de mettre œuvre un dispositif de sécurisation financière : garantie bancaire ou dépôt de liquidités. La mise en œuvre d'un tel dispositif devrait préalablement faire l'objet d'une concertation approfondie avec les acteurs.

Ainsi, dans le cadre de la version 8.4 des règles MA-RE, RTE propose de maintenir les modalités initiales :

- facturation M+1 du versement fournisseur basé sur les volumes réalisés établis sur la base des courbes de charge, portées à zéro en cas d'absence de données ;
- facturation M+1 de l'ajustement sur la base des mêmes volumes réalisés.

7.2 Rémunération des moyens non offerts

7.2.1 Contexte

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

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

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

7.2.2 Proposition de RTE

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

Pour rappel, le PME diffère du PMA par :

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

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

7.3 Seuil de participation au mécanisme d'ajustement

Les évolutions des mécanismes de marché reflètent et accompagnent les transformations du système électrique. Les règles associées à ces mécanismes garantissent que l'équilibrage puisse être réalisé au meilleur cout et en intégrant efficacement l'ensemble des acteurs du système électrique.

Un seuil de 10 MW fondé sur un mécanisme fin d'équilibrage en temps réel

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

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

Des travaux concertés avec les acteurs pour abaisser ce seuil

Depuis plusieurs années, RTE travaille avec les acteurs de marché dans le cadre de la concertation sur les règles MA-RE pour abaisser ce seuil de participation et faciliter ainsi l'entrée de nouveaux acteurs sur le mécanisme d'ajustement.

Dès 2015, après avoir informatisé la transmission des ordres, RTE ouvre l'accès au mécanisme d'ajustement aux EDA (de production et de consommation) dont la puissance est inférieure à 10 MW. Pour cela, les opérateurs disposent de 10 EDA ayant l'autorisation de faire des offres de moins 10 MW sur le MA. L'autorisation est délivrée sur la base de la règle du « premier arrivé, premier servi ». En 2017, l'ensemble de ces 10 EDA était attribué.

Une augmentation du nombre d'EDA de moins de 10 MW

Lors de la consultation sur l'évolution des règles MA-RE v8.3, qui s'est tenue du 8 au 29 septembre 2017, RTE n'a pas proposé d'évolution pour les modalités permettant de faire des offres de moins de 10 MW.

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

RTE a pris en compte les demandes d'évolution formulées par ces opérateurs et a saisi la CRE le 26 octobre 2017 d'un projet d'évolution des règles MA-RE. La proposition de RTE était la suivante :

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

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

La solution proposée à l'issue de la délibération de la CRE du 14 décembre permet ainsi en pratique d'augmenter le nombre de « petites EDA », au prix d'une standardisation des offres associées. La standardisation constitue de manière générale un horizon dans la gestion des mécanismes d'ajustement, comme le rappelle les délibérations de la CRE du 22 juin 2017 et du 14 décembre 2017. Dans cette dernière, la CRE analyse que « la proposition de RTE tendant à rapprocher les caractéristiques des offres de puissance inférieure à 10 MW des caractéristiques des produits standards de la plateforme d'échanges de produits standards d'énergie issus de la réserve complémentaire (TERRE) est positive, dans la mesure où elle permet de préparer la mise en œuvre de tels produits standards ».

La transcription de la délibération de la CRE du 14 décembre 2017 dans les règles MA-RE a conduit à une formulation ambiguë et non conforme à l'esprit de la proposition de RTE et de la délibération de la CRE. Une rectification a été apportée dans le texte des règles pour préciser que, pour une journée J, deux EDA peuvent formuler autant d'offres à la hausse que l'acteur d'ajustement le souhaite.

Lors de la consultation sur l'évolution des règles MA-RE v8.4, qui s'est tenue du 9 février au 14 mars 2018, RTE rappelé les contraintes opérationnelles actuelles, les travaux en cours et les évolutions possibles à moyen terme. Dans leurs réponses à la consultation Alpiq, BHC Energy, Direct Energie, EDF, ENGIE et Equinov demandent à RTE d'augmenter une nouvelle fois le nombre d'EDA de moins de 10 MW. BHC Energy et Equinov demandent également d'enlever les conditions d'utilisation des offres spécifiques aux EDA de moins de 10 MW.

Proposition de RTE

Évolution prévue à la cible, lors de l'arrivée de la plateforme TERRE

Pour gérer opérationnellement les EDA de moins de 10 MW sans contrainte sur celles-ci (en nombre ou sur les caractéristiques techniques des offres d'ajustement), il est nécessaire de faire évoluer profondément le système d'information pour permettre aux opérateurs temps réel de RTE de classer les multiples offres d'ajustement, en respectant les règles de préséance économique. Cette règle, inscrite dans l'article L. 321-10 du Code de l'énergie, permet à RTE de réaliser l'équilibrage à moindre coût.

Dans un contexte de profonde transformation des processus d'équilibrage lié à la déclinaison du code *Electricity Balancing* et donc de profondes transformations des systèmes d'information, RTE a d'ores et déjà engagé des travaux pour intégrer, à l'horizon de la mise en place de TERRE, une optimisation des EDA. Cette optimisation permettra de classer les EDA de moins de 10 MW ayant des caractéristiques hétérogènes avec les EDA de plus de 10 MW. Elle sera utilisée par RTE :

- pour couvrir les besoins d'équilibrage intervenant après l'échéance temporelle TERRE, et permettra donc d'activer les capacités ayant pour caractéristiques ($DMO+DO_{min} < 90$ minutes) ;
- pour calculer les marges disponibles en amont de l'échéance TERRE (toutes capacités et toutes caractéristiques confondues).

Cette évolution cible permettra de lever la limitation sur le nombre d'EDA < 10 MW et de lever la contrainte sur la standardisation des offres rattachées à ces EDA. A ce stade, la mise en production de cette évolution est envisagée à l'horizon TERRE soit début 2020.

La mise en œuvre de la plateforme TERRE permettra donc de lever la contrainte actuelle sur le nombre limité de petites EDA autorisées pour les offres standards.

Travaux pour la mise en place d'un dispositif pour les offres comprises entre 1 et 10 MW sur le MA

Au-delà, certaines contributions reçues depuis fin 2017 font en réalité état du besoin d'un dispositif permanent permettant aux petits acteurs de déroger aux seuils du mécanisme d'ajustement durant la durée de constitution de leur portefeuille. Dans un tel dispositif, la possibilité de proposer des offres spécifiques sur le mécanisme d'ajustement sur la base d'EDA comprises entre 1 et 10 MW serait offerte à tout nouvel entrant sur le marché, durant une période transitoire. Ce caractère transitoire permettrait de traiter le problème rencontré par le passé avec les « petites EDA » - dont sont restés « titulaire » certains acteurs durant une longue période. Une concertation est nécessaire pour évaluer l'intérêt d'un tel dispositif et en travailler les contours.

RTE propose d'étudier, en concertation avec les acteurs, la possibilité de mettre en place un dispositif basé sur les principes mentionnés au paragraphe précédent. Cependant, les contraintes opérationnelles mentionnées supra impliquent qu'un tel dispositif ne pourrait être mis en œuvre qu'à compter au 1er janvier 2019 ou du 1er janvier 2020.

RTE propose :

- de faire figurer ce thème à l'ordre du jour du « GT effacement », dont la première réunion s'est tenue le 29 mai 2018 ;
- que toute éventuelle solution soit annoncée au moins un mois avant la clôture des appels d'offres « effacement ». Ainsi, s'il est possible de mettre en œuvre une solution pour le 1er janvier 2019, celle-ci doit être finalisée pour juillet 2018 ; si cette solution peut être mise en œuvre pour le 1er janvier 2020, elle doit être finalisée avant juillet 2019).

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

Section	Evolution	Date	Commentaires
Mise en œuvre à l'entrée en vigueur des règles v8.4			
1	Prise en compte de l'activation de mesures exceptionnelles dans le CAE		
1	Rémunération des moyens non offerts		
Mise en œuvre à une date différente de l'entrée en vigueur des règles v8.4			
1	Simultanéité d'une offre d'ajustement activée sur MA/NEBEF Dates A et A' héritées de la précédente version v8.1	Date A, A' et A''	date A (vers mi-2018) date A' (S1 2019) date A'' (S2 2019)
1	Programmation des capacités de production RPD Installations ne participant pas au MA	Date D (section 1)	S2 2018
1	Méthodes de contrôle du réalisé (prévision et historique) pour les EDA soutirage profilées	Date E (section 1)	mi 2018
1	Activation automatique d'offres d'ajustement pour le traitement des contraintes réseau - publication aux RE	Date F (section 1)	fin T2 2018
1	Le RP précise à RTE la résolution de son Programme d'appel	Date X (section 1)	S2 2018
1	En l'absence de précision avant la date Y pour une EDP, la résolution du PA est établie à 30 minutes	Date Y (section 1)	S2 2018
2	Suspension du contrat d'un RE *Date héritée des règles v8.2*	Date D (section 2)	S2 2018
2	Dispositif de programmation des échanges de blocs *Date héritée des règles v8.2*	Date E (section 2)	T2 2018
2	Publication des données RPD à la maille nationale	Date F (section 2)	mars-18

9 ANNEXE 2 – REPONSES DETAILLEES DE RTE AUX REMARQUES DES ACTEURS

9.1 Programmation

Acteur	Type de remarque	n° article	Commentaire(s)	Proposition de rédaction	Réponse de RTE
ADEeF	Commentaire	3.1	Dans son rapport d'accompagnement, RTE indique vouloir diminuer le pas de programmation et procéder en 3 phases : - Une phase 1, durant laquelle les acteurs auraient le choix d'envoyer des programmes d'appel aux pas 5, 15 ou 30 minutes. La mise en œuvre est prévue au 4ème trimestre 2018. Seule cette évolution fait l'objet de la présente consultation. - Une phase 2, durant laquelle les acteurs enverraient des programmes d'appel à un pas de temps réduit, dont la valeur n'est pas précisée dans le rapport d'accompagnement, uniquement pour les EDP incluses dans les EDA participant à TERRE. RTE indique vouloir interroger cette évolution dans le cadre du projet de règles MA-RE v9 (5 minutes avait été proposé par RTE au cours du GT du 20 octobre 2017). - Une phase 3, débutant à l'entrée en vigueur de l'ISP 15 minutes, pour laquelle les pas de temps de tous les programmes d'appel seront réinterrogés. Or, à terme, il apparaît que la réduction du pas de programmation ira de pair avec la diminution assortie du pas de contrôle du réalisé. Au cours du GT du 24 novembre 2017, RTE a indiqué vouloir : - Conserver un pas de contrôle du réalisé au pas 10 minutes tant que l'ISP est de 30 minutes. - Faire évoluer le pas de contrôle du réalisé au pas 5 ou 15 minutes à partir de l'entrée en vigueur de l'ISP 15 minutes (*ie* pour la phase 3), en fonction des données de comptage dont disposeront les GRD.		Cf réponse au paragraphe 2.2.4.1 du rapport d'accompagnement.

			A l'instar de la recommandation de la CRE dans sa délibération relative à la feuille de route de l'équilibrage, les GRD considèrent qu'il est prématuré de glisser en phase 1 et en phase 2 en dessous d'un pas de programmation de 15 minutes. En effet, les GRD souhaitent rappeler que la réduction du pas de contrôle de réalisé à 5 minutes, en cohérence avec un pas de programmation au pas 5 minutes, même dans l'hypothèse où les GRD disposeraient des données de comptage au pas 5 minutes, aura des répercussions importantes et coûteuses (du fait de la reprogrammation des compteurs et de la reconfiguration de toute la chaîne SI) qu'il s'agira d'instruire au préalable.		
Celest	Modification	3.1.2.1.2.2	Dans le rapport d'accompagnement, au point *2.2.1.5 Fin de la limitation pour les redéclarations*, RTE propose de supprimer la limitation du nombre de redéclaration (N_{limite}). Dans le projet de règles, il en fait encore référence.	Supprimer la référence au N_{limite} des règles.	Les modalités concernant la limitation du nombre de redéclarations sont mentionnées au paragraphe 3.1.2.1.3.2 pour les Journées de Livraison antérieures à la Date Y (date à partir de laquelle le contenu du Programme d'Appel change). Après la date Y, la proposition de RTE consiste bien à supprimer la limitation du nombre de redéclarations. Il est nécessaire de conserver dans les règles les modalités antérieures à la date Y, notamment le nombre limite de redéclarations, puisque cette date Y est postérieure à la date d'application des règles v8.4.
Celest	Remarque	3.1.2.1.4 & 4.5.2.2.1	La convention d'atteinte de la valeur cible au plus tôt du Programme d'appel entre en conflit avec l'utilisation du programme d'appel en tant que Courbe de Référence pour les EDA ayant un gradient non négligeable.	Ouvrir les discussions sur la rémunération des activations sur les volumes réellement activés.	Ce point a été identifié par RTE. Une des améliorations consiste à diminuer la résolution du Programme d'Appel, ce qui conduit à avoir un Programme d'Appel plus proche de la réalité et permet son utilisation en tant que courbe de référence.
Celest	Remarque	1	Dans une politique de programmation qui se dessine au pas 5 minutes, peut-être serait-il temps de revoir à la baisse la taille de ces plages de prix.	Ouvrir les discussions sur la modification de ses plages vers un pas horaire, périodes plus proches de la réalité du marché.	RTE prend note et précise que la taille des plages de prix pourra être réinterrogée dans le cadre de concertations ultérieures. Par ailleurs, il n'y aura pas de plage de prix pour les offres standard. Cf réponse au paragraphe 2.2.4.1 du rapport d'accompagnement.
CNR	Modification	3.1.2.1.2.2	"Le projet de règles indique que les redéclarations doivent comporter les valeurs de la chronique de puissance postérieures à l'heure du guichet augmenté du DN.	"CNR est favorable au maintien des règles actuellement en place, à savoir la possibilité de ne redéclarer que les valeurs modifiées. => suppression dans la proposition des règles v8.4 la condition (viii) de	RTE propose de mettre en place la proposition alternative du rapport d'accompagnement concernant le périmètre de redéclaration à la place de la proposition initiale de la version des règles v8.4 mise en consultation. La proposition alternative consiste, pour un acteur, à redéclarer son programme d'appel sur un sous-ensemble du périmètre de redéclaration et non plus sur la totalité du périmètre de redéclaration.

			Le rapport d'accompagnement propose une alternative : ne redéclarer que les valeurs qui sont modifiées. CNR est favorable à cette alternative."	l'article 3.1.2.1.2"	En revanche, les redéclarations doivent bien comporter toutes les valeurs des chroniques de puissance postérieures à la prochaine heure de guichet augmentée du délai de neutralisation en transmettant une nouvelle déclaration du programme d'appel à RTE. Cf réponse au paragraphe 2.2.4.3 du rapport d'accompagnement.
CNR	Modification	1	"La définition de EDPrev a été modifiée dans ce projet de règles; elle ferait désormais référence au Programme d'Appel et bon plus au programme prévisionnel (dont la définition est également supprimée) Par ailleurs, p59 des règles, il est précisé que le responsable de programmation est tenu de faire respecter le programme. Ainsi, ce projet de règles fait apparaitre une obligation pour le RP quant à la programmation d'usine de production fatale et nous perdons ainsi la notion de ""meilleure prévision"". Il existe des installations de production fatale, raccordées au RPT et ne participant pas au MA, pour lesquelles le RP ne peut pas s'engager sur le respect du programme (car soumis aux aléas météo)."	Annuler les modifications : - sur la définition de EDPrev - sur la suppression de Programme Prévisionnel Ou Inscrire dans les règles que les EDPrev ne sont pas soumises, du fait du caractère fatal de leur production, aux obligations de respect du programme et donc aux éventuels contrôles qui pourraient être mis en place par la suite.	Cf réponse au paragraphe 2.2.4.2 du rapport d'accompagnement.
CNR	Modification	3.1.2.1.2.2	Le rapport d'accompagnement propose une alternative concernant l'acceptation par RTE des redéclarations, avec un traitement par RTE et information des acteurs au fil de l'eau. Un des critères d'acceptation des redéclarations concerne les ordres d'ajustement pour cause marge ou congestion (condition xi. de l'article 3.1.2.1.1). Seuls les ordres d'ajustements pour cause marge ou congestion, **ayant un instant d'activation postérieur à l'heure de mise en oeuvre (donc Guichet + DN)** doivent entrainer un refus de la redéclaration. Ainsi, une action immédiate pour cause marge ou congestion ne doit pas intervenir dans ces décisions. Dans le cas inverse, un ordre en AI pour cause marge ou	"intégrer l'alternative aux règles v8.4 Intégrer de manière explicite la manière dont sont pris en compte les ordres d'ajustement en action immédiate. Pour CNR, seuls les ordres ayant un instant de désactivation explicite doit pouvoir justifier un refus de redéclaration."	La proposition alternative du rapport d'accompagnement concernant l'acceptation des Programmes d'Appel au fil de l'eau interviendra dans une version ultérieure des règles. Cf réponse au paragraphe 2.2.4.4 du rapport d'accompagnement. Concernant le critère d'acceptation des redéclarations des Programmes d'Appel qui concerne les ordres d'ajustement pour cause marge et réseau (critère x.), RTE propose de ne pas le modifier pour cette version des règles.

			congestion bloque l'acteur pour toutes redéclarations (dans un sens), ce qui pourrait être pénalisant. Soit, l'acteur peut effectuer des redéclarations sans contraintes lors d'ordre en AI, soit l'acteur est indemnisé lors de contraintes pour cause marge ou congestion. Concernant l'acceptation au fil de l'eau, CNR est favorable à la proposition d'alternative. En effet : - en cas de refus, cette méthodologie permet à l'acteur de revoir ses positions et éventuellement, et si les délais le permettent, de s'équilibrer pour G+DN. - elle permet que les redéclarations effectuées soient contrôlées par RTE au plus près du moment où est effectué la redéclaration, et donc dans les mêmes conditions d'activation d'ordre. L'acteur ne se verrait donc pas refuser une redéclaration pour un ordre non connu au moment de l'envoi de la redéclaration.		
CNR	Commentaire	3	CNR souhaite attirer l'attention sur la mise à disposition des spécifications SI définitives qui doivent laisser le temps aux acteurs de planifier les développements.		La version à jour du guide d'implémentation TOPASE (version v1.2) a été transmise en amont d'un atelier technique qui a eu lieu le vendredi 16 mars 2018 sur le sujet. Le guide d'implémentation, ainsi que des exemples XML, se trouvent sur la page TERRE du site client de RTE : https://clients.rte-france.com/lang/fr/clients_consommateurs/services_clients/terre.jsp RTE prend note de la remarque de CNR et communiquera aux acteurs le guide d'implémentation définitif le plus rapidement possible.
Direct Energie	Commentaire	3	Direct Energie ne voyant pas d'intérêt particulier à affiner le pas des programmes d'appel ou de marche, Direct Energie souhaite que le pas de temps minimal des PA et PM soit celui du pas de temps du règlement des écarts.		RTE rappelle que le Programme de Marche est actuellement tracé par RTE au pas 5 minutes. Des spécifications plus précises sur le Programme de Marche seront communiquées dans la version suivante des règles (v9). Pour le sujet du lien pas de temps de programmation et pas de temps de règlement des écarts, se référer à la réponse dans le paragraphe 2.2.4.1 du rapport d'accompagnement.

EDF	Commentaire		RTE propose de donner la possibilité aux acteurs de déclarer les programmes d'appel à une résolution temporelle plus fine que l'actuel pas 30'. Comme cela a déjà été indiqué et rappelé par la CRE, EDF considère que la programmation doit rester homogène avec le pas de règlement des écarts (30 minutes) et que la transmission de programmes à pas temporel plus fin doit rester optionnelle. De plus, cette information supplémentaire mise à disposition de RTE ne doit en aucun cas conduire à des contrôles plus fins. EDF ne s'oppose pas au principe de transmettre à RTE des programmes d'appel décrivant les pentes de variation sur le parc thermique. EDF tient cependant à préciser que les programmes transmis à pas 5' seront dérivés, en y décrivant les pentes, des programmes d'appel qui resteront optimisés et établis au pas 30'. Cette évolution s'accompagne d'une refonte des interfaces et formats de transmission du programme d'appel. EDF apprécie la démarche engagée par RTE de partager en amont avec les acteurs sur la déclinaison opérationnelle et les règles SI dans le cadre d' « Ateliers Techniques » et appelle RTE à poursuivre cette démarche. Compte tenu de l'importance de la transmission des programmes pour la gestion du système, les modalités de transition devront être soigneusement étudiées et concertées.		Cf réponse au paragraphe 2.2.4.1 du rapport d'accompagnement.
EDF	Modification	1	RTE propose de supprimer la notion de programme prévisionnel. Compte tenu du caractère fatal d'une entité de prévision, EDF n'est pas favorable à cette suppression. A minima, il est impératif, comme proposé par RTE :	Conserver cette notion de « programme prévisionnel »	Cf réponse au paragraphe 2.2.4.2 du rapport d'accompagnement.

			- de conserver la notion d'Entité de Prévision - de limiter l'application du § 3.1.2.3.1 (suivi du Programme de Marche) aux Entités de Programmation, en excluant les Entités de Prévision		
EDF	Question	3.1.1	RTE a évoqué en GT multiacteurs la mise en place, dans une version ultérieure des règles, d'une interface informatique de gestion des périmètres de flexibilité. RTE prévoit-il que cette interface soit également utilisée pour gérer le périmètre de programmation (voire le périmètre d'équilibre) ? EDF est intéressée par davantage de précisions de la part de RTE.		Pour l'instant, il n'est pas prévu que l'interface de gestion des périmètres de flexibilité soit utilisée pour gérer le périmètre de programmation. Si EDF identifie un besoin sur ce point, il peut en faire part à RTE. Le processus actuel consiste, pour le responsable de programmation, à déclarer son périmètre de programmation à son CRC.
EDF	Commentaire	3.1.2	EDF observe qu'après avoir retiré des règles programmation, lors d'une évolution antérieure, les références aux livrables relatifs aux Services Système, RTE les réintroduit partiellement. Par lisibilité du processus d'ensemble, EDF propose de mentionner les PAP et obligations SSY notamment aux 3.1.2.1.3.1 et 3.1.2.1.3.3		Concernant la programmation des Entités de Réserve de type soutirage, il y a seulement eu un transfert des règles SSY vers les règles RE-MA. RTE propose de ne pas modifier les règles en conséquence.
EDF	Modification	3.1.2.1.1	EDF appelle RTE à préciser dès que possible les dates de mise en service des nouvelles modalités d'envoi du programme d'appel. Le texte proposé par RTE ne mentionne pas de préavis pour la notification de la date de bascule (EDF demande un préavis d'au moins 3 mois). S'agissant d'un échange de données aussi important que le programme d'appel, les modalités de transition devront être soigneusement étudiées et concertées. EDF appelle RTE à traiter ce point en concertation avec les acteurs dans des ateliers techniques dédiés.	Préciser le préavis de notification : Le contenu du Programme d'Appel change à partir d'une date Y. Cette date est Notifiée par RTE aux Responsables de ***Programmation avec un préavis de trois (3) mois***	RTE prend en compte la remarque d'EDF et ajoute un préavis d'un mois pour la notification de la date de mise en service des nouvelles modalités d'envoi du Programme d'Appel. Les règles sont modifiées comme suit : « Le contenu du Programme d'Appel change à partir d'une date Y Notifiée par RTE aux Responsables de Programmation un (1) Mois à l'avance. » RTE rappelle qu'il donne à date sa meilleure vision. Cependant toute date prévisionnelle pourra être amenée à évoluer. RTE fait ses meilleurs efforts pour donner de la visibilité aux acteurs sur les différentes échéances.

EDF	Commentaire	3.1.2.1.1.2	EDF remercie RTE pour la transmission anticipée de propositions de guide d'implémentation « TOPASE » et pour l'organisation d'ateliers techniques ayant permis des retours des acteurs. Il s'agit là d'une pratique qui devrait être systématisée à l'occasion des évolutions de règles. EDF appelle RTE à faire rapidement de même sur les spécifications relatives à la traçabilité et la facturation (outils Syga/ « BOB ») Le guide d'implémentation « TOPASE » est encore à l'état de projet, EDF demande à RTE de publier rapidement une version à jour.		La version à jour du guide d'implémentation TOPASE (version v1.2) a été transmise en amont d'un atelier technique qui a eu lieu le vendredi 16 mars 2018. Le guide d'implémentation, ainsi que des exemples XML, se trouvent sur la page TERRE du site client de RTE : https://clients.rte-france.com/lang/fr/clients_consommateurs/services_clients/terre.jsp RTE prend note de la remarque d'EDF et communiquera aux acteurs le guide d'implémentation définitif le plus rapidement possible.
EDF	Modification	3.1.2.1.1.2	Programmation sur site de soutirage : EDF comprend qu'il s'agit uniquement de communiquer les bandes de réglage RP/RS. Afin d'éviter toute confusion avec une notion de programme ou de prévision, il faut préciser dans le corps des règles (et non dans le guide SI) que la puissance active est égale à 0. A noter, contrairement à ce qui est indiqué dans le projet de Règles, le projet de guide d'implémentation « TOPASE » ne semble pas préciser la valeur à mentionner.	Pour les Entités de Réserve de type Soutirage, les valeurs renseignées pour la chronique prévisionnelle de production active sont ~~définies par les Règles SI égales à 0.~~	Il n'est pas prévu de préciser dans le corps des règles que la puissance active pour les sites de soutirage doit être mise à zéro. En revanche, le guide d'implémentation TOPASE a été mis à jour et précise la valeur à mentionner, en l'occurrence zéro.
EDF	Modification	3.1.2.1.2	(NB : erreur de numérotation/décalage des articles 3.1.2.1.x dans la le projet de règles « avec commentaire », les numéros d'articles indiqués ici sont ceux de la version « sans commentaires ») Critères d'acceptation d'un programme d'appel (iv) : RTE propose que le programme d'appel ne contienne que des valeurs positives ou nulles (hors STEP – Pompage).	iv. la chronique prévisionnelle de production ne contient que des valeurs positives établies au 1/1000ème de MW ~~ou des valeurs nulles pour les Entités de Programmation hors STEP et les Entités de Prévision~~	L'erreur de numérotation a été résolue. RTE modifie les règles dans le sens de la remarque d'EDF pour permettre, comme c'est le cas actuellement, de transmettre pour la chronique prévisionnelle de production des valeurs négatives correspondant à la consommation des auxiliaires de groupes de production à l'arrêt. RTE exploite cette information pour le bouclage et ne souhaite donc pas que les valeurs négatives soient remplacées par des valeurs nulles. Les règles sont modifiées comme suit :

			EDF demande à pouvoir, comme c'est le cas aujourd'hui, transmettre des valeurs négatives correspondant à la consommation des auxiliaires de groupes de production à l'arrêt, lorsque cette consommation est significative. Si RTE ne souhaite pas exploiter cette information, il peut s'il le souhaite remplacer les valeurs négatives par des valeurs nulles à l'occasion de son contrôle, sans pour autant rejeter le programme.		iv. la chronique prévisionnelle de production ne contient que des valeurs ~~positives~~ établies au 1/1000ème de MW ~~ou des valeurs nulles pour les Entités de Programmation hors STEP et les Entités de Prévision~~.
EDF	Modification	3.1.2.1.2	Comme proposé par RTE au § 2.2.3.1 du rapport d'accompagnement, EDF est très favorable à conserver le principe actuel de ne redéclarer que les EDP dont le programme d'appel change (suppression du critère (viii)). Les entités non redéclarées à un guichet conservent alors un programme égal au dernier programme d'appel redéclaré. Compte-tenu des échéances rapprochées de mise en oeuvre, EDF demande à RTE de communiquer sans délai ses orientations et une mise à jour du guide d'implémentation.	Suppression du critère viii ~~viii. le Responsable de Programmation met à disposition ou met à jour le Programme d'Appel de toutes les Entités de Programmation de son Périmètre de Programmation. Dans le cas contraire, l'intégralité des Programme d'Appel est refusée.~~	La proposition alternative du rapport d'accompagnement qui vise à permettre la redéclaration du programme d'appel en infrajournalier sur un sous-ensemble du périmètre de redéclaration et non plus sur la totalité répond à un besoin de souplesse identifié par les acteurs. RTE propose donc de mettre en place la proposition alternative du rapport d'accompagnement concernant le périmètre de redéclaration à la place de la proposition initiale de la version des règles v8.4 mise en consultation. Concrètement, par rapport à la version mise en consultation, la version des règles v8.4 pour la saisine de la CRE ne contiendra plus le critère (viii) au paragraphe 3.1.2.1.2 : ~~viii. le Responsable de Programmation met à disposition ou met à jour le Programme d'Appel de toutes les Entités de Programmation de son Périmètre de Programmation. Dans le cas contraire, l'intégralité des Programme d'Appel est refusée.~~ Cf réponse au paragraphe 2.2.4.3 du rapport d'accompagnement.
EDF	Commentaire	3.1.2.1.2	Critère (x) : Détailler les contrôles précis menés sur le respect des contraintes techniques et susceptibles de conduire à un refus (par exemple PA ≤ PMD, etc…)		L'objectif de ce critère (x) est de vérifier la cohérence des données transmises. Les contrôles sont décrits précisément dans les règles SI.
EDF	Commentaire	3.1.2.1.2	Critère (xi) : Préciser que ce critère ne s'applique que pour les redéclarations IJ (3.1.2.1.3.2) et pas pour les programmes J-1 (3.1.2.1.3.1)		Les règles ont été modifiées en ce sens pour préciser les conditions d'acceptation du programme d'appel aux différentes échéances. L'alinéa suivant a été rajouté au paragraphe 3.1.2.1.2 : « Les conditions de la liste ci-dessus à respecter pour l'acceptation du Programme d'Appel par RTE dépendent de l'échéance :

					- Déclaration initiale en J-1 : cf Article 3.1.2.1.3.1 - Redéclarations en infrajournalier : cf Article 3.1.2.1.3.2 »
EDF	Modification	3.1.2.1.3.1	Déclaration des programmes d'appel en J-1 « Le refus d'un Programme d'Appel entraîne le refus de l'ensemble des chroniques de puissance associées. » Pour éviter toute ambiguïté, EDF demande de préciser qu'il s'agit ici de refuser uniquement les 5 chroniques (cf 3.1.2.1.1.2) relatives aux EDP/EDPrev posant problème, et non de rejeter la totalité du périmètre de programmation. A noter, EDF interprète que le terme « Programme d'Appel » au singulier (cf définitions article 1) se rapporte à une unique EDP/EDPrev, et non la totalité du périmètre.	Si l'un de ces critères n'est pas respecté, alors RTE informe le Responsable de Programmation du refus du Programme d'Appel **sur les Entités de Programmation ou les Entités de Prévision concernées** et de la cause associée. Le refus d'un Programme d'Appel **d'une Entité de Programmation ou d'une Entité de Prévision** entraîne le refus de l'ensemble des chroniques de puissance associées.	Le terme « Programme d'Appel » au singulier s'applique bien à une unique EDP. RTE précise que le Responsable de Programmation envoie un unique document contenant tous les Programmes d'Appel des entités contenues dans son Périmètre de Programmation. Les règles sont modifiées comme suit pour éviter toute ambiguïté : « Le refus d'un Programme d'Appel entraîne le refus pour cette EDP de l'ensemble des chroniques de puissance associées. »
EDF	Modification de forme	3.1.2.1.3.1	A la fin de l'article, probable confusion entre critères (x) et (ix)	Puis, à l'heure de Guichet en J-1 suivant l'heure de réception, RTE vérifie que la condition (x) est respectée : (…)– si cette condition ~~ix~~ **x** est respectée, le Programme d'Appel initial ou sa mise à jour est Accepté, (…)	La confusion entre les critères (x) et (ix) a été modifiée comme suit dans les règles (en intégrant la suppression du critère (viii)) : Puis, à l'heure de Guichet en J-1 suivant l'heure de réception, RTE vérifie que la condition (ix) est respectée : (…)– si cette condition ~~ix~~ est respectée, le Programme d'Appel initial ou sa mise à jour est Accepté,

EDF	Modification	3.1.2.1.3.2	**Redéclaration des programmes d'appel en IJ** « Le refus de la mise à jour d'un Programme d'Appel entraîne le refus de l'ensemble des chroniques de puissance associées au Programme d'Appel. » Pour éviter toute ambiguité, EDF demande de préciser qu'il s'agit ici de refuser uniquement les 5 chroniques (cf 3.1.2.1.1.2) relatives aux EDP/EDPrev posant problème, et non de rejeter la totalité du périmètre de programmation. Dans ce cas le programme d'appel est inchangé sur les EDP/EDPrev concernées et reste égal à celui validé en J-1 ou au guichet précédent. Les autres redéclarations sont acceptées.	Si l'un de ces critères n'est pas respecté, alors RTE informe le Responsable de Programmation du refus de la mise à jour du Programme d'Appel **sur les Entités de Programmation ou les Entités de Prévision concernées** et de la cause associée. Le refus de la mise à jour d'un Programme d'Appel **d'une Entité de Programmation ou d'une Entité de Prévision** entraîne le refus de l'ensemble des chroniques de puissance associées au Programme d'Appel.	Le terme « Programme d'Appel » au singulier s'applique bien à une unique EDP. RTE précise que le Responsable de Programmation envoie un unique document contenant tous les Programmes d'Appel des entités contenues dans son Périmètre de Programmation. Les règles sont modifiées comme suit pour éviter toute ambiguïté : « Le refus de la mise à jour d'un Programme d'Appel entraîne le refus pour cette EDP de l'ensemble des chroniques de puissance associées au Programme d'Appel.»
EDF	Commentaire	3.1.2.1.3.2	Au § 2.2.3.2 du rapport d'accompagnement, RTE envisage une acception des redéclarations au fil de l'eau. A ce stade, EDF n'identifie pas de besoin, dans la mesure où les programmes peuvent être redéclarés jusqu'à la clôture du guichet. EDF observe que RTE propose que ce fonctionnement n'intervienne que dans une version ultérieure des règles. Alors que des évolutions des SI gérant la programmation seront nécessaires dès 2018, EDF demande à ne pas devoir à procéder à de nouveaux changements dans un avenir proche. Avant de se prononcer, il est donc souhaitable de décrire dès maintenant le processus qui en résulterait, notamment en cas de mises à jour successives des programmes d'appel.		La proposition alternative du rapport d'accompagnement concernant l'acceptation des Programmes d'Appel au fil de l'eau interviendra dans une version ultérieure des règles. Cf réponse au paragraphe 2.2.4.4 du rapport d'accompagnement.

			Compte-tenu des échéances rapprochées de mise en oeuvre, EDF demande à RTE de communiquer sans délai ses orientations et une mise à jour du guide d'implémentation.		
EDF	Commentaire	3.1.2.1.3.2	A l'horizon de la mise en place de la plate-forme TERRE, les offres standards d'ajustement devront être calculées à partir du programme d'appel redéclaré. Or le programme accepté par RTE est susceptible de n'être connu qu'au bout de 15 à 20 minutes, c'est-à-dire après le guichet de dépôt des offres TERRE. Un refus de redéclaration par RTE remettrait en cause la faisabilité et la fermeté de l'offre standard. EDF demande donc à RTE d'étudier un raccourcissement significatif du délai d'acceptation des redéclarations. A défaut, il faudra que RTE assure le filtrage vis-à-vis de la plateforme TERRE des offres d'ajustement standards correspondant à des EDP dont la redéclaration de programme aurait été refusée.		RTE prend note de la remarque d'EDF, qui se rapproche de la proposition alternative sur l'acceptation des Programmes d'Appel en infrajournalier au fil de l'eau. Cette proposition est détaillée dans le rapport d'accompagnement au paragraphe 2.2.3.2. RTE travaille actuellement sur ces modalités qui pourront être discutées dans le cadre de concertations ultérieures. Cf réponse au paragraphe 2.2.4.4 du rapport d'accompagnement.
EDF	Commentaire	3.1.2.1.3.2	RTE propose que les redéclarations de Programmes Prévisionnels soit soumis à Délai de Neutralisation (suppression de l'actuel §3.1.2.2.5). Comme exprimé dans la consultation sur le projet de règles 8.3, EDF considère que dans la mesure où les programmes prévisionnels présentent un caractère fatal, il n'y a pas lieu d'imposer un Délai de Neutralisation à cette information communiquée à RTE.		RTE maintient sa proposition d'appliquer le Délai de Neutralisation pour les redéclarations des Programmes d'Appel de toutes les EDP, qu'elles aient un caractère fatal ou non. Cette mesure a pour but de rendre cohérent la valeur du Délai de Neutralisation pour l'ensemble des moyens de production En pratique, RTE a ses propres prévisions d'évolutions qui font que les redéclarations pour les Programmes Prévisionnels des Entités de Prévisions (notion supprimée, cf paragraphe 2.2.4.2 du rapport d'accompagnement) après le Délai de Neutralisation n'étaient pas prises en compte.
EDF	Modification	3.1.2.1.4	Le dernier alinéa ajouté à cet article (suivi du Programme d'Appel) est contradictoire avec les articles 3.1.2.1.5 et les 3.1.2.3.1 (qui prévoient le respect du Programme de Marche, résultant du Programme d'Appel et des ajustements)	Suppression du dernier alinéa	L'alinéa en question vise à expliciter le traitement des ex-Entités de Prévision. Il a été déplacé à l'Article 3.1.2.1.5 qui concerne la mise en œuvre des Programmes d'Appel. Ainsi, il n'est pas en contradiction avec le respect du Programme d'Appel et du Programme de Marche.

EDF	Commentaire	3.1.2.1.6	EDF demande à RTE de publier dès que possible les spécifications SI de publication du PA/PM tracé par RTE		RTE prend note de la remarque d'EDF et partagera dès que possible les spécifications Si de publication du PA et PM tracés par RTE.
EDF	Modification	3.1.2.2.2.1	RTE propose de supprimer le caractère indicatif de la transmission anticipée des contraintes techniques à 12h30 en J-1 : EDF rappelle qu'il s'agit de transmettre à RTE la meilleure vision dont dispose à l'instant t le responsable de programmation sur des installations industrielles, dont la situation est susceptible d'évoluer	Maintien de la phrase supprimée	RTE est bien conscient que la transmission des contraintes techniques en J-1 12H30 consiste, pour le responsable de programmation, à fournir à RTE sa meilleure vision à date et que s'agissant des contraintes techniques, la situation est susceptible d'évoluer à tout instant. RTE considère que la phrase « Ces prévisions sont établies sur la base des informations dont dispose le Responsable de Programmation à ce moment de la Journée J-1. » se suffit à elle-même et qu'il n'est donc pas nécessaire de mentionner le caractère indicatif de la transmission des contraintes techniques en J-1 à 12h30.
Energy-pool	Commentaire / Proposition	3.1.2.1.1.1	il est indiqué dans le début de l'article 3.1.2.1 que le Programme d'Appel s'applique notamment pour les Entités de Réserve de type Soutirage, or l'article 3.1.2.1.1.1 décrit les programmes d'appel actuel pour de la production (PA_Initial) et pas les programmes d'appel pour les entités de réserve de type soutirage (PA_SSY)	Préciser dans les articles 3.1.2.1.1.1 le format actuel des PA_SSY pour les entités de réserve de type soutirage	Au paragraphe 3.1.2.1 des règles, il est précisé que « les Programmes d'Appel sont transmis par le Responsable de Programmation pour chacune des Entités de Programmation et Entités de Réserve de type Soutirage de son Périmètre de Programmation. » Au paragraphe suivant, le contenu d'un programme d'appel est décrit pour une échéance antérieure à la date Y et postérieure à la date Y : - Avant la date Y, le Responsable de Programmation envoie les Programmes d'Appel pour chacune des Entités de Programmation de son Périmètre de Programmation. Pour les Entités de Réserve de type soutirage, le Programme d'Appel (PA_SSY) est décrit dans les règles Services Systèmes. - Après la date Y, le Responsable de Programmation envoie les Programmes d'Appel pour chacune des Entités de Programmation et Entités de Réserve de type Soutirage de son Périmètre de Programmation. Pour les Entités de Réserve de type Soutirage, les valeurs renseignées pour la chronique prévisionnelle de production active sont définies par les Règles SI, en l'occurrence 0. Le fichier PA_SSY n'est plus renvoyé. Pour éviter toute ambiguïté, RTE propose de supprimer la mention du périmètre des entités à renseigner pour le Programme d'Appel au paragraphe 3.1.2.1 et de plutôt le spécifier à chaque échéance dans le paragraphe correspondant : - Avant la date Y : paragraphe 3.1.2.1.1.1. - Après la date Y : paragraphe 3.1.2.1.1.2.

Energy-pool	Commentaire / Proposition	3.1.2.1.2.1	Dès lors que le Périmètre de Programmation intègre aussi les Entités de réserve de types soutirage, le paragraphe 3.1.2.1.2.1 semble indiquer que la déclaration initiale en J-1 s'applique désormais aussi pour les entités de réserve de type soutirage. Est-ce bien le cas?	Si ce paragraphe ne s'appliquait pas aux entités de réserve de type soutirage, le préciser	RTE confirme que la déclaration initiale du Programme d'Appel en J-1 s'applique aussi aux Entités de Réserve de type soutirage.
Energy-pool	Commentaire / Proposition	3.1.2.2.1	Dès lors que le Périmètre de Programmation intègre aussi les Entités de réserve de types soutirage, le paragraphe 3.1.2.2.1 semble indiquer que les déclarations des performances et contraintes techniques s'appliquent aussi aux entités de réserve de type soutirage. Pouvez-vous confirmer que tel n'est pas le cas?	Préciser dans l'article 3.1.2.2.1 qu'il ne s'applique pas pour les Entités de réserve de type soutirage	RTE confirme que les déclarations de performances et contraintes techniques s'appliquent aussi aux Entités de Réserve de type soutirage.
ENGIE		3.1.1.1	Le choix du pas de programmation (5',15',30') par EDP surprend un peu. Le Programme d'Appel initial est censé regrouper l'ensemble des EDP du périmètre. Cela signifie que l'on pourrait envoyer un PA par Périmètre de Programmation et par pas ? Ou un seul PA avec plusieurs pas à l'intérieur ? Est-ce que cela répond à la demande de certains acteurs ?		Un Programme d'Appel est à la maille d'une EDP. Après la date Y où les modalités de programmation changent, les responsables de programmation renseignent un pas de programmation pour chaque EDP de leur périmètre de programmation. Les Programmes d'Appel pour une journée d'application J donnée sont transmis de manière agrégée par le Responsable de Programmation, c'est-à-dire qu'un document unique contient les Programme d'Appel de toutes les EDP d'un Responsable de Programmation donné. Les Programmes d'Appel au sein de ce document peuvent donc avoir un pas de programmation différent. Au moment de la réception d'un Programme d'Appel, RTE vérifie que les cinq chroniques (P0, RPh, RPb, RSh, RSb) d'un même Programme d'Appel sont bien à la même résolution et que cette résolution correspond bien à la résolution déclarée par le RP à RTE en amont pour l'EDP concernée. Ces contrôles sont détaillés dans le guide d'implémentation TOPASE. Les modalités de déclaration du pas de programmation pour chaque EDP seront partagées le plus rapidement possible aux Responsables de Programmation.
ENGIE		3.1.2.1.3.1	Est-il toujours possible de renominer uniquement les heures qui ont changé (et non l'entièreté des heures restantes) ?		L'acteur est tenu de renominer l'entièreté des heures restantes sur les EDP modifiées. Au paragraphe 3.1.2.1.3.2, il est bien précisé que « les redéclarations doivent comporter toutes les valeurs des chroniques de puissance postérieures à la prochaine heure de guichet augmentée du délai de neutralisation en transmettant une nouvelle déclaration du programme d'appel à RTE. »

ENGIE		3.1.2.1.3.2	Périmètre de redéclaration des Programme d'Appel : ENGIE souhaite conserver la possibilité de renominer sur un sous-ensemble du Périmètre de programmation (cf. proposition d'alternative au § 2.2.3.1 du document d'accompagnement). La condition d'acceptation (viii) pourrait donc être supprimée. La renomination sur l'entièreté du périmètre est en effet trop contraignante.		La proposition alternative du rapport d'accompagnement qui vise à permettre la redéclaration du programme d'appel en infrajournalier sur un sous-ensemble du périmètre de redéclaration et non plus sur la totalité répond à un besoin de souplesse identifié par les acteurs. RTE propose donc de mettre en place la proposition alternative du rapport d'accompagnement concernant le périmètre de redéclaration à la place de la proposition initiale de la version des règles v8.4 mise en consultation. Concrètement, par rapport à la version mise en consultation, la version des règles v8.4 pour la saisine de la CRE ne contiendra plus le critère (viii) au paragraphe 3.1.2.1.2. ~~viii. le Responsable de Programmation met à disposition ou met à jour le Programme d'Appel de toutes les Entités de Programmation de son Périmètre de Programmation. Dans le cas contraire, l'intégralité des Programme d'Appel est refusée.~~ Cf réponse au paragraphe 2.2.4.3 du rapport d'accompagnement.
ENGIE		3.1.2.2.2.3	Dans quel message peut-on redéclarer aux guichets IJ les Performances et Contraintes Techniques ? (ex dans le "Guide d'Implémentation des Messages du Système d'Information support de la Programmation et du Mécanisme d'Ajustement", il est question de déclaration avec le CT_PROD5 mais pas de redéclaration. est-ce également ce fichier ? Pour le Programme d'Appel, on a bien deux chapitres distincts : un pour la déclaration initiale, un pour la redéclaration)		Actuellement, les Performances et Contraintes Techniques sont redéclarables en infrajournalier par téléphone/fax ou dans les champs commentaires des redéclarations (mais cette pratique n'est pas encouragée). On distingue deux types de messages : - Dans le premier cas, les redéclarations sont possibles quel que soit le motif, et le Délai de Neutralisation s'applique (la redéclaration étant prise en compte au guichet). - Dans le second cas, le Délai de Neutralisation n'est pas pris en compte et la redéclaration est immédiate, mais elle est conditionnée à des critères de type « aléa technique non maîtrisable » (les autres critères sont détaillées au paragraphe 3.1.2.2.3 des règles) La possibilité de redéclarer en infrajournalier les Performances et Contraintes Techniques comme c'est le cas pour les Programmes d'Appel, est une évolution identifiée et sur laquelle RTE travaille.
ENGIE		3.1.2.2.4	"Si RTE constate une incohérence flagrante…" : On parle tout d'un coup de "Condition d'Utilisation des Offres" : arrive un peu comme un cheveu sur la soupe dans la partie Programmation		RTE propose d'ajouter dans les règles une précision pour expliquer la présence du terme « Condition d'Utilisation des Offres » dans la partie Programmation. Les règles sont modifiées comme suit :

					« Si RTE constate une incohérence flagrante de la déclaration des performances et contraintes techniques et/ou, s'il y a lieu, les Conditions d'Utilisation des Offres des EDA associées aux EDP impliquées […] »
ENGIE	Question / Commentaire	Doc. Acc. 2.2.1.1	"Convention de programmation : début de variation au début du pas de programmation : sous-entend quelle que soit la pente ? Atteinte au plus tôt de la puissance indiquée : comment définit-on la notion d'au plus tôt ? Au regard du gradient déclaré ? Que se passe-t-il si l'on n'atteint pas tout à fait au plus tôt mais tout de même avant la fin du pas de temps : RTE ne retient pas la puissance indiquée dans le Programme mais retient la puissance du pas précédent ? L'impact d'un non-respect de cette convention n'est pas clair."		La variation est bien attendue en début du pas de programmation, quelle que soit la pente (cf schémas du rapport d'accompagnement, paragraphe 2.2.1.1). L'atteinte de la puissance indiquée pour le pas de temps doit arriver au plus tôt, au regard du gradient déclaré. RTE tolère que l'atteinte de la puissance indiquée pour le pas de temps arrive avant la fin du pas de temps. RTE rappelle que l'envoi des Programmes d'Appel par les Responsables de Programmation permet à RTE d'anticiper les flux sur le réseau. Le respect des conventions et des règles est nécessaire à la bonne coordination entre RTE et les Responsables de Programmation.
ENGIE	Commentaire	Doc. Acc. 2.2.1.2	Programmation au Pas 5' : ENGIE accueille favorablement le fait que RTE permette aux responsables de Programmation de conserver une programmation au pas de temps 30' pendant la phase 1, et que le pas de la phase 2 donne lieu à une prochaine consultation. ENGIE rappelle que l'implémentation d'une programmation au pas 5' reste contraignante pour son SI.		RTE a conscience des répercussions sur le SI des acteurs d'un passage à un pas de programmation de 5 minutes. C'est la raison pour laquelle la transition est faite progressivement en laissant dans un premier temps le choix du pas de programmation {5 ;15 ;30} aux acteurs. Il sera possible de repasser à un pas de programmation moins fin, notamment pour pouvoir effectuer des tests. Le pas de programmation devra être renseigné 1 mois à l'avance dans l'outil de référentiel. Cf réponse au paragraphe 2.2.4.1 du rapport d'accompagnement.
ENGIE	Forme		Entite de prevision : de la même manière que pour EDP, indiquer dans le glossaire son abréviation (EDPrev) qui est souvent utilisée par la suite		La notion d'Entité de Prévision ayant été supprimée, il n'est plus nécessaire d'en indiquer l'abréviation dans le glossaire. Cf réponse au paragraphe 2.2.4.2 du rapport d'accompagnement.
ENGIE	Forme	3.1	Impression que le terme EDP englobe parfois les ED Prev, parfois non. Pouvez-vous vérifier ? (ex : §3.1.1.1)		Cf réponse au paragraphe 2.2.4.2 du rapport d'accompagnement.

ENGIE	Forme		Impression que la notion de "Programme Prévisionnel" (d'une EDPrev) disparait du jargon : reste néanmoins qq allusions résiduelles dans le glossaire	.	Cf réponse au paragraphe 2.2.4.2 du rapport d'accompagnement.
ENGIE	Question	4.2.1.1.2	Qu'en est-il des ED Prev ? Peuvent-elles rejoindre une EDA ?		Une entité de prévision ne peut pas rejoindra une EDA. Cf réponse au paragraphe 2.2.4.2 du rapport d'accompagnement.
Uniper	Commentaire		Programmation des capacités de production RPD (installations ne participant pas au MA) : Nous y sommes favorables puisque cela va dans le sens de l'équité de traitement entre les différents moyens de production		RTE prend acte.
Uniper	Commentaire		Nous souhaitons pouvoir avoir le choix de conserver un pas de programmation égal au pas de règlement des écarts		Cf réponse au paragraphe 2.2.4.1 du rapport d'accompagnement.
Uniper	Commentaire		« En l'absence de précision avant la date Y pour une EDP, la résolution du PA est établie à 30 minutes » Nous y sommes favorables (cf. réponse précédente)		Cf réponse au paragraphe 2.2.4.1 du rapport d'accompagnement.

9.2 Passage de la réconciliation temporelle au PRE

Acteur	Type de remarque	n° article	Commentaire(s)	Proposition de rédaction	Réponse de RTE
ADEeF	Commentaire		Dans le rapport d'accompagnement du projet de règles MA-RE v8.4 mis en consultation, RTE présente deux options pour l'application du prix de règlement des écarts en Réconciliation Temporelle, et propose de retenir l'option 1 dans les règles MA-RE. Tout d'abord, dans le contexte du déploiement des compteurs communicants, l'accélération de la mesure et de la publication des quantités réelles mesurées rendra nécessaire l'étude de la convergence des processus Ecarts et Recotemp et le partage des critères d'acceptabilité de cette convergence. Concernant le passage de la Recotemp au PRE, les GRD privilégient l'application de l'option 1 selon les modalités déclinées par RTE dans le projet de règles MA-RE v8.4 mis en consultation. En effet, l'option 2 implique que le prix de règlement des écarts puisse, selon les situations, ne pas toujours tenir compte de la position finale des responsables d'équilibre puisque ces derniers semblent ne pas avoir d'incitation à s'équilibrer sur la meilleure vision de leur périmètre telle que révélée par la Recotemp. Ainsi, il apparaît que l'option 2 tend à conserver deux processus très indépendants, ne préparant pas le système à une probable convergence. En outre, l'application du PRE en Recotemp pourrait conduire les responsables d'équilibre à revoir leurs modèles de prévision. Si cela devait avoir des impacts sur les données que les GRD mettent à disposition des acteurs, il serait souhaitable d'étudier la pertinence et la faisabilité de ces évolutions : en effet, les GRD précisent que cela engendrera des coûts relatifs aux évolutions SI, qu'il conviendrait de prendre en compte dans le TURPE. La mise en œuvre de ces évolutions sera par ailleurs à intégrer dans les trajectoires SI déjà chargées des GRD. Enfin, la mise en œuvre du PRE en Recotemp engendrera un surcoût pour les responsables d'équilibre des pertes des gestionnaires de réseaux du fait du passage d'une référence de prix Spot au prix de règlement des écarts : les GRD souhaitent souligner le fait que ce surcoût demandera à être intégré aux nécessaires évolutions du cadre tarifaire du TURPE. Dans ce contexte, selon les GRD, si le décalage de la mise en œuvre du prix de règlement des écarts au processus Recotemp au 1er juillet 2020 va dans le bon sens, ce calendrier semble prématuré par certains aspects.		Cf paragraphe 3.4
Alpiq	Commentaire		Alpiq regrette que le calendrier mise en œuvre de la valorisation de la réconciliation temporelle au PRE soit tributaire du déploiement du profilage dynamique et subisse en conséquence un décalage au 1er juillet 2020. Alpiq persiste à considérer que le profilage, dynamique ou non, n'est pas une solution optimale en matière d'incitation fine à l'équilibre pour les RE.		Cf paragraphe 3.3.

Direct Energie	Commentaire		Direct Energie est opposé au passage de la réconciliation temporelle au prix de règlement des écarts. Le double processus Règlement des écarts (RE) / Réconciliation temporelle (RT) en vigueur depuis plus de 10 ans a pour but - de responsabiliser les acteurs sur les facteurs sur lesquels ils ont des leviers ou qu'ils peuvent raisonnablement prévoir (périmètre clients, prévision de coefficient de calage, prévision de température, etc.), - de mutualiser les incertitudes inhérentes aux facteurs faiblement prévisibles ou pour lesquels il a été choisi de ne pas responsabiliser les acteurs (en particulier niveau et forme des pertes GRD). Il est ainsi logique : - que les écarts RE, qui visent à rémunérer les acteurs d'ajustement, soient valorisés au PRE, - que les écarts RT, qui sont à somme nulle entre RE et GRD, soient valorisés à un prix non pénalisé (prix spot). L'application du PRE à la réconciliation temporelle remettrait radicalement en cause le système de profilage mis en place à la demande expresse de la CRE en mars 2004. Par rapport à la situation actuelle (facteur d'usage connus ex-ante, mutualisation des incertitudes via le coefficient de calage), il en résulterait nécessairement une moins bonne prévisibilité des consommations profilées (3 paramètres à prévoir contre 1 aujourd'hui) et donc des besoins d'équilibrage accrus, ce qui est en contradiction avec les objectifs qui devraient être poursuivis par RTE. Par ailleurs, une telle disposition conduirait à une distorsion de concurrence, du fait de la plus grande prévisibilité de l'opérateur historique par rapport aux autres acteurs. Même si l'utilisation éventuelle de profils dynamiques aux écarts pourrait permettre de réduire ces corrections en recotemp, le règlement financier de celle-ci n'a de toute façon pas vocation à faire intervenir le PRE, qui est une référence de prix reflétant les coûts d'équilibrage court-terme. DE réitère ainsi ses regrets que les évolutions proposées par RTE/CRE ne fassent l'objet d'aucune étude d'impact, notamment s'agissant - de la prévisibilité pour les acteurs des consommations profilées, dans un système de profilage statique ou dynamique, - des incertitudes entourant les pertes GRD.	RTE partage avec Direct Energie le premier objectif que doit poursuivre le processus de règlement des écarts et de réconciliation temporelle : responsabiliser les acteurs sur les facteurs sur lesquels ils ont des leviers ou qu'ils peuvent raisonnablement prévoir. RTE reconnait que le passage de la valorisation des énergies en RT au PRE constitue une évolution importante du mécanisme de réconciliation temporelle. Cette évolution résulte d'une volonté de la CRE exprimée dans sa délibération du 22 juin 2018. RTE estime que cette évolution conduit in fine à davantage inciter les acteurs (fournisseurs et RE) à prévoir et équilibrer leurs périmètres de consommation réelle, sans mutualisation. La date proposée par RTE à l'issue de la concertation (juillet 2020) permet (i) de mettre en œuvre préalablement les améliorations du profilage via la mise en place de profils dit « dynamiques » et (ii) de laisser aux opérateurs le temps de mettre en place les processus permettant de prévoir la consommation de leur portefeuille (en fonction notamment des offres qu'ils proposent à leurs clients). RTE reconnait que des améliorations du processus sont encore possibles, notamment sur le niveau et la forme des pertes GRD. RTE estime que ces améliorations peuvent être menées indépendamment de la valeur pour la valorisation des énergies en recotemp.

Direct Energie	Commentaire		Aussi, quand bien même un profilage dynamique serait mis en œuvre aux écarts, Direct Energie reste favorable à un double processus (option 2) dans lequel la réconciliation temporelle a vocation à être valorisée au prix spot. Il convient par ailleurs de noter que l'utilisation d'un PRE non symétrique viendra créer des biais temporels (par ex. écarts sanctionnés au PRE+, mais recotemp sanctionnée au PRE-), et des biais entre acteurs (non neutralité de la recotemp).		L'option 1 proposée par RTE permet d'éviter le biais mentionné par Direct Energie. En effet, l'option 1 consiste à valoriser au PRE le déséquilibre calculé à l'issue de l'ensemble des processus, et sur l'ensemble du périmètre d'un RE. A l'inverse, le maintien à la valorisation au SPOT des énergies en RT conduit à un biais financier pour les RE équilibrés sur l'ensemble de leur périmètre à l'issue de l'ensemble du processus.
EDF	Commentaire		EDF prend acte de l'inscription dans les règles de cette évolution découlant des orientations de la CRE. Pour que cette mesure ait un effet utile, les RE devront être en capacité de prévoir les consommations correspondant à la Recotemp (plutôt que la consommation de la phase « écarts »), ce qui aura comme prérequis la fourniture de données par les gestionnaires de réseau : 1) L'apprentissage des modèles de prévision nécessite de disposer d'un historique de quelques années, le plus récent possible. Il faudra pour cela disposer en début d'année A du résultat de la période Recotemp précédente [juillet A-2 ; juin A-1]. 2) En phase de prévision opérationnelle en J pour J+1 ou J, un RE analyse le réalisé le plus récent disponible, dans le but de vérifier la qualité de sa prévision et pouvoir l'ajuster sur les jours suivants. Il s'agira donc de fournir aux RE, dès S+1, les éléments nécessaires à une estimation du résultat Recotemp et à l'ajustement de leurs prévisions. EDF demande donc aux gestionnaires de réseau d'instruire rapidement ces points dans le cadre du Comité de Gouvernance du Profilage. Compte-tenu des délais de mise à disposition et de prise en compte par les RE, EDF est favorable au report de cette mesure à la période Recotemp commençant en juillet 2020, et non en juillet 2018 comme initialement considéré. EDF tient toutefois à préciser que la faisabilité du paramétrage d'un modèle de prévision à partir des données Recotemp pour aboutir à une prévision performante n'est pas établie à l'heure actuelle et devra faire l'objet d'analyses complémentaires lorsque les données mentionnées plus haut seront disponibles. Sur le fond, EDF est favorable au principe d'inciter les RE à équilibrer leur périmètre sur la base de la consommation réelle de leurs clients. EDF rappelle cependant que le processus Recotemp actuel, en raison de ses modélisations et de sa méthodologie, ne constitue qu'une vision estimée de cette consommation. A la cible, l'exploitation des index quotidiens Linky associée au profilage dynamique permettra de fusionner les deux étapes « écart » et « Recotemp » dès la publication S+1. EDF appelle les gestionnaires de réseau à poursuivre les travaux de définition de la feuille de route du profilage, en fournissant une vision d'ensemble sur ces évolutions.		OK
EDF	Modification de forme	5.10.3.1.1	Il n'y a pas de § 5.10.3.1.2	Fusionner 5.10.3.1. et 5.10.3.1.1. ?	Ok avec commentaire, modification effectuée

EDF	Modification	5.10.3.1.1	RTE propose que le reversement du solde du CAE intervienne après la fin du processus Recotemp : EDF considère que le reversement pourrait intervenir en même temps que Recotemp, en octobre A+2. En tout état de cause, EDF demande que le reversement ne conduise pas à un report sur A+3. Il semble par ailleurs utile d'ajouter à la section 2 un C.21.3.2 décrivant cette étape de facturation des RE.	Le montant du solde du compte « Ajustements Ecarts », établi sur une période donnée, est calculé : - a minima 12 Mois après la fin de cette période, pour les périodes antérieures au 1er janvier 2020 ; - a minima après la fin du En octobre A+2, en même temps que la facturation relative au processus de Réconciliation Temporelle de cette période, décrit aux articles C.16.2 et C.21.3 de la section 2, pour les périodes à compter du 1er janvier 2020;	Comme indiqué ci-dessus, l'objectif est d'atteindre le reversement en fin de A+2. L'ajout du nouveau paragraphe au sein de la section 2 n'est pas anodin et donc n'est pas inclus dans cette saisine. Cependant, RTE invite EDF à lui part d'une proposition de modification pour la prochaine consultation.
EDF	Commentaire	5.10.3.1.1	EDF observe que le reversement au titre de l'année 2020 sera spécifique, puisque les deux semestres seront valorisés par rapport à des références différentes : - écart M+12 définitif pour le 1er semestre - écart définitif corrigé des énergies en Recotemp pour le 2nd semestre. EDF estime utile que ce point soit explicité, a minima dans le rapport d'accompagnement.		Ce point a été ajouté dans ce présent rapport.
EDF	Modification	5.10.3.1.1	RTE propose de supprimer la transmission d'une vision estimée et provisoire du coefficient k en février de A+1. EDF convient que les écarts recalculés en Recotemp sont susceptibles de modifier le solde du Compte Ajustements-Ecarts et que cette estimation du coefficient k sera nécessairement approximative. Néanmoins, afin de donner de la visibilité aux RE, EDF souhaite que ce calcul soit maintenu.	~~Pour les périodes d'établissement du compte Ajustements-Ecarts antérieures au 1er janvier 2020~~, chaque Année A, au plus tard le dernier Jour de février de l'Année A, RTE communique à chaque Responsable d'Equilibre une prévision du reversement de l'année A-1 …	Cf réponse au paragraphe 3.4.
EDF	Modification	5.10.3.1.1	Pour lever toute ambiguïté (les différentes formules de calcul du reversement deviennent complexes), EDF suggère d'apporter les précisions suivantes.	Cette opération intervient au plus une fois par année civile et donne lieu à un reversement :	Des modifications ont été apportées pour clarifier ce paragraphe.

				- aux Responsables d'Equilibre, sans Périmètre RPD, de la différence entre les factures d'Ecart réglées correspondant aux positions « M+12 » définitives (**en application de l'article C.21.2 de la Section 2**) et les factures d'Ecart recalculées **en appliquant la nouvelle valeur du coefficient « k »** - aux Responsables d'Equilibre avec Périmètre RPD : pour les factures relatives aux périodes de Réconciliation Temporelle antérieures au 1er juillet 2020, de la différence entre les factures d'Ecart réglées correspondant aux positions définitives « M+12 » (**en application de l'article C.21.2 de la Section 2**) et les factures d'Ecart recalculées **en appliquant la nouvelle valeur du coefficient « k »,** – pour les factures relatives aux périodes de Réconciliation Temporelle à partir du 1er juillet 2020, de la différence entre les factures d'Ecart réglées correspondant aux Ecarts définitifs corrigés des énergies affectées en Réconciliation **Temporelle (en application de l'article C.21.3 de la Section 2)** et les factures d'Ecart recalculées **en appliquant la nouvelle valeur du coefficient « k ».**	
EDF	Modification	5.10.2	La notion de « position d'écart définitive » utilisée ici est imprécise, compte tenu des distinctions introduites dans le 5.10.3.1.1. EDF comprend qu'il s'agit : - Pour un RE sans périmètre RPD (non concerné par Recotemp), de la facture d'écart correspondant à la position définitive M+12	La base de rémunération d'un Responsable d'Equilibre au titre du solde mensuel d'un Mois M donné est égale :	Des modifications ont été apportées pour clarifier ce paragraphe. RTE a également changé l'échéance pour les taux EURIBOR avec une échéance en cohérence avec nos contraintes opérationnelles et pour atteindre le reversement en A+2.

			- Pour un RE avec périmètre RPD, de la facture d'écart corrigée de Recotemp (la différence entre M+12 et Recotemp étant par ailleurs rémunérée au titre du C.16.1.87) Les périodes considérées par RTE sont insuffisamment précises et difficiles à interpréter : il serait judicieux de détailler explicitement les périodes, formules et taux appliqués mois par mois (dans un document d'accompagnement ou sur la page du site internet de RTE consacrée au règlement des écarts). La période à considérer pour le calcul du taux doit par ailleurs être adaptée à la nouvelle échéance du reversement	- **Pour un RE sans périmètre RPD**, à la différence entre la facture d'Ecart correspondant à sa position d'écarts du définitive **« M+12 » (en application de l'article C.21.2 de la Section 2)** et la facture d'Ecart recalculée avec la valeur simulée du coefficient « k » annulant le solde annuel du compte « Ajustements-Ecarts ». **- Pour un RE avec périmètre RPD, à la différence entre la facture d'Ecart correspondant aux Ecarts définitifs corrigés des énergies affectées en Réconciliation Temporelle (en application de l'article C.21.3 de la Section 2) et la facture d'Ecart recalculée avec la valeur simulée du coefficient « k » annulant le solde annuel du compte « Ajustements-Ecarts ».** moyenne des taux journaliers EURIBOR-12 mois tels que publiés sur le site de la banque de France du mois M+3 jusqu'en ~~février~~ **octobre** de A+2 inclus.	
EDF	Commentaire	C.16.1.17	Facturation de la Réconciliation temporelle au Prix de Règlement des écarts : cf commentaires généraux en tête de réponse. EDF est favorable au report de cette mesure à 2020, au lieu de 2018 comme initialement envisagé Afin que les RE soient en mesure de prévoir la consommation « Recotemp », EDF demande aux gestionnaires de réseau de poursuivre les travaux en vue d'une fourniture anticipée des données « recotemp ».		RTE confirme que les travaux relatifs à l'anticipation des données « recotemp » sont prévus d'être instruits dans le cadre du programme du GT Recoflux de 2018.
EDF	Commentaire	C.16.3.2	EDF comprend que RTE publiera, à partir de 2020, non plus une chronique de delta (correction des bilans en Recotemp), mais la nouvelle valeur d'écart RE « écart définitif corrigé des énergies affectées en Réconciliation Temporelle ». S'agira-t-il d'un flux de données spécifique, ou d'une mise à jour M+14 des données d'écart RE « M+x » ?		Effectivement, RTE publiera, à partir de 2020, non plus une chronique de delta (correction des bilans en Recotemp), mais la nouvelle valeur d'écart RE « écart définitif corrigé des énergies affectées en Réconciliation Temporelle ».

			EDF demande à RTE de retenir un format de publication homogène avec les publications d'écart RE « M+x » (C.15.4 et C.21.2.2.2) et de publier en temps utile les spécifications associées.		RTE partage également la volonté de rendre homogènes les publications d'écart de RE « M+X » et ainsi publier une mise à jour des données d'écart RE « M+X » avec le nouvel écart corrigé des énergies affectées en réconciliation temporelle. Les différents impacts de la RT au PRE sont en cours d'étude au sein du SI RTE.
EDF	Commentaire	C.21.3	Il serait utile d'ajouter un C.21.3.2 précisant l'étape de facturation du reversement du compte ajustements/écarts (cf 5.10.3.1.1 de la section 1)		Cf commentaire ci-dessus.
ENGIE	Commentaire	5.1	ENGIE souhaite supprimer le coefficient K du calcul des écarts. Il complexifie (inutilement) le processus des Ecarts et fausse l'évaluation des écarts sur une période finalement assez longue (> 1 an).		Dans le cadre des travaux sur l'harmonisation européenne, imposée par l'article 52 du règlement européen relatif à l'équilibre, RTE instruira en 2019 la suppression du facteur K et la définition d'un PRE plus incitatif, pour une mise en œuvre éventuelle au plus tard en 2021 conformément à la délibération de la CRE de juin 2017.
ENGIE	Commentaire	5.1	Dans l'immédiat, ENGIE s'interroge sur la règle de détermination de la valeur k par défaut (0,08 depuis le 01/07/2011). Cette valeur ne semble plus pertinente, notamment depuis la sortie des ajustements pour reconstitution des marges du CAE-e au 01/01/2017		RTE propose d'instruire, en T3 2018, la révision du coefficient « k » afin de pouvoir disposer d'un retour d'expérience d'à minima 12 mois sur la mise en œuvre des flux financiers relatifs à l'énergie d'équilibrage et d'un prix de règlement des écarts unique.
ENGIE	Commentaire / Question	5.1	Sur le site RTE est indiqué : "RTE communique aux RE une prévision du reversement de l'année A (estimation du « k' ») avant la fin du mois de février A+1" : pourquoi cela ne figure pas dans les règles ? Est-ce que l'estimation du k' de 2017 a été publiée ?		Cf réponse au paragraphe 3.4. L'estimation du k' 2017 a été communiquée en S16 et lors du GT MA RE du 13 avril 2018.
ENGIE	Question	5.10.3.1	Faut-il comprendre qu'à partir de 2020, le solde définitif à atteindre n'est plus fixé annuellement par la CRE mais une fois pour toute ? Si oui, la formulation n'est pas assez claire. Si non, alors la différence entre les deux derniers paragraphes n'est pas claire.		Pour les périodes postérieures à 2020, le solde définitif à atteindre est fixé sur la base d'une délibération de la CRE fixant le solde définitif à atteindre pour les périodes à compter du 1er janvier 2020 => Effectivement, le solde ne sera plus fixé annuellement par la CRE, cependant il pourra évoluer si la CRE effectue une nouvelle délibération.

ENGIE	Commentaire	5.10.3.3	Le principe des Nota 1 et Nota 2 n'est pas évident à comprendre en première lecture. N'est-il pas préférable d'être plus clair : Si PREP > PREN, alors PREP = PREN (tendance Hausse) ou si PREN < PREP, alors PREN = PREP (tendance Baisse). Ou encore si k<0, alors le PREP vaut le PREN (ex pour tendance Hausse). Ou encore rajouter peut-être le graphe PREP/PREN fonction de k (tout au moins pour la nouvelle matrice)		Ces demandes de modifications ne font pas partie de la présente consultation.
ENGIE	Commentaire	Doc. Acc. § 3	ENGIE réitère son soutien au passage au prix PRE en RecoTemp applicable à partir de 2022 pour les réconciliations portant sur les consommations réalisées après juillet 2020. Cette évolution devrait entraîner une convergence de la valorisation des écarts entre le processus aux Ecarts et le processus RecoTemp.		Cf réponse au paragraphe 3.3.
CNR	Commentaire		"CNR est favorable à la proposition inscrite dans le projet de règles (différence de 'valorisation des écarts d'un RE en M+14 avec BGCM+14' et 'valorisation des écarts d'un RE en M+12'). L'alternative proposée dans le rapport d'accompagnement valorise l'écart entre la CDCM+12 et CDCM+14 au PRE ; CNR y est opposé car cette méthode ne tient pas compte de la position finale du RE (la valorisation de la réconciliation temporelle au PRE pouvant donc être effectuée dans un sens opposé à la position finale du RE)."		Cf réponse au paragraphe 3.4.

9.3 Prise en compte des mesures exceptionnelles dans le calcul des écarts

Acteur	Type de remarque	n° article	Commentaire(s)	Proposition de rédaction	Réponse de RTE
Direct Energie	Commentaire		Dans le cadre de la consultation ouverte par le groupe de travail « marché tendu » en octobre 2017, DE a pu faire part de ses observations sur la prise en compte des situations de tension dans les règles RE/MA : - Le mécanisme de capacité mis en œuvre en France vise à assurer le niveau de sécurité d'approvisionnement décidé par les pouvoirs publics, à savoir 3h/an, ce qui signifie qu'il est attendu et reconnu que des situations d'insuffisance de production au regard de la consommation doivent donc se produire. - En situation de délestage, les RE en écarts négatifs n'ont donc pas à être pénalisés d'une quelconque façon, puisque ces situations relèvent du choix des pouvoirs publics, et non du choix des RE (à noter que si le délestage provient d'une plus faible disponibilité des moyens de production qu'attendue, le règlement des écarts du mécanisme de capacité vient déjà pénaliser les exploitants de capacité défaillants). Il est donc souhaitable que le prix spot soit utilisé comme PRE dans ces situations, pour les volumes délestés. - Il paraît par ailleurs nécessaire d'effectuer une correction des périmètres d'équilibre de sorte à affecter aux RE l'énergie non distribuée (END) et permettre une évaluation correcte des écarts de chaque acteur. Les méthodes de contrôle du réalisé mises en œuvre pour les effacements, et la connaissance des poches de sites faisant partie des délestages tournants devraient permettre d'effectuer ce calcul d'END. La valorisation de cette END au PRE générera un montant qu'il conviendrait, en toute logique, de reverser aux sites délestés.		Cf. §4.5

			Aussi, Direct Energie accueille favorablement la proposition de RTE de ne pas pénaliser outre mesure les écarts en situations de tension, même s'il serait préférable, pour les volumes délestés, de retenir un prix non pénalisé plutôt qu'un PRE.		
Direct Energie	Commentaire		S'agissant de la correction des périmètres d'équilibre pendant les situations de délestage, Direct Energie considère qu'une correction explicite est préférable à la situation actuelle (pas de correction, prise en compte du délestage comme un aléa de consommation), car permettant une meilleure identification et affectation des coûts (illustration présente sur le site CONCERTE). Sans correction des RE, cet exemple montre que les flux financiers entre RE se limitent à +1 ou -1, alors que les volumes délestés sont de 3, ce qui ne permet pas d'identifier clairement les montants à reverser aux sites délestés, et ce qui par ailleurs diminue l'incitation à l'équilibre du RE1.		Une prise en compte explicite conduirait à une complexification du dispositif actuel sans améliorer les incitations et allocations du système d'intégration implicite actuel. Dans le mécanisme proposé par RTE, le RE peut connaitre sa position : s'il était équilibré, il touchera le PRE, ce qui lui permettra d'indemniser les sites délestés de son périmètre, si son contrat de fourniture prévoit de telles dispositions.
EDF	Commentaire		Dans les situations de recours aux moyens exceptionnels que sont la baisse provisoire de tension et le délestage, EDF considère que le dispositif actuel ne présente pas de risque de dysfonctionnement qui justifierait une modification profonde de sa structure, puisqu'il renvoie des incitations suffisantes aux Responsables d'Equilibre (RE) pour que les décisions opérationnelles les plus efficaces soient prises. Cependant, il apparait effectivement utile de corriger le Prix de Règlement des Ecarts dans les situations où il pourrait présenter des valeurs inappropriées (par exemple les cas où il n'y a pas d'ajustement à la hausse, cas qui semble toutefois peu probable puisque RTE ferait sûrement appel à toutes les offres à la hausse disponibles sur le mécanisme d'ajustement avant d'engager le délestage). EDF est donc favorable à la proposition de RTE de corriger le Prix de Règlement des Ecarts négatifs pour tenir compte du Prix Spot ou du prix de la première offre d'ajustement à la hausse. EDF est également favorable à la proposition de ne pas introduire un premium dans le règlement des écarts ni de correction des périmètres, notamment pour les raisons suivantes : - Si ces principes devaient être introduits, il conviendrait tout d'abord de distinguer les situations où ces mesures résultent d'un incident sur le réseau (on peut citer notamment l'incident emblématique du 4 novembre 2006), et non d'un problème d'équilibre offre-demande. L'augmentation de la pénalisation des RE en écart serait susceptible d'engendrer un coût important, dans des situations dont ils ne sont pourtant pas responsables. - Par ailleurs, quand bien même ces mesures seraient la conséquence d'une tension sur l'équilibre offre-demande, il n'y a pas d'effet à attendre d'une augmentation du PRE, les RE étant déjà incités à utiliser toutes les possibilités du marché infra-journalier, y compris transfrontalier.		OK Des travaux sont en cours pour améliorer la transparence de l'équilibrage et notamment pour ces périodes de tension. Ainsi, des évolutions ont lieu afin de publier les marges et de les actualiser (comme cela a été présenté dans le GT du 12/12/2017).

			- Une correction des périmètres RE, qui plus est associée à une pénalisation accrue, aurait pour pré-requis une connaissance précise des volumes délestés. Or cette estimation reposerait sur des approximations fortes, en particulier pour les utilisateurs de réseaux profilés. Même dans le cadre de l'évolution vers le profilage dynamique, le panel utilisé pour le profilage ne serait pas nécessairement représentatif de la part des clients délestés. Quant à considérer les bilans de RE sur le RPD pendant la période de délestage comme égaux aux bilans sur la période immédiatement antérieure, cela ne pourrait être valable que pour des délestage de très courte durée. En complément, par soucis de transparence, EDF demande à RTE de mettre en place une publication de ces situations d'utilisation de leviers exceptionnels (délestage ou baisse de tension).	
EDF	Modification	4.8.1.1	Indicateurs et informations publiées par RTE : - ajouter la publication des pas de temps sur lesquels RTE a recours à des moyens exceptionnels (délestage ou baisse de tension), conformément au §5.1. - Ainsi que le prix de la première offre MA quand cette valeur est applicable au 5.1 (nécessaire pour le calcul du PRE et la vérification de la facture d'écart et de reversement).	Publication des pas ½ horaire pour lesquels RTE à recours à des moyens exceptionnels : RTE note la demande d'EDF et travaillera à l'ajout de cette publication dans la prochaine version des règles (v9). Concernant le prix de la 1ère offre, cela ne semble pas nécessaire car cette valeur se retrouvera directement dans le PRE
EDF	Modification	5.1	Pour éviter toute ambiguïté, ne faudrait-il pas davantage préciser ce qu'est le « $prix\ de\ la$ 1ère $Offre$ à $la\ Hausse$ » ? EDF comprend qu'il s'agirait : - si des offres à la hausse ont été activées mais que la tendance est malgré tout à la baisse, du prix de la première offre activée - si aucune offre d'ajustement à la hausse n'a été activée, du prix de la première offre à la hausse disponible	C'est effectivement le sens de « prix de la 1ere offre à la Hausse »
ENGIE	Modification	4.8.1.3	Erreur de syntaxe et d'accord dans le nouveau paragraphe	L'erreur a été corrigée
ENGIE	Commentaire		Comme déjà évoqué lors des concertations, ENGIE plaide pour un prix de règlement des écarts égal au Prix Marginal d'Activation dans la mesure où il reflète mieux la situation de tension ou de pénurie que l'actuel Prix Moyen Pondéré. En cas de tension, le prix s'équilibrera naturellement à un niveau élevé. Pour ENGIE, il s'agit là d'un élément crucial qui, s'il n'est pas traité de manière urgente, conduira à la répétition du fonctionnement observé lors de la vague de froid de janvier 2017, c'est à dire une absence de corrélation entre PREN et niveau de pénurie.	Le sujet de l'évolution des modalités de calcul du prix de règlement des écarts sera discuté dans le cadre de l'évolution des règles RE/MA v9 (devant rentrer en vigueur en 2019).

			Concernant le cas précis du délestage (de priorité moindre par rapport au point ci-dessus) : o Volume et correction des périmètres : ENGIE rejoint RTE sur le fait que la prise en compte « explicite » des volume délestés induirait un calcul fastidieux et approximatif des volumes délestés par RE, avec au passage des mécanismes complémentaires à prévoir pour équilibrer le bilan physique du Compte-Ajustement-Ecart. En mode implicite, les RE courts délestés subiront moins les écarts négatifs mais seront par contre confrontés au délestage de clients sur leur périmètre (et donc à leur potentiel dédommagement), ce qui semble acceptable. o Prix des écarts : - La formule actuelle des écarts peut en effet conduire à un PRE très faible, n'incitant pas d'une part les RE courts à se rééquilibrer, et pouvant d'autre part donner l'impression d'une situation redevenue normale. C'est notamment le cas lorsque la tendance se trouve inversée (système devenu long suite à délestage – très probable selon RTE – avec un PRE basé sur un PMPB trop bas). - ENGIE comprend de la proposition de RTE qu'elle consiste à 1) administrer la tendance à la Hausse jusqu'à fin du délestage et 2) définir un prix plancher pour les écarts négatifs sur cette même période. - ENGIE soutient l'idée d'un plancher pour le PREN : il garantit un PREN suffisamment dissuasif sans pour autant impacter le PREP. - ENGIE ne partage par contre pas sa valeur. Elle devrait en théorie être égale à la VOLL (Value of Lost Load), qui correspond à la valeur de l'énergie délestée. Des règles simples de détermination de la VOLL resteraient à définir. ENGIE appelle à la simplicité et au pragmatisme pour la détermination de telles règles. Le minimum acceptable consisterait à remplacer la VOLL par le Prix Marginal d'Activation des offres à la Hausse, solution qui présenterait le double avantage : • D'être en ligne avec le premier point évoqué ci-dessus (PRE au PMA) • D'éviter une pénalisation excessive des écarts négatifs dans cette situation de pénurie. ENGIE tient à rappeler que ces mesures doivent impérativement s'accompagner d'un renforcement de la transparence sur les actions prises par RTE dans le cadre du MA et ce, dès l'activation (et non pas après chaque ISP). "	Cf. §4.5
Uniper	Commentaire		Nous considérons que le règlement des écarts devrait prendre en compte l'activation de l'ensemble des mesures exceptionnelles. Nous tenons toutefois à souligner que cela nécessite une parfaite transparence sur la méthodologie de prise en compte.	Comme mentionné dans le rapport de consultation, les seuls moyens non pris en compte explicitement sont les actions (i) de baisse volontaire de la tension et (ii) de délestage. Ces actions n'ont pas de coûts explicites et sont prises en compte implicitement dans le PRE dans le cadre du règlement des écarts entre RE.

9.4 Opérateur unique en interface avec RTE

Acteur	Type de remarque	n° article	Commentaire(s)	Proposition de rédaction	Réponse de RTE
ADEeF	Commentaire		Dans sa délibération portant orientations sur la feuille de route de l'équilibrage, la CRE demandait à RTE d'étudier, en concertation, la possibilité que plusieurs opérateurs, pour un même site, puissent valoriser des flexibilités sur différents services d'équilibrage, à la condition que les actions prises par ces opérateurs soient dissociables et mesurables sans qu'il ne soit fait appel à de la sous-mesure. A la lecture du rapport d'accompagnement, compte tenu de l'impossibilité de distinguer les volumes réalisés entre opérateurs sur une même plage temporelle et à partir d'une même donnée de comptage (et parce que, par le passé, les opérateurs semblent ne pas s'être coordonnés pour éviter d'activer des flexibilités sur une même plage temporelle), RTE propose d'ouvrir la possibilité du multi-opérateurs par site, pour différents services d'équilibrage, à la condition que ces opérateurs « valorisent des sous-parties distinctes du site faisant l'objet d'un comptage distinct (service de décompte) ». Tout d'abord, les GRD souhaitent indiquer qu'un tel schéma contractuel, fondé sur un service de décompte, est applicable à des hébergeurs et des décomptants dont les numéros SIREN sont différents : il ne permet donc pas de traiter le cas de sous-comptage au sein d'un même site de soutirage (identifié par son numéro SIRET au sens des Règles MA-RE). Par ailleurs, il existe également le contrat de service de comptage pour les sites d'injection, qui permet de traiter le cas de sous-comptage au sein d'un même site, mais celui-ci n'est pas applicable aux sites de soutirage. Ainsi, afin de répondre à l'objectif du multi-opérateurs sur un même site, les GRD préconisent de s'appuyer sur le dispositif de regroupement HTA permis par le TURPE au travers de la composante de regroupement. Ce dispositif vise les utilisateurs connectés au même réseau, en plusieurs points de connexion dans le domaine de tension HTA, et équipés de compteurs à courbe de charge pour chacun des points de mesure. Néanmoins, compte tenu de la volumétrie potentielle qui semble faible à ce jour, les GRD souhaitent bénéficier d'une période d'expérimentation d'une année durant laquelle les traitements SI seront réalisés ad hoc, avant d'envisager une industrialisation qui sera nécessairement lourde et coûteuse (du fait des évolutions et du nouveau paramétrage de la chaîne SI des GRD).		Cf rapport d'accompagnement à la saisine
ADEeF	Modification	4.2.2.2.2	1er § du 4.2.2.2.2 : "~~Sur la base de la liste de Sites de Soutirage appartenant conjointement à une Entité d'Effacement et à une EDA, transmise par l'Acteur d'Ajustement dans le cadre de l'Article 4.2.2.3, la participation d'un même Site de Soutirage rattaché à la fois à une Entité d'Effacement et à une EDA est possible à condition que l'Acteur d'Ajustement et l'Opérateur d'Effacement soient la même personne morale.~~	"4.2.2.2.2 Rattachement conjoint d'un Site de Soutirage à une Entité d'Effacement et à une EDA" Si le Site de Soutirage faisant l'objet d'une demande d'ajout à une EDA, appartient à une Entité d'Effacement dont l'Opérateur d'Effacement est une personne morale distincte de l'Acteur d'Ajustement, le	Cf rapport d'accompagnement à la saisine

			Dans le cas où une demande d'ajout de Site de Soutirage à une EDA ne serait pas compatible avec cette règle, le Gestionnaire de Réseau Notifie à l'Acteur d'Ajustement que le Site concerné appartient déjà à une Entité d'Effacement. Dans ce cas, l'Acteur d'Ajustement doit communiquer le document mentionné à l'Article 4.2.2.1.2, au Gestionnaire de Réseau qui lui en Notifie la demande, dans un délai de cinq (5) Jours Ouvrés à compter de la réception de la Notification." : les 2 derniers paragraphes ont perdu leur sens avec la suppression du 1er paragraphe.	Gestionnaire de Réseau Notifie à l'Acteur d'Ajustement que le Site concerné appartient déjà à une Entité d'Effacement. Dans le cas contraire, l'Acteur d'Ajustement doit communiquer le document mentionné à l'Article 4.2.2.1.2, au Gestionnaire de Réseau qui lui en Notifie la demande, dans un délai de cinq (5) Jours Ouvrés à compter de la réception de la Notification."	
Alpiq	Commentaire		Alpiq estime qu'il est trop tôt pour imposer un opérateur unique par site et par « période temporelle ». Une telle mesure risque en effet de ralentir la mise en concurrence des acteurs sur le long terme si elle n'est pas prise en considération dans l'ensemble de l'organisation du marché. Nous pensons qu'il faut introduire en premier lieu : • La notion de « période temporelle » sur laquelle un site ne peut avoir qu'un seul opérateur. Aujourd'hui, les rythmes administratifs de rattachement / retraits supposent des périodes temporelles au minimum d'un mois avec un mois de préavis. Nous pensons que cette période temporelle doit être réduite à une heure maximum si on souhaite avoir un opérateur unique par site et stimuler la mise en concurrence. • La mise en œuvre d'un front office RTE qui permette ○ de modifier les périmètres à une maille suffisamment petite, ○ de mettre à jour les listes d'engagement de façon fluide, ○ et de faciliter les transferts d'engagement de réserve • Une meilleure qualification des acteurs et des sites qui favorisent le transfert d'un site d'un périmètre à un autre tout en conservant sa reconnaissance à répondre à un produit Si l'évolution sur un Opérateur Unique ne s'inscrit pas dans cette réflexion globale permettant de fluidifier les échanges alors nous risquons de figer les positions et de retirer de l'efficacité sur ces marchés.		Cf rapport d'accompagnement à la saisine

BHC Energy	Commentaire	4.2	BHC ENERGY en tant que nouvel acteur attache une grande importance à la pluralité des offres sur le marché de l'effacement. A cet égard, il nous apparaît que la mise en place d'un opérateur unique en interface avec le site, est une proposition non satisfaisante du point de vue de l'égalité de traitement des acteurs. Cette proposition pourrait conduire à la discrimination de certains opérateurs, au bénéfice d'acteurs dominants ou déjà présents sur certains segments du marché. En effet, et en cas d'application de cette proposition, un site devra choisir l'opérateur déjà installé qui dispose déjà de contrats en cours, ou l'opérateur qui valorise le segment le plus rémunérateur. Ceci en fin du compte n'est pas une solution optimale car les services et la qualité des opérateurs peuvent se distinguer d'un segment à l'autre et vient entraver le libre choix du consommateur.		Cf rapport d 'accompagnement à la saisine
Direct Energie	Commentaire		Direct Energie n'a pas de remarques particulières sur ce sujet.		OK
EDF	Commentaire		EDF note que RTE n'a pas identifié de proposition satisfaisante pour dissocier les actions de plusieurs opérateurs de flexibilité sur un même site et propose que : - l'acteur d'ajustement doit être la même personne morale que le responsable de programmation, - le rattachement d'un site à une EDA et à une EDR ou à une EDA et à une EDE n'est possible que si l'Acteur d'Ajustement et le Responsable de Réserve ou l'Acteur d'Ajustement et l'Opérateur d'Effacement sont la même personne morale. Dans ce contexte, EDF considère que la proposition de RTE est raisonnable en ce qu'elle évite des dispositions complexes reposant sur des principes arbitraires et dont le caractère réaliste ne pourrait pas être vérifié. En revanche, EDF s'interroge sur l'analyse faite par RTE quant à l'impact du règlement Balancing 2017/2195 UE sur l'indépendance des contrôles sur les services systèmes et le mécanisme d'ajustement (cf. §5.4.2 du rapport d'accompagnement). En particulier, les difficultés avancées par RTE pour distinguer les volumes réalisés de part et d'autre mériteraient d'être discutées au sein d'un GT dédié. EDF propose que ce point soit à l'ordre du jour par exemple du GT annoncé en CAM sur les effacements.		Cf rapport d'accompagnement à la saisine
EDF	Commentaire	4.2.2.2.2	Il semble que cet article soit à réécrire en tenant compte des nouvelles dispositions sur le rattachement conjoint à une EDA et une EDE. Avec la suppression du 1er alinéa proposée par RTE, la suite de l'article est difficilement compréhensible (à quoi fait référence « cette règle » mentionnée au nouveau 1er alinéa ?).		Proposition reportée
ENGIE	Reformulation		Reformulation : "L'Acteur d'Ajustement d'une EDA doit être la même personne morale que le RP des EDP composant cette EDA"		

ENGIE	Commentaire		ENGIE comprend qu'il est question ici d'interdire à un site de soutirage d'avoir un Acteur d'Ajustement différent d'un Responsable de Reserve (tout au moins si les deux contractualisent avec RTE). Le cas du site d'injection n'est sauf erreur pas concerné, l'Acteur d'Ajustement et le Responsable de Réserve devant être, d'après les règles en vigueur, Responsable de Programmation des sites composant l'Entité d'ajustement. **Position d'ENGIE :** - ENGIE ne considère pas ce sujet prioritaire - Si malgré tout un changement devait être apporté dans les règles, alors ENGIE est favorable à un schéma simple n'autorisant qu'un seul opérateur de flexibilité par site dès lors que les procédures de changement de périmètre soient facilitées (éviter l'effet « verrouillage » d'un site par un opérateur). - ENGIE est sceptique que l'intérêt de la mesure permettant à un prestataire de service de flexibilité sans contrat RTE de valoriser la flexibilité d'un site déjà engagé avec un Opérateur de Flexibilité.		Cf rapport d'accompagnement à la saisine
Equinov			EQINOV s'interroge tout d'abord sur les enjeux financiers et sur le système électrique liés aux difficultés présentées par RTE justifiant les régressions proposées par rapport aux règles actuelles. En particulier, RTE considère que le refus de NEBEF en infrajournalier a mis en péril le système électrique, ce qui est difficilement compréhensible au regard des volumes présentés dans le Bilan Prévisionnel 2017 (200 MW déclarés au maximum). Il nous paraît indispensable, compte tenu du faible développement de la filière, que toute régression dans les règles soient justifiés et les enjeux chiffrés par RTE.		Cf rapport d'accompagnement à la saisine
Equinov	Commentaire		<u>Aucune concertation n'a eu lieu sur le sujet en CURTE avec les opérateurs d'effacement et d'ajustement.</u> En premier lieu, et compte tenu de l'ampleur des évolutions abordées relatifs à la programmation et au dispositif de responsable d'équilibre, EQINOV regrette qu'aucune concertation spécifique n'ait été organisée par RTE sur le sujet avec les opérateurs d'effacement et d'ajustement sur sites de soutirage. Ceci a eu pour conséquence que les opérateurs découvrent la disposition proposée par RTE dans le cadre de la présente consultation. EQINOV note d'ailleurs qu'aucun appel à commentaires par écrit n'a été réalisé auprès des opérateurs contrairement à ce qui est mentionné dans le rapport d'accompagnement de la présente consultation.		Cf rapport d'accompagnement à la saisine

			Enfin, la disposition proposée par RTE impactant les opérateurs d'effacement (NEBEF), une concertation aurait dû être organisée dans le cadre des évolutions des règles NEBEF ce qui n'a pas été fait.		
Equinov			La possibilité pour un site d'avoir multiples opérateurs selon les mécanismes de valorisation adressés doit être maintenue dans les cas où elle existe déjà et élargie, à minima au cas ne posant aucune difficulté La possibilité pour un site de disposer de plusieurs opérateurs d'effacements (NEBEF) doit être maintenue dans les conditions actuelles. Aucune régression sur ce point n'est acceptable sans justification. Par ailleurs, EQINOV demande depuis plusieurs années qu'un site puisse contractualiser avec un opérateur d'effacement différent de l'acteur d'ajustement en place à partir du moment où la capacité de flexibilité mise à disposition est exclusive sur chacun des mécanismes. De nombreux sites aujourd'hui ne peuvent bénéficier de la valorisation de l'ensemble de leur flexibilité par application des règles actuelles de RTE ce qui ne peut plus perdurer. Les règles de simultanéité MA-NEBEF proposées dans le présent projet peuvent s'appliquer que l'opérateur d'effacement et l'opérateur d'ajustement soit la même personne morale ou non. Aucune problématique de contrôle du réalisé ne se posant dans ce cas sur le Mécanisme d'Ajustement et sur NEBEF, la possibilité doit donc être autorisée sans délai. Lorsque les activations des opérateurs d'effacement ou d'ajustement n'ont pas lieu simultanément, aucune problématique de contrôle du réalisé ne se pose pour RTE. L'existence de plusieurs opérateurs sur un même site sur le Mécanisme d'Ajustement et NEBEF doit donc être autorisée également dans le cas de non simultanéité et sans délai. Cette disposition fait reposer la responsabilité au site de ne pas autoriser la mise à disposition de sa flexibilité par deux opérateurs simultanément ce qui peut être prévu aisément par les contrats entre les opérateurs et le site.		Cf rapport d'accompagnement à la saisine

			Dans le cas de simultanéité des activations de plusieurs opérateurs d'effacement, d'ajustement et de réserves, des propositions ont déjà été faites par les acteurs en concertation qui devraient être instruites (prise en compte de dispositifs de sous-mesure par ex) afin de déterminer avec précision les volumes effacés. La proposition de RTE en l'état nécessite un partage d'information et une contractualisation entre opérateurs, incompatible avec leur situation de concurrence sur le site. Cette proposition revient par conséquent à donner un avantage concurrentiel aux opérateurs en place et leur confier le monopole de valorisation de la flexibilité des sites sur tous les mécanismes. Ceci est parfaitement inacceptable et relève d'une disposition anti-concurrentielle. Comme pour la fourniture d'électricité, un site doit pouvoir contractualiser avec différents opérateurs sans que soit désigné un opérateur de tête en charge des relations avec RTE pour des raisons concurrentielles évidentes.		
Energy-pool	Commentaire	4.2	Energy Pool regrette que RTE réduise l'accès à la concurrence qui était permis du fait de la non unicité d'acteur pour gérer les différents mécanismes	Conserver la formulation initiale	RTE souhaite prendre le temps d'approfondir avec les acteurs les différentes solutions règlementaires envisageables. D'ici là, RTE propose de reporter la mise en place du point de contact unique, en attendant des évolutions liées à une mise à jour plus fréquente des périmètres d'ajustement, et propose de revenir à la situation initiale
Restore	Modification	4.2	REstore demande à ce que le système de gestion des offres implicites et explicites puissent permettre à un responsable de réserve et à un acteur d'ajustement de proposer des capacités flexibles d'un site sans pour autant devoir assumer la responsabilité de la programmation du site, et ce quel qu'il soit. Pour cela, il convient de pouvoir dissocier la partie programmation de la partie ajustement et réserve pour chaque site, qu'il s'agisse d'un site d'injection ou de soutirage, d'une EDP ou non.	REstore demande à ce que le système de gestion des offres implicites et explicites puissent permettre à un responsable de réserve et à un acteur d'ajustement de proposer des capacités flexibles d'un site sans pour autant devoir assumer la responsabilité de la programmation du site, et ce quel qu'il soit.	Cf rapport d'accompagnement à la saisine

			En effet, la compétence de programmation est fondamentalement différente de celle d'un acteur d'ajustement ou de responsable de réserve, et par conséquence il convient de pouvoir maintenir une distinction entre les deux, de la même façon que les rôles de responsable d'équilibre et d'acteur d'ajustement sont distingués. Obliger un acteur d'ajustement ou un responsable de réserve valorisant la flexibilité d'une EDP de gérer également la programmation conduirait soit (i) à réduire fortement la qualité de la programmation et la possibilité pour RTE de disposer d'une information fiable au plus proche du temps réel, en ajoutant des flux d'informations et une responsabilité sur un acteur dont ce n'et pas le métier, soit (ii) à détruire les possibilités d'agrégation de sites au sein de portefeuille, excluant ainsi du marché de nombreuses capacités flexibles et allant à l'encontre du principe d'ouverture du marché aux agrégateurs.		
Restore	Modification	4.2	**Clarifications sur les enjeux** REstore reconnaît que l'identification et la dissociation de plusieurs activations simultanées sur le même site peuvent se révéler complexes. Toutefois, lorsque ces activations sont effectuées sur des processus différents au sein du même site, l'utilisation de la sous-mesure (sans recours obligatoire au service de décompte) comme cela est pratiqué dans de nombreux pays permet de fait de dissocier chaque activation comme s'il s'agissait de sites séparés. -> REstore demande donc à ce que la sous-mesure puisse être généralisée et facilitée au-delà du seul cadre expérimental disponible pour le moment sur les services système Ensuite, REstore souligne que même dans le cas où le processus flexible faisant l'objet de plusieurs activations est le même, la temporalité très différente de certains produits et des points de mesure utilisés (télémesure de points 10 secondes en FCR avec un DMO de 30 secondes , points 10 minutes avec un DMO de 15 minutes à 2 heures à partir de la RR) permettent de fait de distinguer deux activations simultanées aujourd'hui.		Cf rapport d'accompagnement à la saisine

			-> Pour ces situations évidentes et qui vont le demeurer même avec les produits standards, REstore demande un status quo et le maintien de la présence possible de plusieurs opérateurs par site. Enfin, REstore souligne que le besoin de coordination étroite entre le site et les opérateurs de flexibilité est nécessaire pour l'ensemble des situations conduisant à une évolution de la disponibilité des capacités flexibles. Elle n'est pas propre à la présence de plusieurs opérateurs sur le site, mais aussi requise pour assurer une bonne gestion des cas suivants (i) réaction à un signal implicite via le prix de fourniture, de marché, ou le tarif réseau, ou encore (ii) modification du programme de marche de l'outil flexible pour des raisons propres au site (industrielles, commerciales, sécuritaires…) -> la proposition de RTE ne résout pas ces situations, qui illustrent le fait que c'est bien le site qui doit être le coordinateur, qu'un ou plusieurs opérateurs de flexibilité soient présents sur le site.		
Restore	Commentaire	4.2	**Pourquoi il est essentiel de maintenir la présence possible de plusieurs opérateurs par site sur la même période** Sur le marché concerné par la proposition de RTE (FCR, aFRR, mFRR, RR, NEBEF), les compétences technologiques ou commerciales développées par les différents acteurs font que certains opérateurs sont à même de proposer un service de façon compétitive uniquement sur une partie des produits. Par exemple, certains acteurs ont développé une technologie spécifique pour agréger des sites pour la fourniture de réserve automatique, mais ne disposent pas de portefeuilles suffisamment développés pour offrir de bonnes conditions de valorisation au même site en réserve manuelle. -> Dans le cas où le site serait amené à choisir l'un OU l'autre des agrégateurs, une partie de la valeur serait détruite en limitant les possibilités pour les sites de valoriser l'ensemble de leur flexibilité sur les différents produits de marché.		Cf rapport d'accompagnement à la saisine

			Actuellement, certains segments du marché sont davantage développés que d'autres : les acteurs ayant acquis des parts de marché difficilement attaquables (avec des effets de foisonnement importants) en réserve manuelle se trouveront de fait en position avantagée pour la valorisation de réserves automatiques qui ont été ouvertes plus récemment. -> Même avec une offre plus compétitive ou unique sur une réserve, un acteur pourra se trouver dans l'impossibilité d'être sélectionné pour valoriser la flexibilité d'un site s'il n'est pas à même de lui offrir une compétitivité équivalente sur le reste du spectre de produits. Enfin, les contrats signés entre des opérateurs de flexibilité et des sites ont des temporalités qui limiteront de fait la possibilité pour des sites de contracter avec un autre opérateur quand il le souhaite. Ainsi l'opérateur en place sur une réserve disposerait d'un avantage de plusieurs mois ou plusieurs années par rapport à un concurrent pour valoriser la capacité flexible d'un site sur une autre réserve, ce qui, compte-tenu de la concurrence très forte et des marges limitées, conduirait de fait à rendre impossible la mise en concurrence entre plusieurs opérateurs quand bien même le primo contractant disposerait d'une offre moins compétitive.		
Restore	Proposition		**Solution proposée par REstore** REstore considère que à ce stade les éléments présentés par RTE lors de la concertation n'ont pas été suffisamment détaillés et discutés pour aboutir à la proposition aussi structurante de limiter sur l'ensemble des dispositions la présence de plusieurs opérateurs de flexibilité par site. La solution alternative que RTE propose, à savoir la présence d'un interlocuteur contractuel unique en interface avec RTE (soit le site lui-même soit un opérateur de flexibilité), ne permettra pas de maintenir l'accès des plusieurs opérateurs au même site : - si le site se constitue en tant qu'interlocuteur unique, la solution ne peut fonctionner si et seulement si chaque opérateur de flexibilité peut continuer à assurer la responsabilité contractuelle sur la mise à disposition de la capacité (contrats AOE, RR, services système, facturation…)	Maintien du status quo actuel dans l'attente qu'une concertation suffisante puisse être menée et qu'une solution soit proposée.	Cf rapport d 'accompagnement à la saisine

			- si un opérateur de flexibilité se positionne en tant qu'interlocuteur unique auprès de RTE, un autre opérateur sera dans l'obligation de contracter avec un concurrent pour pouvoir valoriser la flexibilité de ce site sur un autre produit. A minima, REstore considère que les modalités des règles pourraient être renforcées s'agissant de l'implication des sites concernés par la présence de plusieurs opérateurs de flexibilité : les accords des sites demandés par RTE lors de chaque contractualisation de capacité flexible par un opérateur pourraient inclure un engagement du site ce que la présence de plusieurs opérateurs soit compatible et n'engage pas plusieurs fois une même capacité. Compte-tenu des enjeux en termes de limitation de la concurrence et de consolidation indue de positions historiques des opérateurs de flexibilité dominants que la position de RTE va entraîner, REstore demande que ce sujet fasse l'objet d'une concertation spécifique aboutie et élargie avant que RTE ne propose une solution à la CRE et qu'elle soit validée : - A ce stade la situation a été présentée par RTE au cours d'un unique groupe de travail, le 20 octobre 2017, sans exemples concrets ou une consultation suffisamment large des parties concernées ; - Les particularités des combinaisons de certains produits et la généralisation de la sous-mesure n'ont pas été analysées, RTE présentant une situation et une solution globale ; - Enfin, comme l'a souligné RTE, ces situations concrètes sont aujourd'hui limitées, avec un retour d'expérience qui ne permet pas de conclure de façon généralisée et définitive quant à l'impossibilité de faire fonctionner le cadre actuel.		
Uniper	Commentaire		Nous sommes favorables à la mise en place d'un point de contact unique.		OK
UNIDEN	Commentaire		L'UNIDEN comprend les besoins de RTE sur les produits très court-terme comme la réserve primaire et le mécanisme d'ajustement d'avoir un interlocuteur unique afin d'éviter des difficultés d'ordre opérationnel ou financier de répartition des flux entre opérateurs		RTE prend note de ce retour

			Néanmoins, l'UNIDEN reste très vigilante sur toutes les modifications qui tendent à enlever une souplesse de contractualisation. En effet, non seulement, il y a un réel intérêt économique et opérationnel à confier la réalisation de différents services (fourniture de blocs, équilibrage, ajustement, mécanisme de capacité, réserves rapides et complémentaires, NEBEF, réserves primaires, etc) aux meilleurs opérateurs qui sont souvent différents sur l'ensemble de la chaîne de valeur, mais aussi il y a un risque réel de limiter les possibilités pour les consommateurs d'offrir leurs capacités de flexibilité au meilleur coût au bénéfice de l'ensemble du système électrique. A la date, nous n'avons pas eu le temps d'évaluer les impacts de cette modification qui touche peu de consommateurs et répond à un besoin très précis et opérationnel de RTE. Si elle devait être adoptée, elle devrait l'être à titre transitoire avant de pouvoir en évaluer les impacts éventuels.		

9.5 Simultanéité MA-NEBEF

Acteur	Type de remarque	n° article	Commentaire(s)	Proposition de rédaction	Réponse de RTE
Direct Energie	Commentaire		Direct Energie n'a pas de remarques particulières sur ce sujet		RTE prend acte.
ENGIE	Commentaire	4.5.2.2.2.5	ENGIE comprend que les méthodes de contrôle du réalisé sont et resteront différentes entre le mécanisme NEBEF et MA compte-tenu des différences inhérentes aux deux produits (l'un est à la main de RTE, l'autre de l'opérateur, l'un impact RTE en cas de défaillance, l'autre l'acteur uniquement, etc…). Cela dit, l'effort de convergence initié par RTE doit être maintenu, en impliquant bien entendu les différents acteurs, et dans l'unique but d'éviter autant que possible les écarts de constitution des périmètres EDE et EDA. La méthode proposée par RTE permet d'autoriser l'activation simultanée MA/NEBEF lorsque l'écart de constitution des périmètres n'excède pas 10% des sites entre les deux périmètres. La méthode proposée a sinon l'avantage d'être calculable et compatible, à première vue, avec la multitude de cas que l'on peut rencontrer. Son défaut tient au fait que l'on déduit de la part MA plus de NEBEF que la réalité (l'entièreté du Programme retenu si la courbe de référence MA n'intègre pas le NEBE – Cas n°2 du document d'accompagnement), et que l'on déduit de la part NEBEF plus de MA que la réalité (soit tout le MA de l'EDA) : cela ressemble donc à une double peine pour l'opérateur de flexibilité.		RTE propose à ENGIE de s'exprimer sur le besoin du cas 10% dans les retours de l'appel à contribution pour la prochaine version des règles.
EDF	Modification	4.5.2.2.2.4.1	Il y a 2 critères (et non 3) pour la méthode par historique de consommation	« ces deux trois critères sont l'erreur absolue et l'erreur sur les dépassements extrêmes ~~et l'erreur de centrage~~ et sont déterminés […] ».	Le passage concerné a été corrigé.
EDF	Modification	4.5.2.2.2.5.1.1	Références dupliquées/erronées		Le passage concerné a été corrigé.

		4.5.2.2.2.5			
EDF	Modification	4.5.2.1.2.1	Ajouter une note pour indiquer que les modalités du dernier alinéa ne s'appliquent pas jusqu'au 1er juillet 2019 au plus tard (en cohérence avec le 4.6.2.1.1.3.)		Cette modalité concerne l'envoi des courbes de charge par le GRD pour le modèle corrigé : au paragraphe 4.6.2.1.1.3, il est précisé que jusqu'au 1er juillet 2019 au plus tard, les modalités du dernier alinéa de l'article 4.5.2.1.2.1 ne s'appliquent pas. La remarque d'EDF ne fait pas l'objet de modifications pour cette consultation, mais ce point pourra être concerté lors des prochaines règles.
EDF	Commentaire	4.5.2.2.2	EDF accueille favorablement la clarification des dates de mise en œuvre des dispositions « MA-NEBEF simultané »		RTE prend acte.
ENGIE	Question	4.5.2.2.2.5.2	Est-ce que le taux de recoupement EDE/EDA de 10% répond à une réalité auprès des Opérateurs de Flexibilité ?		C'est l'objet de la question qui a été posée en GT RE-MA v9 du mardi 13 février. Le besoin sur le cas 10% est également interrogé dans l'appel à contribution pour la prochaine version de règles.
ENGIE	Question	4.5.2.2.2.5	On peut offrir sur le MA et sur le NEBEF mais l'activation simultanée n'est possible qu'à compter de la date A. L'interdiction est côté Acteur ou est-ce RTE qui contrôle sur activation ?		Avant la date A, l'activation simultanée MA-NEBEF n'est pas possible : les volumes réalisés sur le MA et NEBEF simultanément sont comptés à 0 pour les EDA/EDE concernées. RTE contrôle donc l'activation.
Uniper	Commentaire		Ne se prononce pas		RTE prend acte.
Voltalis	Commentaire / Modification	4.5.2.2.5 Chapitre 6 (dans le rapport d'accompagnement)	"Voltalis rappelle que les intersections d'entités ne doivent pas être considérées comme des cas particuliers, à traiter en marge du cadre général des Règles : elles constituent une caractéristique opérationnelle intrinsèque du métier d'agrégateur de flexibilité. Voltalis regrette donc la complexité de l'approche choisie par RTE de raisonner sur des intersections d'entités, qui ne semble pas adaptée à la question, ne traite qu'un cas particulier et va, du fait-même de sa complexité, rendre la disposition proposée inapplicable dans un cadre opérationnel quotidien. Voltalis note, en outre, que la méthode proposée emporte un biais manifeste, assumé par RTE, en déduisant du réalisé NEBEF le réalisé MA des sites de l'ensemble EDA\EDE.	Le traitement à inclure dans les Règles doit viser une mise en œuvre générique et opérationnelle, qui pourrait s'appuyer sur les éléments suivants. 1) Cohérence des méthodes de Contrôle de Réalisé entre les marchés : Voltalis réitère donc sa demande que le RAS soit applicable sur le MA, ce qui permettrait d'une part de rendre homogène les contrôles de réalisé sur le MA et NEBEF, et d'autre part de résoudre de manière générique le problème de comptage de deux offres ou marchés activés	Les méthodes de contrôle du réalisé sont différentes entre le mécanisme NEBEF et MA compte-tenu des différences inhérentes aux deux produits. En effet, il n'est pas possible de contrôler la méthode RAS et ce point est problématique pour le MA. L'application de la même méthode sur le MA et sur NEBEF ne permettrait pas de distinguer les volumes affectés au MA et à NEBEF. RTE rappelle à Voltalis que des travaux sont en cours sur la méthode RAS. Cette remarque ne fait pas l'objet de modification dans cette version des règles.

				simultanément ; en effet, le RAS reposant sur un comptage site par site, il assure un comptage unique du réalisé d'un site donné. Voltalis rappelle, à ce sujet, que RTE n'a jamais fourni d'argument qui justifierait le maintien de son principe de précaution arbitraire. 2) Responsabilité du Réalisé à considérer à la maille de l'agrégateur (AA/OE) : le métier d'agrégateur est précisément de répartir sa production entre ses actifs/entités ; un contrôle à la maille de l'entité n'a pas de sens sur un marché national. 3) Règle précise d'imputation des écarts sur différents marchés activés parallèlement, en tenant compte de l’ordre chronologique d’activation et, en cas d’activation simultanée, en appliquant des règles de priorité, par exemple en pénalisant en priorité le marché le plus critique pour RTE (ex. : MA avant NEBEF).	

9.6 Autres évolutions

Acteur	Type de remarque	n° article	Commentaire(s)	Proposition de rédaction	Réponse de RTE
ADEeF	Ajout	1	Il manque la définition des notions de Prix des écarts négatifs et Prix des écarts positifs, PREN et PREP, qui ne sont plus "définis" dans le § 5.1. Or ces notions sont utilisées pour introduire le prix auquel la recotemp sera valorisée dans la section 2		Nous avons ajouté une précision dans le chapitre 5.1
ADEeF	Forme	1	Il manque la définition du terme "Réserves Automatiques" utilisé au §3	Renvoyer aux Règles Services Système ou reprendre la définition de ces règles.	La définition a été ajoutée
ADEeF	Modification	2.2 et B.5	**Procédure d'évolution des règles** "Aux fins de l'élaboration du projet de révision de la section 1 des Règles, RTE se coordone avec les GRD suceptibles d'être affectés par ce projet et associe les autres GRD et parties prenantes tout au long de l'élaboration de la proposition en tenant compte de leurs avis". A l'avenir, les évolutions des règles MA-RE vont concerner de plus en plus les GRD (en particulier sur les sujets ayant trait à la coordination RTE/GRD). Nul doute que tous les GRD seront concernés par les évolutions, à plus ou moins long term e et selon des degrés divers. Il n'y a donc pas lieu de distinguer ces derniers. En outre, quand bien même certains GRD ne seraient pas concernés à court terme, il semble plus approprié que les organismes de représentation des GRD assure la bonne coordination entre les GRD, sans qu'il y ait lieu de les distinguer au moment de la coordination/concertation avec RTE.	Proposition : "aux fins de l'élaboration du projet de révision de la section 1 des Règles : - sur les sujets qui concernent les GRD, RTE se coordonne avec ces derniers; - RTE associe l'ensemble des parties prenantes tout au long de l'élaboration de la proposition en tenant compte de leurs avis."	RTE modifie le texte selon la nouvelle proposition de l'ADEeF
EDF	Commentaire	2.2 et B.5	**Procédure d'évolution des règles** Conformément au règlement 2017/2195 (Balancing), RTE propose de porter le délai minimum de consultation à un mois. EDF observe que conformément aux articles 5(2) et 10(2) de ce règlement, certaines consultations (notamment celles en lien avec les plateformes européennes d'échange d'énergie d'équilibre, l'allocation de capacité entre zones ou les règlements financiers) devront durer au moins deux mois.		RTE confirme que les propositions concernant les sujets définis aux articles 5(2) et 10(2) du règlement EB, feront l'objet d'une consultation d'une période non inférieure à deux mois.

ENGIE	Forme		Il n'y a aucun schéma dans les règles. Cela apporterait pourtant plus de clarté dans certains cas (ex : positionnement des différentes plages d'ajustement : activation, mise en œuvre, contrôle + notion d'activations successives ou encore graphe d'évolution du PRE en fonction du k)		Les règles MA-RE ne contiennent aucun schéma pour éviter les risques de contradiction existant dès lors que l'on exprime la même chose de deux façons (texte + schéma). En revanche, le rapport d'accompagnement en contient afin de faciliter la compréhension des évolutions et de leur contexte.
ENGIE	Forme		Alléger le texte en utilisant EDE pour Entité d'Effacement		De même que dans les règles NEBEF, les EDA sont écrites en toute lettre « Entité d'Ajustement », les « Entité d'Effacement » sont écrites en toutes lettres dans les règles MA-RE. Cela pourra faire l'objet d'une évolution ultérieure
ENGIE	Forme	3.1	Quelques erreurs de renvois (ex au 3.1.2.1.1 : Après une date Y, le contenu du Programme d'Appel est décrit à l'Article ? -> manque référence à § 3.1.2.1.1.2 ?)		L'erreur de renvoi a été corrigée
ENGIE	Forme	3.1	Quelques erreurs de numérotation (ex : 3.1.2.1.1 est utilisé pour deux chapitres différents)		L'erreur de numérotation (3.1.2.1.1 utilisé deux fois) a été modifiée.
ENGIE	Ajout	1	Définir la notion de Réserves Automatiques		La définition a été ajoutée
EDF	Forme	3	Dans l'en-tête de l'article 3, les expressions « Offres Implicites » et « Réserves Automatiques » apparaissent avec des majuscules sans être définies à l'article 1.	Ajouter les définitions manquantes (article 1) Ou utiliser des expressions déjà définies	La définition Réserves automatiques a été ajoutée La majuscule de « Implicite » est devenue « implicite »
ENGIE	Forme		Définir la notion d'installation (non) marginale		L'article 17 de l'arrêté de raccordement de 2008 définit une installation de production non marginale. De plus, cette définition est dans le rapport d'accompagnement à la consultation des règles MA-RE v8.3
ENGIE	Forme		PMA : à supprimer du glossaire ? (sauf erreur, on ne parle plus que de PME)		RTE souhaite conserver la définition de PMA notamment pour certains indicateurs « Transparence » publiés sur le site de RTE
ENGIE	Forme		Définir la notion d'offres implicites/explicites		Le problème a été corrigé en enlevant les majuscules inopportunes dans le paragraphe 7

ENGIE	Question	4.3.2.2.1	Est-il nécessaire de parler de courbe de référence à ce stade ? (cf. dernier couplet)		Cet alinéa permet de préciser le traitement différent qui est effectué en termes de calcul de volume réalisé et en écart lorsqu'un site de soutirage est rattaché à la fois à une Entité d'Effacement et à une EDA dans le cas où l'acteur d'ajustement soumet une offre d'ajustement sur le MA sur un pas demi-horaire pour lequel l'acteur d'ajustement a, en tant qu'opérateur d'effacement, a transmis à RTE un programme d'effacement déclaré. RTE propose de ne pas modifier les règles.
ENGIE	Forme		Plage de Contrôle d'un Ajustement : nouvelle "plage" définie dans le glossaire mais utilisée uniquement en 4.5.2.2.2.5.1.1 (cas très précis d'activations MA / NEBEF simultanées). C'est un peu troublant car on pourrait s'attendre à ce que cette plage soit la plage de contrôle de tout ajustement MA et ce n'est pas du tout le cas (les contrôles du réalisé restent sur la plage dite "d'activation")		La notion de Plage de Contrôle d'un Ajustement n'apparaît pas seulement aux paragraphes concernant la simultanéité. Notamment au paragraphe 4.5.1 qui traite plus généralement du principe du contrôle du réalisé des Ordres d'Ajustement : « RTE effectue un contrôle du réalisé à la maille de l'EDA pour s'assurer de l'exécution effective de l'ordre d'ajustement sur chaque pas demi-horaire de la Plage de Contrôle dudit ajustement. La mise en œuvre de ce contrôle, détaillée aux Articles 4.5.2 et 4.5.3, dépend des spécificités techniques de l'EDA. » RTE propose de ne pas modifier les règles.
Alpiq	Commentaire		**Seuil de participation au MA** Alpiq soutient une participation illimitée des EDA de moins de 10 MW, notamment pour le bon développement de la filière effacement. Au sein de cette filière, nous pensons que les technologies sont encore en phase d'exploration et le segment de la basse tension non résidentielle n'est pas suffisamment exploité. Notons par ailleurs que la restriction à un nombre limité d'EDA pose la question de l'identification d'une EDA de moins de 10 MW qui est moins évidente pour une EDA de soutirage lorsque les puissances offertes évoluent dans la journée.		Cf §7.3 du rapport d'accompagnement à la saisine

BHC Energy	Commentaire		**Seuil de participation au MA** BHC ENERGY s'est déjà exprimé à plusieurs reprises défavorable au nombre limité des EDA avec une puissance inférieure à 10 MW. Les modifications des règles RE-MA v8.3 concernant ce sujet, en lieu et place de favoriser la liquidité sur les marchés constituent des barrières supplémentaires à l'arrivée de nouveaux entrants et viennent également empêcher l'émergence de nouvelles capacités d'effacement et ce particulièrement dans les processus industriels. La version des règles RE-MA v8.3 prévoit que « pour la journée J concernée, les Offres émanant de cette EDA devront obligatoirement respecter les Conditions d'Utilisation des Offres suivantes : - le DMO des Offres devra être inférieur ou égal à 30 minutes - le DOmin des Offres devra être inférieur ou égal à 60 minutes. » Quant au rapport d'accompagnement à la présente consultation stipule que « les offres proposées avec l'EDA choisie doivent avoir des caractéristiques techniques standardisées compatibles avec une gestion avec les outils du système d'information actuels » L'explication du rapport d'accompagnement n'est donc pas cohérente, car à date les offres standard ne sont pas opérées et toutes les EDA, excepté celles <10MW, peuvent proposer des offres avec un DMO >30min et Do min inférieur à 60 minutes. De plus une fois le projet TERRE entrainant en vigueur, des offres spécifiques existeront en parallèle des offres standard. Les Règles relatives à la Programmation, au Mécanisme d'Ajustement et au dispositif de Responsable d'Equilibre en vigueur au 1er janvier 2018 ne respectent donc pas les principes de non-discrimination et créent une barrière à l'entrée pour les nouveaux entrants de la filière.	BHC ENERGY, demande à RTE de modifier les règles MA-RE en enlevant les conditions d'utilisation des offres spécifiques aux EDA <10 MW. De plus, en attendant la mise en place d'un système d'information chez RTE qui pourrait traiter également les petites EDA, BHC ENERGY propose d'autoriser chaque opérateur à disposer de 5 EDA de moins de 10 MW.	Dans un contexte de profondes transformations des systèmes d'information, il n'apparaît pas possible de mener de front l'ensemble des évolutions requises par la mise en œuvre du règlement européen sur l'équilibrage d'une part, et la mise en place d'évolutions spécifiques pour le traitement automatisé d'offres d'ajustement de faible taille et de caractéristiques hétérogènes sans dégrader significativement la capacité de RTE à gérer la préséance économique.
Direct Energie	Commentaire		**Seuil de participation au MA**		Cf §7.3 du rapport d'accompagnement à la saisine

			S'agissant du seuil de participation au MA, Direct Energie reste favorable à sa diminution : étant donné l'utilisation du MA qui est faite pour apprécier la disponibilité des capacités au travers d'autres mécanismes (mécanisme de capacité, AOE, etc.), il convient de veiller que ce seuil ne constitue pas un frein au développement de nouvelles capacités (notamment effacements).		
EDF	Commentaire	4.3.1.3.5.1	**Seuil de participation au MA** La version 8.3 des règles MA-RE a apporté des modifications sur les modalités d'offre sur des EDA de moins de 10 MW, en ajoutant une condition restrictive sur les caractéristiques DMO et Domin. EDF ne comprend pas ces limitations et rappelle que l'informatisation des ordres d'ajustement était initialement, entre autres raisons, destinée à permettre l'augmentation du nombre d'EDA. RTE a évoqué la cohérence avec les futures plateformes européennes d'équilibrage : EDF observe que le cadre d'implémentation de la réserve de remplacement (RRIF TERRE) en cours de consultation par l'ENTSO-E prévoit des offres minimales de 1 MW. EDF demande donc à RTE de poursuivre les travaux en vue d'étendre la possibilité de formuler des offres de moins de 10 MW.		Cf §7.3 du rapport d'accompagnement à la saisine
ENGIE	Reformulation	4.3.1.3.5.1	**Seuil de participation au MA** Par dérogation au paragraphe précédent, pour une journée J, chaque Acteur d'Ajustement peut choisir maximum deux EDA de son Périmètre d'Ajustement pour proposer des Offres à la hausse dont la Puissance Maximale Offerte est inférieure à 10 MW		C'est effectivement le cas comme indiqué dans le rapport d'accompagnement : pour une journée J, deux EDA peuvent formuler autant d'offres à la hausse que l'acteur d'ajustement le souhaite.
ENGIE	Commentaire	4.3.1.3.5.1	**Seuil de participation au MA** Le fait que le nombre d'offres d'ajustement quotidien de puissance inférieure à 10 MW soit porté à 2 est accueilli favorablement par ENGIE.		Cf §7.3 du rapport d'accompagnement à la saisine Les règles de l'AOE permettent des EDA de moins de 10 MW et de plus de 10 MW moyennant des contraintes compatibles avec celles proposées.

			Leurs conditions techniques, en particulier le DMO de 30 minutes, ne sont par contre étonnement pas en ligne avec celles demandées dans le récent AO Effacement (aucune contrainte sur le DMO « seul », mais DMO + DOmin < 120 mn). Cela se traduit par des offres répondant aux critères AOE mais rejetées par les règles MA-RE. N'est-ce pas une situation qui aurait pu être évitée ? Le fait que ces conditions restrictives aient été découvertes tardivement, hors processus de consultation, n'ont enfin pas permis à ENGIE d'adapter en conséquence son portefeuille 2018. ENGIE souhaiterait rediscuter de ce point en bilatérale pour éviter qu'une telle situation se représente.		
Equinov		4.3.1.3.5.1	**Seuil de participation au MA (1/3)** **La saisine de RTE du 10 Novembre 2017 ne respectait pas les modalités de révision de la Section 1 des Règles RE-MA en vigueur.** L'article 2.2 des Règles relatives à la Programmation, au Mécanisme d'Ajustement et au dispositif de Responsable d'Equilibre en vigueur dispose qu'un projet de révision de la Section 1 des Règles doit être notifié aux membres de la Commission d'Accès au Marché pour une phase de consultation à minima 15 jours ouvrés avant toute saisine de la CRE pour approbation. En contravention à cette règle, alors que le projet de Règles RE-MA V8.3 soumis à consultation des acteurs en septembre 2017 n'évoquait aucune évolution des dispositions de l'article 4.3.1.3.5.1 de la Section 1 en vigueur depuis le 1er janvier 2017, des modifications substantielles de cet article ont été adoptées par RTE dans ses saisines des 27 octobre et 10 Novembre 2017 et approuvées par la CRE sans que celles-ci n'aient été notifiées aux acteurs et soumises à leurs observations. Ainsi, les acteurs de marché n'ont pas eu l'opportunité d'exprimer leurs positions sur les évolutions proposées et ont contesté le résultat validé par la CRE in fine.		Cette remarque ne concerne pas la présente proposition d'évolution des règles mais la saisine du 27 octobre 2017. RTE avait proposé des modifications suites aux retours des acteurs suite à la consultation organisée du 8 au 29 septembre 2017. Par ailleurs RTE a publié sa saisine le 27 octobre 2018.
Equinov		4.3.1.3.5.1	**Seuil de participation au MA (2/3)**		Cf §7.3 du rapport d'accompagnement à la saisine

			Les Règles relatives à la Programmation, au Mécanisme d'Ajustement et au dispositif de Responsable d'Equilibre en vigueur au 1er janvier 2018 créent une barrière à l'entrée pour les nouveaux entrants de la filière de la flexibilité de consommation électrique et nuisent à l'émergence de nouvelles capacités d'effacement. En 2014, dans le cadre du développement de l'effacement électrique en France et de sa participation au Mécanisme d'Ajustement, les opérateurs ont exprimé la nécessité d'être accompagnés dans leur croissance par la mise à disposition d'un régime dérogatoire par RTE consistant à attribuer des entités d'ajustement (EDA) aux petits acteurs dont la capacité maximale est inférieure à 10 MW. En juin 2015, les Règles du Mécanisme d'Ajustement ont entériné la création de cinq entités pouvant formuler des offres dont la puissance était inférieure à 10 MW, en exigeant un délai de prévenance des activations supérieur à 30 minutes. Face au nombre de demandes, les Règles entrant en vigueur six mois plus tard ont doublé le nombre d'entités pouvant bénéficier du régime dérogatoire et ont levé la contrainte relative à la durée minimum du délai de prévenance des activations. Preuve de la nécessité d'une telle disposition pour développer la filière de l'effacement électrique, le nombre d'entités attribuées aux acteurs a atteint le seuil des dix fin 2016. Or depuis, et malgré les demandes répétées des nouveaux acteurs de la filière auprès de RTE pour augmenter le nombre d'entité bénéficiant du régime dérogatoire, RTE se refuse à poursuivre l'augmentation du nombre d'entités bénéficiant de ce régime dérogatoire, pourtant prévue par l'article 4.3.1.3.5.1 1. En septembre 2017, compte tenu des distorsions techniques et économiques des Règles de participation à l'Appel d'Offres de contractualisation de capacités d'Effacement envisagées par RTE avec celles du Mécanisme d'Ajustement et afin de permettre à de nouvelles capacités d'effacement de participer, l'ensemble des acteurs ont exprimé conjointement l'urgence de lever en 2018 la restriction du nombre d'entités pouvant formuler des offres dont la puissance d'ajustement est inférieure à 10 MW.		

			Cette requête unanime des opérateurs, dont la mise en oeuvre est pourtant manifestement indispensable au développement pérenne de la flexibilité de consommation électrique, a été rejetée par RTE, sans qu'aucune justification technique étayée ne soit fournie ou qu'un scénario alternatif permettant de concilier les contraintes techniques de RTE et les besoins des acteurs de marché ne soit proposé. Les Règles relatives à la Programmation, au Mécanisme d'Ajustement et au dispositif de Responsable d'Equilibre en vigueur au 1er janvier 2018 ne respectent pas les principes de non-discrimination et l'ambition partagée de développement de la filière de la flexibilité de consommation électrique		
Equinov		4.3.1.3.5.1	**Seuil de participation au MA (3/3)** **Outre le manque de concertation et la date de publication et d'approbation tardive des Règles du Mécanisme d'Ajustement V8.3, les dispositions de l'article 4.3.1.3.5.1, c'est-à-dire le nombre d'EDA et le délai de prévenance inférieur à 30 min, constituent une distorsion de concurrence entre les opérateurs d'effacement.** En effet, l'article 4.3.1.3.5.1 des Règles en vigueur depuis le 1er janvier 2018 restreint la dérogation au seuil de participation au Mécanisme d'Ajustement de 10 MW à deux entités par acteur et par jour et à deux offres maximum attachées à ces EDA par jour. Il impose également un délai de prévenance des activations inférieur à 30 minutes et une durée minimum d'activation inférieure à 60 min, conditions inadaptées aux nouvelles capacités d'effacement immatures et non requises pour les offres établies sous le régime général.		Cf §7.3 du rapport d'accompagnement à la saisine

			Deux mesures discriminatoires supplémentaires ont également été introduites pour les nouveaux entrants disposant d'une capacité d'effacement inférieure à 10 MW sur le Mécanisme d'Ajustement dans la version en vigueur des règles : l'exclusion de la préséance économique pour contraintes du Système (article 4.4.1.4) et l'impossibilité d'utiliser l'IHM Web de RTE (article 4.3.1.3.4). Cette dernière disposition impose des développements informatiques pour les opérateurs et aurait dû donc légitimement être mise en œuvre avec le préavis suffisant et non pas appliquée brutalement et arbitrairement dès le 1er janvier 2018. L'établissement improvisé de certaines Règles relatives à la Programmation, au Mécanisme d'Ajustement et au dispositif de Responsable d'Equilibre depuis trois ans ne donne pas aux acteurs la visibilité nécessaire à leur activité et ne leur permet pas de respecter leurs engagements contractuels vis-à-vis de RTE et de leurs clients dans le cadre du Mécanisme de Capacité. Ainsi, alors que la mise en œuvre de la plateforme « TERRE » ne cesse d'être reportée, RTE justifie les dispositions discriminatoires dénoncées précédemment par l'anticipation exigée pour les petits acteurs des règles relatives aux offres standards du projet TERRE. Outre la distorsion de concurrence inacceptable que cette mesure créée entre les nouveaux entrants et les acteurs d'ajustement historiques, cet argument est inadapté car les capacités d'effacement concernées, du fait de leur immaturité, feront l'objet d'offres spécifiques. Par ailleurs, l'exigence de délai de prévenance pour les EDA sous le régime dérogatoire, principal enjeu de l'émergence de nouvelles flexibilités de consommation, évolue sans cesse depuis trois ans, de supérieur à 30 minutes en 2015 à inférieur à 30 minutes en 2018, sans qu'aucune cohérence et raison technique le justifiant n'aient été présentées aux acteurs. D'un régime dérogatoire pensé pour accompagner le développement de la filière, les règles dérivent donc vers un système discriminant les petits opérateurs et anéantissant le développement de la filière dans son ensemble.		

Celest	Remarque	4.3.1.1.2	Les caractéristiques génériques des Offres d'Ajustement ne sont pas suffisantes pour offrir toutes la totalité de la puissance non utilisée techniquement disponible au meilleur prix. Les CCCG ont des coûts de production différents en fonction de leur puissance produite.	Ouvrir les discussions sur la possibilité d'offrir différent prix fonction de la puissance activée par l'offre.	Ce n'est pas l'objet de la présente proposition. Nous vous indiquons que les offres standards de RR permettront cette possibilité. Nous rappelons également que la Pmax disponible doit être offerte.
BHC Energy	Commentaire		**Versement fournisseur** BHC ENERGY s'oppose fermement à cette nouvelle disposition. L'opérateur d'effacement porte par défaut les risques financiers ainsi que les coûts de transactions entre RTE et ses clients. Facturer un volume estimé de versement fournisseur, sans verser en contrepartie le volume estimé de l'effacement présumé, revient à faire porter à l'opérateur une responsabilité financière en plus. Nous ne comprenons pas pourquoi l'opérateur d'effacement devrait être assujetti à des paiements sur base d'estimations quand ce problème résulte notamment d'incohérences entre les données échangées entre les GRD et le GRT.		Cf §7.1.3 du rapport d'accompagnement à la saisine
EDF	Modification	4.6.2.1	**Versement fournisseur** Le titre de l'article 4.6.2.1 a disparu	« 4.6.2.1 Modèles fixant les modalités de versement dû par l'acteur d'ajustement »	Correction effectuée
EDF	Modification	4.6.2.3.1.6	**Versement fournisseur** RTE propose que s'il ne dispose pas de la totalité des données nécessaires, alors il « peut » facturer le versement pour les sites au modèle régulé sur la base des volumes estimés puis procéder à une régularisation. Pour éviter toute ambiguïté d'interprétation, il semble utile soit de préciser les conditions dans lesquelles RTE « peut » procéder ainsi, soit de rendre ces modalités systématiques	« RTE *peut Notifier* à l'Acteur d'Ajustement… »	Cf §7.1.3 du rapport d'accompagnement à la saisine
Equinov	Commentaire		**Versement fournisseur**		Cf §7.1.3 du rapport d'accompagnement à la saisine

			Compte tenu d'une part de la suppression de la franchise de garantie bancaire et de la mise en place d'une garantie bancaire de 50 k€ minimum et d'autre part de la responsabilité d'ENEDIS, filiale soeur de RTE, dans l'absence de données de comptage permettant le contrôle du réalisé dans les délais prévus, EQINOV est fermement opposé à la facturation par RTE du versement fournisseur sur la base de volumes estimés. Par ailleurs, EQINOV demande à ce qu'aucune pénalité pour défaillance ne soit facturée à l'opérateur d'effacement ou d'ajustement, dans le cadre des différents mécanismes (NEBEF, MA et AOE), en l'absence des données de comptage de la part des GRD.		
Energy-pool	Commentaire / Proposition	4.6.2.3.1.6	**Versement fournisseur** Nous saluons le fait qu'en cas de données non fournies par les GRD dans les temps, le reversement fournisseur soit calculé sur la base des volumes estimés. Néanmoins cela crée une incohérence entre les volumes utilisés pour le calcul des montants à payer par l'acteur d'ajustement au fournisseur (basé sur un volume estimé) et le calcul de la rémunération que l'acteur d'ajustement reçoit de la part de RTE (basé sur un volume à 0 en cas de non réception des données GRD par RTE)	Préciser dans l'article 4.6.1.1.2 (s'il n'y a pas de meilleur endroit), qu'en cas de non réception des données GRD dans les temps, le volume réalisé VR sera calculé sur la base des volumes estimés	Cf §7.1.3 du rapport d'accompagnement à la saisine
Uniper	Commentaire		**Versement fournisseur** Ne se prononce pas		N/A
ENGIE	Commentaire	Doc. Acc. § 3	**Ecarts en S+1** ENGIE considère qu'afin de pouvoir équilibrer leur portefeuille dans les meilleures conditions, les responsables d'équilibre doivent recevoir des flux de consommation de leur portefeuille de bonne qualité le plus rapidement possible. Aussi nous sommes favorables à l'avancement proposé par RTE du 1er calcul des écarts en S+1 : - Mais sans dégradation notable de sa qualité par rapport au calcul actuel réalisé en S+2, - ou alors avec maintien du calcul actuel en S+2 dont la qualité serait maintenue.		Ce point ne fait pas parti de la présente consultation, cependant un appel à contribution relatif à la publication des écarts en S+1 a été transmis aux différents acteurs le 15/03.

EDF	Commentaire	4.2.2.1.2.3	EDF s'interroge sur l'intérêt de conserver dans les règles les dispositions du 4.2.2.1.2.3, a priori caduques depuis le 1er avril 2017.		Le paragraphe a été supprimé
EDF	Modification	C.20.1	**Régularisation des fortuits sur le réseau amont en cas de mauvaise localisation initiale** EDF remercie RTE de l'ajout de cette phrase faisant suite à une remarque exprimée lors de la consultation sur les règles v8.3, mais craint que cette formulation ne résolve pas complètement les ambigüités de cet article. Pour EDF, la logique de cet article est la suivante : - si en temps réel le défaut réseau n'est pas localisé ou est annoncé par erreur par RTE comme localisé sur le réseau d'évacuation, le responsable d'équilibre prend en charge la perte de production induite dans son périmètre. Ce faisant, il supporte un surcoût qui aurait dû être pris en charge par RTE. - (Il est d'ailleurs important de noter que cette action ne peut pas toujours être individualisée, elle peut être compensée par d'autres évolutions en sens inverse dans le périmètre RE) - lorsque le défaut est finalement identifié comme situé sur le réseau amont, alors RTE régularise la limitation de production via un ajustement rectificatif pour motif « congestion » conformément au §4.4.3.2 et compense le surcoût résiduel supporté par le producteur selon la formule du C.20.1. Comme pour tout ajustement, en application de l'article C.15, la régularisation de l'ajustement conduit intrinsèquement à une correction du bilan RE. Il faut donc éviter une formulation qui laisserait entendre une correction supplémentaire.	Remplacer ~~« De même, l'énergie en Ecart prise en compte dans la formule de l'Energie indemnisée est corrigée de l'ajustement activé par RTE pour compenser l'indisponibilité non programmée du réseau conformément à l'article 4.4.3.2 de la section 1. »~~ Par «L'énergie en Ecart prise en compte dans la formule de l'Energie indemnisée correspond à l'Ecart après l'ajustement rectificatif activé par RTE pour compenser l'indisponibilité non programmée du Réseau Amont, en application de l'article 4.4.3.2 de la section 1. »	La correction a été effectuée.
Uniper	Commentaire		**Rémunération des moyens non offerts** Ne se prononce pas		N/A
Uniper	Commentaire		**Publication des données RPD à la maille nationale**		N/A

			Nous y sommes favorables puisque cela contribue à améliorer la transparence		